ISSN 1857-3924

ACADEMIA DE ŞTIINŢE A MOLDOVEI

INSTITUTUL DE ENERGETICĂ

Analele
Institutului de Energetică

REZULTATELE CERCETĂRILOR ŞI ELABORĂRILOR ÎN PERIOADA 2011-2014

Fascicula 3

Chişinău, 2015

ISSN 1857-3924

CZU 621.311(082)=135.1=111=161.1
1-57

ACADEMIA DE ŞTIINŢE A MOLDOVEI

Institutul de Energetică

Lucrarea este recomandată pentru editare de Consiliul Ştiinţific al Institutului de Energetică al AŞM.

Colegiul de redacţie: Berzan V., Postolati V., Tîrşu M., Şit M., Ermuratschii V., Burciu V., Bîcova E., Comendant I., Zaiţev D., Anisimov V., Postoronca Sv.

Redactor ştiinţific dr. hab. Berzan V.

Analele includ rezultatele cercetărilor efectuate de către Institutul de Energetică al AŞM în cadrul proiectelor de cercetare instituţională, internaţionale, bilaterale şi contracte economice. Sunt abordate problemele de evaluare cantitativă a nivelului securităţii energetice a Republicii Moldova, prognozei balanţei energetice a Republicii Moldova pe termen scurt, metodelor de calcul a parametrilor liniilor electrice, variantelor de aderare la ENTSO-E, utilizării eficiente a energiei şi resurselor energetice, inclusiv a surselor de energie regenerabilă. Sunt elaborate noi metode de calcul numeric şi sunt obţinute soluţii analitice precise pentru un şir de probleme din domeniul fizicii matematice ce se referă la electroenergetică, cu o prezentare succintă a rezultatelor teoretice şi aplicative obţinute. Soluţii inovative de utilizare a surselor de energie regenerabilă, sporire a eficienţei energetice a sistemelor şi instalaţiilor de conversie a energiei electrice, inclusiv a convertoarelor de tip DC/DC, DC/AC. Se prezintă informaţia despre cele mai semnificative şi relevante publicaţii şi elaborări de echipamente şi instalaţii.

Descrierea CIP a Camerei Naţionale a Cărţii

Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei. Analele Institutului de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei „Rezultatele Cercetărilor şi Elaborărilor în perioada 2011-2014” / Acad. de Ştiinţe a Moldovei, Inst. de Energetică; Sub red. Dr. hab. V. Berzan; col. red.: Berzan V., Postolati V., Tîrşu M. [et al.]. – Ch.: Inst. de Energetică, 2015, Ch.:–461p. –
ISSN 1857-3924.

Texte: lb. rom., engl., rusă. – 100 ex.

PREFAŢĂ

Lipsa resurselor energetice proprii are o mare influenţă asupra siguranţei de funcţionare a sistemului energetic şi securităţii energetice. În aceste condiţii creşte considerabil rolul **strategiei de dezvoltare a energeticii, asigurării cu resurse energetice,** precum şi evidenţierea **factorilor de risc şi a pericolelor de ordin intern şi extern pentru securitatea energetică** a ţării. **Eficientizarea funcţionării complexului energetic constituie** o problemă actuală pentru economie şi sfera socială.

Importul masiv a resurselor energetice primare, inclusiv a energiei electrice şi a combustibilului lichid şi solid din ţările exportatoare constituie o particularitate, care se va păstra şi în perioada următoare.

O problemă primordială pentru energetică este **accesul liber la resursele energetice şi formarea pieţei energiei**, asigurarea schimbului de energie cu sistemele energetice ale României şi Ucrainei, utilizarea raţională a potenţialului energetic a resurselor primare de energie (prin co-generare, diminuarea pierderilor de energie la etapele de producere, transport, distribuţie şi consum) şi utilizarea resurselor regenerabile de energie. Acoperirea consumului de energie trebuie să fie raportat şi acordat la necesităţile societăţii.

Asigurarea cu energie astăzi se tratează nu numai ca accesul şi posibilitatea procurării resurselor energetice tradiţionale, dar şi ca utilizarea eficientă şi raţională a tuturor resurselor energetice disponibile, atât la faza de producere a energiei, cât şi la faza de consum şi utilizare. Soluţionarea acestor probleme este posibilă pe baza implementării tehnologiilor moderne şi a echipamentului performant.

Problemele sus numite au un caracter complex, includ mai multe aspecte, inclusiv aspectul planificării de perspectivă a dezvoltării, a asigurării cu energie, menţinerii stării tehnice la nivelul cerinţelor normative ale echipamentului, evaluarea direcţiilor de evoluţie a indicilor de funcţionare şi de securitate energetică sub influenţa diferitor factori, precum şi îndeplinirea prevederilor documentelor a cărui parte semnatară este Republica Moldova.

Cercetările au fost organizate în cadrul Direcţiei strategice ***"Eficientizarea complexului energetic şi asigurarea securităţii energetice, inclusiv prin folosirea resurselor renovabile"***.

Ca obiective specifice ale activităţii în această perioadă ale Institutului de Energetică, ca organizaţie din sfera ştiinţei şi inovării, s-au formulat:

- Elaborarea şi argumentarea concepţiei de întărire a legăturilor cu sistemele energetice a ţărilor vecine.
- Determinarea variantelor rezonabile de dezvoltare a legăturilor intersistemice şi intrasistemice cu evaluarea eficienţei utilizării componentelor inovative pentru reţelele de tipul „Smart grid", liniilor de tip LEDA, compacte şi echipamentelor de tip FACTS-controller.
- Elaborare soluţii de diminuare a impactului nefavorabil asupra reţelelor electrice a surselor de energie regenerabilă.
- Estimarea impactului ameninţărilor externe şi interne asupra securităţii energetice a ţării şi elaborare recomandări de diminuare a riscurilor provocate de aceste ameninţări.
- Determinarea scenariilor posibile de dezvoltare a sistemului energetic republican (centrale electrice, inclusiv cogenerare şi generare distribuită, linii electrice de transport, variante de interconexiuni etc.).
- Elaborarea bazei de date caracteristice sistemului electroenergetic.
- Elaborare soluţii tehnice de realizare constructivă a mijloacelor de dirijare cu fluxurile de putere activă şi reactivă în reţelele electrice şi sporirea calităţii energiei electrice. Elaborarea metode, mostre de laborator bazate pe soluţii inovative de conversie şi utilizare a surselor

ISSN 1857-3924

regenerabile de energie (SRE) pentru diverşi consumatori din ţară cu testarea experimentală a funcţionalităţii lor.

- Identificarea măsurilor şi echipamentelor privind majorarea eficienţei energetice în ramurile de bază ale economiei RM (avicultură, creşterea producţiei în sere, producerea lactatelor, uscarea fructelor, legumelor, ierburilor, etc.).

Programe de cercetare pentru perioada 2011-2014.

În corespundere cu direcţia strategică şi Acordul AŞM cu Guvernul Republicii Moldova (direcţia strategică 6), şi profilul de acreditare al Institutului pentru perioada aa.2011-2014 **„Inginerie şi tehnologii energetice întru eficientizarea complexului energetic**" planul de cercetare ştiinţifică al Institutului de Energetică al AŞM pe perioada aa.2011-2014 s-a structurat în două proiecte instituţionale:

Cercetări fundamentale:*Proiectul* 11.817.06.01F. **„Modele, metode de calcul şi analiză întru promovarea dezvoltării durabile a complexului energetic şi sporirii securităţii energetice".** *Conducător al proiectului V. Berzan, d.h.ş.t.*".

Cercetări aplicative: Proiectul 11.817.06.02A. **„Elaborare mijloace, soluţii tehnice şi tehnologice de eficientizare a utilizării resurselor energetic tradiţionale şi regenerabile întru sporirea funcţionării fiabile a complexului energetic autohton".** *Conducătorul proiectului Tîrşu Mihai, dr. în tehnică.*

S-au efectuat lucrări în cadrul Programului Uniunii Europene FP7, STCU, proiectelor bilaterale Moldova –Ucraina, proiectelor naţionale câştigate prin concurs, contractelor cu agenţii economici din ţară, precum şi îndeplinirea poruncilor organelor de vârf privind participarea la elaborarea proiectelor de strategii, programe şi acte legislative în domeniul energeticii, inclusiv a Strategiei Energetice a Republicii Moldova până în 2030, proiectului prognozei balanţei energetice a ţării pe termen scurt, în Strategie Sectorială de Cheltuieli în domeniul energetic etc.

Rezultate ştiinţifice: elaborarea şi dezvoltarea metodelor de calcul şi analiză a tendinţelor evoluţiei securităţii energetice a ţării; estimarea cantitativă a schimbării nivelului securităţii energetice, recomandări a măsurilor, implementarea cărora asigură îmbunătăţirea securităţii energetice, recomandări privind reglarea fluxurilor de putere în sistemul energetic naţional şi utilizarea sistemelor de automatică, soluţii privind dezvoltarea reţelelor de înaltă tensiune, soluţii de realizare a echipamentelor de transformare a energiei electrice şi a resurselor energetice primare, variante de efectuare a interconexiunii sistemului electroenergetic naţional la ENTSO-E, de promovare a surselor regenerabile, soluţii noi de utilizare eficientă a energiei surselor regenerabile, soluţii inovative de conversie a energiei şi sporirii eficienţei energetice - convertoare de tip DC/DC şi DC/AC.

V. Berzan, dr. hab.

ISSN 1857-3924

CUPRINS

Cercetări teoretice şi aplicative realizate de către Institutul de Energetică al AŞM în perioada 2011-2014/ *Berzan V., Tîrşu M., Postolati V., Bîcova E., Burciu V., Anisimov V., Zaiţev D.*	**6**
Problemele analizei securităţii energetice/*Bîcova E., Grodeţchii M., Cinic M., Kirillova T.*	**62**
Prognoza balanţei energetice a Republicii Moldova pe termen scurt (2015-2016)/ *Bîcova E., Berzan V., Kirillova T., Moraru L., Postoronca Sv.*	**92**
Teoria şi calculul câmpurilor electromagnetice in medii cu multiple legături/ *Patsiuk V., Berzan V., Ribacova G., Anisimov V.*	**170**
Metode de calcul al reactanţei inductive pentru secvenţele directe, indirecte şi homopolare a liniei electrice dirijate cu autocompensare (LEDA) cu dublu circuit/ *Postolati V.M.*	**213**
Modelarea dispozitivelor de tip transformator trifazat cu miez din trei coloane pentru calcule inginereşti a modurilor asimetrice pentru diferite scheme de conexiune a bobinelor/*Boşneaga V.A., Suslov V.M.*	**258**
Analiza variantelor dezvoltării sistemului energetic al Moldovei în contextul integrării la ENTSO-E, luând în considerare dispoziţiile Strategiei Energetice până în 2030/*Zaiţev D., Kalinin L., Tirşu M., Golub I., Uzun M., Moraru L..*	**293**
Identificarea soluţiilor de acoperire a cererii de energie electrică a R. Moldova care ar cuprinde surse alternative şi de import / *Comendant I.*	**318**
Analiza indicatorilor costului de producere a energiei electrice şi termice de către SA "Chişinău-CET-1", în comparare cu alte surse din sistemul energetic a Republicii Moldova/ *Postolati V.M., Bicova E.V., Miron V.S., Guţu V.V., Moiseev F.E..*	**348**
Modalităţi de utilizare a pompelor de căldură în economia naţională a Republicii Moldova/*Şit M., Burciu V., Andronati N., Ioişer A., Robu S., Timcenco D., Şit B..*	**378**
Sere solare şi solare-combustibile energetic eficiente/ *Ermuratsky V.V, Burciu V.I, Ermuratskaya G.V, Gritsay M.A., Nanii O.E, Lokshin V.G.*	**405**
Acţionări electrice cu şase-fazate asimetrice pentru transport bazate pe patru invertoare cu modulare sincronă vectoriala/*V. Olesciuk, V. Ermuratschii*	**424**
Soluţii tehnice de realizare a convertoarelor specializate de energie/*Ermurachi Iu., Berzan V., Ermurachi Iu. Iu.*	**339**

ISSN 1857-3924

CERCETĂRI TEORETICE ŞI APLICATIVE REALIZATE DE CĂTRE ISTITUTUL DE ENERGETICĂ AL AŞM ÎN PERIOADA 2011-2014

Berzan V., Tîrşu M., Postolati V., Bîcova E., Burciu V., Anisimov V., Zaiţev D.
Institutul de Energetică al AŞM

Rezumat. Sunt prezentate rezultatele cercetărilor efectuate de către Institutul de Energetică al AŞM în cadrul proiectelor instituţionale, naţionale, de colaborării internaţionale şi contractelor economice. Sunt prezentate publicaţiile de bază (monografii, manuale, materiale didactice) şi informaţia despre elaborările de echipamente şi instalaţii în perioada aa. 2011-2014.

Теоретические и прикладные исследования выполненные Институтом энергетики АНМ в 2011-2014 гг.

Берзан В., Тыршу М., Постолатий В., Быкова Е., Бурчиу В, Анисимов В., Зайцев Д.
Институт энергетики АНМ

Аннотация. Представлены результаты исследований Института Энергетики АНМ выполненные в 2011-2014 гг. в рамках институциональных проектов, национальных, международных проектов и хоздоговорных работ. Представлена информация об основных публикациях за этот период (монографии, учебники, пособия), а также сведения о разработанных образцах аппаратов, установок и оборудования.

Theoretical and applied research made by the Institute of Power Engineering of the ASM in 2011-2014

Berzan V., Tîrşu M., Postolati V., Bicova E., Burciu V., Anisimov V., Zaiţev D.
Institute of Power Engineering of the ASM

Abstract. The results of research made by Institute of Power Engineering of ASM during the period of 2011-2014 in the frame of institutional projects, national programs, international cooperation and economic agreements are presented. The information about the main publications for this period (monographs, textbooks, teaching materials) and information on the developed samples of device equipment and installations are given.

1. INTRODUCERE

Cercetările s-au efectuat în cadrul a două proiecte instituţionale „**11.817.06.01F. Modele, metode de calcul şi analiză întru promovarea dezvoltării durabile a complexului energetic şi sporirii securităţii energetice**” (conducător ştiinţific, dr.hab. V. Berzan) şi „**11.817.06.02A. Elaborare mijloace, soluţii tehnice şi tehnologice de eficientizare a utilizării resurselor energetic tradiţionale şi regenerabile întru sporirea funcţionării fiabile a complexului energetic autohton**” (conducător ştiinţific dr. M. Tîrşu) aliniate la direcţia strategică „***Direcţia 16.06. Eficientizarea complexului energetic şi asigurarea securităţii energetice, inclusiv prin folosirea resurselor renovabile***”. S-au efectuat lucrări în cadrul Programului Uniunii Europene FP6, STCU, proiectelor bilaterale Moldova – Ucraina, proiectelor naţionale câştigate prin concurs, contractelor cu agenţii economici din ţară, precum şi îndeplinirea poruncilor organelor de vârf privind participarea la elaborarea proiectelor de strategii, programe şi acte legislative în domeniul energeticii.

2. CERCETĂRI TEORETICE

Proiectul **11.817.06.01F. Modele, metode de calcul şi analiză întru promovarea dezvoltării durabile a complexului energetic şi sporirii securităţii energetice**” (conducător ştiinţific, dr.hab. V.Berzan). *Conducătorul proiectului dr.hab. Vladimir Berzan. Termen de executare: 2011-2014.*

Obiectivul general: Contribuţii în soluţionarea problemei sporirii securităţii energetice a ţării cercetarea eficienţei soluţiilor de dezvoltare a interconexiunilor şi reţelelor electrice interne cu elemente de tip „Smart grid”; elaborarea de noi metode de calcul a parametrilor şi analiză prin

ISSN 1857-3924

simulări în baza modelelor matematice a proceselor în componentele sistemului energetic.

***Obiective specifice ale proiectului**:*

- *Elaborarea şi argumentarea concepţiei de întărire a legăturilor cu sistemele energetice a ţărilor vecine.*
- *Determinarea variantelor rezonabile de dezvoltare a legăturilor intersistemice şi intrasistemice cu evaluarea eficienţei utilizării componentelor inovative pentru reţelele de tipul „Smart grid", liniilor de tip LEDA, compacte şi a echipamentelor de tip FACTS-controller.*
- *Elaborare soluţii de diminuare a impactului nefavorabil asupra reţelelor electrice a surselor de energie regenerabilă.*
- *Estimarea impactului ameninţărilor externe şi interne asupra securităţii energetice a ţării şi elaborare recomandări de diminuarea a riscurilor provocate de aceste ameninţări.*

Executanţii:

Laboratorul linii electrice dirijate
Laboratorul modelarea şi diagnoza echipamentului energetic

2.1.Anul 2011

Obiectivele specifice pentru anul 2006 (cercetare fundamentală):

- Elaborarea schemelor echivalente de calcul a reţelelor de tensiune înaltă a sistemului electroenergetic republican.
- Procesarea informaţiei statistice din sectorul energetic, din unele ramuri ale economiei şi informaţia cu caracter ecologic.
- Elaborarea şi propunerea schemelor echivalente a sistemului energetic cu prezentare grafică a reţelelor magistrale de tensiune înaltă, inclusiv şi liniile de legătură cu sistemele energetice ale ţărilor vecine.
- Elaborarea concepţiei privind dezvoltarea legăturilor intrasistemice şi intersistemice a sistemului electroenergetic bazată pe asimilarea tehnologiilor energetice inovative privind transportul şi distribuţia energiei electrice (în contextul reţelelor inteligente).

Rezultatele ştiinţifice obţinute în 2011 (fundamentale):

- S-a efectuat analiza stării sistemului energetic al Moldovei cu elaborarea schemei echivalente de calcul a reţelelor de tensiune înaltă, care ţine cont de noile proprietăţi ale liniilor electrice dirijate cu autocompensare (tip LEDA). S-au determinat parametrii echivalenţi ai circuitelor reţelelor ce includ aceste noi linii, precum şi parametrii echipamentelor de tip FACTS-controller. Introducerea în schemele echivalente existente de noi linii şi echipamente conduce la o schimbare calitativă a proprietăţilor sistemului electroenergetic privind capacităţile de reglare forţată a fluxurilor de putere cu sporirea capacităţii de transmisie a reţelelor. Schemele echivalente şi modelele matematice utilizate pentru calculele regimurilor ţin cont de realizarea constructivă şi particularităţile liniilor de tip LEDA, care sunt compatibile cu soft-ul RASTR WIN.

  S-au elaborat schemele echivalente pentru calcularea regimului sistemului electroenergetic al Moldovei la funcţionarea în paralel cu sistemele electroenergetice ale ţărilor vecine: Ucraina şi România. Schemele de calcul au la bază modelele elementelor sistemului electroenergetic - liniile electrice, transformatoarele şi instalaţiile de reglare a unghiului de fază, precum şi a surselor de generare în sistemul electroenergetic şi ale sarcinilor de calcul. Calculele sunt executate în baza schemelor echivalente elaborate pentru cazuri concrete privind regimul de

ISSN 1857-3924

funcţionare. Schema de calcul a regimului include noi linii electrice cu tensiunea 110kV şi 330kV cu capacitate sporită de transmisie a energiei electrice. S-a argumentat posibilitatea de utilizare la dezvoltarea conexiunilor interne şi externe ale sistemului energetic naţional a liniilor electrice dirijate cu autocompensare (tip LEDA). Rezultatele investigaţiilor privind elaborarea schemelor echivalente sunt prezentate în formă de tabele şi în formă grafică, care elucidează toate legăturile şi parametrii reţelelor electrice utilizate la efectuarea calculelor.
S-au examinat următoarele variante de dezvoltare ale conexiunilor: Bălţi - Suceava, Bălţi-Străşeni - Chişinău, Bălţi - Novodnestrovsk (CHE cu acumulare), Rîbniţa – Bălţi; Chişinău-Vulcăneşti cu conexiunea la LEA 400 kV Vulcăneşti-Isaccea.
Schemele echivalente elaborate permit efectuarea calculelor regimurilor pentru diferite variante de dezvoltare a sistemului energetic al Republicii Moldova şi argumentarea rezonabilităţii diferitor variante, reieşind din criteriul tehnologic de asigurare a regimurilor necesare în sistem.
În baza soft-ului elaborat de Institutul de Energetică al AŞM au fost executate un set de calcule cu scopul obţinerii valorilor parametrilor liniilor de tip LEDA cu un circuit şi mai multe circuite. Calculele au confirmat că , în comparare cu liniile de construcţie tradiţională, liniile de tip LEDA şi construcţie compactă au un potenţial de transmisie mai ridicat. Capacitatea acestei linii depăşeşte de 1,3-1,5 ori puterea nominală a liniilor de construcţie tradiţională. Liniile compacte şi de tip LEDA au zona de înstrăinare, determinată de limitarea intensităţii câmpului electric cu 30-35% mai mică ca cea stabilită de actele normative. Totodată sunt strict respectate cerinţele tehnice prescrise pentru liniile electrice. S-a determinat, că la îndeplinirea condiţiei egalităţii intensităţii câmpului electric pe suprafaţa exterioară a conductoarelor indiferent de numărul de conductoare în fază, în fascicol sau a numărului de circuite (cu un circuit, cu două circuite şi cu multe circuite) constituie condiţia necesară şi satisfăcătoare de comparare corectă a capacităţilor de transmisie a liniilor. Selectarea variantei rezonabile de realizare constructivă este determinată de cerinţele concrete ale sistemului electroenergetic.
În premieră s-a efectuat analiza experienţei autohtone şi internaţionale privind utilizarea conceptului „Smart grid”. S-a constat în ce măsură soluţiile tehnice elaborate în Institutul de Energetică privind dezvoltarea reţelelor electrice se conformează cu conceptul „Smart grid”. S-a argumentat, că liniile de tipul LEDA dotate cu instalaţii cu reglarea unghiului decalajului de fază şi cu alte instalaţii de tipul FACTS - controller corespund cerinţelor şi definiţiilor reţelelor de tip „Smart grid”.
Eficienţa utilizării instalaţiilor de reglare a decalajului de fază şi a liniilor de tip LEDA s-a verificat pentru diferite sisteme energetice din afara ţării şi din ţară. Astfel, s-a stabilit, că pentru fiecare valoare a decalajului de fază egală cu un grad electric în reţelele cu tensiunea 220kV şi cu o valoare mai mare a tensiunii se asigură posibilitatea de reglare a fluxului de putere în valoarea de 10-30 MW/grad.
În baza rezultatelor calculelor s-a elaborat schema grafică a sistemului electroenergetic a Republicii Moldova, care elucidează toate legăturile existente în sistem şi a surselor de generare. Această schemă este o schemă de bază la examinarea diferitor variante de dezvoltare a sistemului energetic. Schema şi datele primare prezentate sunt compatibile cu soft-ul RASTR WIN.

- Procesele în echipamentele ce formează sistemul electroenergetic sunt descrise de ecuaţii integro-diferenţiale (generatoare, transformatoare, baterii de condensatoare, bobine de reactanţă, izolatoare etc.). Liniile electrice sunt descrise de ecuaţiile telegrafiştilor în derivate parţiale. La baza descrierii componentelor pasive şi active sunt propuse circuitele de tipul RLC, ceea ce permite descrierea multitudinii de elemente cu combinaţii de circuite de tipul RLC, inclusiv a transformatoarelor. În acest mod se poate face generalizarea descrierii diferitor tipuri

ISSN 1857-3924

de elemente caracteristice pentru topologia sistemelor electroenergetic şi utilizarea unei metode simple de întocmire a modelor matematice pentru diferite tipuri de echipamente energetice.

S-a elaborat soft-ul de calcul a parametrilor fazelor formate din multe conductoare şi circuite pentru liniile cu tensiunea 110, 220 şi 330kV. Softul este realizat în mediul Excel. S-a elaborat interfaţa soft-ului, ceea ce permite accesibilitatea de a lucra cu acest soft a inginerilor. S-a extins numărul de parametri ce pot fi calculaţi cu ajutorul acestui soft, inclusiv a repartiţiei spaţiale a intensităţii câmpului electric în deschizătura liniei cu multe conductoare şi circuite. Aceasta permite obţinerea informaţiei credibile pentru optimizarea construcţiei fazelor formate din fascicole de conductoare şi a liniilor de tip LEDA. În total au fost elaborate patru softuri pentru calcularea parametrilor liniilor cu tensiunea 110, 220 şi 330kV, inclusiv şi pentru cazul liniei cu două şi trei circuite montate pe un singur pilon.

S-a formulat problema calculului potenţialului şi intensităţii câmpului electrostatic a liniei electrice, ţinând cont de influenţa pilonului şi izolatoarelor de fixare a conductoarelor. S-au formulat şi argumentat condiţiile marginale de limită pentru cazul pilonului de tipul Γ, care are potenţialul pământului. Paralelipipedul în care este amplasat pilonul are laturile $2L_x$, L_y, L_z şi se sprijină pe suprafaţa solului. La hotare se consideră cunoscute valorile potenţialului, iar derivata în direcţia normală la suprafaţă are valoarea zero. La hotarele de delimitare saltul potenţialului şi a vectorului pe normală au valorile: $\text{zero}[u] = 0$ şi $[(\vec{D}, \vec{n})] = 0$. S-a elaborat softul de calcul cu determinarea în spaţiul 3D a repartiţiei câmpului electric cu determinarea valorilor capacităţii lineică influenţată de pilonul LEA. Rezultatele calculului numeric s-au comparat cu valoarea capacităţii determinate analitic pentru conductorul amplasat liber în aer la aceiaşi înălţime deasupra solului. Diferenţa numerică a valorii capacităţii lineică nu depăşeşte 5% pentru porţiunea aflată la distanţa de ½ a deschizăturii liniei şi aceasta valoare mai ridicată este condiţionată de influenţa pilonului şi distorsiunea câmpului electric din deschizătură.

S-a elaborat metoda şi softul de calcul a repartiţiei câmpului electric într-un mediu neomogen, unde neomogenitatea este condiţionată de realizarea constructivă a liniei şi elementele de fixare a conductoarelor. Metoda are la bază ecuaţiile Maxwell cu formularea condiţiilor marginale de limită, ţinând cont de neomogenitatea şi geometria spaţială a liniei.

Problema se rezolvă cu metoda volumelor finite şi procedura de rezolvare constă în următoarele:

1) în spaţiul cu forma de paralelipiped se construieşte o grilă spaţială;

2) în baza acestei grile se execută triangulaţia spaţiului, deci spaţiul tridimensional se divizează în spaţii mici cu geometria în formă de tetraedre (piramide) şi vârfurile piramidelor coincid cu nodurile plasei spaţiale;

3) în calitate de soluţie de aproximare se examinează funcţia cu porţiuni liniare $u_h(x, y, z)$, care trebuie să fie continuă în domeniu definit şi liniară pe fiecare tetraedru; soluţia $u_h(x, y, z)$ se prezintă de combinaţia liniară a funcţiilor de bază $u_h(x, y, z) = \sum_{i=1}^{n_1} u_i \varphi_i(x, y, z)$

4) ecuaţia Laplace se integrează după celula lui Voronoi cu aplicarea teoremei de divergenţă;

5) se obţine un sistem de ecuaţii algebrice liniare pentru care valorile potenţialului în nodurile plasei sunt mărimile necunoscute;

6) în baza soluţiilor obţinute se calculează intensitatea câmpului electric $\vec{E} = -\text{grad}\, u$ şi capacitatea lineică $C = q/(u_1 - u_2)$ a conductorului.

Algoritmul descris a fost realizat în formă de soft în mediul MATLAB şi executat un set de calcule a parametrilor câmpului şi a capacităţii lineică a fazei. Capacitatea lineică sub influenţa pilonului şi izolatorului creşterea în proporţie de (5-17)% în dependenţă de distanţa de la pilon.

ISSN 1857-3924

Algoritmul şi metoda de calcul este robustă şi pentru fascicole de conductoare care formează faza liniei.

- S-a elaborat un soft original pentru modelarea proceselor în sistemele de conversie de tip cascadă alimentate de la surse de energie regenerabilă - staţii fotovoltaice. Particularitatea specifică a softului constă în posibilitatea de a lua în considerare perturbaţiile tensiunilor şi curenţilor de intrare a convertoarelor. Modelul include operatori speciali funcţionali ai căror structură este funcţia parametrilor de curent şi tensiune. S-a executat analiza sistemelor de dirijare bazate pe conceptul de modulare sincrono - vectorială pentru schemele cu convertoare cu două nivele, s-a determinat diapazonul raţional de reglare a tensiunii în funcţie de intensitatea radiaţiei solare, care influenţează asupra puterii staţiei fotovoltaice.
  În baza modelului elaborat s-a efectuat analiza devierilor valorilor coeficientului de distorsiune a tensiunii de fază a sistemului format din convertoare cu două nivele (a tensiunii de ieşire). S-a stabilit, că în spectrele tensiunii de fază lipsesc armonicile pare şi subarmonicile pentru orice condiţii de funcţionare a staţiei fotovoltaice determinate de intensitatea locală a radiaţiei solare. De asemenea s-a stabilit, că sistemele fotovoltaice dotate cu convertoare cu modulaţie sincrono-vectorială cu pauza cu durata de 60 grade electrice de conductivitate a cheilor electronice asigură o valoare mai redusă a coeficientului de distorsiune în comparare cu varianta cu durata de 30 grade electrice a conductivităţii cheilor electronice.
  În funcţie de diapazonul de variere a valorii tensiunii de intrare în timp algoritmul propus de dirijare asigură o diminuare a coeficientului de distorsiune a tensiunii fazei de la 5% până la 20%. Analiza parametrică a regimurilor de funcţionare în baza algoritmilor propuşi a confirmat performanţa soluţiei tehnice propuse de realizare a sistemului de comandă în cazul utilizării schemei de tip cascadă.
  Poluarea reţelelor de alimentare este în prezent produsă de instalaţii de conversie a energiei electrice, inclusiv şi de echipamentul de racordare a surselor regenerabile de energie la aceste reţele. Reieşind din această situaţie s-au elaborat şi analizat algoritmi de modulare sincrono-vectorială pentru convertoarele de tip cascadă pe baza a două invertoare cu trei nivele a tensiunii de ieşire. S-a stabilit, că realizarea strategiilor de dirijare sincrono-modulate în aceste structuri asigură excluderea armonicilor pare şi a subarmonicilor din spectrul tensiunilor de fază. Analiza spectrală a tensiunii de fază a confirmat, că algoritmul direct de modulare sincrono - vectorială asigură cea mai mică valoare a coeficientului de distorsiune. S-a stabilit, că este posibil de micşorat valoarea coeficientului de distorsiune în acest caz cu (15-40)% în comparare cu algoritmii utilizaţi în prezent (algoritmul de modulare vectorială clasică) şi de diminuat gradul de poluare a reţelelor de alimentare de armonicile superioare şi de subarmonici generate de echipamentele electronicii de putere utilizate pentru asigurarea funcţionării în paralel a surselor regenerabile de energie cu reţeaua electrică.
  S-au analizat unele particularităţi ale regimului de funcţionare a instalaţiilor eoliene. Sursele regenerabile, inclusiv cele eoliene, sunt caracterizate de o instabilitate aleatorie a regimului de generare şi aceasta condiţionează dificultăţi la funcţionarea lor în paralel cu reţeaua electrică. Instalaţiile eoliene au un grad ridicat de pulsare a puterii, devieri a frecvenţei şi tensiunii în timp. Din aceste considerente se utilizează în practică conectarea lor la reţele prin instalaţii de conversie a energiei electrice, care pot asigura indicii necesari de calitate. Asigurarea indicilor de calitate se poate face prin utilizarea schemelor mai complexe de conexiune a invertoarelor, de exemplu de tip cascadă, şi utilizarea unor algoritmi speciali de dirijare. S-a stabilit, că pentru schemele cu mai multe invertoare sunt robuste întru asigurarea unor indici de calitate mai ridicaţi a tensiunii de ieşire schemele de modulare după lăţimea impulsului.

ISSN 1857-3924

- S-a achiziţionat şi procesat informaţia statistică din surse oficiale privind indicatorii ce caracterizează complexul combustibilo-energetic pentru perioada anilor 2009-2010 şi parţial a anului 2011. Informaţia a fost plasată în baza de date a modelului de calcul a indicatorilor nivelului securităţii energetice. În baza de date s-a inclus un nou modul informaţional ce se referă la securitatea ecologică. Informaţia achiziţionată este necesară pentru prognoza nivelului securităţii energetice pentru termen scurt (până în anul 2012-2013). S-au analizat indicatorii economici ca: intensitatea energetică a PIB-ului, componenta ce caracterizează cota energiei electrice în PIB, investiţiile în energetică, nivelul de datorii a sectorului energetic. S-a analizat sistemul de indicatori ecologici utilizaţi în Uniunea Europeană şi în baza acestor analize s-a armonizat sistemul de indicatori ai modelului matematic de prognozare a nivelului securităţii energetice elaborat de către Institutul de Energetică al AŞM. În baza noii informaţii, în premieră, s-a calculat nivelul securităţii economice a ţării pentru anul 2009 cu scopul verificării corectitudinii robusteţii modelului matematic de prognoză. Investigaţia cantitativă indică, că securitatea economică se caracterizează ca stare de criză instabilă.

  S-a perfectat complexul de calcul a valorilor indicatorilor ce caracterizează securitatea energetică. Modulul de calcul a fost completat cu componentele ”SCENARIU”,” PROGNOZA-KOMODXT_ 2011”, SECURITATEA ECOLOGICĂ” şi varianta bazei de date detaliate a energeticii în mediul **Access.** Baza include informaţia din perioada 1990-2010. Această bază de date este destinată pentru efectuarea analizelor operative şi curente la pregătirea documentelor ce se referă la situaţia în energetică.

  În baza circuitelor reale din sistemele electroenergetice ce funcţionează în diferite regiuni, inclusiv şi pe teritoriul Republicii Moldova, s-a evidenţiat esenţa fizică a proceselor de reglare a fluxurilor de putere în reţelele electrice. Compararea rezultatelor obţinute în baza modelelor matematice şi regimurilor din reţelele reale confirmă bună coincidenţă, ceea şi ce este confirmarea robusteţii modelelor elaborate şi utilizate pentru cercetarea regimurilor staţionare şi nestaţionare.

  S-a constat, că conceptul realizat ca model de calcul în Republica Moldova este mai detaliat, include nu numai indicatorii ce caracterizează sectorul combustibililor, dar şi sectoarele electroenergetic, termoenergetic, precum şi indicatorii ce caracterizează securitatea economică şi ecologică. În modelul utilizat în Belarusi aceşti indicatori nu sunt utilizaţi. S-au comparat modelele matematice utilizate pentru estimarea nivelului securităţii energetice utilizate în Moldova şi Belarusi.

  Modelul elaborat şi utilizat la analiza şi prognoza indicatorilor nivelului securităţii energetice este mai complet, mai flexibil şi are o sensibilitate mai ridicată privind fluctuaţiile factorilor de influenţă atât cei ce se referă la sectorul combustibil, cât şi acelora ce caracterizează alte ramuri şi subsectoare ale economiei şi mediului.

  S-a efectuat sistematizarea pericolelor externe şi interne pentru funcţionarea sectorului energetic ce provin din partea economiei, gestionării complexului energetic, componentelor complexului energetic: asigurarea cu resurse energetice, sectorul electroenergetic şi sectorul termoenergetic. Sunt luate în considerare tendinţele de pe piaţa resurselor energetice şi a energiei electrice.

  S-au obţinut noi relaţii matematice ce descriu legăturile mutuale pentru grupa cheie a indicatorilor ce se utilizează pentru caracterizarea securităţii energetice. Aceste relaţii stabilesc co-raporturile funcţionale dintre intensitatea electrică a PIB-ului, producerea energiei electrice şi termice, consumului de gaze naturale şi de combustibil şi a tarifelor.

  Costurile achitărilor pentru energie electrică au ponderea de cca. 50% din costul achitărilor totale pentru energie (electrică, termică şi gaze naturale) şi urmare a acestui fapt este necesar de acordat o deosebită atenţie a transparenţei la aprobarea acestui tarif.

ISSN 1857-3924

Această sistematizare s-a realizat în premieră. Tratarea în aşa mod a problemei permite prognozarea includerii unor noi indicatori ce vor fi necesari pentru sporirea preciziei prognozei evoluţiei nivelului securităţii energetice.

S-au obţinut ecuaţii noi pentru modelul matematic de prognoză a indicatorilor ce întrunesc grupurile de indicatori-cheie securitatea energetică şi economică. S-au elaborat noi componente informatice: ***Scenarii, Pronostic, Securitatea ecologică, Baza de date în Access, KOMODXT_2011*** ce permit realizarea scenariilor privind evoluţia securităţii energetice sub influenţa diferitor factori externi şi interni, ceea ce la moment este o noutate pe plan naţional şi internaţional. S-au examinat 13 scenarii de asigurare cu energie cu estimarea nivelului securităţii energetice. Astfel stingerea CET-1 conduce de sporirea pericolului pentru securitatea energetică cu 18%, a CET- 2 cu 100% , iar sporirea capacităţii CET-1 cu 40%, îmbunătăţeşte indicii securităţii energetice cu 20%, iar dublarea capacităţii CET-2 poate asigura normalizarea situaţiei în sectorul electroenergetic. Aceste rezultate se recomandă pentru formularea strategiei de ameliorare a situaţiei în sectorul energetic.

Propuneri şi recomandări pentru utilizare (aspecte aplicative)

- S-a efectuat analiza stării sistemului energetic al Moldovei şi s-au formulat cerinţele pentru dezvoltarea lor de perspectivă în baza tehnologiilor moderne de transportare a energiei electrice, de dirijare cu regimurile luând în considerare principiile de bază ale sistemelor de tip Smart Grid. Au fost elaborate scheme de substituire şi s-au determinat parametrii elementelor reţelei pentru formarea variantelor de dezvoltare a sistemului energetic cu includerea liniilor noi interne şi externe cu tensiunea de 220, 330, 400kV, utilizarea instalaţiilor de reglare ca FACTS, care includ mijloace de reglare a fazei. Liniile de transport a energiei electrice dirijate oferă o capacitate de trafic sporită de 1,3-1,5 ori şi dirijare cu parametrii regimurilor la schimbarea puterii transmise după valoare şi semn. Efectul de reglare la utilizarea regulatoarelor decalajului de fază constă în creşterea puterii transmise cu 10-30 MW pentru un grad electric de la reglarea decalajului de fază. Soluţiile elaborate de IE AŞM privind sporirea eficienţei la transportul energiei electrice corespund conceptului reţelelor de tipul Smart Grid. Rezultatele obţinute prezintă interes în selectarea variantelor dezvoltării de perspectivă pe termen lung a sistemului energetic al Moldovei.

2.2.Anul 2012

Obiectivele specifice *(cercetare fundamentală):*

- *Cercetarea regimurilor tranzitorii electromecanice în sistemul electroenergetic Moldova-Ucraina întru depistarea punctelor slabe şi elaborarea recomandărilor de fortificare a stabilităţii de funcţionare a sistemului electroenergetic unificat.*
- *Dezvoltarea modelelor şi metodelor de calcul a nivelului securităţii energetice.*
- *Cercetarea caracterului repartiţiei câmpului electric pentru deschizăturile diferitor tipuri de linii (tradiţionale, compacte, LEDA) cu un circuit şi două circuite cu metoda volumelor finite întru elaborarea recomandărilor de sporire a gradului de uniformitate a câmpului electric la optimizarea realizării lor constructive.*
- *Cercetarea influenţei schemei de conectare a înfăşurărilor statorice a generatorului asincron şi condensatoarelor de excitaţie asupra tensiunii şi puterii de ieşire a generatorului cu trei faze.*
- *Cercetarea regimurilor de funcţionare a sistemelor complexe de conversie a energiei electrice în baza convertoarelor electronicii de putere cu topologie diversă a schemei de alimentare de la mai multe surse de energie de tipul pile de combustie, cu scopul îmbunătăţirii calităţii energiei la bornele de ieşire a convertoarelor.*

ISSN 1857-3924

Rezultatele ştiinţifice obţinute în 2012 (fundamentale):

- S-a elaborat schema echivalentă a interconexiunilor sistemului electroenergetic naţional cu sistemul energetic al Ucrainei. La elaborarea schemei echivalente de calcul s-a ţinut cont de modificările structurale ale reţelelor electrice de tensiune înaltă din sistemul elecroenergetic al Ucrainei din ultimii 2 ani (2010-2012): punerea în exploatare a LEA 330 kV CHE Dnestrovsk- Bar şi la sudul regiunii a LEA 330 kV Adjalâk-Usatovo.

- S-au pregătit date iniţiale ce se referă la structura şi parametrii liniilor electrice ale sistemului, parametrii generatoarelor de la centralele electrice din Republica Moldova şi a centralelor electrice din Ucraina amplasate în apropiere de Moldova; s-au formulat condiţiile de limită pentru asigurarea funcţionării sigure a sistemului unificat care se cercetează; s-a elaborat algoritmul funcţionării sistemelor de dirijare şi protecţie în regimurile de avarie în sistem. Pentru soluţionarea problemei s-a adaptat soft-ul RASTR cu calcularea preliminară a parametrilor regimului staţionar în sistem cu asigurarea condiţiilor de convergenţă a procesului de calcul a regimului staţionar. Informaţia obţinută despre regim s-a transformat în format textual cu introducerea în soft-urile MUSTANG şi NIIPT.

- S-au simulat regimuri de avarie de tip scurtcircuit în diferite puncte ale reţelei electrice cu scopul determinării capacităţilor de stabilitate a sistemului unificat Republica Moldova – Ucraina. În calitate de criteriu la estimarea stabilităţii sistemului s-a utilizat capacitatea lui de păstrare a regimului sincron de funcţionare în regimul de avarie şi în regimul de postavarie la excluderea influenţei factorului de perturbaţie (scurtcircuit, salturi ale sarcinii în sistem, deconectarea porţiunilor de linii supraîncărcate, stingerea unor centrale electrice sau micşorarea semnificativă a capacităţii de generare).

- S-a stabilit, că pentru schema existentă a liniilor electrice din sistemul electroenergetic al Republicii Moldova şi diminuarea capacităţii de generare proprie cel mai periculos se prezintă scurtcircuitul în zona mun. Bălţi pe LEA 330 kV, precum şi în LEA 330 kV Usatovo - Adjalâk din sistemul electroenergetic al Ucrainei. Urmare a acestui regim apare mersul asincron în sistemul unificat cu deconectarea automată a interconexiunilor cu Ucraina, deconectarea de la sistem a CET-1, CET-2, CET-Nord, CERSM şi CHE Costeşti şi consumatorii din republică totalmente rămân fără energie electrică (căderea sistemului electroenergetic naţional).

- S-a estimat valoarea necesară de sporire a capacităţilor proprii de generare la nivel de 500-600 MW cu implementarea cogenerării, ceea ce va conduce la micşorarea pierderilor de putere în sistemul electroenergetic Moldova-Ucraina cu 21-24 MW, iar în sistemul naţional cu 3-3,5 MW putere, iar cogenerarea chiar la centralele existente din ţară poate contribui esenţial la micşorarea consumului de resurse energetice primare, cca 100 mii t.c.c. pe an (*Informaţia a fost transmisă Ministerului Economiei al RM*)

- S-au formulat următoarele recomandări întru excluderea căderii sistemului electroenergetic: a) este necesar de construit al doilea circuit LEA 330 kV pe porţiunea Chişinău-Străşeni-Bălţi-CHE Dnestrovsk; b) sporirea capacităţilor proprii de generare până la nivelul de balansare a consumului propriu; c) problema asigurării stabilităţii funcţionării sistemului naţional este complexă şi necesită multiple eforturi consolidate pentru soluţionarea ei.

- S-a selectat şi analizat informaţia cu aspecte ecologice cu includerea în model a modulului indicatorilor securităţii ecologice. S-a efectuat analiza subsectorului de încălzire decentralizată în zona rurală şi urbană. S-au propus trei noi indicatori pentru acest segment al încălzirii cu

ISSN 1857-3924

determinarea valorilor lor de limită. În rezultatul analizei s-a stabilit, că valorile indicatorilor selectaţi pentru acest subsegment indică la starea de criză pentru el. Astfel, cota populaţiei ce este proprietară a 65% de spaţiu locativ are asigurarea cu căldură de 6 ori mai mică în comparare cu populaţia ce este alimentată cu căldură de la sistemele centralizate de încălzire. Luarea în considerare a acestui subsegment a elucidat faptul, că valoarea criteriului generalizat a nivelului securităţii energetice se înrăutăţeşte cu 0,2 unităţi. Se recomandă în calitate de măsuri de îmbunătăţire a securităţii energetice să fie dezvoltată cogenerarea distribuită.

- Scopul lucrării constă în elaborarea modelului de calcul şi executarea calculelor repartiţiei câmpului electric în deschizătura LEA 500 kV cu trei faze, inclusiv, formate din mai multe conductoare. Pentru aceasta s-a aplicat metoda numerică de calcul - metoda volumelor finite. S-a elaborat algoritmul de construire a grilei de calcul cu diferite valori a paşilor de discretizare în spaţiul tridimensional, ţinând cont de geometria elementelor constructive ale LEA 500kV. Numărul de noduri a grilei de calcul – 206811 cu includerea în acest spaţiu a 1200242 tetraedre. Calculele repartiţiei potenţialului $u(x,y,z)$ câmpului electric s-au executat pentru paralelipipedul $P=\{(x,y,z): x\in[-L_x,L_x], y\in[0,L_y], z\in[0,L_z]\}$ cu dimensiunile laturilor $L_x = L_y = L_z = 400$ м pentru conductoarele de tipul 3AC 400/51, r_0=1,13 cm, distanţa liniară dintre conductoare în fascicol 40 cm, raza fascicolului de conductoare 17,3 cm. Raza echivalentă a fascicolului de conductoare a fazei este de 10,05 cm. În rezultat s-au determinat valorile capacităţilor lineică a LEA 500 kV la diferită distanţă de la stâlp. S-a constatat, că influenţa stâlpului se evidenţiază în această linie doar până la distanţele de 15-16 metri de la stâlp. Metoda şi rezultatele calculelor se recomandă de utilizat la optimizarea construcţiei liniilor electrice de tensiune înaltă.

- În baza maşinii asincrone standard 2АИ 80 В4ПАУ3 s-a elaborat şi confecţionat o variantă a generatorului asincron cu excitaţie capacitivă cu trei faze. Avantajul generatorului constă în faptul, că înfăşurările statorului sunt conectate după schema autotransformatorului şi ca urmare a acestei soluţii s-a ridicat valoarea coeficientului de utilizare a gabaritului maşinii la utilizare în calitate de generator, de la 70-75 % până la cca. 90% din puterea nominală a maşinii în regim de motor electric. Testările experimentale au confirmat valorile indicatorilor obţinute prin calcul. Acest generator se recomandă pentru utilizare în instalaţii autonome de producere a energiei electrice, inclusiv, şi eoliene.

- S-a elaborat un soft original pentru modelarea regimurilor de funcţionare a sistemelor de convertizoare de tip cascadă alimentate de la surse specifice de energie - pile de combustie. Particularitatea specifică a soft-ului constă în posibilitatea de a lua în considerare perturbaţiile tensiunilor de intrare a convertoarelor. S-a propus schema modulaţiei sincrone pentru acţionările electrice reglate pentru transport, care poate asigura sporirea fiabilităţii lor de funcţionare ca urmare a excluderii componentei homopolare in tensiunea aplicată la motoarele electrice. Algoritmii realizaţi în baza conceptului propus permit excluderea din spectrul tensiunii a armonicilor pare şi a subarmonicilor, ceea ce are ca urmare micşorarea pierderilor directe de energie în motoarele electrice.

- S-a demonstrat, că efectul de îmbunătăţire a calităţii energiei este posibil şi în schemele de alimentare dublă a motoarelor cu înfăşurările cu circuitul deschis, alimentate concomitent de la două invertoare cu modulaţie sincrono-vectorială. În rezultat, valoarea coeficientului de distorsiune a tensiunilor de fază în aceste scheme se poate esenţial micşora, cca. la nivel de

ISSN 1857-3924

15%, în comparare cu cazul utilizării soluţiilor standard de dirijare a convertoarelor, ceea ce are un impact benefic asupra diminuării pierderilor în sistemele de conversie a energiei.

Propuneri şi recomandări pentru utilizare (aspecte aplicative)

- Se consideră necesar de monitorizat eventualele modificări a topologiei sistemului electroenergetic a ţării şi a sistemului electroenergetic a Ucrainei cu modificarea şi completarea schemelor echivalente utilizate la calcularea regimurilor staţionare şi dinamice, de exemplu regimurilor de avarie de tip scurtcircuit în diferite puncte ale reţelei electrice cu estimarea riscurilor de cădere a sistemului naţional. Întru excluderea căderii sistemului electroenergetic: a) este necesar de construit al doilea circuit LEA 330 kV pe porţiunea Chişinău-Străşeni-Bălţi-CHE Dnestrovsk; b) sporirea capacităţilor proprii de generare până la nivelul de balansare a consumului propriu.

- S-a determinat, că sporirea capacităţilor proprii de cogenerare la nivel de 500-600 MW poate asigura micşorarea pierderilor de putere în sistemul electroenergetic Moldova-Ucraina cu 21-24 MW, iar în sistemul naţional cu 3-3,5 MW putere. Cogenerarea la centralele existente poate contribui la micşorarea cca. cu 100 mii t.c.c. pe an a consumului de resurse energetice primare în ţară.

- S-a completat modelul de analiză a securităţii energetice cu trei noi indicatori din sectorul încălzirii; s-au propus trei noi indicatori pentru acest segment al încălzirii cu determinarea valorilor lor de limită. Luarea în considerare a acestor factori diminuează nivelul securităţii energetice cu 0,2 unităţi relative. S-a stabilit, că cota populaţiei ce este proprietară a 65% de spaţiu locativ are asigurarea cu căldură de 6 ori mai mică în comparare cu populaţia asigurată cu căldură de sistemele centralizate de încălzire .

- S-a stabilit că influenţa stâlpului LEA 500 kV asupra parametrilor linei are zona de extindere de cca. 15-16 m.

- S-a demonstrat, că efectul de îmbunătăţire a calităţii energiei este posibil şi în schemele de alimentare dublă a motoarelor cu înfăşurările cu circuitul deschis, alimentate concomitent de la două invertoare cu modulaţie sincrono-vectorială. Valoarea coeficientului de distorsiune a tensiunilor de fază în aceste scheme se poate esenţial micşora, cca. la nivel de 15%.

2.3.Anul 2013

Obiectivele specifice *(cercetare fundamentală):*

- *Cercetarea particularităţilor factorilor ce influenţează asupra stabilităţii de funcţionare a sistemului electroenergetic (devieri dinamice) şi a nivelului securităţii energetice pentru structuri similare reţelelor de tip „Smart grid”*
- *Determinarea criteriilor pentru subsistemele de automatică întru asigurarea fiabilităţii de funcţionare în regimurile static şi dinamic a sistemului electroenergetic*
- *Elaborare noi abordări în gestionarea energeticii din punct de vedere a asigurării investiţiilor în sector, în baza promovării lor optimale în sector ca urmare a analizei unor scenarii de dezvoltare a ramurii.*
- *Elaborarea modelului matematic şi a softului de calcul a câmpului electric al LEA cu estimarea cantitativă şi calitativă a influenţiei elementelor LEA asupra parametrilor liniei.*

ISSN 1857-3924

- *Argumentarea de noi soluţii de realizare a echipamentelor electroenergetice cu eficienţă energetică ridicată destinate pentru distribuţia energiei electrice.*
- *Elaborare algoritmi de dirijare cu sistemele de comandă bazate pe principiul modulaţiei vectoriale întru îmbunătăţirea calităţii energiei convertoarelor de putere în schema cu multe invertoare.*

Rezultatele ştiinţifice obţinute în 2013 (fundamentale):

- S-a determinat impactul diferitor sisteme de automatică a sistemului energetic asupra stabilităţii statice şi dinamice: stabilitatea statică este determinată de 7 sisteme funcţionale din cele existente, iar cea dinamică de întregul subansamblu de sisteme de automatică. S-a constatat, că pentru topologia existentă a reţelelor şi amplasarea centralelor electrice în republică, aceste sisteme asigură stabilitatea statică şi dinamică la sarcinile curente. Construcţia circuitului al doilea al LEA 330 kV Străşeni-Bălţi-CHE Dnetrovsk şi posibilitatea de sporire a capacităţii de generare a CERSM asigură stabilitatea statică şi dinamică a sistemului electroenergetic al ţării. S-a propus un echivalent energetic pentru compararea performanţelor scenariilor de dezvoltare a sistemului energetic orientat spre sporirea securităţii energetice. Echivalentul energetic pentru a reveni la nivelul normal al securităţii energetice este echivalent costului investiţiilor de punere în funcţiune a puterii de generare către anul 2020 la nivel de 600-700 MW, dar aceste investiţii trebuie să aibă un caracter complex.

- S-au studiat subsistemele de automatică utilizate în prezent în sistemul electroenergetic al Republicii Moldova. S-a analizat impactul diferitor tipuri de subsisteme de automatică asupra stabilităţii statice şi dinamice în funcţie de caracterul proceselor ce derulează în sistemul electroenergetic. S-a luat în considerare asigurarea regimurilor normale de funcţionare, precum şi asigurarea nivelului necesar al stabilităţii statice şi dinamice. S-au examinat variante pentru LEA de tip obişnuit şi cu proprietăţi caracteristice LEA de tip „smart grid" (LEDA). În baza acestor analize s-au formulat criteriile (cerinţe tehnice) către subsistemele de automatică. S-a determinat, că: subsistemele de automatică (total 12 subsisteme) au impact diferit asupra nivelului stabilităţii statice şi dinamice în dependenţă de starea stemului. S-au formulat criterii către subsistemele de automatică pentru regimul staţionar:
  - menţinerea în limitele prescrise a parametrilor de calitate a energiei electrice şi termice;
  - menţinerea valorii tensiunii în nodurile sistemului electroenergetic;
  - menţinerea frecvenţii curentului alternativ;
  - asigurarea nivelului admisibil al coeficientului de distorsiune a curentului şi tensiunii la sursele de generare şi în nodurile sistemului electroenergetic;
  - s-au formulat cerinţe către nivelul de poluare a sistemului din partea consumatorilor pentru cazul reţelelor de tip „smart grid".

- S-a propus clasificarea perturbaţiilor în sistemul electroenergetic în funcţie de caracteristicile proceselor tranzitorii – total 4 grupe. Funcţiile subsistemelor de automatică au o extindere ce depăşeşte hotarul republicii la funcţionarea în paralel cu sistemul energetic al Ucrainei. Sistemul static este influenţat cel mai puternic de 7 subsisteme de automatică, iar stabilitatea dinamică este asigurată practic numai la implicarea tuturor subsistemelor de automatică. În modelul matematic au fost incluse sistemele de reglare a excitaţiei, precum şi pragurile de timp privind deconectarea pentru cazul regimurilor de scurtcircuit în sistem. Acest timp pentru SC în LEA 110-330 kV s-a luat egal cu 0,15 s. Analiza regimurilor tranzitorii pentru sarcinile curente şi structura existentă a sistemului electroenergetic a confirmat capacitatea subsistemelor exploatate de automatică să îndeplinească funcţiile de protecţie. S-a determinat condiţia critică în baza analizei parametrice a derulării proceselor în sistem, care conduce la deconectarea

ISSN 1857-3924

automată a sistemelor electroenergetic al Moldovei şi Ucrainei. Pentru a atinge această stare, durata mersului asincron în sistem trebuie să depăşească 4,5 s .

- S-a executat monitorizarea evoluţiei valorilor indicatorilor utilizaţi pentru caracterizarea nivelului securităţii energetice a ţării pentru perioada 2011-2012 din surse oficiale. S-a executat procesarea informaţiei statistice cu completarea bazei de date pe acest domeniu. S-a elaborat o nouă abordare privind analiza şi formarea bazei de date a energeticii, reieşind din noua formulare a problemei - optimizarea investiţiilor în ramură după criteriul sporirii nivelului securităţii energetice. S-a executat analiza impactului investiţiilor în diferite ramuri ale economiei asupra indicatorului generalizat, utilizat pentru estimarea nivelului securităţii energetice a ţării. Analiza a avut ca punct de sprijin indicatorii din Planul de Acţiuni a Strategiei energetice 2006-2020. S-a estimat şi determinat impactul măsurilor asupra evoluţiei indicatorilor din componenţa diferitor blocuri ale modelului de calcul şi a nivelului investiţiilor specifice ce conduc la schimbarea cu o unitate a valorii generalizate a indicatorului securităţii energetice pentru blocurile respective, şi a indicatorului generalizat pentru toate blocurile. Ca rezultat, s-au depistat măsurile, ce au cea mai mare influenţă asupra evoluţiei indicatorului (indicatorilor blocurilor modelului) securităţii energetice: sporirea capacităţii proprie de generare, preponderent de cogenerare; modernizarea construcţiei liniilor electrice 110 şi 330kV; dezvoltarea sistemelor de încălzire centralizată în oraşe; extinderea utilizării surselor regenerabile de energie. S-a propus un nou criteriu de estimare integrală exprimat în bani pentru a îmbunătăţi indicatorul integral al securităţii energetice cu o unitate. S-a determinat valoarea energetică a îmbunătăţirii indicatorului securităţii energetice cu o unitate egală cu 200 MW privind sporirea capacităţii proprii de generare. Atingerea indicatorului privind diminuarea consumului de resurse energetice cu 9% către anul 2020 şi îmbunătăţirea securităţii energetice (trecerea în zona normală după nivelul securităţii energetice) necesită investiţii, care din punct de vedere energetic sunt echivalente cu costul punerii în funcţiune a 600-700 MW capacitate proprie de generare. S-a demonstrat, că acest efect se poate atinge numai în cazul utilizării unei proceduri complexe de repartizare a investiţiilor după criteriul obţinerii rezultatului maximal.

- S-a elaborat modelul matematic al LEA de înaltă tensiune (LEA500 kV), soft-ului de calcul numeric al repartiţiei câmpului în deschizătura liniei, ţinând cont de influenţa elementelor constructive: stâlp, traversă, izolatoare şi tronsoanele de protective contra loviturilor de trăsnet. S-a elaborat soft-ul de calcul numeric al repartiţiei câmpului electric în LEA 500 kV de construcţie tradiţională cu un singur circuit, ţinând cont de sistemul de protecţie contra loviturilor de trăsnet, s-a propus o variantă a procedurii de organizare a calculului prin divizarea în două zone separate cu racordarea soluţiilor obţinute şi depăşirea dificultăţii dimensionării geometrice a reţelei de calcul a câmpului electric cu metoda volumelor finite. În baza procedurii elaborate s-a construit triangularea pentru domeniule cu configuraţie de cerc şi pătrat cu realizarea soft-ul automatizat de construire a triangulării şi ajustarea lui. Soft-ul ajustat s-a utilizat pentru construirea reţelei în deschizătura LEA de înaltă tensiune. În baza calculelor numerice a câmpului s-au determinat valorile parametrilor lineică a LEA500 kV.

- S-a elaborat soluţia tehnică de transformare a parametrilor energiei electrice la frecvenţă înaltă, care poate fi competitivă cu echipamentul existent de distribuţie a energiei electrice şi de racordare la reţea a surselor de generare, de exemplu, fotovoltaice de mică putere. S-au depus 2 cereri de eliberare a brevetelor de invenţie cu obţinerea unei hotărâri de eliberare a brevetului. S-a elaborat modelul matematic în mediul PROTEUS al unei variante de realizare constructivă a echipamentului cu simularea regimurilor de funcţionare, care au confirmat posibilitatea de

ISSN 1857-3924

confecţionare a acestei instalaţii. Avantaje: simplificarea constricţiei convertorului de energie şi combinarea funcţiilor bobinei de reactanţă şi a transformatorului de putere într-un singur element electromagnetic cu diminuarea pierderile de energie în transformator şi bobina de reactanţă a instalaţiei cca. cu 15% în comparare cu prototipul; asigurarea valorii mai ridicate a factorului de putere a instalaţiei, ca rezultat contribuţia la diminuarea pierderilor de energie şi în reţeaua electrică de distribuţie.

- S-au propus algoritmi de modulaţie sincronă-vectorială a semnalelor de comandă de dirijare a acţionărilor electrice cu şase faze ce includ 4 invertoare de tensiune ce funcţionează racordat. S-a demonstrat: 1)în sistemele de conversie a energiei electrice cu şase faze a acţionărilor electrice cu patru invertoare standarde de tensiune, utilizarea algoritmilor de modulaţie sincrono-vectorială asigura simetria tensiunilor de ieşire pentru orişice raporturi (inclusiv şi neîntregi) dintre frecvenţa de comutaţie şi a frecvenţei semnalului de ieşire a sistemului de convertoare, precum şi pentru diferite raporturi ale amplitudinilor tensiunilor a patru surse de alimentare de curent continuu; s-a propus modificarea algoritmilor de dirijare în cazul alimentării invertoarelor de la grupuri de surse separate de energie, precum şi s-a argumentat posibilitatea micşorării numărului de surse separate de alimentare a sistemului de acţionări electrice cu şase faze format din 4 invertoare până la 1-3 surse de alimentare. S-a stabilit: că în sistemele de dirijare a acţionărilor electrice cu 4 invertoare este posibil de diminuat valoarea coeficientului de distorsiune a tensiunii de fază cu 60-95% în comparare cu sistemele ce includ 2 invertoare la utilizarea soluţiilor propuse, iar la utilizarea modulaţiei discrete-diminuarea valorii coeficientului de distorsiune a tensiunii de ieşire - până la 15% în comparare cu sistemele bazate pe algoritmi de modulare continua.

Anul 2014

Obiectivele specifice pentru anul 2014 *(cercetare fundamentală):*

- *Elaborarea, adaptarea, perfecţionarea schemelor echivalente şi modelelor matematice, algoritmilor şi procedeelor de calcul a regimurilor şi proceselor în sistemul electroenergetic.*
- *Propunere soluţii de dezvoltare a structurii bazei de date a modelului de calcul a nivelului securităţii energetice a ţării.*
- *Elaborarea algoritmilor şi soluţiilor de dirijare cu echipamentele de conversie a energiei electrice cu structură complexă.*
- *Elaborarea soluţii noi de realizare a convertoarelor de energie compatibile cu reţelele electrice de distribuţie.*

Rezultatele ştiinţifice obţinute în 2014 (fundamentale):

- S-a elaborat modelul matematic al reţelelor electrice ce includ linii cu tensiunea 0,4-110 kV, care permit racordarea la barele de joasă tensiune (0,4-10 kV) a surselor de generare distribuită, inclusiv, a instalaţiilor eoliene cu puterea sumară de 32 MW. Schema de calcul include suplimentar 400 noduri de sarcină, precum şi linii electrice cu capacitate de transport sporită de tip LEDA 110 kV. S-a modelat regimul reţelelor cu linii LEDA 110 kV la punerea în funcţiune a 5 centralele de generare distribuită (Soroca, Comrat, Taraclia), cu estimarea gradului de acoperire propriu din zonă şi cota de putere injectată în sistemul naţional şi diminuare a pierderilor de putere în reţele. Prin aceasta a devenit posibil de cercetat regimurile în microreţelele cu proprietăţi „smart grid" cu diverse surse de generare distribuită, care în prezent sunt invizibile pentru operatorul naţional de sistem. S-a cercetat prin simulări matematice impactul utilizării fazorilor în LEA 330 kV CERSM-Chişinău în intervalul ∓ 45 grade electrice,

ISSN 1857-3924

asigurând reglarea puterii fluxului de putere de la 100 MW până la 800 MW. S-au modelat regimurile de funcţionare ale interconexiunilor cu România la reglarea regimului cu instalaţii FACTS controller de tip transformator. S-a demonstrat, că această soluţie tehnică poate fi o alternativă mai ieftenă în comparare cu instalaţiile back-to-back.

- S-a elaborat metoda de calcul a regimului în reţeaua electrică cu N sarcini şi M surse de generare distribuită, care permite de a calcula toată gama regimurilor staţionare, inclusiv şi cele nesimetrie şi de avarie fără a modifica algoritmul de calcul.

- Pentru realizarea liniilor electrice cu două circuite în baza tehnologiei LEDA s-a elaborat metoda de calcul a parametrilor echivalenţi lineică pentru aceste linii în funcţie de valorile curenţilor din fazele circuitului şi unghiului de fază. Cu utilizarea metodei volumelor finite s-a determinat repartiţia câmpului electromagnetic al liniei trifazate de curent alternativ, ţinând cont de variaţie temporală a tensiunilor fazelor determinată de frecvenţa curentului alternativ. S-au determinat valorile capacităţilor şi inductivităţilor lineică a liniei cu trei faze pentru diferite configuraţii de suspendare a conductoarelor şi schimbarea timpului cu pasul $(1-2)10^{-3}s$ S-au obţinut valorile numerice ale parametrilor lineică care indică la diferenţe evidente în funcţie de realizarea constructivă a LEA. S-a depus o cerere de brevet privind conceptul de funcţionare asincronă a sistemelor electroenergetice cu parametri diferiţi de menţinere a frecvenţei.

- S-a elaborat structura unui nou modul a bazei de date cu completarea informaţiei statistice oficiale (2012 şi 2013). S-au propus noi indicatori pentru sectorul SER ca element al structurii de tipul „smart grid". S-a propus dezvoltarea conceptului modelului de calcul a securităţii energetice întru analiza influenţei componentelor cu proprietăţi „smart grid" asupra nivelului securităţii energetice a ţării. S-au analizat consumurile de energie electrică şi termică în sectorul agrar cu depistarea inexactităţi metodei contabilizare a resurselor energetice de către organele de statistică. S-a verificat în baza datelor statistice oficiale (a.2012) nivelul securităţii energetice care a confirmat tendinţa de înrăutăţire a securităţii energetice de la indicatorul 4,40 la valoarea 4,54, deci o evoluţie de 0,14 unităţi relative ce depăşeşte valoarea prognozată anterior cu 0,01 unităţi. Cauza constă în căderea producerii proprii de energie electrică şi termică la CET-ri şi la centralele termice, precum şi creşterea cotei combustibilului utilizat prin arderea directă în sectorul rezidenţial. S-a efectuat analiza financiară a întreprinderilor sectorului energetic, care a depistat o repartiţie neechilibrată a veniturilor între întreprinderi. Cele mai mici venituri le au întreprinderile ce produc energie. În premieră s-a elaborat balanţa energetică pe termen scurt (perioada 2015-2016) în corespundere cu practicile utilizate în UE, care a fost transmisă Ministerului Economiei al RM. S-a depus o cerere de brevet privind asigurarea securităţii populaţiei.

- Pentru invertoarele de tensiune a sistemelor de acţionări electrice s-a demonstrat:
  - În sistemul dublu trifazat de conversie a energiei electrice pentru acţionările electrice format din invertoare cu structura standard, alimentate de la schemă cu nulul, utilizarea algoritmilor de modulare sincronă asigură simetria tensiunilor de fază a invertoarelor pentru raporturile aleatoare a frecvenţelor de comutaţie şi de ieşire, precum şi a valorilor tensiunii surselor de alimentare de curent continuu.
  - În structurile convertoarelor în scheme combinate de conexiune ale invertoarelor pentru îmbunătăţirea spectrului tensiunilor de fază este rezonabil ca la frecvenţe joase şi medii de utilizat algoritmii de modulaţie sincronă continuă, iar la frecvenţe ridicate algoritmi intermitenţi de modulare sincronă.

ISSN 1857-3924

- În structurile convertoarelor cu scheme duble trifazate se recomandă de utilizat sisteme specializate de dirijare în baza conceptului modulării sincrone întru excluderea secvenţei nule (homopolare) în tensiunea de ieşire şi ca rezultat micşorarea numărului de surse în sistemul de alimentare a convertoarelor de la 4 unităţi la 3 sau chiar două surse de alimentare cu asigurarea calităţii energiei electrice livrate de convertor pentru toate regimurile de funcţionare ale acţionărilor electrice.

- S-a elaborat conceptul de realizare constructivă a convertoarelor electrice dirijate de microcontroller. Convertoarele acoperă clasa de convertoare de tipul DC/DC, DC/AC, AC/DC şi AC/AC. Conceptul are la bază transferul de energie (putere) dintr-un circuit în alt circuit la frecvenţă înaltă, iar comutarea cheilor electronice se face la tensiune zero (tip comutaţie ZVS) sau la curentul egal cu zero (tip comutaţie ZCS) în bandă largă de variere a sarcinii. Urmare a acestora se micşorează necesarul de materiale active pentru confecţionarea convertoarelor, inclusiv a transformatorului cu tensiunea 10/0,4 kV pentru reţelele de distribuţie. Rezultatele testărilor mostrelor de laborator au confirmat eficienţa înaltă a echipamentelor realizate în baza conceptului propus. Astfel, randamentul convertorului DC/DC constituie peste 98%, convertoarelor de tipul AC/DC şi AC/AC la nivel de 95%. Pentru Republica Moldova numai ridicarea randamentului surselor de alimentare a calculatoarelor cu 1% este echivalent cu economisirea a peste 5 mil. kWh /an. S-au depus 4 cereri de eliberare a brevetelor e invenţie; s-au obţinut 2 brevete de invenţie.

Rezultatele ştiinţifice aplicative *2014*
S-au formulat:

- Recomandări privind excluderea căderii sistemului electroenergetic naţional, care constau: a) necesitatea de a construi al doilea circuit LEA 330 kV pe porţiunea Chişinău-Străşeni-Bălţi-CHE Dnestrovsk; b) necesitatea de sporire a capacităţilor proprii de generare până la nivelul de balansare a consumului propriu.

- Criterii către subsistemele de automatică pentru regimul staţionar de funcţionare a sistemului electroenergetic care constau in menţinerea: a)în limitele prescrise a parametrilor de calitate a energiei electrice şi termice; b)valorii tensiunii în nodurile sistemului electroenergetic; c)frecvenţii curentului alternativ; d)valorii admisibile a coeficientului de distorsiune a curentului şi tensiunii la sursele de generare şi în nodurile sistemului electroenergetic; gradului de poluare a sistemului din partea consumatorilor pentru cazul reţelelor de tip „smart grid”; perturbaţiile în funcţie de caracteristicile proceselor tranzitorii se clasifică în total în 4 grupe. Stabilitatea statică a sistemului electroenergetic este influenţată cel mai puternic de 7 subsisteme de automatică, iar stabilitatea dinamică depinde de toate subsistemele de automatică utilizate în prezent.

- Recomandări privind selectarea tipului modulării sincrono-vectoriale în funcţie de regimul de funcţionare a sistemului „staţie fotovoltaică – convertor – transformator - reţeaua electrică” pentru a spori calitatea energiei electrice produsă de la surse de energie regenerabilă la injectarea în reţea.

Rezumatul celor mai semnificative rezultate ştiinţifice teoretice / aplicative obţinute în cadrul proiectului *“11.817.06.01F. Modele, metode de calcul şi analiză întru promovarea dezvoltării durabile a complexului energetic şi sporirii securităţii energetice„* în perioada 2011-2014.

S-au propus:

ISSN 1857-3924

- criterii către subsistemele de automatică pentru regimul staţionar: a)menţinerea în limitele prescrise a parametrilor de calitate a energiei electrice şi termice; b)valoarea tensiunii în nodurile sistemului electroenergetic; c)frecvenţa curentului alternativ; d)valoarea admisibilă a coeficientului de distorsiune a curentului şi tensiunii la sursele de generare şi în nodurile sistemului electroenergetic;

- cerinţe către nivelul de poluare a sistemului din partea consumatorilor pentru cazul reţelelor de tip „smart grid";

- clasificarea perturbaţiilor în sistemul electroenergetic în funcţie de caracteristicile proceselor tranzitorii – total 4 grupe. Stabilitatea statică a sistemului electroenergetic este influenţată cel mai puternic de 7 subsisteme de automatică, iar stabilitatea dinamică depinde de toate subsistemele de automatică utilizate în prezent;

- un nou criteriu de estimare integrală exprimat în bani pentru a îmbunătăţi indicatorul integral al securităţii energetice cu o unitate o constituie sporirea cu 200 MW a capacităţii proprii de generare; îmbunătăţirea securităţii energetice (trecerea în zona normală după nivelul securităţii energetice) necesită investiţii, care din punct de vedere energetic sunt echivalente cu costul punerii în funcţiune a 600-700 MW capacitate proprie de generare;

- o variantă a procedurii de organizare a calculului prin divizarea în două zone separate cu racordarea soluţiilor obţinute şi depăşirea dificultăţii dimensionării geometrice a reţelei de calcul a câmpului electric cu metoda volumelor finite;

- algoritmi de modulaţie sincronă-vectorială a semnalelor de comandă de dirijare a acţionărilor electrice cu şase faze ce includ 4 invertoare de tensiune ce funcţionează racordat;

- conceptul de realizare a convertoarelor electrice de tipul DC/DC, DC/AC, AC/DC şi AC/AC dirijate de microcontroller, bazat pe transferul şi/sau schimbul de energie la frecvenţă înaltă cu comutarea cheilor electronice în regimul ZVS şi ZCS prin ce se asigură diminuarea masei, sporirea randamentului la nivel de 95-98% în regimurile nominale de sarcină. Pentru Republica Moldova ridicarea randamentului surselor de alimentare a calculatoarelor cu 1% este echivalent cu economisirea a peste 5 mil. kWh /an.

S-a elaborat:

- nouă abordare privind analiza şi formarea bazei de date a energeticii, reieşind din noua formulare a problemei - optimizarea investiţiilor în ramură după criteriul sporirii nivelului securităţii energetice.

- **soft-ul** de calcul numeric a repartiţiei câmpului electric în LEA 500 kV de construcţie tradiţională cu un singur circuit, ţinând cont de sistemul de protecţie contra loviturilor de trăsnet;

- **soluţia tehnică** de transformare a parametrilor energiei electrice la frecvenţă înaltă, care poate fi competitivă cu echipamentul existent de distribuţie a energiei electrice şi de racordare la reţea a surselor de generare, de exemplu, fotovoltaice de mică putere, precum şi modelul matematic în mediul PROTEUS al unei variante de realizare constructivă a echipamentului;

ISSN 1857-3924

- schema echivalentă a interconexiunilor sistemului electroenergetic naţional, ţinând cont de modificările structurale ale reţelelor electrice de tensiune înaltă din sistemul elecroenergetic al Ucrainei din ultimi 2 ani (2010-2012); s-au simulat regimuri de avarie de tip scurtcircuit în diferite puncte ale reţelei electrice cu constatarea existenţei pericolului de cădere a sistemului naţional.

- procedeul de calcul al câmpului electrostatic în mediu neomogen şi care ţine cont de realizarea constructivă a liniei electrice. S-au formulat condiţiile de limită şi marginale pentru cazul suspendării fazei liniei electrice pe un pilon cu geometria de forma Γ cu utilizarea ecuaţiilor Maxwell. Câmpul electric se calculează în volumul unui paralelipiped cu laturile $2L_x$, L_y, L_z . S-au efectuat calculele pentru linia cu deschizătura de cca. 400 m. Capacitatea lineică a fazei este o funcţie a distanţei de la pilon şi valoarea ei depăşeşte cu (5-17)% valoarea calculată analitic a capacităţii lineică pentru faza amplasată în aer liber (mediu omogen). Metoda volumelor finite este utilă pentru optimizarea construcţiei liniilor electrice compacte, de tip LEDA privind soluţionarea problemei coordonării izolaţiei în zona pilonilor liniei.

- algoritmul de construire a grilei pentru calculul numeric al câmpului electric în deschizătura LEA 500kV cu stabilirea zonei de influenţă a stâlpului asupra valorilor lineică a parametrilor liniei, graniţa căreia se extinde la 15-16 m;

- legi şi algoritmi noi de modulare sincrono-vectorială pentru convertoarele de tip cascadă cu două şi trei nivele a tensiunii de ieşire alimentate de la module fotovoltaice. Racordarea la reţeaua electrică se face prin transformatorul trifazat. S-a demonstrat, că utilizarea algoritmilor propuşi cu intervale de non-comutare a stării de conductivitate a cheilor electronice cu unghiul de 60 grade electrice asigură o valoare mai mică a coeficientului de distorsiune a tensiunii de fază (15-40)% în comparare cu alte variante de organizare a sistemului de dirijare, de exemplu, în comparare cu algoritmul de non-comutare cu durata de 30 grade electrice ca urmare a excluderii armonicilor superioare de ordin par şi a subarmonicilor din spectrul tensiunilor de fază a convertoarelor. S-au formulat recomandări privind selectarea tipului modulării sincrono - vectoriale în funcţie de regimul de funcţionare a sistemului „ staţie – fotovoltaică – convertor – transformator - reţea electrică”

- un soft pentru modelarea regimurilor de funcţionare a sistemelor de convertizoare de tip cascadă alimentate de la surse specifice de energie - pile de combustie. S-a demonstrat, că efectul de îmbunătăţire a calităţii energiei este posibil şi în schemele de alimentare dublă a motoarelor cu înfăşurările cu circuitul deschis, alimentate concomitent de la două invertoare cu modulaţie sincrono-vectorială. Valoarea coeficientului de distorsiune a tensiunilor de fază în aceste scheme se poate esenţial micşora, cca. la nivel de 15%.

- modelul matematic al reţelelor cu tensiunea 0,4-110 kV la racordarea surselor de generare (0,4-10 kV), ce includ LEA de tip LEDA 110 kV;

- metoda de calcul a regimurilor staţionare normale şi de avarie în reţeaua monofazată şi trifazată cu conductor nul cu N sarcini şi M surse de generare distribuită, care permite de a calcula toată gama regimurilor reţelei, inclusiv, nesimetrie fără a modifica algoritmul de calcul;

ISSN 1857-3924

- s-a elaborat metoda de calcul a parametrilor LEA de tip LEDA regim de sarcină şi la reglarea unghiului decalajului de fază ce permite determinarea nu numai a regimului curent, dar şi a mărimilor necesare pentru ajustarea sistemelor de protecţie a acestui tip de linii;

- algoritmul şi softul de calcul al câmpului electric şi magnetic a LEA 110 kV trifazate cu conductoarele amplasate spaţiul, ţinând cont de valoarea instantanee a tensiunilor şi curenţilor în fazele acestor linii;

- structura unui nou modul a bazei de date, completarea informaţiei statistice oficiale (pentru 2012 şi 2013) şi s-au propus noi indicatori pentru sectorul SER ca element al structurii de tipul „smart grid" la analiza şi estimarea nivelului securităţii energetice a ţării;

- S-a elaborat în premieră balanţa energetică pe termen scurt (perioada 2015-2016) în corespundere cu practicile utilizate în UE, care a fost transmisă Ministerului Economiei al RM.

S-au obţinut:

- ecuaţii noi pentru modelul matematic de prognoză a indicatorilor ce întrunesc grupurile de indicatori-cheie privind securitatea energetică şi economică. S-au elaborat noi componente informatice: ***Scenarii, Pronostic, Securitatea ecologică, Baza de date în Access, KOMODXT_2011*** ce permit realizarea scenariilor privind evoluţia securităţii energetice sub influenţa diferitor factori externi şi interni, ceea ce la moment este o noutate pe plan naţional şi internaţional.

S-a completat:

- modelul de analiză a securităţii energetice cu trei noi indicatori din sectorul încălzirii; s-au propus trei noi indicatori pentru acest segment al încălzirii cu determinarea valorilor lor de limită. Luarea în considerare a acestor factori diminuează nivelul securităţii energetice cu 0,2 unităţi relative. S-a stabilit, că cota populaţiei ce este proprietară a 65% de spaţiu locativ are asigurarea cu căldură de 6 ori mai mică în comparare cu populaţia asigurată cu căldură de sistemele centralizate de încălzire.

S-au examinat:

- 13 scenarii de asigurare cu energie cu estimarea nivelului securităţii energetice. Astfel stingerea CET-1 conduce de sporirea pericolului pentru securitatea energetică cu 18%, a CET- 2 cu 100% , iar sporirea capacităţii CET-1 cu 40%, îmbunătăţeşte indicii securităţii energetice cu 20% şi dublarea capacităţii CET-2 poate asigura normalizarea situaţiei în sectorul electroenergetic. Aceste rezultate se recomandă pentru formularea strategiei de ameliorare a situaţiei în sectorul energetic.

- regimul reţelelor cu linii LEDA 110 kV la punerea în funcţiune a 5 centralele de generare distribuită (Soroca, Comrat, Taraclia) cu demonstrarea fenomenului de diminuare a pierderilor în reţele;

- regimurile de funcţionare ale interconexiunilor cu România la reglarea regimului cu instalaţii FACTS controller de tip transformator. S-a demonstrat, că această soluţie tehnică poate fi o alternativă mai ieftenă în comparare cu instalaţiile back-to-back;

- regimurile de funcţionare a convertoarelor electrice de tipul DC/DC, DC/AC, AC/DC şi AC/AC cu demonstrarea performanţei lor energetice în comparare cu soluţiile şi echipamentele cunoscute.

ISSN 1857-3924

S-a efectuat:

- analiza stării sistemului energetic al Moldovei şi s-au formulat cerinţele pentru dezvoltarea lor de perspectivă în baza tehnologiilor moderne de transportare a energiei electrice, dirijare cu regimurile de funcţionare cu luarea în considerare a principiilor de bază ale sistemelor de tip Smart grid. Au fost elaborate scheme de substituire şi s-au determinat parametrii elementelor reţelei pentru formarea variantelor de dezvoltare a sistemului energetic cu includerea liniilor noi interne şi externe cu tensiunea de 220, 330, 400kV, utilizarea instalaţiilor de reglare ca FACTS, care includ mijloace de reglare a fazei. Liniile de transport a energiei electrice dirijate oferă o capacitate de trafic sporită de 1,3-1,5 ori şi dirijare cu parametrii regimurilor la schimbarea puterii transmise după valoare şi semn. Efectul de reglare la utilizarea regulatoarelor decalajului de fază constă în creşterea puterii transmise cu 10-30 MW pentru un grad electric la reglarea decalajului de fază. Soluţiile elaborate de IE AŞM privind sporirea eficienţei la transportul energiei electrice corespund conceptului reţelelor de tipul Smart grid. Rezultatele obţinute prezintă interes în selectarea variantelor dezvoltării de perspectivă pe termen lung a sistemului energetic al Moldovei.

S-a demonstrat:

- că sporirea capacităţilor proprii de cogenerare la nivel de 500-600 MW poate asigura micşorarea pierderilor de putere în sistemul electroenergetic Moldova-Ucraina cu 21-24 MW, iar în sistemul naţional cu 3-3,5 MW putere. Cogenerarea la centralele existente poate contribui la micşorarea cca. cu 100 mii t.c.c. pe an a consumului de resurse energetice primare în ţară;

- întru excluderea căderii sistemului electroenergetic: a)este necesar de construit al doilea circuit LEA 330 kV pe porţiunea Chişinău-Străşeni-Bălţi-CHE Dnestrovsk; b)sporirea capacităţilor proprii de generare până la nivelul de balansare a consumului propriu.

- subsistemele de automatică (total 12 subsisteme) au impact diferit asupra nivelului stabilităţii statice şi dinamice în dependenţă de starea stemului electroenergetic. Subsistemele de automatică au o extindere (impact) ce depăşeşte hotarul republicii la funcţionarea în paralel cu sistemul energetic al Ucrainei; s-a determinat condiţia critică care conduce la deconectarea automată a sistemelor electroenergetice ale Moldovei şi Ucrainei. Pentru a atinge această stare durata mersului asincron a sistemului trebuie să depăşească 4,5 s;.

- atingerea efectului de îmbunătăţire a securităţii energetice prin investiţii în sistemul electroenergetic este posibilă numai în cazul unei proceduri complexe de repartizare a investiţiilor după criteriul obţinerii rezultatului maximal;

- s-au determinat valorile parametrilor linieică a LEA500 kV, ţinând cont de toată deschizătura liniei şi de repartiţia spaţială a tronsoanelor de protecţie contra loviturilor de trăsnet;

- simplificarea constricţiei convertorului de energie de tip „forvard” şi combinarea funcţiilor bobinei de reactanţă şi a transformatorului de putere într-un singur element electromagnetic asigură diminuarea pierderilor de energie cca. cu 15% în comparare cu prototipul şi majorarea factorului de putere;

- în sistemele de conversie a energiei electrice cu şase faze a acţionărilor electrice cu patru invertoare standarde de tensiune, utilizarea algoritmilor de modulaţie sincrono-vectorială

ISSN 1857-3924

asigura simetria tensiunilor de ieşire pentru orice raporturi (inclusiv şi neîntregi) dintre frecvenţa de comutaţie şi frecvenţa semnalului de ieşire a sistemului de convertoare, precum şi pentru diferite raporturi ale amplitudinilor tensiunilor a patru surse de alimentare de curent continuu; s-a propus modificarea algoritmilor de dirijare în cazul alimentării invertoarelor de la grupuri de surse separate de energie, precum şi s-a argumentat posibilitatea micşorării numărului de surse separate de alimentare a sistemului de acţionări electrice cu şase faze format din 4 invertoare până la 1-3 surse de alimentare;

- în sistemele de dirijare a acţionărilor electrice cu 4 invertoare este posibil de diminuat valoarea coeficientului de distorsiune a tensiunii de fază cu 60-95% în comparare cu sistemele ce includ 2 invertoare la utilizarea soluţiilor propuse, iar la utilizarea modulaţiei discrete-diminuarea valorii coeficientului de distorsiune a tensiunii de ieşire până la 15% în comparare cu sistemele bazate pe algoritmi de modulare continua;

- reglarea decalajului de fază a fazorilor de tensiune în LEA 330 kV CERSM-Chişinău în intervalul ∓ 45 grade electrice asigură reglarea puterii fluxului de putere de la 100 MW până la 800 MW;

- nivelul securităţii energetice are tendinţa de înrăutăţire, deoarece indicatorul generalizat a crescut de la 4,40 până la 4,54, având o creştere de 0,14 unităţi relative. Cauza constă în diminuarea producerii proprii de energie în ţară;

- utilizarea algoritmilor de modulare sincronă asigură simetria tensiunilor de fază a invertoarelor, îmbunătăţirea spectrului şi diminuarea numărului de surse de alimentare separate în sistemele de acţionări electrice pentru toate regimurile de funcţionare.

Inovaţia rezultatelor

- S-au obţinut 4 brevete de invenţie, hotărâri de eliberare a brevetelor 8, depuse cereri de eliberare a brevetelor 22, inclusiv în anul 2014: brevete -2, hotărâri-2, cereri-6.

Beneficiarul (ministere, instituţii de stat sau private, întreprinderi, etc.)

- Rezultatele cercetărilor au fost utilizate la elaborarea Strategiei sectoriale de cheltuieli în domeniul energetic **2014-2016** (solicitarea ME **09.01.2013 nr.47/212-02;** ME nr. 17-3674 din 28.06.2013**),** prognoza consumului de resurse energetice pentru CSI (scrisoare IE AŞM de transmitere ME din 28.01.2013 nr 47/21-10), Raportul experţilor privitor la lucrul executat şi perspectivele privind elaborarea Comunicării Naţionale Trei (transmis şi aprobat 04-05. 02. 2013 IUNEP. Oficiul Schimbarea Climei), propuneri de politică publică cu tematica „Perfecţionarea mecanismelor de promovare a cogenerării în sistemul energetic al Republici Moldova" (ORDUN ME nr. 66 din 22 aprilie 2013); calcularea investiţiilor şi a economiilor pentru Propuneri de Politică Publică în domeniul cogenerării în Republica Moldova (Scrisoare IE AŞM în adresa ME din 09.09.2013), propunere privind dezvoltarea reţelei de 110 kV către ÎS Moldelectrica (scrisoare IE AŞM din 07.11.2013).

3. CERCETĂRI APLICATE:

Proiectul **„11.817.06.02A. Elaborare mijloace, soluţii tehnice şi tehnologice de eficientizare a utilizării resurselor energetic tradiţionale şi regenerabile întru sporirea funcţionării fiabile a complexului energetic autohton**" (conducător ştiinţific dr. M.Tîrşu). *Termen de executare 2011-2014.*

ISSN 1857-3924

Obiectivul general al proiectului: Elaborarea scenariilor de dezvoltare a sistemului electroenergetic (centrale electrice, inclusiv cogenerare şi generare distribuită, linii electrice de transport, variante de interconexiuni etc.), soluţiilor de dirijare cu regimul reţelelor electrice, metodelor de analiză, modele matematice, mostre inovative de conversie a SRE şi cu potenţial termic redus.

.

Obiective specifice ale proiectului aplicativ:

- *Determinarea scenariilor posibile de dezvoltare a sistemului energetic republican (centrale electrice, inclusiv cogenerare şi generare distribuită, linii electrice de transport, variante de interconexiuni etc.).*
- *Elaborarea bazei de date caracteristice sistemului electroenergetic.*
- *Elaborare soluţii tehnice de realizare constructivă a mijloacelor de dirijare cu fluxurile de putere activă şi reactivă în reţelele electrice şi sporirea calităţii energiei electrice. Elaborarea metode, mostre de laborator bazate pe soluţii inovative de conversie şi utilizare a surselor regenerabile de energie (SRE) pentru diverşi consumatori din ţară cu aprobarea funcţionalităţii lor la poligonul SRE al IE AŞM.*
- *Identificarea măsurilor şi echipamentelor privind majorarea eficienţei energetice în ramurile de bază ale economiei RM (avicultură, creşterea producţiei în sere, producerea lactatelor, uscarea fructelor, legumelor, ierburilor, etc.).*

Executanţii:

Laboratorul Echipament Electroenergetic şi Electronica de Putere

Laboratorul Eficienţă energetică şi sisteme de dirijare

Laboratorul Linii electrice dirijate

Laboratorul Surse regenerabile de energie

3.1.Anul 2011

Obiective specifice pentru anul 2011 *(în cadrul proiectului de cercetări aplicate):*

- *Analiza variantelor de dezvoltare a reţelei de transport a energiei electrice.*
- *Identificarea centralelor nucleare de capacitate mică spre utilizarea lor în Republica Moldova.*
- *Elaborarea proiectului de schiţă a sistemului complex „pompă de căldură pentru hală de păsări" în baza soluţiilor tehnice energetic eficiente cu agent de lucru ecologic - dioxid de carbon - şi fundamentate ciclurile termodinamice, schemele structurale şi funcţionale, principiale de hidraulică, efectuate calculele ale sistemului.*
- *Efectuarea măsurărilor experimentale şi modelarea curbelor de tensiune şi curent cu scopul determinării caracteristicilor lor spectrale la staţiile de tracţiune electrică.*
- *Elaborarea conceptului de realizare constructivă a serelor solare energetic eficiente. Elaborarea modelelor matematice ale elementelor constructive ale serelor solare, precum şi a serei la integral.*
- *Soluţii tehnice de realizare a generatorului electric cu magneţi permanenţi.*
- *Elaborarea mostrei sistemul complex de asigurare cu energie electrică de la celule fotovoltaice.*

Rezultatele ştiinţifice obţinute în 2011 (*în cadrul proiectului de cercetări aplicate*)

- S-a pregătit baza de date pentru reţeaua de transport a energiei electrice a ţărilor bazinului Mării Negre pentru perioadă de lungă durată. Pentru regimurile de sarcină maximă caracteristice sezoanelor de iarnă şi vară a fost adaptat programul de calcul RAST în vederea utilizării în complex şi analizei regimurilor staţionare. S-au efectuat calculele de test necesare, ce au

ISSN 1857-3924

confirmat robusteţea aparatului utilizat de cercetare. Au fost selectate şi introduse în structura de calcul şi analiză criteriile de comparare a variantelor cercetate. Au fost cercetate şi analizate următoarele scenarii de perspectivă privind dezvoltarea reţelei de transport a energiei electrice a R.Moldova: fortificarea tranzitării pe segmentul Nord-Sud; dezvoltarea tranzitului pe segmentul Est-West; variante combinate de dezvoltare a reţelei electrice de transport.

- Au fost identificate cele mai avantajoase tehnologii de producere a energiei electrice la centralele electrice nucleare de mică capacitate şi propuse soluţii optime de acoperire a cererii de energie cu aplicarea acestor tehnologii, în condiţiile capacităţii limitate de plată a consumatorilor. Cel mai atractiv grup nuclear de mică capacitate (25MW) s-a dovedit a fi cel de tip Peterson. Acesta este îndeplinit în formă de modul, se instalează sub nivelul suprafeţei pământului, termenul de construcţie şi punere în funcţiune nu durează mai mult de 1-2 ani, este inofensiv din motivul realizării unui fenomen fizic care asigură lipsa creşterii necontrolate a temperaturii reactorului, modulul este adus, instalat şi reîncărcat de către producătorul reactorului, perioada de reîncărcare fiind de 5 ani, nu se cer spaţii însemnate pentru instalarea acestuia. La moment, reactorul Peterson este în proces de autorizare la Agenţia Nucleară a SUA. Se aşteaptă, ca în 2012 autorizaţia respectivă să fie obţinută. Studiul efectuat în 2011 de IE ASM cu aplicarea reactorului în cauză a demonstrat că implementarea unor atare module este avantajoasă doar dacă acesta va fi atras în balanţa energetică după 2015 şi nu mai târziu de 2025. Studiul efectuat cu aplicarea Modelului de calcul WASP a stabilit punerea lor în funcţiune în perioada 2015-2025, puterea totală nu depăşind 175 MW.

- Au fost studiate şi analizate sursele de căldură cu potenţial termic scăzut la hale de păsări. Au fost studiate şi analizate metodele de recuperare a căldurii aerului evacuat din hala de păsări. Au fost elaborate două variante de pompe de căldură, care utilizează agent frigorific ecologic - dioxid de carbon. Au fost elaborate două scheme ale pompelor de căldură cu două evaporatoare şi un răcitorul de gaz: prima cu utilizare a două ejectoare în bucla de circulaţie a agentului frigorific şi a doua cu utilizarea tubului de vârtejuri în combinaţie cu ejectoarele. A fost elaborată schema structurală a sistemului de dirijare care permite stabilizarea regimului termic a instalaţiei. Aceste două variante ale schemelor pompelor de căldură au coeficientul de performanţă termică majorat cu până la 15-20% comparativ cu pompele de căldură pe dioxid de carbon cunoscute. Schema cu utilizarea pompei de căldură cu tub de vârtejuri permite de a obţine concomitent frig la două nivele de temperatură şi căldură diferite cu coeficientul de performanţa termică majorată comparativ cu schemele cunoscute.

- Au fost efectuate măsurările experimentale pe teren a caracteristicelor curbelor de tensiune şi curent cu prelucrarea şi sistematizarea lor sub forma băncii de date iniţiale. S-a elaborat modelul matematic ale curbelor caracteristice de tensiune şi curent în nodurile reţelei de tracţiune electrică cu luarea în considerare a caracterului stohastic al gradului de distorsiune. Reieşind din principiul stohastic al gradului de distorsiune după Monte-Carlo şi desfăşurarea funcţiilor periodice nesinusoidale ce îndeplinesc condiţiile Dirihlet în şir Fourier a fost determinat spectrul armonicilor superioare şi ponderea lor în distorsiunea curbei de tensiune şi curent.

- S-au propus construcţii energetic eficiente ale serelor solare şi solar-combustibile cu suprafeţe de îngrădire plate. Conceptul prevede majorarea şi echilibrarea graficului de pătrundere a energiei solare în seră, şi utilizarea raţională a energiei obţinute. Aceasta se asigură datorită utilizării noilor construcţii ale reflectoarelor interne şi externe cu utilizarea peliculelor de polimer metalizate şi foliei de aluminiu, precum şi acumulatoarelor de frig/căldură terestre şi subterane, cu suprafeţe dezvoltate a schimbului de căldură, dirijate după un anumit algoritm.

ISSN 1857-3924

Pentru serele solar-combustibile s-a propus utilizarea unui acumulator de căldură special cu o duză de piatră pentru utilizarea căldurii reziduale a sistemelor de încălzire. Conform calculelor prealabile, astfel de soluţii pot asigura reducerea de 2-3 ori a pierderilor de căldură, reducerea cu 50% a oscilaţiilor de temperatură şi umidităţii în interiorul serei, şi de asemenea o iluminare mai uniformă în interiorul serei şi utilizarea a 70-85% a căldurii reziduale, a umidităţii şi bioxidului de carbon a sistemelor de încălzire.

- S-au elaborat modelele matematice pentru calculul radiaţiei solare ce accede în seră, şi ia în consideraţie atât radiaţia solară directă şi dispersată care accede nemijlocit, cât şi cea reflectată de reflectoare. Totodată, modelul matematic ia în considerare dependenţa capacităţii de trecere a îngrădirii străvezii şi capacităţii de reflectare a reflectoarelor în funcţie de unghiul razelor incidente. În baza utilizării schemelor echivalente termo-electrice s-au elaborat modele matematice pentru calculul regimului termic tranzitoriu şi cvasistaţionar a serelor (temperaturile aerului, frunzelor şi solului). Modelele iau în considerare schimbarea suprafeţei aparatului de frunze a plantelor, precum şi influenţa umidităţii solului şi aerului asupra câmpului de căldură a pământului şi aerului serei. S-au elaborat modele matematice pentru calculul densităţii iradierii directe şi dispersate, ce accede la plante, sol şi suprafeţele interioare a îngrădirilor serei, ce posedă reflector reflectorizant de tip oglindă, acumulatoare de căldură terestre şi subterane. Modelele permit să calculăm:
  - Capacitatea de acumulare, distribuţia şi convertizarea iradierii solare pe suprafeţele serei, inclusiv de către plante şi sol.
  - Pierderile de căldură pe timp de zi şi noapte.
  - Acumularea şi utilizarea căldurii în sol şi acumulatorul terestru.
  - Au fost elaborate soluţii tehnice de realizare a generatorului electric cu magneţi permanenţi.

- A fost elaborat mostra sistemului de asigurare cu energie electrică în baza celulelor fotovoltaice, care asigură alimentarea de rezervă a birourilor 443 şi 408, precum şi spaţiul pazei de la intrarea în bloc (IFA) în lipsa energiei electrice de la reţea. Acest sistem este compus din 2 panouri fotovoltaice cu o putere sumară instalată de 160 W şi o suprafaţă de 1,14m^2, convertor de tensiune continuă în tensiune alternativă, baterie pentru stocarea energiei (4 baterii 12V, 50Ah), controler de încărcare a bateriilor, precum şi panou de distribuţie.

Rezultatele aplicate obţinute în 2011 (*în cadrul proiectului de cercetări aplicate*)
Propuneri şi recomandări pentru utilizare (aspecte aplicative):

- Scenariile elaborate de dezvoltare a sistemului energetic vor permite aprobarea de către organele respective a planurilor de dezvoltare a sistemului energetic republican pe durată scurtă şi medie, precum şi stabilirea modului de aderare la sistemul ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators For Electricity) din punct de vedere a dezvoltării interconexiunilor şi modului de funcţionare a sistemului electroenergetic al ţării.

- Puterea proprie de generare determină la direct securitatea energetică a ţării. Ca o soluţie posibilă de soluţionare a problemei sporirii capacităţilor proprii de generare se poate examina utilizarea grupului nuclear Peterson. Totuşi, această tehnologie se află la o fază incipientă şi în prezent nu există date a rezultatelor exploatării a astfel de instalaţii, chiar în ţara în care s-a elaborat tehnologia. Ca avantaj se poate indica termenul scurt de realizare a proiectelor –la nivel de 1-2 ani.

ISSN 1857-3924

- Recuperarea căldurii la hale de păsări cu utilizarea pompei de căldură cu dioxid de carbon ca agent frigorific şi cu utilizare a două ejectoare se prezintă economic fezabilă, deoarece coeficientul de performanţă termică (COP) este de cca. 8,5, ceea ce poate asigura diminuarea consumului de combustibil comparativ cu încălzirea cu centrală termică cca. la 60%.

- Controlul calităţii energiei electrice prin măsurători şi cu utilizarea metodei de descompunere a funcţiilor periodice nesinusoidale în seria Fourier cu obţinerea caracteristicilor spectrale în nodurile caracteristice ale reţelei electrice de transport electric urban mun.Chişinău permite de a efectua monitoring-ul calităţii energiei electrice în baza unor măsurători ordinare a parametrilor regimului de funcţionare a reţelei de tracţiune electrică. Informaţiile de acest tip pot contribui la îmbunătăţirea indicilor tehnico-economici de funcţionare a reţelei electrice, inclusiv prin micşorarea pierderilor de energie electrică şi influenţa reţelei electrice de tracţiune asupra altor consumatori al sistemului energetic al Republicii Moldova.

- S-a constatat, că construcţiile serelor solare şi solar-combustibile, elaborate peste hotare în decursul ultimilor 20 de ani au dezavantaje privind eficienţa utilizării energiei solare. Aceasta este o urmare a utilizării nu întotdeauna eficientă a soluţiilor de ecranare termică, acumulare şi răcire a serelor cu ajutorul sistemului deschis de ventilare şi dispersie a apei.

3.2. Anul 2012

Obiectivul general pentru anul 2012 (cercetări aplicate):

Elaborarea diferitor scenarii de dezvoltare a liniilor de transport a energiei electrice pe teritoriul Republicii Moldova cu considerarea funcţionării în paralel a sistemelor energetice adiacente cu cel autohton şi identificarea celor mai avansate tehnologii de producere a energiei electrice la centrale electrice de mică capacitate pentru acoperirea cererii de energie; elaborare elemente şi soluţii tehnologice prietenoase mediului la producerea energiei.

Obiective specifice pentru anul 2012 *(în cadrul proiectului de cercetări aplicate):*

- *Elaborarea şi analiza variantelor posibile de dezvoltare a reţelei de transport a energiei electrice a sistemului energetic a Moldovei în condiţiile aderării la ENTSO-E (European Network of transmission Operators for Electricity), inclusiv, şi pentru cazul deconectării legăturii sincrone a sistemului electroenergetic naţional de la sistemele energetice ale CSI.*
- *Elaborarea diferitor scenarii de dezvoltare a liniilor de transport a energiei electrice pe teritoriul Republicii Moldova cu considerarea funcţionării în paralel a sistemelor energetice adiacente cu cel autohton.*
- *Analiza posibilităţilor de piaţă ale interconexiunilor existente privind reducerea costului la energia electrică şi propuse soluţii în vederea diminuării scumpirii energiei electrice ca urmare a aderării la Tratatul Comunităţii Energetice.*
- *Elaborarea schemei de confecţionare a mostrei filtrului monofazat activ de putere pentru micşorarea armonicilor superioare în reţelele electrice de distribuţie, precum şi scheme energetic eficiente de utilizare a instalaţiei cu pompa de căldură cu agent termic ecologic, legi de dirijare şi proiectul de schiţă al instalaţiei pentru industria de prelucrare a laptelui; se vor determina regimurile raţionale de funcţionare.*
- *Elaborarea soft-urilor pentru calculul regimului de funcţionare a serelor solare energetic eficiente întru determinarea indicatorilor de performanţă pentru zona Centru a Republicii Moldova.*

Rezultatele ştiinţifice obţinute în 2012 (*în cadrul proiectului de cercetări aplicate*)

ISSN 1857-3924

- În baza regimului normal de funcţionare şi maximul de iarnă pentru perioada 2015-2020 s-a obţinut regimul analogic de funcţionare la aderarea sistemului electroenergetic al RM la ENTSO-E; s-au elaborat scheme şi modele matematice în baza cărora s-au simulat regimurile de funcţionare pentru diferite variante de dezvoltare a reţelelor de sistem. S-a selectat varianta optimă de dezvoltare din punct de vedere tehnic, ce conduce la reducerea considerabilă a pierderilor de putere activă şi la majorarea fiabilităţii de asigurare cu energie electrică. S-a stabilit, că în contextul scenariului dat, interconexiunile de 110kV cu Ucraina au un impact semnificativ asupra nivelului de pierderi de putere în sistem, iar deconectarea acestora conduce la scăderea nivelului tensiunii sub normă, mai ales în partea de sud a RM şi în acest caz este necesară instalarea surselor de putere reactivă la staţiile de transformatoare Ismail şi Staroe Cazacie. S-a determinat, că stingerea surselor proprii de generare conduce la diminuarea considerabilă a nivelului de fiabilitate în asigurarea cu energie electrică a consumatorilor, la creşterea instantanee a pierderilor în reţele, apare necesitatea de menţinere a nivelului de tensiune prin implementarea echipamentelor de compensare a puterii reactive etc. S-a demonstrat, că utilizarea centralelor cu cogenerare în sistemul energetic al RM conduce la reducerea semnificativă a pierderilor, reduce dependenţa de importul de energie electrică, majorând astfel fiabilitatea în asigurare cu energie; s-a stabilit, că în condiţiile actuale dezvoltarea instalaţiilor de cogenerare este benefic de efectuat în zonele Ungheni, Cimişlia, Comrat, Cahul, Chişinău), ce va contribui la reducerea pierderilor de putere activă, reducerea dependenţei de sursele de import şi la majorarea securităţii energetice.

- S-a examinat problema fortificării sistemului electroenergetic prin extinderea reţelei LEA 110kV în zona Brânzeni-Orhei-Şoldăneşti-Teleneşti. S-au efectuat calculele regimului sistemului electroenergetic prin includerea în componenţa lui a LEA 110 kV cu diferită extindere. În baza analizei regimurilor şi analizei tehnico-economice s-a argumentat cea mai eficientă şi rezonabilă soluţie de dezvoltare a segmentului reţelei cu tensiunea 110 kV în această zonă. În lotul examinat au fost incluse LEA 110 kV de construcţie tradiţională şi linii electrice de tip LEDA 110 kV elaborate de către IE AŞM. Rezultatele studiului de fezabilitate indică, că utilizarea liniilor de tip LEDA 110 kV pot diminua cu cca. 10 % volumul de investiţii capitale. Totodată, varianta cu LEDA asigură şi diminuarea pierderilor în reţelele cu tensiunea de 110 kV în această zonă, cca. cu 2-3% în comparare cu linia de construcţie clasică. Construirea şi modernizarea liniilor Bălţi-Brânzeni-Orhei-Străşeni cu tensiunea de 110 kV contribuie la sporirea stabilităţii funcţionării sistemului electroenergetic naţional, deoarece serveşte în calitate de circuit de şuntare (de rezervă) la întreruperi în LEA 330 kV Chişinău-Străşeni-Bălţi. *În baza rezultatelor obţinute s-a întocmit împreună cu IPT ENERGOPROIECT o notă informativă, care s-a transmis IS MOLDELECTRICA pentru familiarizare.*

- A fost analizată piaţa energiei electrice din Ucraina şi România în vederea identificării rezervelor de putere şi a preţului la energie electrică pe piaţa liberă a acestora. S-a dovedit, că în aproximativ cinci ani Ucraina ar putea să se distingă cu lipsa de capacităţi pentru export a energiei electrice, lucru, care impune R. Moldova să găsească surse alternative de acoperire a cererii în condiţiile monopolului Centralei de la Cuciurgan. Au fost identificate stimulentele de piaţă spre realizarea exportului-importului de energie între ţările vecine. În vederea obţinerii de avantaje în republică de pe urma tranzitului de energie prin intermediul sistemului electroenergetic naţional a fost necesar de studiat capacităţile de export-import a interconexiunilor Ucraina-Moldova şi România-Moldova, precum şi a posibililor preţuri de export-import între ţările vecine. Drept urmare, au fost identificate scenariile de unificare a pieţei energiei electrice regionale şi analizate posibilele impacturi asupra preţului la energia electrică locală în urma unificării pieţei regionale. A fost examinat şi impactul dezvoltării surselor regenerabile de energie electrică (preponderent al celor eoliene) asupra dezvoltării

ISSN 1857-3924

sistemului energetic naţional, în acest sens făcându-se concluzia, că centralele eoliene trebuie să fie utilizate în combinaţie cu turbinele pe gaze cu ciclu combinat.

- S-a analizat situaţia cu poluarea reţelei cu armonici superioare de către consumatorii de mică putere, preponderent casnici. S-a elaborat schema filtrului activ paralel de putere întru compensarea instantanee a distorsiunii curbei curentului de la forma sinusoidală. S-au elaborat schemele hidraulice ale instalaţiilor pentru pasteurizare şi răcire a produselor lactate bazat pe agent frigorific care concomitent cu efectuarea procesului tehnologic (pasteurizare, răcire) încălzeşte şi apa pentru necesităţile sanitare ale întreprinderii. Ciclurile termodinamice elaborate permit obţinerea valorii COP-ului instalaţiei mai mare ca 4.6 unităţi. Au fost elaborate legile de dirijare ale instalaţiei. Soluţia tehnică propusă asigură micşorarea semnificativă a consumului de gaze naturale la fabricile de prelucrare a laptelui şi conduce la micşorarea consumului energiei electrice datorită excluderii din procesul tehnologic a instalaţiei frigorifice. A fost elaborată schema principială a filtrului activ de putere, care poate micşora semnificativ armonicile superioare în reţele electrice. Soluţia elaborată a fost propusă spre examinare Companiei JLC Chişinău cu scopul promovării spre implementare.

- Au fost elaborate programe de calcul ale regimurilor serelor solare şi tradiţionale energetic eficiente şi au fost efectuate investigaţii prin simulări parametrice în baza modelelor elaborate. Pentru diferite luni ale anului s-a efectuat calculul regimurilor de luminozitate şi termic în sere, precum şi indicii de eficienţă energetică. S-a determinat, că cea mai mare economie (până la 90%) se obţine la serele amplasate lângă perete, ce au sistem de utilizare a căldurii reziduale şi a gazelor de ardere eşapate din cazane, şi de asemenea au ecrane termice mobile cu rezistenţă termică majorată (mai mare de 0,5Km^2/W) şi capacitate majorată de reflexie ($\rho \geq 0,7$) în domeniul de iradiere ale undelor lungi.

Rezultatele aplicate obţinute în 2012 (*în cadrul proiectului de cercetări aplicate*)
Propuneri şi recomandări pentru utilizare (aspecte aplicative):

- Modelul de calcul al sistemului energetic al Moldovei elaborat pentru diferite structuri a topologiei lui, inclusiv pentru cazul aderării la ENTSO-E fără Ucraina, poate calcula şi analiza regimurile de funcţionare ale sistemului energetic pentru diferite scenarii de dezvoltare cu determinarea variantei optime după criteriile de minimizare a pierderilor de putere în sistemul electroenergetic naţional. Se recomandă fortificarea porţiunii liniei Chişinău 330kV – Străşeni 330kV, precum şi executarea unei ramificări spre Donduşeni la tensiunea 330kV, în cazul suspendării interconexiunii cu Ucraina. Realizarea recomandărilor permit reducerea pierderilor de putere activă în regiunea Sud, Sud-Vest a Moldovei cu 9.7%.
- Suspendarea tranzitului pe liniile de interconexiune cu Ucraina 110kV reduc esenţial pierderile de putere activă în sistemul energetic republican (până la 23%) şi au un impact semnificativ asupra nivelului de tensiune în sistem sub nivelul admisibil după cerinţele de calitate a energiei la sudul republicii. Se recomandă în acest caz implementarea surselor de generare a puterii reactive la staţiile de transformare Ismail şi Staroe Cazacie.
- Fortificarea reţelelor LEA 110kV în zona Brânzeni-Orhei-Şoldăneşti-Teleneşti se prezintă ca cea mai rezonabilă soluţie pentru această zonă, inclusiv şi prin construcţia liniilor de tip LEDA, care pot asigura diminuarea cu cca. 10 % a volumul de investiţii capitale şi cu 2-3% a pierderilor în comparare cu soluţia clasică. Totodată se creează un circuit de rezervă pentru sporirea stabilităţii funcţionării sistemului electroenergetic la întreruperi în LEA 330 kV Chişinău-Străşeni-Bălţi.

ISSN 1857-3924

- Promovarea cogenerării distribuite se recomandă de implementat în primul rând în zonele Ungheni, Cimişlia, Comrat, Cahul, Chişinău. Implementarea cogenerării distribuite conduce la reducerea semnificativă a pierderilor în sistem şi a dependenţei de importul de energie electrică. Stingerea surselor proprii de generare conduce la o diminuare considerabilă a nivelului de fiabilitate în asigurarea cu energie electrică, creşterea instantanee a pierderilor în reţele şi necesitatea de investiţii în sursele de generare a puterii reactive.
- Analiza trendurilor în sistemele energetice ale ţărilor vecine, inclusiv Ucraina, a identificat, că pe parcursul următorilor cinci ani în Ucraina poate apărea situaţia de deficit a puterii de generare, ceea ce va impune R. Moldova să găsească surse alternative de acoperire a cererii în condiţii de monopol a Centralei de la Cuciurgani. S-au identificat scenarii de unificare a pieţei energiei electrice regionale şi estimarea posibilelor impacturi asupra preţului la energia electrică locală în urma unificării pieţei regionale. Analiza dezvoltării centralelor eoliene în republică s-a finalizat cu concluzia, că centralele eoliene trebuie să fie utilizate în combinaţie cu turbinele pe gaze cu ciclu combinat întru asigurarea stabilităţii sistemului electroenergetic şi balansarea generării şi cererii de energie electrică.
- Utilizarea schemelor inovative tehnologice pentru pasteurizarea şi răcirea produselor lactate cu pompe de căldură pot substitui utilizarea gazelor naturale în aceste scopuri. Termenul de recuperare actualizat al investiţiilor pentru tehnologia propusă nu depăşeşte 5 ani.
- S-a determinat, că cea mai mare economie a energiei (până la 90%) se obţine la serele amplasate lângă perete, ce au sistem de utilizare a căldurii reziduale şi a produselor de eşapare a cazanelor de gaze în cazul dotării serelor cu ecrane termice dirijate.
- În baza rezultatelor obţinute s-a întocmit împreună cu IPT ENERGOPROIECT o notă informativă, care s-a transmis IS MOLDELECTRICA pentru familiarizare.

3.3. Anul 2013

Obiectivul anului 2013

Elaborarea schemelor de calcul a regimurilor staţionare şi a stabilităţii statice a sistemului electroenergetic a Republicii Moldova, analiza factorilor de risc care determină motivaţia investiţiilor în centrale noi de energie şi analiza variantelor schemelor privind utilizarea pompelor de căldură şi a soluţiilor de realizare constructivă a serelor cu acumulatoare de căldură şi ecran termic.

Obiective specifice pentru anul 2013 *(în cadrul proiectului de cercetări aplicate):*

- *Analiza variantelor posibile de dezvoltare a reţelei de transport a sistemului electroenergetic al Moldovei în contextul aderării la ENTSO-E cu considerarea strategiei energetice până în 2030 şi a Planului naţional de acţiuni în domeniul eficienţei energetice.*
- *Analiza motivaţiei investiţionale spre dezvoltarea surselor de energie electrică în piaţa liberalizată.*
- *Elaborarea proiectului de schiţă a instalaţiei cu pompă de căldură cu agent termic ecologic pentru obiecte cu sol protejat.*
- *Elaborarea şi utilizarea soluţiilor de utilizare a pompelor de căldură pentru sporirea eficienţei utilizării energiei surselor cu potenţial termic redus.*
- *Elaborarea şi cercetarea soluţiilor eficiente de alimentare a serelor cu căldură şi confecţionarea mostrelor experimentale.*

ISSN 1857-3924

- *Elaborarea modelului dispozitivelor tip transformator cu miezul din trei coloane, care permite calcularea regimurilor nesimetrice de lucru ale transformatoarelor trifazate cu diferite scheme de conectare a înfăşurărilor, luând în considerare cuplajele electromagnetice a înfăşurărilor, amplasate pe coloanele diferitor faze.*

Rezultatele ştiinţifice obţinute în 2013 (*în cadrul proiectului de cercetări aplicate*)

- S-a elaborat modelul de calcul al regimului de funcţionare a sistemului energetic al Moldovei pentru realizarea scenariului de aderare la piaţa europeană comună de energie (ENTSO-E) fără Transnistria şi Ucraina. S-a stabilit, că în cazul dat are loc înrăutăţirea a mai multor indicatori, precum micşorarea rezervei de stabilitate statică după puterea activă, se reduce fiabilitatea din cauza micşorării numărului de linii şi deconectării unor surse de generare, ţara pierde statutul de ţară tranzit. S-au elaborat măsurile necesare de realizat pentru a implementa cu succes a scenariul propus printre care dezvoltarea interconexiunilor de sistem: LEA 330kV Bălţi-CHE Dnestrovsk cu trecerea staţiei de transformatoare din Donduşeni la 330kV, construcţia LEA 400kV Străşeni-Iaşi-Ungheni; dezvoltarea surselor de generare: în zona centrală CET-3 Chişinău, în zona de nord (Bălţi), în zona de vest (Ungheni), în zona de sud (Burlăceni). Analiza tuturor măsurilor propuse a arătat, că cel mai favorabil este construcţia centralei în Bălţi, care ne permite să avem o stabilitate satisfăcătoare a sistemului electroenergetic fără a dezvolta interconexiunile interne. S-a realizat analiza comparativă a mai multor scenarii de aderare a Moldovei la ENTSO-E şi s-a ajuns la concluzia, că cel mai bine pentru Moldova este aderarea împreună cu Transnistria şi Ucraina, fapt ce permite dezvoltarea potenţialului de tranzitare a Moldovei atât pe direcţia nord-sud, cât şi pe direcţia vest-est. Ca rezultat se obţine reducerea pierderilor de energie în sistem cu 1.3% şi creşterea rezervei de stabilitate statică a sistemului cu 35%.

- Au fost identificate trei componente de bază care determină riscurile investiţionale spre dezvoltarea surselor de energie electrică în R. Moldova: securitatea furnizării, preţurile competitive şi obiectivele de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră. La riscurile în cauză pot fi adăugate şi altele, specifice ţării. Studiul WASP şi analizele efectuate au arătat că în urma realizării programului de creştere a capacităţilor locale de producere a energiei electrice, preţul mediu de achiziţie a energiei electrice va creşte cu 44% faţă de scenariul liniei de bază, iar prezenţa energiei mai ieftine în Est nu permite ca energia produsă de centralele în cauză să fie realizată pe piaţa locală. Totodată, semnarea unor contracte de lungă durată pentru construcţia centralelor date nu este susţinută de Comunitatea Energetică. În ce priveşte pragul emisiilor de CO_2, R. Moldova deţine suficiente rezerve pentru a-şi putea permite majorarea lor. Astfel că cea mai rezonabilă cale de soluţionare a securităţii energetică rămâne aderarea sistemului energetic al ţării la cel al ENTSO-E, fie în regim sincron, fie asincron. În acest sens sunt propuse soluţii concrete, în principal orientate spre realizarea de interconectări cu Vestul.

- Au fost analizate metodele de asigurare cu energie termică, frig, energie electrică a serei cu regim anual de climatizare. Au fost determinate valorile consumurilor de energie termică şi de frig al serei pe parcursul anului. A fost efectuată analiza energo-economică a variantelor de soluţii tehnice pentru asigurare cu energie termică şi cu frig al serei.

- A fost elaborată schemă hidraulică a instalaţiei pentru încălzire în perioadă rece a anului şi în perioadă de intersezon şi pentru climatizare în perioade calde, bazată pe utilizarea pompei de căldură cu dioxid de carbon ca agent frigorific în care se utilizează motorul de gaz, ca agregat de acţionare al compresorului pompei de căldură. A fost elaborată structura sistemului, care permite funcţionarea la un regim cu randamentul cel mai înalt a motorului de gaze în regim de cogenerare şi concomitent, obţinerea coeficientul de performanţă ridicat.

ISSN 1857-3924

- Au fost elaborate proiecte şi mostre experimentale în două variante a serelor solare energo-eficiente, şi anume:
  - cu un acumulator terestru de căldură şi cu ecran flexibil de căldură;
  - cu un acumulator subteran de căldură şi cu ecran termic rigid.

  Structural, serele sunt executate din grinzi de lemn cu bariere plate din policarbonat cu grosime de 8 mm. În calitate de materiale reflectoare – ecrane sunt utilizate hârtii metalizate şi folii de plastic. Calculele au demonstrat că construcţiile propuse ale serelor asigură micşorarea pierderilor de căldură de 3,2…3,4 ori în comparare cu construcţiile tradiţionale. În afară de aceasta, primăvara şi toamna construcţiile propuse ale serelor, fără cheltuieli suplimentare de energie, poate proteja plantele de îngheţ pe parcursul a 5 – 14 zile în dependenţă de temperatura exterioară şi intensitatea vântului. Construcţiile propuse ale serelor permit sădirea plantelor cu circa o lună mai înainte în comparare cu serele obişnuite din peliculă, şi, respectiv, obţinerea mai devreme a roadei şi majorarea sezonului de cultivare până-n luna decembrie.

- Pe baza programului Simpower systems (MATLAB) a fost elaborat modelul matematic al transformatorului trifazat, care permite calculul acestuia în prezenţa fluxului de secvenţa homopolară. În acest model este realizată izolarea galvanică a tuturor înfăşurărilor una de alta, ce permite simularea practic pentru toate schemele de conexiune a înfăşurărilor, care apar în practica la exploatarea transformatoarelor de putere. S-au efectuat calcule de testare pentru diferite scheme electrice de conexiune ale bobinelor transformatoarelor, modelul a fost ajustat conform rezultatelor obţinute. În plus, modelul a fost testat în anumite regimuri caracteristice, care permit o evaluare apriori a corectitudinii rezultatelor în regimuri semnificativ nesimetrice. Rezultatele obţinute au confirmat corectitudinea modelului elaborat. Modelul elaborat a fost utilizat pentru a studia caracteristicile regimurilor nesimetrice pentru cele mai generale scheme tradiţionale de conexiune ale transformatoarelor (Y/y , Y/d , Y/z), precum şi pentru una dintre schemele posibile a transformatorului cu decalaj de faze (zig-zag a triunghiului).

Rezultatele aplicate obţinute în 2013 (*în cadrul proiectului de cercetări aplicate*)
Propuneri şi recomandări pentru utilizare (aspecte aplicative):

- Rezultatele obţinute pot fi utilizate în procesul decizional, ce ţine de dezvoltarea reţelelor de transport şi a surselor de generare întru realizarea prevederilor Strategiei Energetice 2030. Rezultatele obţinute permit majorarea nivelului de fiabilitate în asigurarea cu energie electrică a consumatorilor. Organizaţiile cointeresate pot fi ÎS „Moldelectrica” şi ÎS „Energoproiect”.

- Realizarea prevederilor Strategiei Energetice 2030, până în anul 2020 privind dezvoltarea platformei de generare (650 MW centrale tip ciclu combinat şi cca. 250-400 MW surse regenerabile) necesită valorificarea a cca. 2 miliarde dolari SUA în termen de 7 ani. Atragerea investiţiilor este condiţionată de riscuri şi ca urmare a cestora este necesar de analizat motivaţiile investiţionale spre dezvoltarea surselor de energie electrică în piaţa liberalizată.

- A fost elaborat şi testat modelul de calcul pentru PC, care permite simularea tuturor regimurilor nesimetrice de lucru ale transformatoarelor trifazate cu trei miezuri în schemă arbitrară de conexiune a înfăşurărilor. Spre deosebire de abordările existente, modelul elaborat a permis efectuarea calculelor modulelor şi fazelor vectorilor de tensiuni şi curenţi şi distribuţia diagramelor vectoriale pentru tensiuni şi curenţi. Modelul elaborat poate fi utilizat la întreprinderile, care efectuează exploatarea reţelelor electrice de distribuţie şi transport a energiei electrice cu transformatoare de putere.

ISSN 1857-3924

- Soluţiile propuse de realizare constructivă a serelor asigură micşorarea pierderilor de căldură de 3.2…3.4, asigură fără cheltuieli suplimentare pentru energie protejarea plantelor de îngheţ pe parcursul a 5 – 14 zile în dependenţă de temperatura exterioară şi viteza vântului.

- S-a propus un nou ciclu termodinamic (COP depăşeşte 4,0 unităţi) pentru instalaţii în regim de trigenerare cu pompele de căldură încorporate în instalaţiile pentru încălzirea serei cu utilizarea motorului de gaze. Efectul economic constă în micşorarea consumului de gaze naturale necesare pentru încălzire şi climatizare. Termenul de recuperare actualizat a investiţiilor nu depăşeşte 5 ani. Pentru serele amplasate în regiunile ţării cu deficit al apei curate se pot utiliza pompele de căldură cu detentor şi acţionare a compresorului de către motor de gaz cu scopul preparării apei calde. Pentru climatizarea serei în perioadă caldă a anului se recomandă sistemul compus din evaporatorul indirect, unit cu pompa cu compresie de vapori. Această măsură poate economisi pîna la 30% a energie electrică consumată de pompă de căldură.

- Rezultatele cercetărilor au fost utilizate la elaborarea Raportului experţilor privitor la lucrul executat şi perspectivele privind elaborarea Comunicării Naţionale Trei (transmis şi aprobat 04-05. 02. 2013 IUNEP. Oficiul Schimbarea Climei). Rezultatele obţinute pot fi utilizate în procesul decizional, ce ţine de dezvoltarea reţelelor de transport a tensiunii şi a surselor de generare întru realizarea prevederilor Strategiei energetice 2030. Rezultatele obţinute permit majorarea nivelului de fiabilitate în asigurarea cu energie electrică a consumatorilor. Organizaţiile cointeresate pot fi ÎS „Moldelectrica" şi ÎS „Energoproiect".

3.4. Anul 2014

Obiectivul pentru anul 2014

Analiza comparativă a variantelor de dezvoltare a sistemului energetic al Republicii Moldova şi a oportunităţilor de dezvoltare a surselor regenerabile în contextul aderării ţării la ENSO-E (European Network of Transmission System Operators For Electricity) cu considerarea priorităţilor stipulate în Strategia Energetică 2030, precum şi eficientizarea procesului de conversie a surselor regenerabile de energie.

Obiective specifice pentru anul 2014 *(în cadrul proiectului de cercetări aplicate):*

- *Determinarea şi evaluarea posibilităţilor, oportunităţilor şi eficienţei tehnice a scenariilor de dezvoltare a sistemului energetic al Moldovei pentru diferite strategii de aderare la ENTSO-E.*
- *Formularea recomandărilor de promovare a RES pe teritoriul ţării în baza analizei tendinţei de dezvoltare a surselor regenerabile de energie (RES) şi a capacităţii disponibile de balansare a puterii acestora din regiune.*
- *Cercetarea regimurilor nesimetrice în transformatoarele de putere cu multe înfăşurări.*
- *Elaborarea schemei energetic eficiente de utilizare a instalaţiei cu pompa de căldură cu agent termic ecologic pentru întreprinderile din industria cărnii şi determinarea regimurilor raţionale de funcţionare. Elaborarea schemelor şi legilor de dirijare cu acest tip de instalaţii.*
- *Testarea a 2 sere experimentale şi determinarea parametrilor optimali ai acumulatorului de căldură, precum şi definitivarea soluţiei constructive a serelor solare energetic eficiente.*

Rezultatele ştiinţifice obţinute în 2014 (*în cadrul proiectului de cercetări aplicate*)

- Au fost realizate modelele de calcul şi s-a efectuat analiza comparativă a regimurilor staţionare (de bază) pentru fiecare scenariu analizat de aderare a sistemului electroenergetic al Moldovei la ENTSO-E.

ISSN 1857-3924

- S-a realizat analiza comparativă a variantelor optimizate de dezvoltare a reţelelor sistemului energetic în cadrul realizării platformelor prevăzute de Strategia energetică a Moldovei până în 2030.

- S-a elaborat schema de generare distribuită pe teritoriul Republicii Moldova pentru diverse strategii de aderare la ENTSO-E şi s-a efectuat analiza comparativă a acestora. Au fost analizate reţelele de sistem şi s-au determinat punctele posibile de amplasare a instalaţiilor de reglare a decalajului de fază, precum şi rentabilitatea acestora în sistemul energetic al Moldovei. S-a realizat o serie de calcule, în baza cărora s-a evaluat eficienţa tehnică de utilizare a instalaţiilor de reglare a decalajului de fază pentru diverse condiţii de funcţionare a sistemului, inclusiv funcţiile de tranzitare.

- În urma analizei programelor de dezvoltare a surselor regenerabile de energie electrică din Ucraina şi Romania, precum şi a capacităţilor acestor ţări de a acoperi necesitatea în putere şi energie de echilibrare, drept urmare a dependenţei SRE de factorii climaterici, s-a constatat că Ucraina nu are capacităţi de a satisface şi R. Moldova cu atare surse de echilibrare. Romania, din potrivă, dispune de atare capacităţi pe medie şi lungă durată. Drept urmare, a fost stabilit că, atâta timp cât R. Moldova nu are rezolvată problema energiei de echilibrare pentru RES, puterea surselor eoliene si celor fotovoltaice nu trebuie să depăşească 50MW. Depăşirea acestui nivel iminent va duce la agravarea însemnată a securităţii energetice şi, totodată, la creşterea semnificativă a preţului la energia electrică.

- În baza modelului transformatorului de putere cu multe înfăşurări realizat în MATLAB (Simpower) s-au cercetat regimurile de funcţionare a 2 variante de realizare a instalaţiei de reglare a decalajului de fază. Prima a fost cu potenţialul de fază la ramificările înfăşurării de reglare, iar a doua variantă cu ramificările la neutru. Pentru aceste variante s-au calculat regimurile nesimetrice (sarcină nesimetrică, scurtcircuite, rupturi de fază) şi s-au cercetat particularităţile acestora, s-a efectuat analiza rezultatelor obţinute. S-a constatat, că pentru ambele variante este caracteristic prezenţa regimurilor nesimetrice, datorită apariţiei fluxului consecutivităţii nule, care se închid în afara circuitelor feromagnetice, fapt care este necesar de luat în vedere la proiectarea a astfel de instalaţii.

- S-a elaborat schema energetic eficientă pentru asigurarea cu energie electrică, termică şi frig (aşa numita tri-generare) a combinatelor de carne. Soluţia tehnică propusă, are la bază utilizarea pompei de căldură, care este acţionată de un motor cu ardere internă, ce utilizează gaze naturale. Pompa de căldură produce căldură şi frig, iar motorul pe gaze, pe lângă funcţia de acţionare pompei de căldură mai produce şi energie electrică. Soluţia elaborată prevede 2 regimuri de funcţionare. În cazul când la întreprindere predomină consumul de energie termică, soluţia propusă nu include turbodetentorul. În caz contrar, se propune utilizarea acestui element, care asigură alimentarea cu gaze naturale a motorului, iar datorită diferenţei de presiune care se creează în turbodetentor se produce energie electrică. Surplusul de energie electrică poate fi livrat în reţea. Eficienţa motorului cu ardere pe gaze este de 90%. La utilizarea turbodetentorului se obţine adiţional 1kWh la consumul a fiecare $47m^3$ gaze şi totodată se utilizează căldura reziduală de la motor şi de la pompa de căldură pentru încălzirea gazelor.

- A fost elaborată schema hidraulica a pompei de căldură pentru sistemul dat, în care sunt prevăzute module pentru reglarea regimului de producere a energiei termice şi a frigului, totodată motorul cu gaze funcţionează permanent în regim cu randament maximal.

ISSN 1857-3924

- Au fost efectuate cercetări experimentale şi teoretice ale regimurilor de lucru privind căldura şi lumina în sere solare energetic eficiente, şi anume:
  - cu acumulator de căldură terestru şi ecran flexibil de căldură interior;
  - cu acumulator de căldură subteran şi ecran rigid de căldură exterior.

  Au fost efectuate măsurări ale densităţii intrării radiaţiei solare, temperaturii şi umidităţii aerului şi solului.
  Diferenţa maximală dintre rezultatele teoretice şi experimentale a fost de 17%.
  A fost determinată construcţia optimală, forma şi orientarea serei. În calitate de criteriu de optimizare a fost ales parametrul, ce ia în considerare economisirea resurselor la încălzirea serei şi preţul la producţia obţinută.
  Orientaţia optimală a serei – nord-sud, cu raportul dintre lungimea şi lăţimea maximală şi coeficientul de îngrădire 2,8 – 3,2. Soluţia propusă asigură o reducere de cca. 4 ori a cheltuielilor energiei la încălzire, sădirea şi prelucrarea mai devreme a legumelor, precum si majorarea timpului de exploatare a serelor în perioada de toamnă, chiar până-n luna decembrie, protecţia plantelor de îngheţ (-3…-5^{o}C) pe parcursul a 5 – 14 zile. Au fost determinaţi parametrii optimali ai acumulatoarelor de căldură (capacitatea termică, puterea şi schimbul de căldură). Au fost elaborate recomandări privind utilizarea serelor solare energo-eficiente pentru fermieri şi gospodării individuale din Republica Moldova.

Rezultatele aplicate obţinute în 2014 (*în cadrul proiectului de cercetări aplicate*)

Propuneri şi recomandări pentru utilizare (aspecte aplicative):

- Modelele de calcul elaborate pentru analiza şi calculul regimurilor sistemului energetic al Moldovei sunt adaptate la condiţiile actuale din sistem, ceea ce le face mult mai precise faţă de modelele generale existente, şi permite determinarea eficienţei tehnice a mijloacelor utilizate în cadrul sistemului energetic.

- În urma analizei programelor de dezvoltare a surselor regenerabile din ţările vecine, s-a constatat că, atâta timp cât R. Moldova nu are rezolvată problema energiei de echilibrare pentru RES, puterea surselor eoliene şi celor fotovoltaice nu trebuie să depăşească 50MW. Depăşirea acestui nivel iminent va duce la agravarea însemnată a securităţii energetice şi, totodată, la creşterea semnificativă a preţului la energia electrică. Soluţia cea mai plauzibilă spre depăşirea acestei situaţii se vede prin accelerarea procesului de racordare a sistemului electroenergetic naţional cu cel românesc. S-a propus: 1) realizarea în termene foarte restrânse a interconexiunii 400 kV Suceava-Bălţi, proiectul căreia este deja finalizat; 2)construcţia a două staţii de transformare, una la nordul ţării, cu nivele de tensiune 330/110 kV şi capacitatea de 2 x 125MW, alta - la sudul republicii, cu nivele de tensiune 330/110 kV şi capacitatea de 2 x 125MW; 3)buclarea reţelelor 110 kV de la aceste două staţii de transformare, necesară pentru realizarea schemei de funcţionare sincronă a sistemului electroenergetic al Malului drept cu cel din România. Punerea în aplicare a soluţiei expuse provoacă impacturi investiţionale şi tarifare relativ suportabile pentru bugetul ţării. Astfel, în conceptul în care construcţia linei de interconexiune 400 kV Suceava-Bălţi urmează a fi realizată în orice scenariu al Strategiei Energetice 2030, impactul menţionat poate fi atribuit doar transformărilor din reţeaua internă. Investiţia necesară în acest sens constituie cca. 22 milioane dolari SUA, cu un impact asupra tarifului de nu mai mare de 1 ban/kWh. La prima fază, transformările menţionate îşi vor găsi aplicare doar în situaţii excepţionale, adică ele operând în regim ”Stand-by”.

- Au fost elaborate noi sere energo-eficiente (construcţia, forma şi orientarea), în care se atinge o economie esenţiala la încălzirea lor (până la 80% în comparare cu serele învelite cu peliculă), precum şi un climat optimal. Eficienţa energetică maximală este asigurată datorită utilizării

ISSN 1857-3924

policarbonatului celular, acumulatoarelor de căldură (terestru şi subteran), precum şi a ecranelor de căldură mobile – reflectoarelor (rigide exterioare pe acoperiş şi flexibile interioare). Varianta propusă de construire a serei asigură în perioada martie-noiembrie o reducere de cca. 4 ori a cheltuielilor energiei la încălzire.
Au fost elaborate recomandări privind utilizarea serelor solare energo-eficiente în Republica Moldova. Serele noi elaborate permit extinderea utilizării tehnologiei "sol închis" în Republica Moldova şi pot fi utilizate de către fermieri şi gospodarii individuale.

- Soluţia elaborată de tri-generare pe baza utilizării pompei de căldură are avantaj faţă de soluţiile existente prin faptul că aici se generează independent energie termică, energie electrică şi frig. Pe de altă parte, soluţia propusă permite eficientizarea consumului de energie primară (gaze naturale) prin faptul utilizării turbodetentorului şi a căldurii reziduale din sistem şi de la motorul cu ardere internă. Soluţia elaborată permite reducerea costului instalaţiei, şi eficientizarea consumului de energie la întreprinderile de procesare a cărnii.

Rezultatele cercetărilor au fost utilizate la elaborarea Strategiei sectoriale de cheltuieli în domeniul energetic **2014-2016** (solicitarea ME **09.01.2013 nr.47/212-02;** ME nr. 17-3674 din 28.06.2013**),** prognoza consumului de resurse energetice pentru CSI (scrisoare IE AŞM de transmitere ME din 28.01.2013 nr 47/21-10), Raportul experţilor privitor la lucrul executat şi perspectivele privind elaborarea Comunicării Naţionale Trei (transmis şi aprobat 04-05. 02. 2013 IUNEP. Oficiul Schimbarea Climei), propuneri de politică publică cu tematica „Perfecţionarea mecanismelor de promovare a cogenerării în sistemul energetic al Republici Moldova" (ORDIN ME nr. 66 din 22 aprilie 2013); calcularea investiţiilor si a economiilor pentru Propuneri de Politica Publica în domeniul cogenerării în Republica Moldova (Scrisoare IE AŞM în adresa ME RN din 09.09.2013), propunere privind dezvoltarea reţelei de 110 kV către Moldelectrica SA (scrisoare IE AŞM din 07.11.2013).

3.5. Generalizarea rezultatelor ştiinţifice teoretice şi aplicate obţinute la realizarea proiectului „11.817.06.02A. Elaborare mijloace, soluţii tehnice şi tehnologice de eficientizare a utilizării resurselor energetic tradiţionale şi regenerabile întru sporirea funcţionării fiabile a complexului energetic autohton" (2011-2014)

- S-a elaborat modelul de calcul al regimului de funcţionare a sistemului energetic al Moldovei pentru realizarea scenariului de aderare la piaţa europeană comună de energie (ENTSO-E) fără Transnistria şi Ucraina. S-a stabilit, că în cazul dat are loc înrăutăţirea a mai multor indicatori, precum este micşorarea rezervei de stabilitate statică după puterea activă, se reduce fiabilitatea din cauza micşorării numărului de linii şi deconectării unor surse de generare, ţara pierde statutul de ţară tranzit.
- S-au elaborat măsurile necesare de realizat pentru a implementa cu succes scenariul propus, printre care dezvoltarea interconexiunilor de sistem: LEA 330kV Bălţi-CHE Dnestrovsk cu trecerea staţiei din Donduşeni la 330kV, construcţia LEA 400kV Străşeni-Iaşi-Ungheni; dezvoltarea surselor de generare: în zona centrală CET-3 Chişinău, în zona de nord (Bălţi), în zona de vest (Ungheni) în zona de sud (Burlăceni). Analiza tuturor măsurilor propuse a arătat, că cel mai favorabil este construcţia centralei în Bălţi, care ne permite să avem o stabilitate satisfăcătoare a sistemului electroenergetic fără a dezvolta interconexiunile interne.
- S-a realizat analiza comparativă a mai multor scenarii de aderare a Moldovei la ENTSO-E şi s-a ajuns la concluzia, că cel mai bine pentru Moldova este aderarea împreună cu Transnistria şi

ISSN 1857-3924

Ucraina, fapt ce permite dezvoltarea potenţialului de tranzitare a Moldovei atât pe direcţia nord-sud, cât şi pe direcţia vest-est. Ca rezultat se obţine reducerea pierderilor de energie în sistem cu 1.3% şi creşterea rezervei de stabilitate statică a sistemului cu 35%.

- Au fost identificate trei componente de bază care determină riscurile investiţionale spre dezvoltarea surselor de energie electrică în R. Moldova: securitatea furnizării, preţurile competitive şi obiectivele de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră. La riscurile în cauză pot fi adăugate şi altele, specifice ţării. Studiul WASP şi analizele efectuate au arătat că în urma realizării programului de creştere a capacităţilor locale de producere a energiei electrice, preţul mediu de achiziţie a energiei electrice va creşte cu 44% faţă de scenariul liniei de bază, iar prezenţa energiei mai ieftine în Est nu permite ca energia produsă de centralele în cauză să fie realizată pe piaţa locală. Totodată, semnarea unor contracte de lungă durată pentru construcţia centralelor date nu este susţinută de Comunitatea Energetică. În ce priveşte pragul emisiilor de CO_2, R. Moldova deţine suficiente rezerve pentru a-şi putea permite majorarea lor. Astfel că cea mai rezonabilă cale de soluţionare a securităţii energetică rămâne aderarea sistemului energetic al ţării la cel al ENTSO-E, fie în regim sincron, fie asincron. În acest sens sunt propuse soluţii concrete, în principal orientate spre realizarea de interconectări cu Vestul.

- A fost elaborată schemă hidraulică a instalaţiei pentru încălzire în perioadă rece a anului şi în perioadă de intersezon şi pentru climatizare în perioade calde, bazată pe utilizarea pompei de căldură cu dioxid de carbon ca agent frigorific în care se utilizează motorul pe gaze, ca agregat de acţionare al compresorului pompei de căldură. A fost elaborată structura sistemului, care permite funcţionarea la un regim cu randamentul cel mai înalt a motorului pe gaze în regim de cogenerare şi concomitent obţinerea coeficientul de performanţă ridicat.

- Au fost analizate metodele de asigurare cu energie termică, frig, energie electrică a serei cu regim anual de climatizare. Au fost determinate valorile consumurilor de energie termică şi de frig al serei pe parcursul anului. A fost efectuată analiza energo-economică a variantelor de soluţii tehnice pentru asigurare cu energie termică şi cu frig al serei. Au fost elaborate proiecte şi mostre experimentale în două variante a serelor solare energo-eficiente. S-a demonstrat, că construcţiile propuse ale serelor asigură micşorarea pierderilor de căldură de 3,2…3,4 ori în comparare cu construcţiile tradiţionale. În afară de aceasta, primăvara şi toamna construcţiile propuse ale serelor, fără cheltuieli suplimentare de energie, pot proteja plantele de îngheţ pe parcursul a 5 – 14 zile în dependenţă de temperatura exterioară şi puterea vântului.

- Pe baza programului Simpower systems (MATLAB) a fost elaborat modelul matematic al transformatorului trifazat, care permite calculul acestuia în prezenţa fluxului de secvenţa homopolară. În acest model este realizată izolarea galvanică a tuturor înfăşurărilor una de alta, ce permite simularea practic pentru toate schemele de conexiune a înfăşurărilor, care apar în practică la exploatarea transformatoarelor de putere. S-au efectuat calcule de testare pentru diferite scheme electrice de conexiune ale bobinelor transformatoarelor, modelul a fost ajustat conform rezultatelor obţinute.

4. Proiecte naţionale (câştigate prin concurs)

4.1. 12.220.20.137. Energetica Moldovei 2012. Aspecte regionale ale dezvoltării". Conferinţă Ştiinţifică Internaţională, 4-6 octombrie 2012, Chişinău. Director de proiect dr. hab. Vladimir Berzan. Termen executare 2012.

Scopul Conferinţei: Analiza situaţiei în sectorul energetic, diseminarea soluţiilor de dezvoltare durabilă şi de promovare a proceselor de integrare, sporire a securităţii şi eficienţei energetice în

ISSN 1857-3924

ţară şi regiune, inclusiv, prin includerea energiei regenerabile în balanţa energetică a Republicii Moldova cu experienţa ţărilor din regiune.

Obiectivele Conferinţei:

- *Crearea posibilităţilor de acces la informaţii ce se referă la cele mai recente rezultate ştiinţifice şi practici în domeniul energeticii.*
- *Contribuirea la promovarea spre implementare a rezultatelor ştiinţifice prin stabilirea relaţiilor reciproc avantajoase dintre ştiinţă şi sectorul real al economiei.*
- *Facilitarea intensificării relaţiilor intre oamenii de ştiinţă din Moldova şi colegii lor din străinătate întru participarea la concursurile de proiecte din cadrul programului cadru PC7, inclusiv, stimularea implicării tinerilor cercetători în activităţile de colaborare internaţională.*
- *Sporirea vizibilităţii pe plan la internaţional al potenţialului de cercetare din Republica Moldova şi a Institutului de Energetică al AŞM, şi Universităţilor din ţară.*

Rezultatele Conferinţei:

- La Conferinţă au fost prezentate 102 lucrări, dintre care 42 sunt prezentate de autori de peste hotarele ţării (Romania, Federaţia Rusă, Ucraina, Franţa, Cehia, Letonia, Italia, Azerbaidjan, Belarus, reprezentanţi ai organismelor UE). 8 lucrări sunt pregătite de echipe de cercetători mixte din diferite ţări: Republica Moldova, Ucraina, Federaţia Rusă, Italia, Franţa, Romania autori a cărora sunt 42 de persoane din afara ţării, din care audiate în cadrul sesiunilor şi la deschiderea Conferinţei - 58 rapoarte, inclusiv prezentate de către specialiştii de peste hotarele ţării - 24 rapoarte şi 4 rapoarte pregătite de echipe mixte de cercetători din Republica Moldova şi Federaţia Rusă, ceea ce face în sumă 28 de lucrări prezentate de autorii de peste hotarele ţării. În procente 28/58 cota prezentărilor în cadrul sesiunilor de către autorii din străinătate constituie 48,3%, cota autorilor de peste hotare 89/176 a constituit 50,6%. Cota lucrărilor autorilor de peste hotare publicate în volumul „Energetica Moldovei 2012" constituie (50/102)x100%=49%.
- S-au editat rapoartele prezentate la Conferinţă în culegerea „Energetica Moldovei-2012", conf. int.(2012; Chişinău). Conferinţa Internaţională „ Energetica Moldovei -2012. Aspecte regionale de dezvoltare", 4-6 octombrie 2012, Chişinău: Rapoarte, Ed. 2-a./col.red.: Berzan V.[et.al.] Ch.: S.n., 2012 (Tipogr.AŞM).- 620p. ISBN 978-9975-62-324-7.
- S-a semnat Memorandumul de colaborare în domeniul Energiei, Mediului şi Infrastructurii între Institutul de Energetică al AŞM şi Institutul de Studii şi Proiectări în Energetică din Bucureşti, Romania.
- S-a adoptat Hotărârea Conferinţei cu formularea sarcinilor şi priorităţilor privind dezvoltarea complexului energetic al ţării şi întărirea colaborării savanţilor din Republica Moldova cu comunitatea ştiinţifică din alte ţări.

4.2. 13.220.20.09M. Noţiuni generale despre micro - şi nanoelectronică modernă. Director de proiect acad. Nicolae Andronati. Termen executare 2013.

Obiectivele proiectului: Generalizarea şi familiarizarea cu metodele de obţinere, studiere a nanomaterialelor şi confecţionarea în baza lor a componentelor nanoelectronice utilizate în diferite ramuri a economiei, inclusiv în energetică.

Executanţi:

Laboratorul Modelarea şi diagnoza echipamentului energetic al IE ASM,
Laboratorul Echipamente electroenertgetice şi electronica de putere al IE AŞM
Laboratorul Eficienţa energetică şi surse regenerabile de energie al IE AŞM

Rezultate:

ISSN 1857-3924

În monografie sunt analizate aspecte ale dezvoltării microelectronicii şi nanoelectronicii moderne. În linii generale sunt prezentate metode, procedee şi echipamente utilizate în cercetare şi producere ale elementelor nanoelectronice: determinarea morfologiei, componenţei chimice, structurii atomo-moleculare a nanomaterialelor (microscop electronic cu transmisie, cu scanare, cu scanare cu efect de tunel, atomic de forţă etc.), instalaţii şi procedee de obţinere a peliculelor subţiri (evaporare termică în vid, tehnologii de creştere a peliculelor cu fascicul de electroni, epitaxia cu jet molecular, depunerea chimică a straturilor de atomi, bombardarea cu ioni, pulverizare de înaltă frecvenţă, corodarea ionică şi cu plasmă, implantare ionică etc.). Tehnologiile de formare a elementelor nanoelectronice: microlitografia, litografia electronică şi ionică, utilizarea analizei de regresie pentru creşterea calităţii nanoelementelor, informaţii privitor la utilizarea sondei mecanice în obţinerea nanoelementelor.
Monografia prezintă interes pentru specialiştii din diverse domenii ale ştiinţei şi ingineriei, studenţi, masteranzi şi doctoranzi.
Monografia este recomandată pentru editare de către Consiliul Ştiinţific al Institutului de Energetică al AŞM (proces-verbal nr.8 din 12.11.2013) şi de Consiliul Ştiinţific al Universităţii Naţionale Tehnice din Ucraina (KPI) (proces - verbal nr.17/11/НИИ ПЭ din 18.11.2013).
Recenzent, m.c., prof. universitar Sidorenco A., director al Institutului de Inginerie Electronică şi Nanotehnologii al AŞM.

5. Proiecte internaţionale

5.1. 11.820.06.09 STCU.A/5388. Elaborarea, fabricarea şi testarea mostrei transformatorului de reglare rapidă a decalajului de fază cu dirijare pe tiristori. Director de proiect dr. hab.Vladimir Berzan. Termenul executării 2011-2012.

Obiectivele proiectului: Elaborarea schemei de principiu a instalaţiei de reglare a decalajului de fază a tensiunii de ieşire cu parametri performanţi şi realizarea componentei de putere din cadrul mostrei instalaţiei cu puterea 10kVA în baza schemei de principiu elaborate.

Executanţi:

Laborator Echipament Electroenergetic şi Electronica de Putere.
Laborator Modelarea şi Diagnoza Echipamentului Energetic.

Rezultate:

Au fost cercetate soluţiile tehnice tradiţionale utilizate (clasice) de realizare a instalaţiilor de reglare a decalajului de fază (IRDF). S-au elaborat 5 soluţii tehnice noi, ce posedă elemente inovative de realizare a IRDF. Pentru fiecare soluţie tehnică a fost elaborat modelul de simulare matematică în mediul Simulink (MATLAB). Pentru schema clasică de realizare a IRDF – „Marcerau Connection" – şi schema modificată a fost elaborat modelul analitic. Rezultatele obţinute în baza relaţiilor analitice au fost comparate cu rezultatele obţinute în baza modelului de simulare matematică. Rezultatele au coincis până la a două cifră zecimală, ce confirmă corectitudinea rezultatelor obţinute prin simulare. Din considerente, că modelul de simulare este mai exact, deoarece ia în considerare pierderile în transformator şi influenţa parametrilor transformatoarelor asupra unghiului de decalaj setat, s-a decis pentru analiza ulterioară a proceselor fizice din instalaţie să se utilizeze modelul de simulare.
Din cele cinci soluţii tehnice elaborate s-a selectat soluţia tehnică cu două transformatoare de tip hexagon. Această soluţie a fost modificată în scopul optimizării sistemului electronic de comutare a decalajului de fază. S-a elaborat algoritmul de comutare în trepte (14 trepte) a decalajului de fază cu un pas de 4.3 grade în diapazonul 0-60 grade. Pentru a reduce şi mai mult puterea instalată a IRDF s-a proiectat utilizarea bateriei de condensatoare cu o capacitate de 90μF. Aceasta ne permite să reducem dublu puterea manevrată prin instalaţie. A fost elaborat conceptul de realizare a instalaţiei în întregime, care ia în considerare uşurarea procesului de transportare a instalaţiei.

ISSN 1857-3924

S-a elaborat o soluţie tehnică inovativă de realizare a instalaţiei de reglare a decalajului de fază, care permite reducerea până la 0.93 a raportului puterii instalate faţă de cea manevrată în comparare cu soluţia clasică pentru care acest coeficient este de 2.15. Aceasta înseamnă reducerea indicilor de masă şi gabarit, iar ca rezultat costul acestor instalaţii. Soluţia tehnică elaborată de realizare a instalaţiei de reglare a decalajului de fază permite reducerea puterii instalate. Utilizarea bateriei de condensatoare permite reducerea cu 50% a puterii manevrate de instalaţie. Soluţia dată permite reducerea puterii instalate a cheilor electronice care constituie 0,33 din puterea manevrată. Rezultatele obţinute vor contribui la reducerea costului IRDF. Aceste instalaţii pot fi utilizare la manevrarea fluxurilor de putere în reţelele de transport a energiei electrice, precum şi la conectarea surselor noi de generare la reţea. De asemenea, aceste echipamente pot fi utilizate în punctele de conexiune a sistemului energetic al Republicii Moldova cu sistemele energetice vecine (România şi Ucraina). Beneficiari ai astfel de echipamente pot fi întreprinderile de producere şi distribuţie a energiei electrice.

5.2. PROMITHEAS-4 Nr. 265182 "Knowledge transfer and research needs for preparing mitigation/adaptation policy portfolios". Programul FP7. Director de proiect dr. hab. Mihai Chiorsac (2011), dr. Comendant Ion (2012-2014)

Obiectivele proiectului: Elaborarea si evaluarea căilor principale de cercetare si lacunele existente în politica de poluare a mediului ambiant a 12 ţari riverane bazinului Mării Negre (Albania, Armenia, Azerbaidjan, Bulgaria, Estonia, Kazahstan, Moldova, Romania, Rusia, Serbia, Turcia şi Ucraina)

Executanţi :

Laboratorul Eficienţa Energetică şi Sisteme de Dirijare.
Laboratorul Surse regenerabile ale energiei.

Obiectivele specifice:

Proiectul este orientat spre identificarea şi implementarea unui complex portofoliu de măsuri şi instrumente orientat spre reducerea gazelor cu efect de seră în fiecare dintre ţările participante în Proiect. În acest sens, realizarea proiectului va duce la stabilirea căii de parcurs pentru obţinerea datelor relevante calculării emisiilor de GEF, precum şi reducerii acestora pentru diferite evoluţii ale factorilor care contribuie la poluarea mediului înconjurător; stabilirea celui mai adecvat model de calcul a dezvoltării ramurilor cu cele mai importante emisii de GEF; alegerea celor mai rezonabile scenarii de atenuare a GEF, precum şi de adaptare la impacturile de pe urma poluării mediului cu GEF; determinarea celui mai oportun model de evaluare a posibililor scenarii de dezvoltare a sectoarelor cu cel mai înalt grad de poluare a mediului, în vederea identificării celui mai acceptabil dintre aceste scenarii. Lucrarea este de importanţă pentru economia naţională, dat fiind că în urma realizării ei vor fi create condiţiile necesare pentru a efectua la un nivel de calitate mai înalt a documentelor de mediu, în particular a Comunicărilor Naţionale, Strategiilor naţionale de reducere a emisiilor cu efect de seră, etc. Totodată, mediatizarea rezultatelor obţinute va contribui la creşterea conştiinţei populaţii spre necesitatea reducerii de GEF prin toate măsurile disponibile acestora.

Rezultate:

S-a elaborat şi pregătit Raportul privind detalierea datelor şi informaţiei la capitolul atenuarea emisiilor gazelor cu efect de seră (GEF) în RM; s-au identificate modelele posibile de utilizare pentru calcularea GEF; identificate scenariile şi alcătuit portofoliul de politici privind atenuarea GEF în RM; identificate metodele de evaluare a celor mai rezonabile politici de atenuare a GEF; Expediate părţilor interesate spre avizare a rezultatelor obţinute; instruirea necesară pentru utilizarea

ISSN 1857-3924

modelului de calcul LEAP, la Viena, Austria, septembrie 2011. Au fost alcătuite trei scenarii de dezvoltare a energeticii până în anul 2050: de bază, optimist şi pesimist, pregătindu-se în acest sens patru rapoarte: trei pentru scenariile menţionate, iar al patrulea consacrat politicilor de mediu în sector.

Al patrulea scenariu a fost consacrat politicilor de mediu în sector. În vederea calculării scenariilor menţionate, cu aplicarea instrumentului LEAP, au fost colectate datele de intrare necesare, efectuându-se testările adecvate. Drept urmare, s-a identificat că pentru condiţiile R. Moldova, unde importul de energie este însemnat, instrumentul nu lucrează, fapt ce a dus la modificarea acestuia de către autorii lui.

Din 10 modele studiate a fost ales Modelul de calcul LEAP, recunoscut internaţional, pentru evaluarea impactului dezvoltării sectorului energetic. Totodată, a fost recunoscută ca cea mai relevantă metodă de evaluare multicriterială a scenariilor de dezvoltare - Metoda AMS.
În urma lucrărilor de identificare a datelor de intrare pentru Modelul LEAP au fost stabilite mai multe lacune în ceia ce priveşte disponibilitatea informaţională, trasându-se măsurile spre depăşirea acestora.

Generalizarea studiilor efectuate în anii 2011-2012 de evaluare a măsurilor de atenuare a emisiilor de gaze cu efect de seră pentru R. Moldova: 12 ţări din regiune au fost atrase spre elaborarea Instrumentului. După doi ani de studii a fost propus ca acesta să cuprindă: modelul de calcul LEAP, recunoscut internaţional, şi Metoda AMS de evaluare multicriterială a scenariilor. În baza Instrumentului elaborat au fost elaborate politicile şi scenariile de dezvoltate pentru R.Moldova, identificându-se, de asemenea, lacunele şi necesităţile de cercetare ulterioare. Scenariile elaborate cuprind aplicarea pe larg a eficienţii energetice şi a surselor regenerabile de energie electrică.

5.3. Project 5842/STCU. Power Electronic Converters with Synchronized Modulation for Electric Vehicles and for Photovoltaic Systems. Director de proiect dr. hab. Valentin Olesciuk. Termen executare 2014-2016.
Obiectivele proiectului: elaborarea schemelor şi algoritmi noi de modulare sincronizata vectorială pentru control a structurilor de perspectivă in convertoarele de energie electrică pentru transportul electric şi pentru sisteme fotovoltaice, in special, pentru reglarea: a) sisteme duble trifazate asimetrice in baza a doua convertoare pentru automobile electrice; b) acţionari electrice reglabile cu şase faze in baza a patru convertoare pentru tracţiune; c) invertoare combinate şi de tip cascadă pentru instalaţii fotovoltaice cu transformatoare.
Obiectivul specific pentru 2014:
Elaborarea noilor algoritmi de modulare sincronizată pentru controlul topologiilor de bază ale convertoarelor de putere cu multe nivele şi multifazate pentru transport electric.
Executanţi:
Laboratorul modelarea şi diagnoza echipamentului energetic
Laboratorul eficienţa energetică şi surse regenerabile de energie
Rezultatele anului 2014:
S-au elaborat şi cercetat noi algoritmi de modulare sincrono-vectorială pentru trei variante topologice de bază a sistemelor de acţionări electrice pentru transport:

а) sisteme de tracţiune electrică bazate pe utilizare invertoarelor de tensiune în schema dublă de conexiune;

б) sisteme de tracţiune electrică bazate pe utilizarea schemei de conexiune în cascadă ale convertoarelor de energie electrică;

в) sisteme asimetrice cu şase faze în schemele de acţionări electrice ce utilizează simultan patru invertoare.

ISSN 1857-3924

S-a demonstrat, că pentru sistemele de tracţiune electrică cu convertoare de energie dirijate în baza algoritmilor de comandă cu modulaţie sincronă se sigură pentru întreaga bandă de reglare sincronizarea formei tensiunilor de ieşire a fazelor cu excluderea din spectrul acestor tensiuni ale armonicilor şi subarmonicilor pare.

Avantajul excluderii acestor armonici se manifestă prin sporirea eficienţei energetice şi a fiabilităţii funcţionării sistemelor de tracţiune electrică cu acţionări electrice dirijate. Aceasta este o urmare a diminuării pierderilor de energie condiţionate de armonicile excluse, precum şi a pierderilor de magnetizare a componentelor feromagnetice de curenţii armonicilor pare la varierea sarcinii în dinamică.

5.4.0.820.06.15 UA. Conversia radiaţiei solare în energie electrică în baza traductoarelor fotovoltaice (baterii).Director de proiect dr. Mihai Tîrşu. Termen executare 2010-2011.

Obiectivul proiectului: realizarea sistemului fotovoltaic cu putere de 200W, pentru alimentarea sistemului automatizat de iluminare a etajului 4 al blocului IFA.

Executanţi:

Laboratorul Echipament Electroenergetic şi Electronica de Putere

Laboratorul Linii Electrice Dirijate

Rezultate: Sistemul de iluminare pe LED-uri elaborat permite eficientizarea cu până la 95% a consumului de energie electrică a spaţiilor de uz comun. Utilizarea sistemului format din panouri fotovoltaice, stoc de energie, mijloace de conversie a energiei electrice permite reducerea practic la zero a consumului de energie electrică din reţea pe timp de primăvară-vară-toamnă şi cu până la 40% pe timp de toamnă-iarnă. Se recomandă de utilizat panourile fotovoltaice anume pentru asigurarea cu energie electrică a consumatorilor cu eficienţă energetică sporită (în cazul dat sistem de iluminare pe LED-uri), ce permite recuperarea investiţiilor în 3-4 ani. Sistemul de iluminare realizat poate fi replicat la toate organizaţiile ce necesită iluminare a spaţiilor de uz comun pe o suprafaţă relativ mare. Implementarea pe scară largă a rezultatului obţinut va permite reducerea consumului de energie electrică şi majorarea cotei resurselor regenerabile în balanţa energetică a ţării.

5.5.14.820.18.02.04/U. Instalaţia de sudat cu arc electric cu impact redus asupra reţelei electrice (ISAE). Director de proiect dr. Mihai Tîrşu. Termen executare 2014-2015.

Obiectivul proiectului: elaborării unei mostre a aparatului de sudat cu arc electric, care să nu introducă perturbaţii în reţea în timpul funcţionării, trăsătură caracteristică tuturor asemenea aparate.

Obiective specifice pentru anul 2014:

Elaborarea soluţiei tehnice şi a modelului matematic.

Elaborarea schemelor principiale a modulelor componente.

Executanţi:

Laboratorul Echipament Electroenergetic şi Electronica de Putere

Laboratorul Linii Electrice Dirijate

Rezultate:

S-a elaborat schema principială de realizare a instalaţiei de sudare cu arc electric, precum şi modelele simulink (MATLAB) pentru fiecare componentă (modul funcţional) şi integral. S-au elaborat schemele principiale al tuturor componentelor din cadrul instalaţiei. S-a elaborat lista cu specificarea componentelor necesare de procurat şi parametrii necesari.

Soluţia tehnică elaborată permite reducerea influenţei asupra calităţii energiei electrice furnizate în reţea. În deosebi, această problemă este de mare importanţă în localităţile rurale, unde capacitatea transformatoarelor de alimentarea a consumatorilor de la reţeaua de 0,4 kV este limitată. Soluţia propusă, permite reducerea nivelului de armonici în reţea, care apar în timpul sudării cu arc electric,

ISSN 1857-3924

precum şi excluderea fluctuaţilor de tensiune de frecvenţă înaltă în timpul aprinderii arcului electric, precum şi în timpul sudării.

6.Contracte economice

6.1. «Fundamentarea cerinţelor pentru reţelele de gaze ale SA „Moldovagaz" şi dezvoltării lor complementare în scopul extragerii eficiente a potenţialului de gaze naturale din depozitele de stocare subterană a gazelor, care pot fi create în subsolul Republicii Moldova». Director de proiect acad. Vitalie Postolati. Termen executare 2012-2013.

Obiectivele proiectului:

- Identificarea locurilor posibile de depozite subterane pentru stocarea a gazelor (DSG) în Republica Moldova.
- Determinarea necesităţilor în DSG şi posibilităţilor de utilizare în structura de distribuţie a gazelor în Republica Moldova, evaluarea preliminara a cheltuielilor pentru crearea DSG si infrastructurii respective.

Executanţi:

Laboratorul linii electrice dirijate
Laborator Echipament Electroenergetic şi Electronica de Putere.
Laborator Modelarea şi Diagnoza Echipamentului Energetic.

Rezultate:

S-a analizat consumului real de gaze naturale, iar prognoză cererii de gaze a permis de a forma următoarele concluzii de bază:

- principalele cauze a neuniformităţii în aprovizionarea cu gaze naturale sunt: existenta consumului de gaze sezonier;
- întreruperile în alimentarea cu combustibil şi energie electrică;
- îmbătrânirea echipamentelor si existenta sarcinii non-uniforme a capacităţilor de transport existente;
- incapacitatea de a controla consumul de gaze.

Iregularitatea consumului de gaze din Republica este de 27%. Dinamica consumului de gaze naturale în ultimii 10 ani a arătat, că creşterea anuală a consumului de gaze naturale în ţară este de 2,6%. Cererea la gaze naturale în anul 2020 ar putea ajunge la 3,84 miliarde m^3, iar în 2030 la 4,96 miliarde m^3.

În Rep. Moldova este rezonabil de a crea rezerve de gaz pentru:

- reglarea uniformităţii consumului de gaze;
- compensarea livrărilor insuficiente in caz de avarie la aprovizionarea cu gaze naturale sau de accidente în sistemul de distribuţie a gazelor.

Deficitul capacităţilor de rezervă a DSG până în 2030 ar putea ajunge la 1.2 miliarde m^3, cu o cerinţă zilnică maximă de 12,24 milioane m^3/zi. Conform estimărilor preliminare cele mai adecvate locuri de plasament a DSG sunt structurile din sudul republicii. Volumul potenţial activ a structurilor candidate satisface cerinţele prognozate de capacităţi de stocare de rezervă, până în 2030.

Concluzia finală referitor la localizarea DSG poate fi făcută numai după efectuarea lucrărilor de explorare detaliate şi analiza comparativă şi calitativă a materialelor. Conform estimărilor preliminare, din opt amplasamente potenţiale în scopul de stocare cele mai perspective şi adecvate sunt structurile Baurci şi Chioselia la sudul republicii. Volumul potenţial activ al acestor structuri satisface cerinţelor prognozate pentru capacităţile de stocare DSG pentru a asigura până în 2030 fiabilitatea alimentării cu gaze a consumatorilor din republică.

Lucrările executate au permis determinarea valorii investiţiilor de capital necesare pentru construcţia depozitelor de stocare subterane a gazelor (DSG) pe teritoriul Republicii Moldova cu

ISSN 1857-3924

volumul activ calculat de gaze naturale de 1,2 miliarde metri cubi cu consumul zilnic de 12,24 milioane de metri cubi de gaz/zi.
Având în vedere, că până în prezent nu sunt rezolvate întrebările specifice de selectare a locurilor de amplasare a DSG şi determinare a parametrilor specifici a DSG, nu există documentaţia de proiect, la această etapă a fost posibil să fie utilizate valorile medii şi structura cheltuielilor de capital pentru construcţia DSG analogice, stabilite pe teritoriul altor ţări cu condiţii similare.
Valoarea estimată preliminară a costurilor de capital pentru depozitele subterane de gaze (DSG) cu parametrii specificaţi (volumul calculat activ al gazelor naturale 1,2 miliarde metri cubi şi consumul zilnic de 12,24 milioane de metri cubi de gaz/zi) ar putea ajunge la 528.5 milioane dolari SUA (fără costul gazoductelor exterioare a infrastructurii de amenajare a DSG). Valoarea indicată a investiţiilor de capital va fi precizata după finalizarea completă a lucrărilor privind alegerea finală a locurilor amplasării DSG şi finalizarea lucrărilor de proiectare. Costurile de construcţie a gazoductelor externe pot fi evaluate după selectarea schemei finale a reţelelor de gaze, care prevede construcţia de noi sau utilizarea conductelor existente.
Sistemul de injecţie a gazelor naturale din conductele de tranzit in DSG şi extragerea lor din DSG şi introducerea în reţeaua de gaze in Republica Moldova se poate face prin utilizarea gazoductelor cu un diametru de 800 mm. Utilizarea conductelor cu diametrul mai mic ar putea fi oportună pentru apropierea reţelelor de gaze la DSG individuale, în conformitate cu volumul lor util. Rezultatele calculelor arată, că gazoductul existent de tranzit - conducta ŞDCRI, executat în formă de ţeavă cu un diametru de 800 mm, este foarte potrivit pentru utilizarea în reţeaua de livrare a gazelor din DSG spre reţeaua de gaze a Republicii Moldova. Această opţiune trebuie să fie considerata ca fiind una de bază.

6.2. Estimarea stării tehnice a staţiei de transformatoare PDC 113 „Ghioltosu" 35/10 kV I.C.S. „ RED Union Fenosa" S.A. Director de proiect dr.hab. Mihai Chiorsac. Termen executare 2011-2012.
Obiectivul proiectului: Estimarea stării tehnice a staţiei de transformatoare PDC 113 „Ghioltosu" 35/10 kV cu scopul determinării posibilităţilor de reutilare şi utilizare.
Executanţi:
Laboratorul Eficienţa energetică şi sisteme de dirijare.
Laboratorul Surse regenerabile de energie.
Rezultate:
S-a studiat şi analizat starea tehnică curentă a echipamentului staţiei de transformare care a suferit în urma inundaţiilor. S-a calculat nivelul prognozat al fiabilităţii de funcţionare şi s-a estimat durata de viaţă rămasă ţinând cont de faptul că izolaţia şi echipamentele au fost supuse acţiunii apelor de inundaţie. S-au elaborat recomandări privind posibilităţile de renovare şi de reconstrucţie a staţiei de transformare cu estimarea costurilor acestor lucrări întru asigurarea funcţionării staţiei în reţeaua de distribuţie.

6.3. Contract economic cu IUS DNESTRENERGO № 03-4/1286 din 22.10.2012 . Servicii consultative privind depistarea cauzelor apariţiei regimului de avarie în reţelele electreice 10 kV şi pregătirea concluziei expertizei. [Консультационные услуги по выявлению причин возникновения аварии в электрических сетях 10 кВ и подготовка экспертного заключения]. Director de proiect acad., dr. hab.Postolati Vitalie. Termen realizare 2012.
Obiectivul proiectului: Modelarea procesului de avarie cu scopul determinării cauzelor apariţii lui.
Executanţi:
Laboratorul Linii electrice dirijate.
Laboratorul Modelarea şi diagnoza echipamentului energetic.
Rezultate:

ISSN 1857-3924

S-a elaborat schema echivalentă şi modelul matematic al reţelei de distribuţie conform datelor prezentate de către beneficiar în mediul MATLAB.
S-au determinat prin simulări matematice valorile supratensiunilor în reţelele de distribuţie în caz de scurtcircuit în cablul cu tensiunea de 10 kV pentru diferite stari de funcţionare a reţelei, inclusiv şi în caz de scurtcircuit în înfăşurarea transformatorului cu tensiunea 10/0,4 κV pe partea de tensiune înaltă.
S-au formulat ipotezele privitor la cauzele apariţiei regimului de avarie şi derularea regimului de avarie cu afectarea alimentării cu energie electrică a consumatorilor.
Rezultatele sunt transmise beneficiarului. Act predare recepţie.

6.4. Contract economic: ***Analiza sistemelor centralizate de asigurare cu energie termică şi aprecierea principiilor de maximă eficacitate prin cheltuielile minimale la producerea energiei electrice şi termice de către CET-1. Director de proiect acad. Vitalie Postolati. Contract*** nr.11 din 2 iunie 2014. Termen realizare 2014.

Obiectivele:

- *Analiza detaliată a structurii costurilor de producere a energiei electrice şi termice.*
- *Analiza şi compararea volumelor de livrare a energiei electrice şi termice de către sursele de generare din or. Chişinău şi influenţa lor asupra structurii costului de producere a energiei*
- *Pregătirea şi redactarea raportului ştiinţific cu rezultatele investigaţiei.*

Executanţi:

Laboratorul linii electrice dirijate

Rezultate:

Au fost analizate şi şi procesate informaţiile privind structura costurilor de producere a energiei electrice şi termice la CET-1 şi la CET-2 în volumul informaţiei prezentate de către aceste întreprinderi. S-a propus şi argumentat metoda de analiză comparativă a costurilor energiei termice şi electrice produse, reieşind din esenţa fizică a energiei prin prezentarea acestor tipuri de produse a energeticii în aceleaşi unităţi de măsură. S-a propus metodologia de distribuire a costurilor de producere a energiei electrice şi termice de către centralele electrice cu termoficare. S-a demonstrat, că costul energiei electrice la barele centralei conform metodologiei acceptate de către ANRE este neargumentat şi depăşeşte costul real al energiei, pe când al energiei termice este sub cel de producere. Rezultatele obţinute vor permite stabilirea unor costuri mai echilibrate a energiei produse şi vor indica la posibilităţile de sporire a eficienţei funcţionării centralelor electrice cu termoficare din Chişinău prin ridicarea valorii randamentului global de la 75% până la 87%. Raportul a fost transmis beneficiarului. Act predare/recepţie nr. 1 din septembrie 2014.

6.5. Contracte economice de audit energetic. Director de proiect dr. Mihai Tîrşu. Termen executare 2013.

Contracte: nr.18(4a) din 28.03.2013(s. Başcalia); nr.17 din 08.05.2013 (s.Iordanovca); nr.23 din 02.05.2013 (s.Carabetovca); nr.19 din 02.06.2013(s.Iserlia); nr.CS2013-006 din 05.08.2013(s.Zăicani).

Obiectivul: elaborarea măsurilor de eficientizare a consumului de energie.

Executanţi.

Laboratorul Echipamente electroenertgetice şi electronica de putere al IE AŞM
Laboratorul Linii electrice dirijate al IE AŞM

Rezultate:

Au fost analizate şi măsurate consumurile curente de energie şi identificate căile posibile de reducere a acestora. În rezultatul calculelor efectuate s-a determinat, că la aplicarea măsurilor de izolare termică a anvelopei clădirii, izolarea acoperişului, inclusiv schimbarea geamurilor,

ISSN 1857-3924

modificarea şi perfecţionarea sistemelor de iluminare este posibil de economisit în total în jur de 1800 MWh/an. S-a estimat, că pentru elaborarea măsurilor propuse este necesară o investiţie de cca 6,5 mil. lei. Pentru obiectele examinate termenul de recuperare a investiţiilor este estimat la nivel de 3-5,5 ani.

6.6. Auditul energetic al liceului teoretic "Rambam" din Chişinău**. Director de proiect dr. Mihail Şit. Termen executare 2013.** Contract nr. D-01-10 din 04.04.2013.
Obiectivul: elaborarea măsurilor de eficientizare a consumului de energie la Liceul teoretic „Rambam" din Chişinău.
Executanţi.
Laboratorul Eficienţa Energetică şi Surse Regenerabile de Energie al IE AŞM.

Rezultate:
Au fost analizate consumurile actuale de energie, precum şi identificate căile posibile de reducere a acestora. În rezultatul calculelor efectuate s-a determinat, că la aplicarea măsurilor de schimbare a jeamurilor şi uşilor, termoizolarea pereţilor este posibil de economisit în jur de 1510,0 MWh/an. S-a estimat, că pentru elaborarea măsurilor propuse este necesară o investiţie de 1,77 mln. lei, care se va recupera în 5,5 ani.

6.7. Contracte economice de audit energetic. Director de proiect dr. Mihai Tîrşu. Termen executare 2014.
Contracte: nr.24 din 29.07.2014 (s.Bălăneşti, r-l Nisporeni); nr.25 din 10.08.2014 (s.Ciuteşti, r-l Nisporeni); nr.26 din 04.08.2014(s.Cristeşti, r-l Nisporeni nr.28 din 04.08.2014(); s.Iurceni, r-l Nisporeni); nr.35/14 din 04.08.2014(or.Nisporeni); nr.32 din 18.08.2014 (s.Selişte, r-l Nisporeni); nr.30 din 29.07.2014 (s.Şişcani, r-l Nisporeni); nr.21 din 07.08.2014 (s.Valea Trestieni, r-l Nisporeni); nr.127 din 09.09.2014 (or.Nisporeni);
Obiectivul: elaborarea măsurilor de eficientizare a consumului de energie.
Executanţi.
Laboratorul Echipamente electroenertgetice şi electronica de putere al IE AŞM
Laboratorul Linii electrice dirijate al IE AŞM

Rezultate:
Au fost analizate şi măsurate consumurile curente de energie şi identificate căile posibile de reducere a acestora. În rezultatul calculelor efectuate s-a determinat, că la aplicarea măsurilor de izolare termică a anvelopei clădirii, izolarea termică a planşeului subsolului, izolarea acoperişului, inclusiv schimbarea geamurilor şi modificarea şi perfecţionarea sistemelor de iluminare, modernizarea sistemelor de ventilare cu recuperarea căldurii din aerul evacuat, dotate cu echipamente cu posibilităţi de încălzire-răcire, instalarea centralei termice pe biomasă este posibil de economisit în total în jur de 1800 MWh/an. S-a estimat, că pentru elaborarea măsurilor propuse este necesară o investiţie de cca 6,5 mil. lei. Pentru obiectele examinate termenul de recuperare a investiţiilor este estimat la nivel de 3-5,5 ani.

6.8. Contract economice de audit energetic. Director de proiect dr. Vitalie Burciu. Termen executare 2014.
Contract nr.D-06-403 din 04.04.2014 pentru obiectele: şcoala de Arte, r-l Leova; căminului Şcolii de Arte din or. Leova; spitalul raional Leova, blocul nr.2; Consiliului Raional din or. Leova; Azilului pentru persoane cu dezabilităţi şi în etate din or. Leova; Biblioteca Raională din or. Leova;
Obiectivul: elaborarea măsurilor de eficientizare a consumului de energie.
Executanţi:

ISSN 1857-3924

Laboratorul Echipamente electroenertgetice şi electronica de putere al IE AŞM
Laboratorul Eficienţa Energetică şi Surse Regenerabile de Energie al IE AŞM

Rezultate:
Au fost analizate şi măsurate consumurile curente de energie şi identificate căile posibile de reducere a acestora. În rezultatul calculelor efectuate s-a determinat, că la aplicarea măsurilor de termoizolare şi hidroizolare a podului, înlocuirea (modernizarea) ferestrelor şi uşilor, modernizarea sistemului de ventilaţie, termoizolarea pereţilor este posibil de economisit în total în jur de 1252 MWh/an. S-a estimat, că pentru elaborarea măsurilor propuse este necesară o investiţie de cca. 5,1 mil. lei. Pentru obiectele examinate termenul de recuperare a investiţiilor este estimat la nivel de 4-7 ani.

7. ELABORĂRI TEHNICO-TEHNOLOGICE DE VALOARE IMPLEMENTATE ÎN ECONOMIA NAŢIONALĂ (principale)

7.1.Implementarea rezultatelor cercetărilor ştiinţifice în perioada 2011-2014.

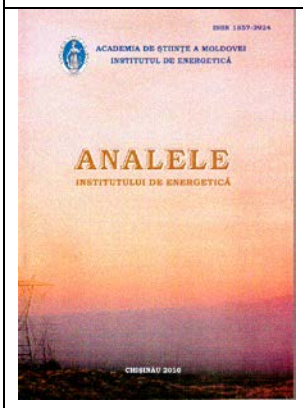
1. Strategia Energetică a Republicii Moldova până în anul 2030. Hotărârea Guvernului nr. 102 din 05.02.2013).
2. Instalaţie fotovoltaică solară. Locul implementării - Institutul de Energetică al AŞM. Volumul implementării-utilizarea energiei solare pentru iluminarea de serviciu la intrarea în bloc (str. Academiei 5) şi a calculatorului la întreruperi de furnizare a energiei (bir. 408 şi 443). Act de punere în exploatare din 30.06 2011.
3. Sistem de iluminare pe LED-uri. Locul implementării - Institutul de Energetică al AŞM. Volumul implementării - utilizarea energiei solare pentru iluminarea de serviciu în coridorul IE AŞM (str. Academiei 5). Act de punere în exploatare din 30.10 2011.
4. Calculul pierderilor tehnologice în reţelele de tensiune a uzinei TOPAZ. Locul implementării - uzina TOPAZ, Chişinău. Act de implementare din 2013.
5. Servicii consultative privind depistarea cauzelor apariţiei regimului de avarie în reţelele electrice 10 kV şi pregătirea concluziei expertizei. Locul implementării - ÎUS „IS Dnestrenergo", Tiraspol. Act predare –recepţie privitor la contractul nr.03-4/1286 din 22.10.2012.
6. Fundamentarea cerinţelor pentru reţelele de gaze SA „Moldovagaz" şi dezvoltarea lor complementare în scopul extragerii eficiente a gazelor naturale din depozitele subterane a gazelor, care pot fi create în subsolul Republicii Moldova. Locul implementării - SA Moldovagaz, Chişinău. Act predare –recepţie la contractul nr.C-05/18 din 18.05.2012.
7. Influenţa încălzirii autonome şi a efectului de subîncărcare a Centralelor Electrice cu Termoficare (CET) asupra conservării energiei în Republica Moldova. Locul implementării - Ministerul Economiei al RM. Scr. nr. 962-13/5 din 01.06.2012.
8. Promovarea stimulentelor şi aplicarea măsurilor de susţinere de către stat a întreprinderilor care produc şi utilizează tehnologii de economisire a energiei, precum şi a agenţilor economici care produc şi utilizează surse alternative de energie. Proiect de Hotărîre de Guvern (pct.98 al planului de Acţiuni al Guvernului pentru anii 2012-2015. Locul implementării - Direcţia Eficienţă Energetică şi surse regenerabile de energie, Ministerul Economiei. Scr. IE AŞM nr.47/21-233 din 17.12.2012.
9. IN-DEPTH REVIEW of the Investment Climate and Market Structure in the Energy Sector. Locul implementării - Energy Charter Secretariat, Ministerul Economiei al RM. Scr. IE AŞM nr.47/21-233 din 17.12.2012.
10. Estimarea stării tehnice a staţiei de transformatoare PDC 113 „Ghioltosu" 35/10 kV I.C.S. Locul implementării - RED Union Fenosa. Act nr. din 14.12.2011.

ISSN 1857-3924

11. Rezultatele cercetărilor IE AŞM în perioada 2008, 2009. Solicitare ME (scr. Nr. 01-678 din 06.02.2012). Transmise ME RM pe data 8.02.2012, in total 5 documente cu volumul de 442 pagini.
12. Raportul „Influenţa încălzirii autonome şi a efectului de subîncărcare a Centralelor Electrice cu Termoficare (CET) asupra conservării energiei în Republica Moldova" .Transmis ME, scr. solicitare ME nr. 06/1-2775_de la 14.05.2012.
13. Rezultatele examinării studiului de fezabilitate privind extinderea CNE Hmelniţk. Transmis ME RM (Solicitare ME, scr. nr. 06/1-3339_de la 13.06.2012).
14. Propuneri la compartimentul 3 a CBTM. Energetica (pe subprogram) - 29.02.2012 transmise în adresa ME RM.
15. Elaborarea Strategiei sectoriale de cheltuieli în domeniul energetic pe anii 2013-2015 (scrisoarea ME RM nr.17/543 din 31.01.2012); pentru anii 2014-2016 (scrisoarea ME RM nr. 17-3674 din 28.06.2013)
16. Informaţia despre LEA Bălţi-Suceava şi LEA Străşeni-Ungheni-Iaşi. Transmisă pe E-mail ina_ctretu@mec.gov.md la 13 martie 2012 la solicitarea Ministerului Economiei RM.
17. Prognoza consum resurse energetice pentru CSI. Solicitare ME RM (scrisoare 03-01-2013 nr.17-47). Materialele transmise ME RM scr. IE AŞM 28.01.2013 nr 47/21-10.
18. Notă explicativă privind indicatorii de eficienţă energetică la promovarea cogenerării de înaltă eficienţă în Republica Moldova întru atingerea obiectivelor PPP. Scrisoare ieşire IE AŞM 09.09.2013 la solicitarea ME RM.
19. Lucrări de audit energetic pentru organizaţii publice din Republica Moldova din raioanele Basarabeasca, Nisporeni, Leova,mun. Chişinău. Actele predare recepţie din anii 2013-2014.
20. Analiza sistemelor centralizate de asigurare cu energie termică şi aprecierea principiilor de maximă eficacitate prin cheltuielile minimale la producerea energiei electrice şi termice de către CET-1. Locul implementării CET-1. Act predare-recepţie nr.1/09.2014.
21. Elaborare propuneri pentru plan activitate GUAM la solicitarea Ministerului Economiei RM. Pentru includere în planul de lucru a grupului de lucru pe energetică (Pct. 5.2.3. Рабочая группа по энергетике). Тема: Балансирование энергосистем при вводе новых генерирующих мощностей на основе Возобновляемых источников энергии. Transmis prin E-mail 03.02.2014.
22. Elaborare propuneri pentru Art.77, pct.g, Plan asociere RM-UE. A) Evaluarea capacităţilor de transport a reţelelor interne a sistemului energetic al RM în contextul fortificării interconexiunilor cu sistemele electroenergetice ale Ucrainei şi României. b)Cercetarea impactului soluţiilor de realizare a interconexiunilor cu sistemul electroenergetic al României în baza LEA 330/400kV, inclusiv şi de tip LEDA. c)Cercetarea impactului dezvoltării generării distribuite, inclusiv cu participarea surselor regenerabile de energie, asupra regimului de funcţionare a sistemului electroenergetic al Republicii Moldova. V. Berzan şi M. Tîrşu, 11.04.2014, transmite la SŞIT.
23. Elaborarea proiect prognozei balanţei energetice a Republicii Moldova pentru perioada 2013-2015. Transmis Ministerului Economiei RM în ianuarie 2015.

ISSN 1857-3924

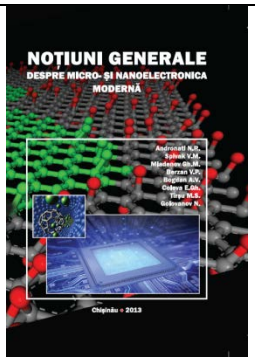
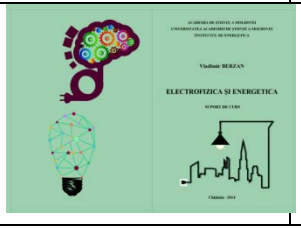
8. PUBLICAŢII ŞTIINŢIFICE, MOSTRE DE ECHIPAMENTE ŞI INSTALAŢII ELABORATE ÎN CADRU PROIECTELOR INSTITUŢIONALE DE CERCETARE ŞTIINŢIFICĂ

Imaginea elaborării	Descrierea bibliografică şi tehnică (monografii, mostre echipament, instalaţii elaborate de către IE AŞM în perioada 2011-2014.
	**Analele Institutului de Energetică.** ***Rezultatele cercetărilor şi elaborărilor în perioada 2006-2010****. Fascicula 2 . Red. ştiinţific dr. hab. Vladimir Berzan. Ch.:TAŞM, 2011.- 296 p.* ISSN 1857-3924 **Rezumat.** Include rezultatele cercetărilor efectuate de către Institutul de Energetică al AŞM în cadrul proiectelor de cercetare instituţională, proiectelor de colaborare internaţională, proiectelor din cadrul programelor de stat (naţionale) de transfer tehnologic şi contractelor cu agenţii economici din republică. Sunt abordate problemele de evaluare cantitativă a nivelului securităţii energetice a Republicii Moldova, metodelor de calcul a regimurilor normale şi de avarie în sistemele electroenergetice, a utilizării eficiente a energiei şi resurselor energetice, inclusiv a surselor de energie regenerabilă. Sunt prezentate rezultatele elaborării a noi metode de calcul numeric şi soluţiile analitice precise pentru un şir de probleme din domeniul fizicii matematice ce se referă la electroenergetică, cu o prezentare succintă a rezultatelor teoretice şi aplicative obţinute. Se prezintă informaţia despre cele mai semnificative şi relevante publicaţii şi elaborări de echipamente şi instalaţii.
	МАГНИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ. *Материалы и компоненты в электронике I. Lucrare metodică***.** *Ганган С.В. (ТУМ), Димитраке П.Н. (ИЭ АНМ). ТУМ, 2011.* **Rezumat.** Lucrarea include informaţii despre proprietăţile magnetice ale materialelor şi despre mecanismele de apariţie a proprietăţilor magnetice. Sunt descrise ansamblurile de parametri ce caracterizează proprietăţile magnetice şi dependenţele caracteristice pentru diferite materiale. Clasificarea materialelor magnetice şi influenţa factorilor externi asupra proprietăţilor materialelor magnetice, şi domeniile de utilizare a magneţilor. Este prezentată o lucrare de laborator ce are ca scop studierea curbelor de magnetizare a diferitor magneţi în funcţie de frecvenţă.
	Energetica Moldovei - 2012. Aspecte regionale de dezvoltare. Mat. a conf.int. (2012; Chişinău) Energetica Moldovei-2012, 4-6 octombrie 2012,Sub red. dr. hab. Vladimir Berzan. Chişinău: Rapoarte. Ch.:Tipogr. Acad. de Şt. a Moldovei.-618p **Rezumat.** Analiza situaţiei în sectorul energetic, diseminarea soluţiilor de dezvoltare durabilă şi de promovare a proceselor de integrare, sporire a securităţii şi eficienţei energetice în ţară şi regiune, inclusiv, prin includerea energiei regenerabile în balanţa energetică a Republicii Moldova, familiarizarea cu experienţa ţărilor din regiune. Au fost prezentate 102 lucrări, dintre care 42 sunt prezentate de autori de peste hotarele ţării (Romania, Federaţia Rusă, Ucraina, Franţa, Cehia, Letonia, Italia, Azerbaidjan, Bielarus, reprezentanţi ai organismelor UE). 8 lucrări sunt pregătite de echipe de cercetători mixte din diferite ţări: Republica Moldova, Ucraina, Federaţia Rusă, Italia, Franţa, România autori a cărora sunt 42 de persoane din afara ţării, din care audiate în cadrul sesiunilor şi

ISSN 1857-3924

	la deschiderea Conferinţei - 58 rapoarte, inclusiv prezentate de către specialiştii de peste hotarele ţării - 24 rapoarte şi 4 rapoarte pregătite de echipe mixte de cercetători din Republica Moldova şi Federaţia Rusă , ceea ce face în sumă 28 de lucrări prezentate de autorii de peste hotarele ţării. În procente 28/58 cota prezentărilor în cadrul sesiunilor de către autorii din străinătate constituie 48,3%, cota autorilor de peste hotare 89/176 a constituit 50,6%. Cota lucrărilor autorilor de peste hotare publicate în volumul „Energetica Moldovei 2012" constituie (50/102)x100%=49%.
	ПОСТОЛАТИЙ, В.М. Научная школа в области управляемых электропередач. Этапы исследований и библиография. Кишинэу: Типография АНМ, 2012, 196 стр. ***Postolati V.M.*** **Şcoala ştiinţifica in domeniul Liniilor Electrice Dirijate. Etapele de cercetare si bibliografia.** Monografia. Tipografia ASM, 2012, 196 pag. **Rezumat.** Cartea conţine articolele pe tema liniilor dirijate, publicate în reviste mai puţin accesibile, referinţe si unele fapte istorice despre cercetările în domeniul liniilor dirijate.
	TÎRŞU, M. Principii si metode de conversie a energiei. [pentru uzul studenţilor]. Universitatea Academiei de Ştiinţe a Moldovei, Fac. de Ştiinţe Exacte, Catedra Fizică şi Chimie. – Ch.: Boitehdesign, 2012.-191p. ISBN 978-9975-4366-4-9. **Rezumat.** Materialul prezentat în manualul dat vine în susţinerea ciclurilor universitare cu înclinare în domeniul utilizării cu succes a surselor primare de energie disponibile în teritoriu pentru a forma la studenţi aptitudini de cunoaştere şi aplicare a metodelor de conversie a diferitor surse de energie în tipul de energie necesar. Accentul principal este pus pe conversia energiei surselor regenerabile: energia solară, energia eoliană, energia biomasei, energia geotermală, etc. Totodată, se cultivă şi deprinderi de proiectare şi dimensionare a diferitor instalaţii cu utilizarea uneia sau mai multe surse regenerabile de energie. Materialul dat va servi ca o punte pentru aprofundarea cunoştinţelor viitorilor specialişti în domeniul conversiei energiei şi proiectării instalaţiilor cu randament înalt, precum şi dimensionarea acestora în funcţie de condiţiile specificate.
	Surse de energie regenerabilă: Suport didactic la disciplinele opţionale: Educaţia ecologică, Omul şi mediul ambiant, Educaţia pentru dezvoltarea comunităţii / Inst. de Formare Continuă; elab. de: Simion Caisîn, Natalia Halaim, Sergiu Robu [et al.] ; red. coord.: Simion Caisîn. – Ch. : Inst. de Formare Continuă, 2012. – 32 p. – (Program de educaţie extracuriculară).3000 ex. ISBN 978-9975-4262-6-8 **Rezumat.** Acest suport didactic, axat pe energia regenerabilă şi eficienţa energetică, este elaborat în cadrul iniţiativei educaţionale lansate de Agenţia pentru Eficienţă Energetică (AEE). Suportul didactic este destinat pentru a fi utilizat în instituţiile de învăţământ preuniversitar la studierea disciplinelor opţionale: Educaţia ecologică, Omul şi mediul ambiant, Protecţia mediului înconjurător, Educaţia pentru dezvoltarea comunităţii, precum şi în cadrul cercurilor ecologice şi ale tinerilor naturalişti.

ISSN 1857-3924

	Conţinuturile de aici pot servi şi ca suport didactic pentru activităţile extracuriculare şi extraşcolare.
	COMENDANT, I. Evaluarea politicilor de atenuare a emisiilor cu efect de seră în R. Moldova In: *Climate Change and Green Economy-the BSEC contribution to Rio+20*, Belgrad, 24 aprilie 2012/ Ediţie specială a şedinţei Organizaţiei pentru Cooperare Economică a ţărilor din bazinul Mării Negre.
	**Andronati N.R., Spivak V.M., Mladenov Gh.M., Berzan V.P., Bogdan A.V., Coleva E., Gh., Tîrşu M.S., Golovanov N**. **Noţiuni generale despre micro - şi nanoelectronica modernă**. – Ch.: Tipografia Academiei de Ştiinţe a Moldovei, 2013. – 340 c. **Rezumat.** În monografie se analizează aspecte ale dezvoltării microelectronicii şi nanoelectronicii moderne. În linii generale sunt prezentate metode, procedee şi echipamente utilizate în cercetare şi producere ale elementelor nanoelectronice: determinarea morfologiei, componenţei chimice, structurii atomo-moleculare a nanomaterialelor (microscop electronic cu transmisie, cu scanare, cu scanare cu efect de tunel, atomic de forţă etc.), instalaţii şi procedee de obţinere a peliculelor subţiri (evaporare termică în vid, tehnologii de creştere a peliculelor cu fascicul de electroni, epitaxia cu jet molecular, depunerea chimică a straturilor de atomi, bombardarea cu ioni, pulverizare de înaltă frecvenţă, corodarea ionică şi cu plasmă, implantare ionică etc.). Tehnologiile de formare a elementelor nanoelectronice: microlitografia, litografia electronică şi ionică, utilizarea analizei de regresie pentru creşterea calităţii nanoelementelor, informaţii privitor la utilizarea sondei mecanice în obţinerea nanoelementelor. Monografia prezintă interes pentru specialiştii din diverse domenii ale ştiinţei şi ingineriei, studenţi, masteranzi şi doctoranzi.
	Raportul Naţional de Inventariere. ***Surse de emisii şi sechestrare a gazelor cu efect de seră in Republica Moldova 1990-2010*** , Chişinău, 2013**.** Ch.: „Imprint” SRL, 2013 - 381 p. CZU 551.583 (049.1) (478) F 59, ISBN 978-9975-9650-8-8. Chapter 3. Elena Bicova, Vitalii Postolatii, Marius Tăranu **Rezumat.** Raport Naţional de Inventariere prezentat inventarul naţional pentru perioada 1990-2010 emisiile GES în Republică Moldova. Raport conţine analiza tendinţelor recente în emisiile CO_2.CH_4, N_2O,,HFC,SF_6 (gazelor cu efect de seră direct) şi NOx,CO, COVNM,SO_2 (gazelor cu efect de seră indirect) (cap.1-2), care au fost estimate prin aplicarea unor metodologii compatibile Ghidul (IPCC 1996,1997). Datele de activitate utilizate se bazează pe informaţii publicate oficial. S-a prezentat: Energetică (cap.3), Procese Industriale(cap.4), Utilizarea solvenţilor şi altor produse(cap.5), Agricultura(cap.6),Utilizarea terenurilor şi gospodăria silvică (cap.7), Deşeuri(cap.8).
	**BERZAN V. Electrofizica şi energetica.** Universitatea Academiei de Ştiinţe a Moldovei; IE AŞM. – Chişinău, 2014. – 262p. ISBN 978-99-75-62. **Rezumat.** În lucrare se prezintă informaţii de sinteză privind dezvoltărea electrofizicii şi energeticii ca două discipline complimentare. În aspect hronologic sunt prezentate principalele repere ale dezvoltării energeticii,

ISSN 1857-3924

	se expun noţiunile principale utilizate în energetică şi prognozele privind consumurile de energie în lume. Se prezintă informaţii despre sistemul energetic şi componentele funcţionale: centrale de generare, reţele electrice, surse de energie tradiţionale şi alternative, inclusiv, surse de energie regenerabilă. În baza analizei informaţiei recente se prezintă tendinţele din energetica regenerabilă, inclusiv, şi a evoluţiilor costului energiei produse în baza acestor resurse energetice primare. Lucrarea prezintă interes pentru doctoranzi, masteranzi, şi studenţi, precum şi pentru specialiştii din domeniul energeticii. Lucrarea este recomandată spre editare de către Senatul Universităţii Academiei de Ştiinţe a Moldovei şi de Consiliul ştiinţific al Institutului de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei.
	КИОРСАК, М.В.; ТУРТУРИКА, Н.Н.; ЗАЙЦЕВ, Д.А. ***Теоретические основы электротехники***. *Методические указания.* ПГУ им.Т.Г.Шевченко. 2014 г. 80с. **Rezumat.** Îndrumarul metodic include informaţii privitor la metode de calcul a circuitelor electrice, adaptrate la disciplina „Sisteme electroenergetice”. În lucrare se descriu aspectele utilizării BTE pentru soliţionarea problemelor caracteristice pentru sistemele electroenergetice: calculul regimurilor, inclusiv de mers în gol şi a de scurtcircuit în reţele.
Приднестровский государственный университет им. Т.Г. Шевченко Инженерно-технический институт Кафедра электроэнергетики и электротехники **Электроэнергетические системы** Учебное издание Тирасполь, 2014	**КАЛОШИН, Д. Н., КОШЛЯК, И. В. Электроэнергетические системы**. Методическое учебное пособие по курсовому проектированию. ПГУ им.Т.Г.Шевченко. 2014 г. 80с. **Rezumat.** Îndrumarul metodic conţine recomandări privind îndeplinirea şi oformarea proiectului de curs la disciplina „Sisteme electroenergetice”. În lucrarea metodică se descrie ordinea de realizarea a proiectului de curs şi sunt aduse exemple de calcul a unor capitole, sunt indicate cerinţele către documentele prezentate. O atenţie deosebită se acordă la oformarea documentelor text: sarcina tehnică şi nota de calcul-lămurire. În anexă sunt indicaţi parametrii fluxurilor de refuz al echipamentelor - centrale electrice, staţii electrice, linii electrice aeriene de transmisie.
MWH BIOS **INFORMATIVE INVENTORY REPORT OF THE REPUBLIC OF MOLDOVA 1990-2012** Submission under the UNECE Convention on Long Range Transboundary Air Pollution	**BICOVA , E.; KIRILLOVA, T. Informative Inventory Report of the Republic of Moldova 1990-2012.** Submission under the UNECE convention on Long Range Trans boundary Air Pollution/,Chisinau, 2914; 323 p. (§1.9,1.10, *Chapter* 3) . *www.unece.org* **Rezumat.** Raportul Informativ de Inventariere al Republicii Moldova 2014 a fost dezvoltat de către ONG BIOS, este bazat pe Materiale primite de la experţii naţionali în cadrul Proiectului Naţional Pilot "Îmbunătăţirea sistemului de inventariere a emisiilor naţionale în cadrul raportării emisiilor în conformitate cu Convenţia LRTAP ". Autoritatea contractantă este MWH Consortium, în cadrul proiectului finanţat de UE "Guvernarea Calităţii aerului în ţările IEVP Est AIR-Q-GOV". [The Informative Inventory Report of the Republic of Moldova, 2014 has been developed by the NGO BIOS based on materials received from national experts in the National Pilot Project “Improving the national emission inventory system in the context of emissions reporting under the LRTAP Convention”. The Contracting authority is MWH Consortium, in the framework of the EU-funded project “Air Quality Governance in the

ISSN 1857-3924

	ENPI East Countries AIR-Q-GOV"]
	OLESCHUK V. and ERMURATSKII V. Dual Inverters with Synchronized Modulation for Transformer-Based Photovoltaic Installations. *Chapter for the "Book on Renewable Energy"*, Cambridge Ed., Editor G. Vitale, 2014 (ediţie inclusă în baza de date SCOPUS).
	BYKOVA,E.; BERZAN,V.;POSTOLATY,V. *Basic problems of power engineering of Moldova and a potential role of renewable energy sources (RES) in their solution. Chapter for the book* "Power Engineering and Nonconventional Sources of Energy",Vol. 7, M.: МНЦТИ. pp.65-77. БЫКОВА, Е.В.; БЕРЗАН, В.П.; ПОСТОЛАТИЙ ,В.М. О*сновные проблемы энергетики Молдовы и возможная роль ВИЭ в их решении.* Глава "Республика Молдова" в книге «*Проблемы энергетики и нетрадиционные источники энергии*», Выпуск 7. М.: МНЦТИ, 2014 с.75-88. TIMOFTE, ILIE AND TIMOFTE, NATALIA. *Renewable energy sources in development of power engineering in Moldova. Chapter for the book* "Power Engineering and Nonconventional Sources of Energy",Vol. 7, M.: МНЦТИ. pp.89-98, Moscow, 2014 . ТИМОФТЕ, И.; ТИМОФТЕ, Н. *Возобновляемые источники энергии в развитии энергетики Молдовы*. Глава "Республика Молдова " в книге «*Проблемы энергетики и нетрадиционные источники энергии*», Выпуск 7. М.: МНЦТИ, 2014. с.89-98.
	Sistem de iluminare pe LED-uri (proiect bilateral Moldova-Ucraina 10.820.06.15 UA , **2010-2011).** **Rezumat.** Sistemul de iluminare este format din 80 LED-uri, fiecare având puterea instalată de 1W. LED-urile sunt distribuite pe lungimea coridorului de 120m, în două rânduri separate amplasate la o distanţă de 50 cm, iar distanţa dintre fiecare LED este de 2 m. Sistemul este divizat în patru ramuri câte 20 LED-uri fiecare şi este dotat cu senzori de mişcare. Modul de funcţionare este prevăzut în două regimuri: regim de serviciu şi regim de prezenţă a persoanei în zonă. În primul regim sistemul consumă 25% din puterea instalată. În al doilea regim ramura care este afectată de prezenţa persoanei consumă 100%. Astfel se reduce esenţial consumul de energie electrică.
	Sistem fotovoltaic (proiect bilateral Moldova-Ucraina 10.820.06.15 UA, 2011). **Rezumat.** Sistemul fotovoltaic furnizează la borne tensiune continuă cuprinsă între valorile 0-45V pentru regim de mers în gol, şi 0-32V în regim de sarcină maximă în condiţiile degajării radiaţiei solare în limitele 0-1000W/m^2. Utilizarea acestui sistem pentru iluminare în baza LED-urilor asigură economisirea de energie electrică între 40-100% la utilizarea stocului. La moment, acest sistem este pus în funcţionare de 2 luni, şi încercările au arătat, că la utilizarea unui stoc de baterii format din 2 acumulatoare cu capacitatea 75Ah, este posibil de asigurat iluminarea pe o perioada de 3-4 zile în lipsa soarelui şi permanent în prezenţa soarelui cu o iradiere solară de cel puţin 400W/m^2.

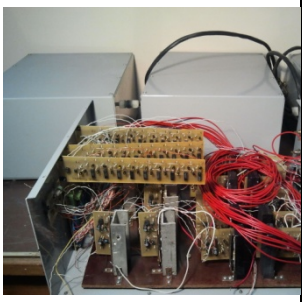
ISSN 1857-3924

	Convertor specializat de tensiune (proiect bilateral Moldova-Ucraina 10.820.06.15 UA, 2011). **Rezumat.** Convertorul specializat de tensiune include două funcţii: a) asigură convertirea tensiunii continuă de 24V în tensiune continuă 70V; b) asigură convertirea tensiunii 220V curent alternativ în tensiune continuă 70V. Tensiunea de 70V este asigurată pe 4 canale separate, ce permite alimentarea a patru ramuri de iluminare pe LED-uri independent unul de altul. Fiecare canal este dotat cu sistem de protecţie la suprasarcină, ce permite excluderea şocurilor de curent asupra LED-urilor. Convertorul, la epuizarea capacităţii bateriei de acumulatoare (21V), asigură conectarea sarcinii automat la tensiunea de 70V obţinută de la reţea, şi numai în cazul când capacitatea bateriilor va fi restabilită, va recomuta sarcina la convertorul de 24V.
	Controller de încărcare a bateriilor de acumulatoare(proiect bilateral Moldova-Ucraina 10.820.06.15 UA, 2011). **Rezumat.** Controlerul asigură un diapazon larg a tensiunii de intrare cuprins în limitele 0-50V. Puterea instalată este de 300W. Curentul de încărcare este controlat în funcţie de capacitatea acumulatoarelor şi nivelul tensiunii la bornele acestora. La atingerea tensiunii de 28,4V pe bornele acumulatorului controlerul reduce curentul de încărcare la nivelul celui de autodescărcare, pentru a compensa pierderile din acumulator şi emite un semnal vizibil intermitent. Pe parcursul a 2 luni acest controler se află în exploatare şi a demonstrat fiabilitatea soluţiei tehnice elaborate. Costul soluţiei tehnice elaborate este cu aproximativ 20-30% mai mic decât la soluţiile existente, ce în majorează capacitatea de rentabilitate pe piaţă.
	Sistem de alimentare de rezervă (proiect instituţional 11.817.06.02A, 2011). **Rezumat.** Sistemul de alimentare de rezervă este format din două panouri fotovoltaice de tipul FVG 36-125/80W, 4 baterii de acumulatoare, convertor specializat de conversie a tensiunii continue în tensiune alternativă, controler de încărcare a bateriei de acumulatoare, panou de distribuţie a tensiunii. Panourile fotovoltaice au puterea de câte 80W şi sunt conectate consecutiv furnizând la borne o tensiune continuă variabilă de la 0V până la 40V. Suprafaţa de captare a radiaţiei solare - 1.14m^2. Tensiunea de la bornele panourilor fotovoltaice se aplică la intrarea controllerului, care asigură încărcarea bateriei de acumulatoare. Acumulatoarele sunt conectate consecutiv-paralel, astfel obţinând tensiunea nominală 24V. Capacitatea sumară este de 200Ah, ceea ce înseamnă un stoc de energie egal cu 2200Wh. Convertorul de tensiune este conectat la bornele bateriei de acumulatoare şi asigură la ieşire tensiune de 220V, 50Hz. Puterea instalată a convertorului este de 2000W. Tensiunea de la ieşirea convertorului este aplicată la panoul de distribuţie. Tot la acest panou este aplicată şi tensiunea de la reţea. În cazul dispariţiei tensiunii din reţea, panoul comutează sarcina la tensiunea furnizată de convertor, asigurând astfel alimentarea neîntreruptă a sarcinii. În calitate de sarcină se utilizează două module de becuri, realizate pe diode luminiscente, iluminarea de rezervă a pazei de la intrarea blocului, alimentarea de rezervă a două calculatoare din birourile 443 şi 408.

ISSN 1857-3924

	Instalaţia solară este montată pe acoperişul clădirii IFA. Aparatura de conversie este amplasată în interiorul unui container metalic situat în interiorul blocului tehnic a clădirii, iar panoul de dirijare echipat cu punctele adecvate de control pentru măsurarea regimurilor de funcţionare a staţiei sunt amplasate pe un stand special instalat în laboratorul 443.
	Termopan cu încălzire electrică (proiect instituţional 11.817.06.01F, 2011) **Rezumat.** Pe suprafaţa exterioară a sticlei interioare ce formează pachetul termopan este formată o peliculă electroconductivă transparentă pentru lumină. Pelicula este dotată cu elemente ce formează contactul galvanic cu pelicula şi bornele de ieşire. Construcţia propusă permite alimentarea de la diferite surse de energie electrică (curent alternativ, curent continuu, curent nesinusoidal) – la scurgerea curentul se emană căldură şi în rezultat în spaţiul dintre sticlele interioară şi exterioară se poate regla valoarea temperaturii. Ca rezultat al acestui fenomen se poate dirija cu intensitatea fluxului de căldură, care în condiţii de iarnă se cedează prin ferestre în mediul înconjurător. Soluţia propusă permite automatizarea dirijării cu pierderile de căldură prin geamuri în funcţie de fluxurile de căldură ce sunt în mediul înconjurător, de exemplu fereastra se află sub razele directe ale soarelui. Localizarea în volum mic a schimbării temperaturii în interiorul dintre sticlele termopan asigură o economisire a energiei termice.
 	Material de construcţie arbolit. (proiect instituţional 11.817.06.02A, 2011). **Rezumat.** Material de construcţie arbolit cu termoconductivitatea scăzută. Materialul include în componenţă resturi vegetale, nisip şi ciment. Se referă la clasa materialelor „beton uşor” şi este destinat pentru confecţionarea blocurilor de construcţie. În varianta elaborată aceste blocuri de construcţie au vacuole pentru amplasarea componentelor de acumulare a căldurii. Avantaje: 1. Masă redusă în comparaţie cu blocurile de construcţie din beton şi coteleţ. 2. Preţ mai redus în comparaţie cu materialele cu aceleaşi proprieteăţi de rigiditate şi termoconductivitate.
	Generator asincron trifazat cu înfăşurări statorice conectate în stea conform schemei autotransformatorului şi excitaţie capacitivă (proiect instituţional 11.817.06.01F, 2012). **Rezumat.** Generatorul asincron trifazat cu înfăşurări statorice speciale şi excitaţie capacitivă este elaborat şi executat în baza maşinii asincrone cu rotor în scurtcircuit. Înfăşurările fazelor de pe stator sunt amplasate sub un unghi de 120 grade electrice în schemă de autotransformator. Generatorul este destinat pentru instalaţii autonome de energie electrică. Simplitatea constructivă a generatorului, care are la bază maşină asincronă standard asigură diminuarea cheltuielilor de producere şi fiabilitate ridicată în exploatare. Procedura de modificare a motorului asincron în generator aduce la majorarea costului lui aproximativ cu 10-15% . Caracteristici tehnice: • Diapazonul preferabil al puterii generatorului ..... 1- 10 kW

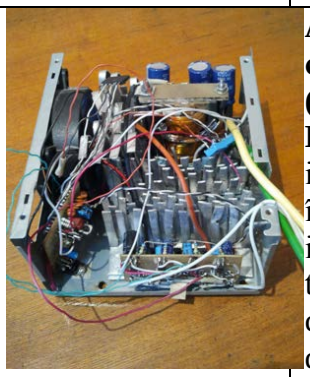
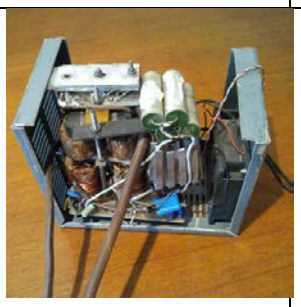
ISSN 1857-3924

	• Tensiunea nominală .....127/220 V • Frecvenţa curentului alternativ ..... 50 Hz • Numărul de faze .....3 • Numărul de turaţii .....1000 rot/min • Randamentul .....0,75 - 0,85 % • Factorul de putere.....0,90 • Valoarea unităţii de putere instalată .....120 - 130 $/ kW
	**Instalaţie de reglare a decalajului de fază (proiect STCU 11.817.06.02A, 2012).** **Rezumat:** Instalaţia dată este formată din trei module de forţă şi unul electronic, care asigură modificarea decalajului de fază de la 0 până la 60 grade, cu un pas de 4.2 grade. Soluţia tehnică inovativă utilizată atât în modulul de forţă, cât şi în cel a electronicii de putere permite reducerea semnificativă (până la 0.93 se reduce puterea instalată a instalaţiei faţă de puterea transmisă) a modulului de forţă şi cu 0.33 reduce puterea instalată a cheilor electronice de putere asigurând aceleaşi performanţe de funcţionare. Instalaţia dată reduce esenţial timpul necesar pentru trecerea de la un decalaj de fază la altul, datorită utilizării cheilor electronice. Utilizarea tranzistoarilor de tip IGBT în calitate de cheie electronică conduce la simplificarea algoritmului de dirijare cu instalaţia şi reduce semnificativ nivelul supratensiunilor.
	Dispozitiv pentru reglarea tensiunii alternative (proiect instituţional 11.817.06.01F, 2012). **Rezumat.** Instalaţia pentru reglarea tensiunii de curent alternativ include un element feromagnetic, bobina căruia printr-o cheie de comutaţie este conectată la reţeaua de alimentare. Elementul feromagnetic se confecţionează cu o singură bobină, iar miezul elementului are interfier şi lucrează la frecvenţă înaltă. Între sursa de alimentare şi sarcină se introduce un condensator de filtrare. Nodul de conectare a bobinei elementului feromagnetic cu cheia comutatoare (lucrează la frecvenţă înaltă, circa 32 kHz şi mai înaltă) se conectează cu sarcina prin a doua cheie comutatoare (lucrează la frecvenţa sursei de alimentare), iar cheile comutatoare reprezintă două tranzistoare conectate în contrasens cu diode inverse. Cheile comutatoare se pot executa de asemenea în baza schemei punte cu patru diode şi un tranzistor, iar elementul feromagnetic se poate confecţiona după schema autotransformatorului. A doua cheie comutatoare se conectează intre nodul comun de conexiune a autotransformatorului şi a sarcinii. Caracteristici tehnice: • Diapazonul preferabil al puterii ..... 0,5-5,0 kW • Tensiunea nominală .....220 ±1%, V • Variere tensiune intrare .....160-260 V • Frecvenţa curentului alternativ ..... 50 Hz • Numărul de faze .....1 • Randamentul .....0,95 • Factorul de putere.....1,0 • Masa..... 0,2 kg

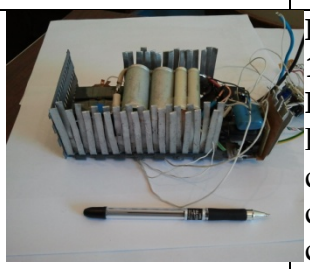
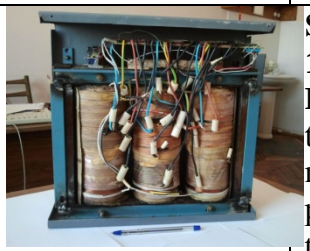
ISSN 1857-3924

	• Valoarea unităţii de putere instalată .....80 $/ kW
	Dispozitiv pentru încărcarea acumulatoarelor (tip forvard) (proiect instituţional 11.817.06.01F, 2012) **Rezumat.** Dispozitivul include un transformator de frecvenţă şi inductanţa redresorului realizată constructiv pe acelaşi miez feromagnetic în aşa fel ca bobina primară, comutată de tranzistoarele de comutare să fie în contrafază cu bobina inductanţei. In acelaşi timp bobina primară a transformatorului de frecvenţă conţine N secţiuni conectate între ele consecutiv de N tranzistoare de comutare, condensatorul de filtrare se face din N condensatoare conectate în serie, iar între nodurile de conectare a secţiunii bobinei primare cu tranzistorul de comutare şi nodurile de conectare a condensatoarelor de filtrare se conectează N - 1 diode de returnare, iar la conectarea unui condensator la bornele redresorului, diodele de returnare pot fi eliminate. Caracteristici tehnice: • Diapazonul preferabil al puterii ..... 0,05-0,5 kW • Tensiunea nominală .....12-24, V • Variere tensiune intrare .....160-260 V • Curentul .....0,8-8,0 A • Frecvenţa curentului alternativ ..... 50 Hz • Numărul de faze .....1 • Randamentul .....0,9 • Factorul de putere.....0,98 • Masa.....0,1 kg • Valoarea unităţii de putere instalată .....150 $/ kW
	Invertor cu trei faze pentru alimentarea motoarelor cu frecvenţa de 200 Hz (cu convertizor de tip forvard) (proiect instituţional 11.817.06.01F, 2012). **Rezumat.** Dispozitivul include un transformator de frecvenţă şi inductanţa redresorului realizată constructiv pe acelaşi miez feromagnetic în aşa fel ca bobina primară, comutată de tranzistoarele de comutare să fie in contrafază cu bobina inductanţei. In acelaşi timp bobina primară a transformatorului de frecvenţă conţine N secţiuni conectate între ele consecutiv de N tranzistoare de comutare, condensatorul de filtrare se face din N condensatoare conectate în serie, iar între nodurile de conectare a secţiunii bobinei primare cu tranzistorul de comutare şi nodurile de conectare a condensatoarelor de filtrare se conectează N - 1 diode de returnare, iar la conectarea unui condensator la bornele redresorului, diodele de returnare pot fi eliminate. Convertorul de tip forvard redresează tensiunea reţelei 220V curent alternativ monofazat în tensiune de curent continuu U= 50 V. Invertorul transformă tensiunea de curent continuu în tensiunea sursei cu trei faze cu frecvenţa de 200 Hz şi tensiunea liniară U=36 V. Caracteristici tehnice: • Puterea ....0,5 kW • Tensiunea nominală liniară.....36 V • Număr faze .....3 • Variere tensiune intrare .....160-260 V

ISSN 1857-3924

	• Frecvenţa..... 50/200 Hz • Numărul de faze intrare.....1 • Randamentul .....0,9 • Factorul de putere.....0,98 • Masa.....0,3 kg • Valoarea unităţii de putere instalată .....120 $/ kW
	**Adaptor pentru racordarea modulelor fotovoltaice (instalaţii eoliene) cu reţeaua electrică centralizată (cu convertizor de tip forvard) (proiect instituţional 11.817.06.01F, 2012).** **Rezumat.** Dispozitivul include un transformator de frecvenţă şi inductanţa redresorului realizată constructiv pe acelaşi miez feromagnetic în aşa fel ca bobina primară, comutată de tranzistoarele de comutare să fie in contrafază cu bobina inductanţei. In acelaşi timp bobina primară a transformatorului de frecvenţă conţine N secţiuni conectate între ele consecutiv de N tranzistoare de comutare, condensatorul de filtrare se face din N condensatoare conectate în serie, iar între nodurile de conectare a secţiunii bobinei primare cu tranzistorul de comutare şi nodurile de conectare a condensatoarelor de filtrare se conectează N - 1 diode de returnare, iar la conectarea unui condensator la bornele redresorului, diodele de returnare pot fi eliminate. Convertorul de tip forvard face conversia energiei generate de modulele de formă semisinusoidă de aceiaşi polaritate, şi apoi un invertor acest semnal îl transformă în sinusoidă şi asigură racordarea sincronă cu reţeaua electrică. Adaptorul asigură generarea valorii maxime a puterii prin sistemul de reglare în baza funcţiilor splain de ordinul trei (funcţii cubice). Caracteristici tehnice: • Puterea ....1,5 kW • Tensiunea nominală .....220 V • Număr faze .....1 • Variere tensiune intrare .....12-35 V • Frecvenţa ieşire ..... 50 Hz • Randamentul .....0,93 • Masa.....1,2 kg • Valoarea unităţii de putere instalată .....80 $/ kW
	**Aparat de sudură (cu convertizor de tip forvard) (proiect instituţional 11.817.06.01F, 2012).** **Rezumat.** Dispozitivul include un transformator de frecvenţă şi inductanţa redresorului realizată constructiv pe acelaşi miez feromagnetic în aşa fel ca bobina primară, comutată de tranzistoarele de comutare să fie in contrafază cu bobina inductanţei. In acelaşi timp bobina primară a transformatorului de frecvenţă conţine N secţiuni conectate între ele consecutiv de N tranzistoare de comutare, condensatorul de filtrare se face din N condensatoare conectate în serie, iar între nodurile de conectare a ecţiunii bobinei primare cu tranzistorul de comutare şi nodurile de conectare a condensatoarelor de filtrare se conectează N - 1 diode de returnare, iar la conectarea unui condensator la bornele redresorului, diodele de returnare pot fi eliminate. Convertorul de tip forvard transformă parametrii energiei electrice din reţea la parametrii necesari

ISSN 1857-3924

	pentru arderea arcului electric. Caracteristici tehnice: • Puterea .....3,6 kW • Tensiunea de alimentare .....170-240 V la 50 Hz • Număr faze .....1 • Tensiune ieşire mers în gol .....100 V • Curent continuu (ieşire).....20-160 A • Randamentul .....0,9 • Masa.....2 kg • Valoarea unităţii de putere instalată .....55 $/ kW
	**Dispozitiv pentru reglarea tensiunii alternative (proiect instituţional 11.817.06.01F, 2012).** **Rezumat.** Dispozitivul include un element feromagnetic ce funcţionează la frecvenţă înaltă. O ieşire a bobina elementului feromagnetic este conectată direct la reţea şi la condensatorul, a căruia doua ieşire este conectată la sarcina, iar a doua ieşire se conectează la reţea prin prima cheie electronică de frecvenţă înaltă formată din două tranzistoare conectate în serie şi şuntate de diode. La nodul comun de conexiune a bobinei şi primei chei electronice este conectată a doua cheie electronică, care funcţionează la frecvenţa reţelei, include două tranzistoare conectate în serie şi conectată la a doua ieşire a condensatorului şi la sarcină. Elementul electromagnetic se poate confecţiona după schema autotransformatorului, iar cheile electronice prezintă punţi din diode dotate într-o diagonală cu câte un tranzistor. Caracteristici tehnice: • Puterea nominală: P= 3 kW. • Frecvenţa: f=50 Hz • Forma tensiunii: sinusoidală, coeficientul de distrorsiune sub 3%. • Tensiunea intrare: 160-250 V. • Tensiunea ieşire: 220 V. • Randamentul: 98% • Factorul de putere a sarcinii: cosφ ±0,8 • Indicatori de performanţă: m_{sp}=1,2 kg/kW (A vedea analogul dispozitivului, care este caracterizat de faptul, că m_{sp} >60 kg/kW. *Sursa: http://www.ipa.ro/file%20cat.%20IPA/chiv1-SCA-F.pdf).*
	**Stabilizator trifazat de tensiune alternativă (proiect instituţional 11.817.06.01F, 2012).** **Rezumat.** Stabilizatorul trifazat este confecţionat în baza tehnologiilor tradiţionale pentru transformatoarele cu două înfăşurări plasate pe un miez de fier cu trei coloane şi juguri. Stabilizarea tensiunii se realizează prin schimbarea discretă a valorii tensiunii de ieşire (coeficientului de transformare a transformatorului) în funcţie de evoluţia tensiunii de intrare în diapazonul 160-250 V. Comutarea ieşirilor secundarului transformatorului se face de releuri electromagnetice comandate de către un bloc electronic.

BACK

ISSN 1857-3924

ВОПРОСЫ АНАЛИЗА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Быкова Е.В., Гродецкий М.В. Чиник М.А., Кириллова Т.И.
Институт энергетики АН Молдовы

Аннотация. Анализ и мониторинг уровня безопасности Молдовы проводится для систем индикаторов энергетической безопасности, с разделами по экономической и экологической безопасности. Структурирование осуществлено по 10 блокам для энергетической, по 12 сферам - для экономической и 11 группам для экологической безопасности. Входная информация сосредоточена в базе данных по энергетике, которая включают показатели энергетики, а также по экономике и экологии, имеющие отношение к энергетике (около 200 показателей, временной ряд отслеживается с 1990 года). Моделирование угроз осуществлено по сценариям снижения загрузки существующих генерирующих источников. Рассматриваемые сценарии моделируют наиболее тяжелые угрозы – отключение ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 (по блокам). Установлено, что отключение каждого из источников приводит к значительному ухудшению состояния энергетической безопасности и нарастанию опасности – на 18% (кризисное нестабильное состояние по шкале кризисности) при отключении ТЭЦ-1, и более чем в 2 раза – при отключении ТЭЦ-2 (кризисное чрезвычайное состояние). Вместе с тем, приращение установленной мощности на 40% на ТЭЦ-1 при полной загрузке этой станции улучшает общий уровень безопасности на 20%, а удвоение установленной мощности ТЭЦ-2 приводит к нормализации состояния в энергетике в целом. Исследованы вопросы оценки комплексных затрат на обеспечение энергетической безопасности. Определены укрупненные показатели требуемых инвестиций для снижения уровня кризисности в расчете на 1 балл по шкале, применяемой для анализа уровня энергетической безопасности. Установлено, что для снижения кризисности на 1 балл необходимы затраты в объеме, сопоставимом с затратами на ввод электростанции 200-250 МВт. Выполнено сравнение подходов к оценке выбросов загрязняющих веществ от энергетической промышленности по двум методологиям, разработаны рекомендации по их применению для анализа экологической безопасности. Разработан математический аппарат для выполнения прогнозов индикаторов на краткосрочный период, реализованный в виде специального модуля в составе вычислительного комплекса по анализу и мониторингу энергетической безопасности.
Ключевые слова: индикатор, энергетическая безопасность, сценарии, моделирование

Problemele analizei securităţii energetice

E.Bîcova, M.Grodeţchii, M.Cinic, T.Kirillova
Institutul de Energetică al AŞ a Moldovei

Rezumat. Analiza si monitorizarea nivelului securităţii energetice a Moldovei se efectuează cu sistemul de indicatori ai securităţii energetice cu divizare pentru securitatea economică şi ecologică. Structurarea este efectuată pentru 10 blocuri ai securităţii energetice, pentru 12 ramuri ai securităţii economice şi 11 grupuri ai securităţii ecologice. Informaţia iniţială este concentrată în baza de date pentru energetică, care include indicatorii energetici, precum şi indicatorii economici şi ecologici ce se utilizează în energetică (circa 200 de indicatori cu şirul perioadei de examinare din a.1990). Modelarea riscurilor se realizează prin scenariile de reducere a sarcinii surselor generatoare existente. Scenariile examinate simulează cele mai grave pericole - debranşarea CET-1 şi CET-2 Chişinău (pe blocuri). S-a constatat, că deconectarea fiecărei dintre surse conduce la o agravare semnificativă a securităţii energetice şi creşterii riscului cu 18% (stare de criză instabilă după scara de criză) la deconectarea CET-1, şi cu mai mult de 2 ori la deconectarea CET-2 (stare de criză excepţională). Totodată, creşterea puterii instalate cu 40% la sarcină maximă a CET-1 Chişinău ameliorează nivelul general al securităţii cu 20%, iar dublarea puterii instalate la CET-2 conduce la normalizarea situaţiei energeticii în întregime. S-au studiat problemele evaluării cheltuielilor complexe în asigurarea securităţii energetice. S-au definit indicii extinşi a investiţiilor necesare pentru reducerea nivelului de criză luat în calcul la 1 unitate a baremului pe scara utilizată pentru analiza securităţii energetice. S-a stabilit că la reducerea crizei cu 1 punct de barem sunt necesare investiţii în sumă comparabilă cu cheltuielile dării în exploatării a centralei electrice cu putere de 200-250 MW.
***Cuvinte cheie*:** indicator, securitate energetică, scenarii, simulare.

Analysis of energy security issues

Bykova E.V., Grodetsky M.V., Chinik M.A., Kirillova T.I.
Institute of Power Engineering, Academy of Sciences of Moldova

Abstract. Analysis and monitoring of energy security level of Moldova is performed by means of the system of indicators of energy security, divided into economic and environmental energy security sections. Structuring is provided for 10 blocks of energy security, 12 of which for economic security of branches and 11 groups of ecological security.

ISSN 1857-3924

The initial information is concentrated in the database for energy, which includes energy indicators, as well as economic and ecological indicators that are used in energy (about 200 indicators with series of examination period since 1990 y.). Risk modeling is achieved by scenarios of reducing the load of existing generating sources. The examined scenarios simulate the worst hazards - disconnection of CET-1 and CET-2 Chisinau (by blocks). It was realised that disconnecting each of the sources leads to a significant worsening of energy security and increases the risk by 18% (state of crisis unstable by the scale of the crisis) disconnection CET-1, and more than 2 times the disconnection CET-2 (exceptional state of crisis). At the same time, the increment of the installed capacity of 40% CHP-1at full load improves overall plant safety level of 20%, but double increment of the installed capacity of CET-2 leads to the normalization of the total level of energy security. The problems of evaluation of integrated cost of providing energy security are trated. The enlarged indicators of investment required to reduce the level of crisis, based on 1 point on the scale used for the analysis of energy security have been determined. It is found that reduction of crisis to 1 point requires investment in an amount comparable to the cost of new installed power of 200-250 MW. The comparison of approaches to the evaluation of pollutant emissions caused by the energy industry by means of two methodologies have been made, and recommendations for their application for the analysis of environmental security have given. A mathematical tool to perform forecasts on short-term indicators, developed as a special module included in the calculation complex for analysis and monitoring of energy security, have been elaborated.

A mathematical tool to perform forecasts indicators in the short term, implemented as a special module comprising a computing system for analysis and monitoring of energy security.

***Keywords*:** indicator, energy security, scenarios, modeling, forecast.

1. Цель и актуальность исследований

Под *энергетической безопасностью* понимают состояние защищенности страны (региона), ее граждан, общества, государства и экономики от угрозы дефицита в обеспечении потребностей в энергии экономически доступными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР) приемлемого качества в нормальных условиях и в чрезвычайных обстоятельствах, а также от угрозы нарушения стабильности топливо- и энергоснабжения,[1-2].

Анализ и мониторинг уровня безопасности Молдовы проводится для систем индикаторов энергетической безопасности, экономической и экологической безопасности. Структурирование осуществлено по 10 блокам для энергетической, по 12 сферам - для экономической и 11 группам для экологической безопасности, [3]. Входная информация сосредоточена в базах данных по энергетике Excel и Access, которые включают показатели энергетики, а также по экономике и экологии, имеющие отношение к энергетике (около 200 показателей, временной ряд отслеживается с 1990 года).

Целью проведения мониторинга энергетической безопасности для Молдовы является выявление угроз нормальной работе энергосистемы, анализ причин возникновения и устранение их путем проведения комплекса мероприятий в энергетическом секторе. Моделирование угроз позволяет определить уровень энергетической безопасности при их осуществлении и сформировать комплекс неотложных мер по их недопущению в действительности.

Этапы 2011-2014 г.г. были посвящены развитию математической базы анализа различных факторов, вызывающих угрозы энергетической безопасности. Были рассмотрены системные вопросы развития энергетики при параллельной работе с энергосистемами соседних стран, инвестиционные трудности, оценена эффективность предлагаемых и мероприятий по обеспечению энергетической безопасности и другие аспекты.

2. Метод индикативного анализа

Метод индикативного анализа, применяемый для исследований, обладает гибкостью и позволяет учитывать множество внешних и внутренних факторов, влияющих на уровень безопасности, моделировать текущее состояние и прогнозировать перспективное, как по отдельным секторам энергетики, так и в целом для отрасли. Он используется для анализа

ISSN 1857-3924

энергетической безопасности исследователями в ряде стран [2-4] и включает следующие этапы:

- формирование цели исследования и выбор объекта;
- формирование системы индикаторов и расчет значений на основе первичных данных, систематизированных в виде базы данных;
- определение пороговой величины для каждого индикатора, превышение которой означает переход в кризисное состояние;
- определение общей интегральной оценки состояния всей системы индикаторов;
- прогнозирование и моделирование состояния индикаторов на краткосрочную перспективу;
- разработку мероприятий по обеспечению энергетической безопасности для нормального, предкризисного и кризисного состояний отрасли;
- определение связей с экономической и экологической сферами взаимодействия энергетики.

Для выполнения последнего раздела выполняется работа по определению уровня экономической безопасности за текущий год с учетом ретроспективы по аналогичной методологии и расчет значений индикаторов экологической безопасности - приложения «Экономическая безопасность» и «Экологическая безопасность»,[7].

3. Краткое описание систем индикаторов

1) ***Система индикаторов энергетической безопасности*** сформирована на основе свойств больших систем и отражает текущее состояние, управление функционированием и управление развитием энергетической отрасли Система включает 46 индикаторов, отражающих сектора:

- топливоснабжения (собственные ТЭР и импорт ТЭР);
- электроснабжение (производство, распределение, импорт и потребление);
- теплоснабжение (производство на централизованных и децентрализованных источниках, потребление);
- экономические показатели и эффективность (тарифы, задолженности, энергоёмкость и электроёмкость ВВП);
- структуру энергосистемы (установленные мощности генерирующих источников, пропускные способности ЛЭП, уровень износа оборудования);
- социальные аспекты (численность работающих в отрасли, уровень зарплат, численность выпускников инженеров-энергетиков);
- экологические показатели (выбросы парниковых газов и загрязняющих веществ в атмосферу и др.).

Индикаторы структурированы по 10 блокам по этапам энергоснабжения потребителей «топливо-преобразование в энергию - конечное потребление» [3,7]. В каждом блоке имеются ключевые индикаторы, на базе которых может выполняться экспресс - анализ.

2) ***Для анализа экономической безопасности*** используется система индикаторов, описывающих макроэкономические показатели по сферам: производственной; финансовой; инвестиционной; научной; демографической; энергетической; внешнеэкономической; уровня жизни; продовольственной; экологической и ряду других. Каждая сфера описана 1-3 наиболее представительными индикаторами.

3) ***Для анализа экологической безопасности*** используется система индикаторов, отражающих следующие группы:

- загрязнение атмосферы (1 индикатор, включающий 25 загрязнителей);
- изменение климата (3 индикатора);

ISSN 1857-3924

- загрязнение гидросферы (7 индикаторов);
- биоразнообразие (леса) – 2 индикатора;
- состояние здоровья населения – 5 индикаторов;
- экономические показатели, связанные с экологическими,- 6 индикаторов.

В нашем исследовании основной задачей поставлено определение вклада энергетической отрасли в общие загрязнения по стране. Для реализации поставленной цели необходима оценка величин выбросов загрязняющих веществ от энергетической отрасли и оценки величин выбросов в целом по стране от всех сфер деятельности в экономике.

Достижение поставленной цели возможно с помощью поэтапного решения группы задач:

- определение величин выбросов загрязняющих веществ от энергетической промышленности в атмосферу, гидросферу, литосферу (при производстве электро- и теплоэнергии);
- определение эмиссий загрязняющих веществ от других секторов энергетики.

4. Источники информации. База данных

Информация по энергетике публикуется в Статистических ежегодниках и Топливно-энергетических балансах в изданиях Национального Бюро Статистики. В электронном виде информацию по текущей ситуации в энергетике можно найти на сайтах Национального Бюро Статистики, Министерства Экономики РМ, ГП «Молдэлектрика», предприятий энергетики. Обновляемость информации – различная (годичная, квартальная, месячная), в большей степени – с запозданием. Сайты некоторых предприятий энергетики малоинформативны с точки зрения отражения текущего состояния.

Данные по производству и потреблению электроэнергии не всегда совпадают и для ряда лет различаются на небольшие величины даже в изданиях Национального Бюро Статистики. Например, для Правобережья для 2011 в издании Топливно-энергетического баланса за 2011 (в электронной версии его название BE_2012.pdf на сайте www.statistica.md,, издание опубликовано в конце 2012 года)[8], найдены такие разночтения:

1)В таблице 7.1., стр.112, в строке «Электроэнергия» указано для 2011 год потребление на душу населения - 1,17 тыс кВт*ч, а на графике 8.11, стр. 120 для Молдовы указано значение 1,152 тыс кВт*ч на 1 человека;

2) На графике 8.4 на стр. 116 указано производство электроэнергии 1064 ГВт*ч (год вообще не отмечен в заголовке графика, но подразумеваем, что это 2011 – самый последний год), в то время как в таблице 4.1. на стр.10 в строке «электроэнергия, всего» указано значение 1016 млн. кВт*ч;

3) График 7.4 на стр.114 называется «Энергоемкость и электроемкость», хотя на нем представлены диаграммы по энергоемкости и электроемкости промышленной продукции, что написано и в легенде к диаграмме. Основой для построения служат данные 8 и 10 строк таблицы 7.3 – для промышленной продукции, а не две последние строки этой таблицы, касающиеся энерго - и электроемкости ВВП. Таким образом, заголовок данного графика вводит в заблуждение.

4) Сравнение данных по производству и потреблению электроэнергии по трем источникам – Статистическому ежегоднику за 2012 год (последний отраженный год-2011), Топливно-энергетическому балансу за 2011 (последний отраженный год-2011) и данным ГП «Молдэлектрики» приведено в таблице 1.

Таблица 1.

ISSN 1857-3924

Сравнение данных для 2011 года по электроэнергии по разным источникам информации, млн кВт*ч

Величины, млн кВт*ч	Статистический ежегодник за 2012 год, таблица 15.8	Топливно-энергетический баланс за 2011, т.4.3.	данные ГП «Молдэлектрики»
Производство электроэнергии	1015,6	1016	1016
Потребление электроэнергии	4165,1	4161	4169 «брутто»
В том числе:			
промышленность	1071,2	992	-
строительство	33,7	14	-
транспорт	68,5	50	-
Сельское хозяйство	64	50	-
На освещение и бытовой сектор	1540,9	1547	-
Технологический расход на передачу по электросетям	512,3	589 (т.6.8.1, стр.100)	261 (потери в высоковольтных сетях, в том числе при поставках в Правобережье и при экспорте в Румынию)

5) При наличии небольших величин потребления топлив в Топливно-энергетических балансах Национального Бюро Статистики могут быть отражены данные в строках таблиц в ТДж, но не отражены в аналогичных таблицах в т.у.т. угольного или нефтяного эквивалента из-за формата представления данных (только в целых числах).

При выполнении анализа текущей ситуации в энергетике необходимо предварительно выбрать основной источник информации и определить величины расхождения данных в нем с другими официально публикуемыми источниками. Первичной является информация от предприятий энергетики.

5. Краткое описание вычислительного комплекса

Реализация методологии индикативного анализа для большого числа индикаторов и учета всех трех систем индикаторов потребовала разработки вычислительного комплекса. Эта работа была начата несколько лет назад и включила несколько этапов по совершенствованию структуры и наполненности информационной базы данных, развитию математической базы. На текущий момент в существующей версии также имеются незавершенности, но она уже позволяет выполнять основные задачи анализа и мониторинг, а именно:

- систематизацию первичных данных (база данных в Excel и Access);
- расчет текущих значений индикаторов;
- расчет пороговых значений и балльной оценки состояния каждого индикатора, а также итогового уровня энергетической безопасности;
- моделирование описывающих кривых и прогнозирования значений индикаторов;
- моделирования угроз (сценарии);
- мониторинг основных макроэкономических показателей, необходимых для общего отражения ситуации в экономике или связанных с энергетикой;
- мониторинг выбросов загрязнителей от энергетической отрасли для 25 веществ.

При исследованиях по энергетической безопасности выполняется ряд работ, осуществляемых параллельно, а именно:

- по развитию математической базы;
- по разработке и расширению вычислительного комплекса;
- по развитию базы данных;
- по мониторингу текущих значений индикаторов и итоговой оценки;
- по моделированию угроз и прогнозированию;
- по расчету загрязнителей;

ISSN 1857-3924

- исследование вопросов взаимосвязей энергетики и экономики;
- по решению текущих задач анализа в связи с новыми угрозами или появлением дополнительных данных.

Стартовая страница вычислительного комплекса позволяет перейти к базе первичных данных (входной информации) и каждому блоку (расчетная выходная информация), имеется ряд других возможностей (рис.1).

Рис. 1.Стартовая страница вычислительного комплекса

Входная информации систематизирована в группе одинаковых для каждого года по структуре файлов «в» содержит информацию по секторам - топливному, электро - и теплоэнергетическому, а также общеэкономическую (рис.2).

ISSN 1857-3924

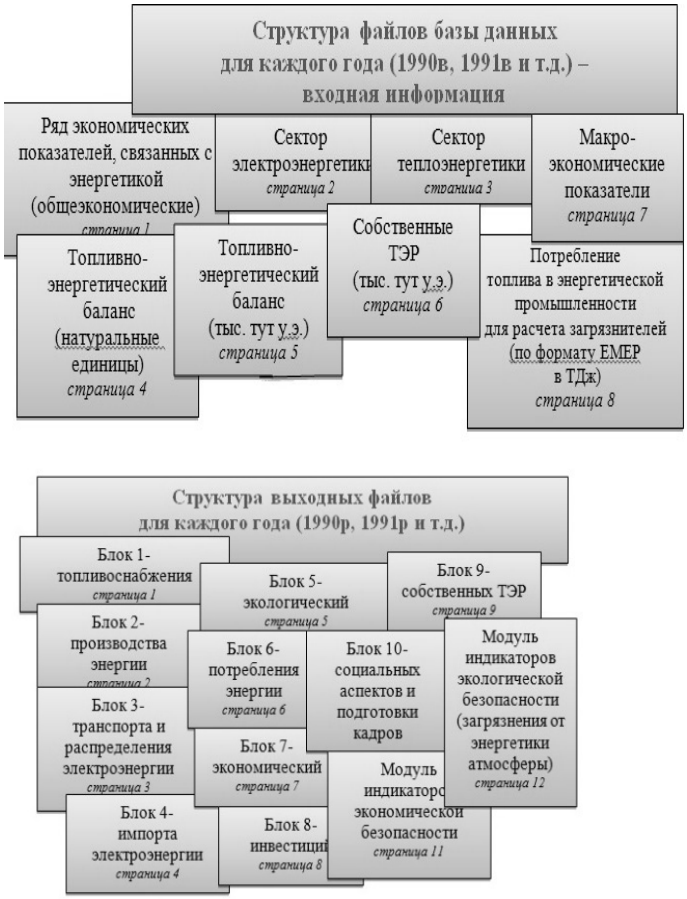


Рис. 2. Структура файлов входной и выходной информации

Выходная информация сосредоточена также в группе одинаковых для каждого года по структуре расчетных файлов «р», в которых вычисляются фактические значения всех индикаторов в текущий год, балльная оценка состояния с использованием таблицы пороговых значений. Далее информация для всех лет систематизируется в двух обобщающих файлах в виде рядов данных и графического отражения.

Полученные балльные оценки по каждому блоку из расчетных файлов используются в отдельном файле расчета итоговой балльной оценки. При мониторинге каждого индикатора осуществляется дополнение графика точкой за текущий год (рис. 3), и вся система ежегодно обновляется и дополняется.

Рис.3. График динамики изменения индикатора производства электроэнергии за 15 лет

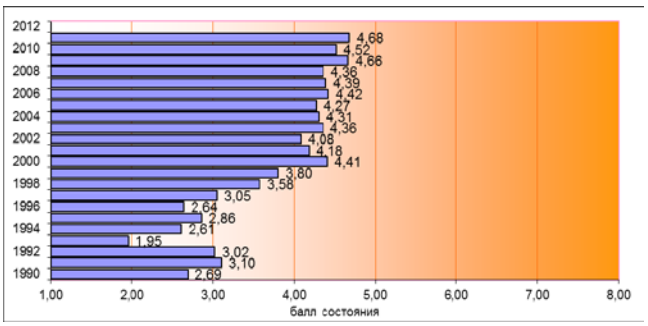


Рис.4. Мониторинг итоговой оценки состо-яния уровня энергетической безопасности для 1990-2012 для правобережного региона

ISSN 1857-3924

Выполненный мониторинг показал, что ряд индикаторов, отражающих сектора производства энергии и финансово-инвестиционный, имеют кризисные значения. Итоговая оценка составляет 4,69 балла (2012), что характеризует общую ситуацию по энергетической безопасности как предкризисную критическую (рис. 4).

Моделирование индикаторов в виде описывающих функций на основе ретроспективного ряда и прогнозирование для нескольких лет вперед осуществляется с помощью специального программного модуля „COMOD", который позволяет построить моделирующие кривые четырех видов [9].

С помощью приложения «Сценарии» промоделированы ситуации при наступлении наиболее тяжелых случаев в энергосистеме - отключения системообразующих ЛЭП и основных генерирующих источников (рассмотрены группы сценарии с определенным шагом утяжеления).

Полученные уровни итоговой балльной оценки и общего уровня энергетической безопасности по каждой группе сценариев показывают чрезвычайное кризисное состояние при наступлении рассмотренных угроз (раздел 7). Важным итогом этого анализа является требование по формированию мероприятий по поддержанию устойчивой работы предприятий энергетики и недопущению развития таких угроз в действительности.

6. Моделирование угроз

Для анализа наиболее тяжелых ситуаций в энергокомплексе рассмотрены группы сценариев, в которых моделировалось снижение загрузки и отключение существующих ТЭЦ (полное отключение и пошаговое снижение мощности), снижение общего потребления топлива и ряд других угроз. Для каждой группы сценариев определены уровни энергетической безопасности.

Сценарии L1-L5 и M1-M8 моделируют реализацию наиболее тяжелых угроз – отключения ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 (по блокам). Установлено, что отключение каждого из источников приводит к значительному ухудшению состояния энергетической безопасности и нарастания опасности – на 18% (кризисное нестабильное состояние по шкале кризисности) при отключении ТЭЦ-1, и более чем в 2 раза – при отключении ТЭЦ-2 (кризисное чрезвычайное состояние). Вместе с тем, приращение установленной мощности на 40% на ТЭЦ-1 и при полной загрузке этой станции улучшает общий уровень безопасности на 20%, а удвоение установленной мощности ТЭЦ-2 приводит к нормализации состояния в энергетике в целом, [10-13], рис. 5 .

Развитие описанных негативных сценариев в действительности нельзя допустить, так как это приведет к катастрофической ситуации в энергетике. В связи с этим необходимы мероприятия по поддержанию в работе, своевременному ремонту и развитию этих ключевых элементов энергосистемы.

Принятые документы в области энергоэффективности предназначены для обеспечения регулирования при внедрении мер по энергоэффективности и снижению энергетической зависимости страны. В Национальной программе по энергоэффективности на 2011-2020 г поставлены глобальные задачи – увеличение доли ВИЭ до 20% к 2020 году и сокращение выбросов не менее чем на 25% к 2020 в сравнении с 1990 годом. В документах по энергоэффективности одной из целей указана энергетическая безопасность, в связи с чем, задачи по улучшению энергоэффективности должны решаться таким образом, чтобы общий уровень энергетической безопасности также повышался.

ISSN 1857-3924

Рис.5. Нарастание кризисности при снижении загрузки ТЭЦ-2

Для определения уровня энергетической безопасности при реализации мер, связанных со снижением общего потребления ТЭР к 2016 году на 9%, указанных в п.5. Плана действий по энергоэффективности (2013), рассмотрено 9 сценариев (Р1-Р9), каждый из которых отражает снижение потребления ТЭР на 1,2..3 ….9%, рис. 6.

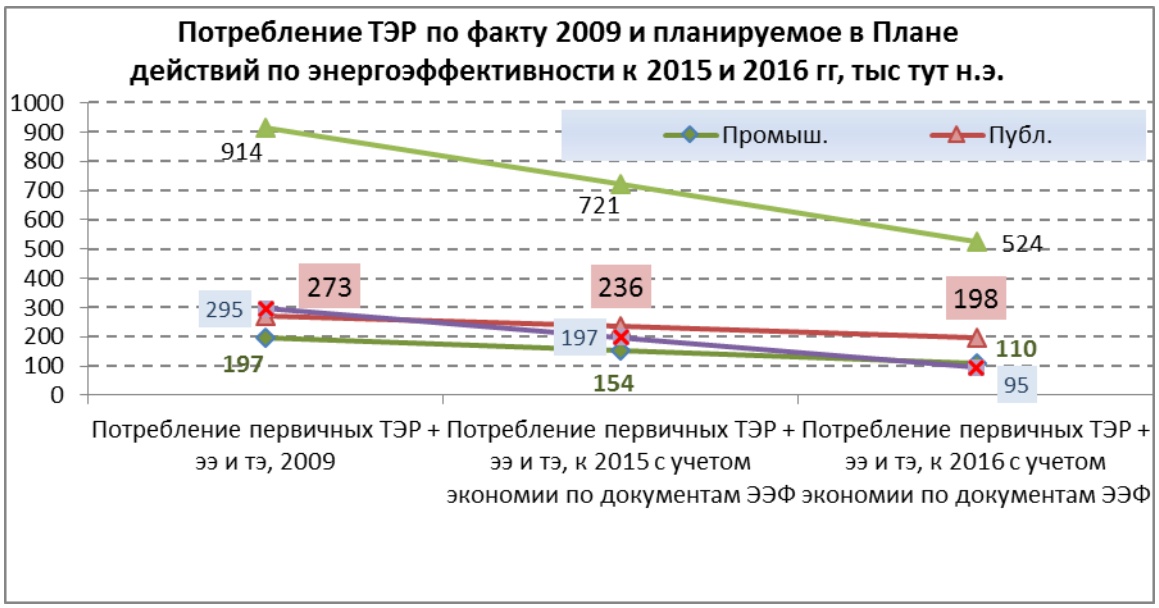


Рис. 6. Сравнение потрребления ТЭР в 2009 году (факт) и предлагаемое снижение потребления к 2015 и 2016 , тыс тут н.э.

По результатам анализа сценариев Р1-Р9 можно сделать следующие выводы, [14-15]:

- Снижение потребления ТЭР с 1 до 9% в РМ приведет к нарастанию кризисности с 4,62 до 5,14 балла, или каждый % снижения общего потребления ТЭР приводит к ухудшению уровня энергетической безопасности в среднем на 0,05-0,06 балла;

ISSN 1857-3924

- Снижение потребления ТЭР ведет к ограничению доступа населения к энергоресурсам, что ухудшает уровень жизни населения и противоречит требованиям энергетической безопасности;
- При реализации мер по энергоэффективности, связанных со снижением потребления ТЭР, должно иметь место замещение первичных ресурсов в тех же объемах возобновляемой энергией.

7. Инвестиции как управляющий фактор по повышению экономической и энергетической безопасности

Для надежного обеспечения потребителей национальная энергосистема, по требованиям энергетической безопасности, должна иметь соответствующие генерирующие мощности для покрытия баланса и пропускную способность электрических сетей.

В последние 10 лет производство электроэнергии составляет 1-1,2 млрд. кВт*ч (при недогрузке существующих источников на треть). Если загрузить в полной мере имеющиеся мощности, то выработка электроэнергии на них может составлять 1,6 млрд. кВт*ч. (фактически это имело место в 1990 году). При этом потребность в электроэнергии региона постоянно растет и приближается к 5 млрд. кВт*ч. Недостающая электроэнергия в регион поставляется либо от украинских электростанций, либо от Молдавской ГРЭС при наличии договоров.

Таким образом, для самобалансирования в регионе необходимо увеличение генерирующих мощностей в 2-3 раза, то есть до 700-800 МВт, а с учетом роста потребления электроэнергии – до 1000 МВт. В этом случае большинство индикаторов улучшат свои значения, что приведет к повышению уровня энергетической безопасности региона, [10,12].

Действующие документы в области энергетики содержат цели, направленные на обеспечение энергетической безопасности (в Энергетической стратегии Республики Молдова до 2030 года; Национальном плане действий по энергетической эффективности на 2013-2015; Национальной Стратегия развития «Молдова 2020»; **Законе по ВИЭ 2007 г.).** Однако в этих документах не приведена системная информация о планируемых расходах на поддержание энергосистемы страны, как в структурном плане, так и для решения текущих задач.

Целью данного пункта является анализ инвестиций в энергетическом секторе страны и определение новых подходов к управлению энергетикой с точки зрения обеспечения энергетической безопасности, обеспечения оптимальных инвестиций в сектор на основе анализа отраслевых показателей.

Инвестиции в экономику. Для отражения текущей ситуации, как отправной точки, определяется «фоновое» состояние экономики для выявления рисков для инвестиций.

Для РМ уровень объема инвестиций в экономику в целом с 2001 г. по 2008 г. возрастал с 12,17% (к ВВП) до 28,7%, в 2009 году был резкий спад на 10% - до 18,41%, с 2010 наметился небольшой рост до 19,84% (2011), таблица 2, [16].

Таблица 2.

Данные по инвестициям для ряда лет*, млн лей и млн долл.

	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Экономика, всего	млн лей	18 224	11 123	13 804	16 449	16 600
Электро- и теплоэнергия, газ и водоснабжение	млн лей	1 177,7	1 201,1	1 261,0	1 386,6	1 392,3
Курс валют	леев за доллар	10,39	11,11	12,37	11,74	12,11
ВВП	млн лей					
Инвестиции в энергетику	млн дол США	113,35	108,12	101,94	118,11	114,97

*)*База данных Национального Бюро Статистики*

ISSN 1857-3924

В литературе по экономической безопасности обобщен мировой опыт стран, [5-6], который определяет кризисные величины для данной сферы и задает диапазоны (или значения) необходимых инвестиций для нормального функционирования экономики. Рассмотрим их подробнее.

- *Величина инвестиций в экономику по отношению к ВВП* должна быть не менее 12 %. За рассматриваемый период это соотношение составляло 11÷25 %, в 2000-2008 годы наблюдался устойчивый рост с 11 % до 29 %, затем последовал спад до 18% (2009) в результате кризиса 2008 года. В последующие годы динамика роста стала восстанавливаться, рис. 7.
- *Величина инвестиций в экономику по отношению к стоимости вводимых в действие основных средств* должна быть не менее 6 %. Данный показатель имел значение 90%÷130 %. Ежегодные инвестиции превышают стоимость основных средств в диапазоне 10÷40%.

Наименьшее количество инвестиций было вложено в 2002 г. (по сравнению со стоимостью основных средств) – 95%, наибольшее в 2006 г. (140%), затем наблюдался спад в 2007, 2008, 2009 гг. и небольшой рост в 2010, 2011 гг. (рис. 8).

Рис. 7-8. Динамика изменения отношения величины инвестиций в экономику к величине ВВП и соотношение инвестиций и стоимости основных средств, %

Рис.9..Изменение доли иностранных инвестиций в суммарном объеме инвестиций, о.е.

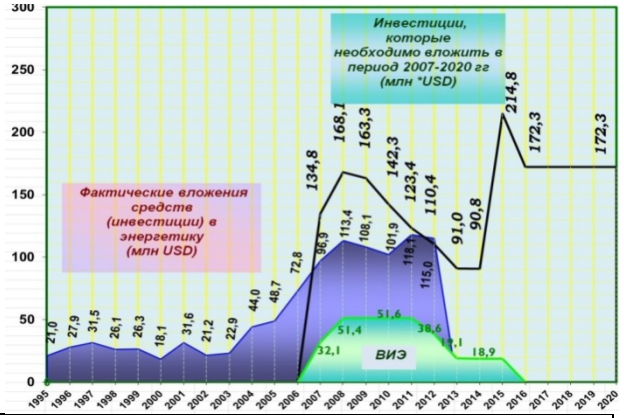


Рис. 10.Требуемые ежегодные объемы инвестиций в энергетику и в ВИЭ и вложение финансовых средств (суммарно)

- *Доля иностранных инвестиций в общем объеме инвестиций* должна составлять не менее 10 %. Фактические значения данного индикатора были в диапазоне 11- 37 %.

ISSN 1857-3924

Самая низкая величина наблюдалась в 2002 и 2011 гг. (11,86% и 8,85%). В период 2004÷2010 гг. иностранные инвестиции были на уровне 18÷22% в общих инвестициях в экономику, рис.4.

- *Планируемые объемы инвестиций на перспективу*

По данным документа «Основные экономические показатели РМ на среднесрочный период», Приложение 2, табл.2.2, планируется сохранение общего уровня инвестиций в экономику примерно на текущем уровне 25-26% .

В другом документе «Национальная стратегия развития: 7 решений для экономического роста и сокращения уровня бедности Молдова–2020», также вступившем в действие в текущем году, указаны направления для вложения инвестиций, в результате которых должны измениться показатели энергетической безопасности и энергетической эффективности (таблица приведена полностью как цитата).

КОНЦЕПЦИЯ СТРАТЕГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ МОЛДОВА

a. *КОНКРЕТНЫЕ ЦЕЛИ*

Показатель мониторинга	**2015**	**2020**
Энергетическая безопасность		
Создание энергосоединений		
• *линии электропередачи, км*		**139**
• *газопроводы, км*		**40**
Стимулирование использования энергии из возобновляемых источников энергии по отношению к объему валового внутреннего потребления, %	**10**	**20**
Обеспечение доли биотоплива в общем потреблении топлива, %	**4**	**10**
Увеличение внутреннего потенциала производства электроэнергии, МВт		**800**
Обеспечение доли годового производства электроэнергии из возобновляемых источников энергии, %		**10**
Энергоэффективность		
Сокращение энергоемкости, %		**10**
Сокращение потерь электроэнергии в сетях передачи и распределения, %	**13**	**11**
Сокращение потерь природного газа в сетях передачи и распределения, %	**20**	**39**
Сокращение потерь тепловой энергии в сетях передачи и распределения, %	**2**	**5**
Сокращение выбросов парниковых газов (по сравнению с 1990 г.), %		**25**
Сокращение энергопотребления в зданиях, %		**10**
Доля обновленных общественных зданий, %		**10**

В третьем документе, также вступившем в действие в 2013 году, «Национальном плане действий в области энергоэффективности на 2013-2015 годы», приведены прогнозируемые инвестиции для достижения запланированных целей по энергоэффективности по энергетике (таблица 3).

Таблица 3.

Прогнозируемые расходы для энергетического сектора на 2013-2015гг.

№ п/п	Программа/сектор	Общие государственные расходы (тыс. леев/тыс. долл.)	Прогноз (тыс. леев/тыс. долл.)		
		2012 исполнение	2013	2014	2015
1.	Разработка политики и менеджмент в энергетическом секторе	1352,3/111,7	40408,7/3336,8	32580,6	60441,8
2.	Развитие национальной системы снабжения природным газом	6940,8/573,1	19000/1568	65014,0	-
3.	Развитие сектора электрической энергии	10919,3/901,7	106702,8/8811,13	337656,5	551114,8
4.	Развитие теплоэнергетической системы Курс 1 доллар США (2012)	9000/743,8 12.11 леев/дол	4743,2/391 12.11 леев/дол	- 12.11 леев/дол	- 12.11 леев/дол

ISSN 1857-3924

7.1. Инвестиции в энергетический сектор

Существующая система индикаторов энергетической безопасности и проводимый ежегодно мониторинг состояния энергетической безопасности позволяет видеть «узкие» места в энергетике, которые в первую очередь требуют финансовых вложений. На них указывают все кризисные индикаторы (области необходимого срочного вложения денег) и предкризисные (они указывают на возможные будущие «узкие» места и требуют вложения средств с опережением, чтобы не допустить кризисной ситуации). Кроме того, сценарии развития энергетики на перспективу также позволяют увидеть области необходимого инвестирования для недопущения развития негативных тенденций.

Топливный сектор

Молдова практически все свое топливо импортирует, и важными показателями для инвесторов являются: транспортные пути (авто, железные дороги), емкости для хранения нефтепродуктов, склады для угля, благоприятная налоговая политика и законодательная база для осуществления поставок топлива; приемлемые цены для покупки топлива и цены, реальные для потребителей.

В газовом секторе важны условия поставок (цена, объемы) по договорам, наличие развитой и безаварийно функционирующей газовой инфраструктуры.

Электроэнергетический сектор

1. *Генерирующие источники.*

Для определения необходимости в новых источниках надо знать спрос, потребление электроэнергии. Так как наиболее эффективной является технология когенерации, то необходимо знать спрос и на теплоэнергию. В последние годы все новые здания проектируются с учетом индивидуального отопления с помощью газовых котлов. Это стало распространенной практикой даже в зоне существующих ТЭЦ. Восстановление положительного имиджа централизованного теплоснабжения возможно при согласовании тарифов со среднедушевым доходом, строительстве новых генерирующих источников с одновременным развитием системы централизованного теплоснабжения. Это особенно актуально для небольших населенных пунктов, где вообще не имеется такого вида теплообеспечения. Централизованную тепловую энергию от ТЭЦ и котельных получают только 19 % всех домовладений в стране, 14 % имеют индивидуальное газовое отопление, а 65 % - печное, [17-18]. Для городов, где уже есть ТЭЦ (Кишинев, Бельцы), более доступным вариантом является расширение существующих источников (с уже имеющимися тепловыми сетями), однако вопросы спроса на тепло тут не менее актуальны. Если в качестве источников рассматривать ВИЭ, то необходимы специальные расчеты по эффективности их применения и правил их присоединения.

2. *Электрические сети.*

В регионе имеется развитая электроэнергетическая сеть, позволяющая обеспечить электроэнергией практически все населенные пункты. Однако она нуждается в развитии (не все населенные пункты имеют двухстороннее питание), для некоторых ЛЭП необходимо резервирование в виде 2-ой цепи и необходимо расширение межсистемных ЛЭП для улучшения связей с соседними энергосистемами на случай аварийных ситуаций и для передачи транзитных потоков мощности. Молдова ранее осуществляла такие перетоки и вполне может и в дальнейшем это делать. Инвестирование в данной области необходимо в плановый ремонт, модернизацию ЛЭП, и развитие сетей, необходимость которого описана выше.

ISSN 1857-3924

Теплоэнергетический сектор

В небольших городках строились небольшие котельные, либо отдельные, либо в составе предприятий. По стране их было достаточно много (более 6 тысяч). В настоящее время по статистической литературе учтено около 3000 котельных. В связи с этим необходимо изучение состояния закрытых котельных и определение как возможности их восстановления, так и спроса на теплоэнергию со стороны потребителей, которые уже успели либо установить индивидуальное отопление, либо выживают по мере возможностей.

Инвестиции в ТЭК

Объекты энергетики Республики Молдова, в которые необходимо и целесообразно вкладывать инвестиции на период до 2020 г., указанные в энергетической стратегии Республики Молдова на период до 2020 г (действовала до января 2013, затем ее сменила Энергетическая стратегия до 2030г.), большей частью так и не получили необходимых инвестиционных вложений. Данный перечень охватывал главные направления развития энергетики РМ, обеспечивающих сбалансированное энергоснабжение потребителей и освоение передовых технологий в производстве, передаче и распределении энергии.

Общая величина инвестиций, необходимая до 2020 г., была оценена на уровне 1,5 млрд. евро. Указанные средства планировалось вложить в период 2010-2015 г для развития всего ТЭК, а именно: в электроэнергетический сектор—900 млн. евро или 60%, в теплоэнергетический сектор -126 млн. евро или 8%, в газовый сектор- 67 млн. евро или 5%, в сектор жидкого топлива-133 млн. евро -9%, ВИЭ-256 млн. евро-17%.

Объемы *ежегодных* вложений планировались на уровне: ВИЭ 30-50 млн. евро, электроэнергетику- 50-145 млн. евро, теплоэнергетику- 5-20 млн. евро, составляя суммарно диапазон 91-215 млн. долл. США, или в среднем 120 млн. долл. США, (рис.10).

Фактические инвестиции в ТЭК в 1995-2000 г. были на уровне 18-32 млн. долл. США, затем наблюдался ежегодный рост до 117 млн. долл. (2011). К 2011 году объемы инвестиций в ТЭК почти достигли требуемой средней величины, но если учитывать накопительный критерий, то отставание все равно остается значительным. В сравнении с общими инвестициями в экономику, доля вложений в энергетику составила всего 17… 6%, причем с тенденцией снижения (2011-8,4%), рис. 11-12.

ISSN 1857-3924

Рис.11-12. Инвестиции в энергетику, млн. долл. и в % от общих инвестиций в экономик

7.2. Укрупненные показатели требуемых инвестиций

В качестве критерия величины комплексных затрат на обеспечение энергетической безопасности могут стать укрупненные показатели требуемых инвестиций для снижения уровня кризисности, например, на 1 балл по шкале, которая применяется для анализа уровня энергетической безопасности (или в меньшем масштабе, например, на 0,1 балла). Это позволяет получить кривую обеспечения энергетической безопасности страны (рис. 13)

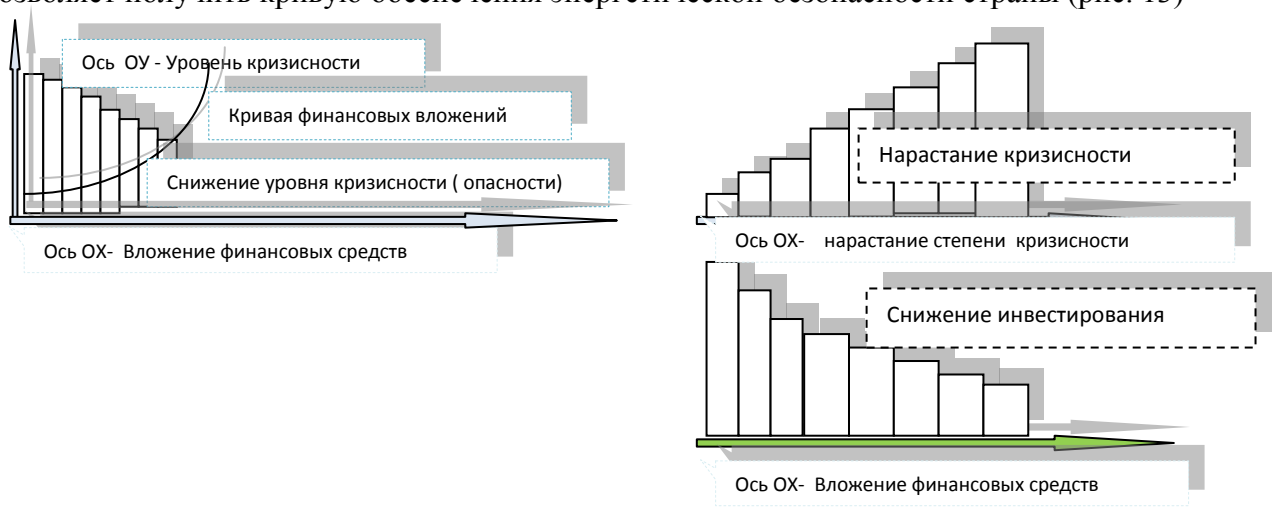


Рис.13. Взаимосвязь инвестиций и снижение кризисности

Состав комплекса мероприятий может быть самым разным и его можно рассматривать, исходя из степени трудности выполнения мероприятия, или из объемов необходимых инвестиций (мало-, средне- и крупнозатратные мероприятия). В качестве приоритетов могут выступать и другие факторы, например, учет региональных факторов, появления новых технологий, изменения на мировом энергетическом рынке, изменение ситуации в экономике и другие. Таким образом, формирование комплекса мероприятий - это задача

ISSN 1857-3924

многоступенчатая и многофакторная. Однако при любых факторах следует стремиться к *энергетической безопасности страны,* обеспечивая все положения ее определения, [1-2]:

- отсутствие дефицита ТЭР любых видов;
- экономическая доступность ТЭР любых видов в любое время для всех групп потребителей;
- обеспечение запаса ТЭР на случай непредвиденных чрезвычайных ситуаций.

В этих положениях заложены и критерии развития экономики, для которой энергетическая безопасность является гарантией устойчивого развития.

В связи с вышесказанным, совокупность комплексов мероприятий по обеспечению и повышению энергетической безопасности может формироваться на основе заранее выбранных приоритетов. Все их рассмотреть сложно, поэтому выделяем только основные: развитие источников генерации; развитие электрических сетей; развитие теплоэнергетики; развитие систем топливоснабжения; повышение квалификации кадров и подготовка новых кадров; совершенствование систем управления энергетикой; внедрение новых технологий в энергетике с целью снижения экологического влияния на окружающую среду и повышения эффективности на стадии преобразования энергии; повышение эффективности конечного использования энергии;

Развитие генерирующих источников в стране можно выполнять разными способами: распределенная генерация на основе небольших ТЭЦ; размещение точечных ВИЭ или парков с ВИЭ; расширение имеющихся генерирующих источников; модернизация существующих источников с применением новых технологий и т.д. Таких мероприятий может быть целая совокупность. Затраты на них можно обозначить как $З_1$, $З_2$,… $З_i$., а ожидаемое улучшение уровня безопасности как $В_1$,$В_2$,… $В_i$. Далее необходимо найти оптимум между этими величинами.

Наиболее затратным мероприятием является введение новых генерирующих мощностей в энергетике. Объемы инвестиций для таких объектов являются своего рода верхней границей требуемых вложений. Так как правобережный регион имеет дефицит по установленной мощности на 2/3 от своей потребности, то необходимые затраты – это затраты на ввод в эксплуатацию новых источников суммарной мощностью 700-800 МВт, [14]. При этом общий уровень энергетической безопасности улучшится на 3 балла и вернется к нормальному состоянию. Для снижения кризисности на 1 балл необходимы затраты в три раза меньшие или в объеме, необходимом для ввода электростанции 200-250 МВт. Эти инвестиционные средства должны вкладываться не только непосредственно в развитие источников, но и во всю сопутствующую инфраструктуру энергосистемы.

Такой подход позволяет оценить затраты на снижение кризисности (повышение безопасности) на удельную величину выбранного размера (на 1 балл, на 0,1 балла и т.п.), что дает возможность определить инвестиции, необходимые для устойчивого функционирования и развития энергосистемы.

8. Загрязнения от энергетики в системе экологической безопасности

Общая система индикаторов энергетической безопасности включает экологический блок, в который содержит два индикатора, отражающих выбросы в атмосферу. Дальнейшее изучение подходов по оценке загрязнений, применяемых в мире, позволило расширить область изучения вопросов экологической сферы, перейдя к экологической безопасности.

Целью исследований в области экологии является изучение вопросов загрязнения от энергетики и определения ее вклада в общие выбросы по стране. При исследовании экологической безопасности на основе индикативного анализа главным требованием является определение общего интегрального уровня состоянии экологической безопасности. Вторым требованием является определение взаимосвязей энергетики и экологии. На текущий

ISSN 1857-3924

момент возможно исследование индикаторов в отдельности, без итоговой обобщенной оценки в связи с отсутствием пороговых величин для всей совокупности индикаторов. Вместе с тем, собранная информация позволяет выполнить индикативный анализ для экологической безопасности по этапам, аналогичным энергетической безопасности, а именно:

- выявление угроз загрязнения окружающей среды исходящих от сектора энергетики, и их систематизация, описание;
- формирование системы национальных индикаторов или же добавление национальных индикаторов к стандартным индикаторам, уже используемым в других странах;
- описание индикаторов с точки зрения опасности загрязнений, которые они отражают;
- определение расчетных формул значений индикаторов;
- изучение источников и определение возможностей и трудностей по сбору исходных данных, их доступности и качества;
- сбор исходных данных в динамике за определенный временной интервал;
- расчет значений индикаторов экологической безопасности, анализ динамики их изменения;
- определение, выявление или разработка пороговых значений индикаторов;
- сравнение значений индикаторов для страны с аналогичными в других странах;
- мероприятия по снижению загрязнений и их влияния на окружающую среду.

Описанные этапы очерчивают большую область исследования. На текущий момент начата работа над частью из них, а именно: выявлены угрозы экологической безопасности, сформирована система индикаторов, определены частично источники информации, собрана исходная информация для части индикаторов и проводится подготовительная работа по некоторым другим этапам.

На текущий момент, на основе «Руководства по применению экологических показателей в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии (ВЕКЦА)», ЕАОС ООН, [26], для анализа экологической безопасности принята система индикаторов, расширенная по сравнению с прежней (с 19 до 45 индикаторов). Она включает следующие группы:

1. Загрязнение атмосферы и разрушение озонового слоя;
2. Изменение климата;
3. Загрязнение гидросферы;
4. Биоразнообразие (флора и фауна, леса);
5. Загрязнение литосферы;
6. Загрязнение окружающей среды от сельского хозяйства;
7. Загрязнение окружающей среды от энергетики;
8. Загрязнение окружающей среды от транспорта;
9. Загрязнение окружающей среды от бытовых отходов.
10. Состояние здоровья населения (заболеваемость и продолжительность жизни);
11. Экономические показатели, связанные с окружающей средой и необходимые для расчета экологических показателей.

В наших исследованиях главной целью является воздействие энергетики на окружающую среду, в связи с чем, разделы, связанные с биоразнообразием, транспортом, сельским хозяйством, бытовыми отходами не рассматриваются.

Все индикаторы экологической безопасности отражают один из аспектов по системе классификации ДС-Д-С-В-Р «движущие силы – давление – состояние – воздействие –

ISSN 1857-3924

реагирование», рис.14. Цель введения данной классификации описана в докладе **«Оценка оценок окружающей среды Европы»** Европейского Агентства по окружающей среде. Концепция DPSIR (ДДСВР) состоит в обеспечении возможности сравнения состояния окружающей среды между различными странами и периодами времени по определенному стандарту.

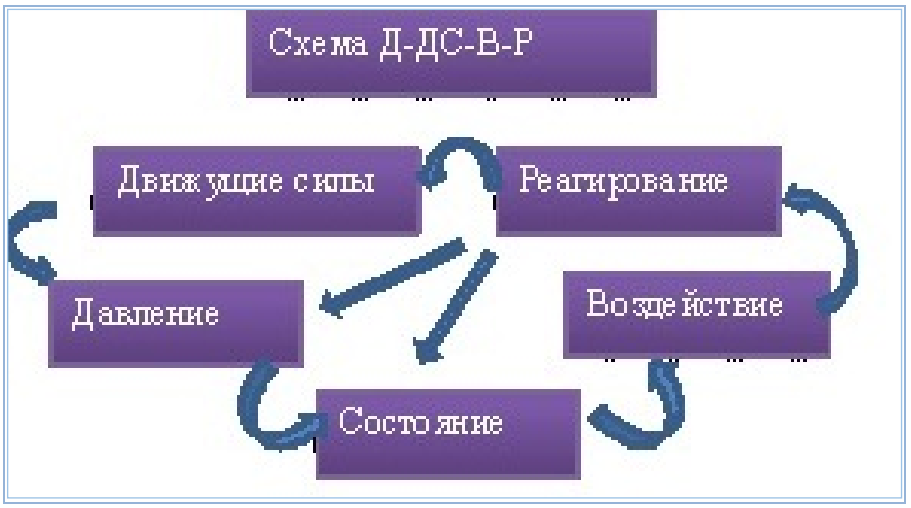


Рис. 14. Схема модели «движущие силы – давление – состояние – воздействие – реагирование» (ДС-Д-В-С-Р).

Последовательность описания индикаторов по схеме ДС-Д-С-В-Р следующая:
1. Краткое описание и цель его введения;
2. Последнее текущее значение индикатора или ряды данных;
3. Национальные сценарии / прогнозы (если имеются);
4. Международные целевые показатели (ПДК, пороги), если имеются;
5. Значение для экологической политики и важность индикатора для экономики;
6. Сравнение данного индикатора с аналогичным в других странах. Другие стороны, которые необходимо осветить;
7. Взаимосвязи с другими индикаторами;
8. Мероприятия по его возврату в нормальное состояние и их возможная стоимость.

В качестве *примера* по данной схеме описан индикатор из группы «Загрязнение атмосферы». Данный индикатор неоднозначен тем, что описывает целую совокупность загрязняющих веществ (25 наименований), включая парниковые газы, тяжелые металлы, стойкие органические загрязнители и некоторые другие вещества.

- *1.Название*: Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу **($Z_{1,1}$).**
- *Цель введения данного индикатора*: определение степени существующего и ожидаемого давления выбросов на окружающую среду, а также сравнение с целевыми значениями (пороговыми или ПДК), если таковые имеются. *Представление индикатора* - Гг или Мг (как валовые) или на единицу сожженного топлива (как удельные) и т.д.
- *2.Тип индикатора*: отражает давление на окружающую среду.
- *3.Ряды данных:* приведены ряды данных для 4 загрязняющих веществ*:* SO_2, кт/год, CO, кт/год, NO_x , кт/год, NH_3 , т/год (по данным Статистических Ежегодников (2002-2010)) , табл.4.

ISSN 1857-3924

Таблица 4. Динамика национальных выбросов основных загрязняющих веществ в атмосферный воздух в Молдове в 1995-2013

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
SO2, кт/год	19,0	16,9	14,5	12,0	8,0	3,9	2,5	2,3	2,5
CO, кт/год	168,8	80,4	152,1	129,8	79,3	85,2	89,7	92,9	104,8
NOx, кт/год	24,1	10,9	29,6	17,4	11,9	12,5	13,7	18,1	18,6
NH3, т/год			57,3	59,7	36,0	24,1	35,7	64,2	83,1

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
SO2,кт/год	2,2	2,4	1,9	1,7	1,5	1,6	1,1	1,3	1,1	0,9
CO, кт/год	113,3	120,8	111,1	132,1	163,8	110,1	107,2	129,5	111,9	159,4
NOx, кт/год	20,9	22,9	21,3	21,7	30,7	20,5	16,7	18,5	14,5	25,2
NH3, т/год	132,6	141,3	138,2	69,8	67,1	87,2	68,4	70,9	83,9	64,2

- *5.Значение данного индикатора для экологической политики.*
  Данные вещества оказывают негативное воздействие на здоровье человека и экосистемы. Некоторые из них вызывают коррозию элементов технической инфраструктуры. Выбросы NO_x и летучих неметановых соединений (зола, пыль и т.д.) являются причиной образования озона в приземном слое атмосферы и т.д.
- *6.Сравнение величин выбросов* данных веществ в Молдове и в других странах. Такой анализ нами выполнялся ранее и имеются публикации [21] .
- *7.Важность данного индикатора для экономики Молдовы* и организации экологической политики. Загрязнение от части указанных веществ, ввиду их опасности, регулируется законодательными документами страны, которые указаны на сайте Министерства Экологии. Значение ряда других, например, выбросов парниковых газов, которые имеются в данном списке загрязнителей - CO, NOx, SO_2,N_2O, инвентаризируются в .National Inventory Report, Greenhouse Gas Sources and Sinks in the Republic of Moldova [19], и в некоторых других документах.
- *8.Взаимосвязи с другими индикаторами и мероприятия по снижению выбросов*. Для такого числа составляющих необходимы специальные исследования, которые можно выделить в отдельные работы.

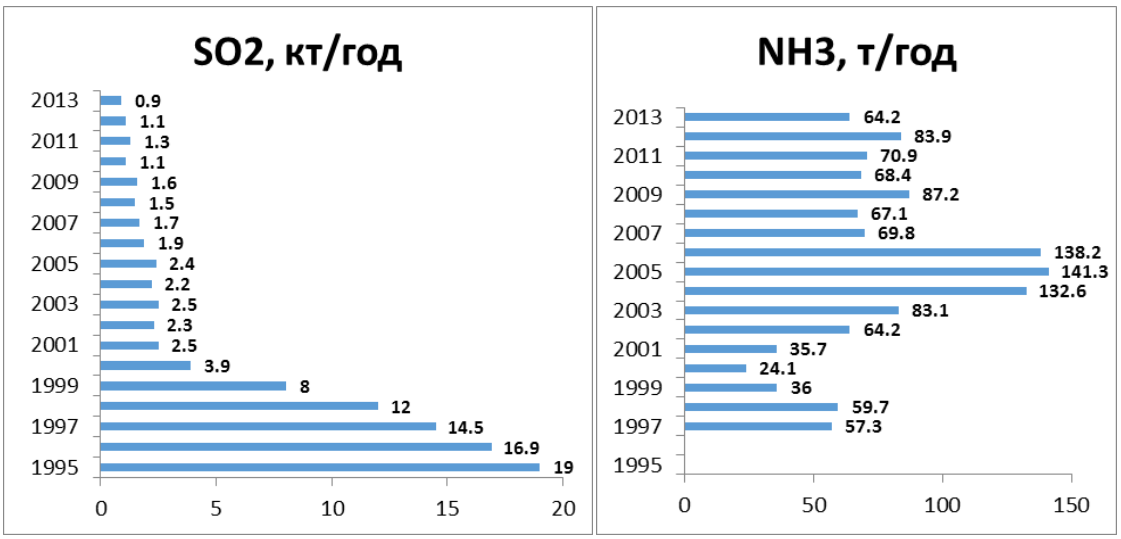


Рис.15-16. Валовые выбросы в атмосферный воздух SO_2, NH_3

EMEP

ISSN 1857-3924

EMEP - European Monitoring and Evaluation Program - Европейская Программа мониторинга и оценки трансграничных выбросов к Конвенции «Трансграничное загрязнение воздуха на дальние (большие) расстояния (http://www.ceip.at; http://www.eea.europa.eu/ru/publications).

Разработано Руководство по расчету загрязнителей атмосферы для различных секторов экономики, в том числе энергетики по 3 методам, различающихся степенью детализации первичных данных по деятельности. Для масштабов страны рекомендуется использовать наиболее простой метод уровня 1 на основе формулы, включающей сомножители в виде коэффициентов выбросов каждого загрязняющего вещества и данных по деятельности по каждой категории источников выбросов загрязнений.

На текущий момент имеется две редакции Руководства за 2009 и 2013, и коэффициенты выбросов в них для ряда категорий различаются.

Расчеты величин выбросов по данным Руководствам являются необходимыми для анализа индикаторов по схеме «ДС-Д-В-С-Р». При выполнении расчетов эмиссий использованы следующие подходы:

1) использован метода первого уровня для всей территории страны;

2) расчеты выполнены только для категории «энергетическая промышленность» (модуль «энергетика» включает также транспорт, бытовой, промышленный, сельскохозяйственный и другие сектора);

3) проанализированы коэффициенты выбросов по обоим редакциям Руководств с целью определения расхождений для указанной категории, но расчеты произведены по редакции за 2009.

Для PM в этом секторе рассматривается категория источников 1A1a «Производство электрической и тепловой энергии». Список загрязняющих веществ, рассчитываемых для 1A1a, включает: сероводород, аммиак. диоксиды, ПХБ, ГХБ,.ПАУ, металлы и их соединения, ЛНОС, хлористый водород, фторид, окислы углерода, окислы азота, окислы серы, твердые взвешенные частицы PM -2,5; PM -10.

Сравнение коэффициентов выбросов из разных редакций Руководств EMEP и получаемых объемов выбросов, например, при сжигании мазута в секторе электроэнергетики для 2 лет (2010÷2011) для нескольких загрязняющих веществ - NO_x, CO, НМЛОС, приведены в таблицах (табл. 5-6). Первичные количества мазута составляли (по ТЭБ для данной категории): для 2010 - 105000 ГДж, для 2011 - 94000 ГДж (для остальных топлив расчеты выполнены аналогично для всех загрязнителей), [20].

Таблица 5.

Коэффициенты выбросов для ряда загрязняющих веществ по Руководствам EMEP-2009 и EMEP-2013 для 1A1a. Электроэнергетика для мазута

	EMEP-2009	EMEP-2013
NO_x	215	142
CO	5	15,1
НМЛОС	0,8	2,3
Источник	стр. 19 EMEP-09 1A1a	стр. 18 EMEP-13 1A1a

Таблица 6.

Результаты расчетов для 2010 -2011 для сектора 1A1a.Электроэнергетика с использованием коэффициентов выбросов по Руководствам EMEP-2009 и EMEP-2013

Для мазута:	2010	2011	Ед. изм
NO_x, EMEP-2009	22 575 000	20 210 000	грамм
NO_x, EMEP-2013	14 910 000	13 348 000	грамм
CO, EMEP-2009	523 000	470 000	грамм
CO, EMEP-2013	1 585 500	1 419 400	грамм

ISSN 1857-3924

НМЛОС, EMEP-2009	84 000	75 200	грамм
НМЛОС, EMEP-2013	241 500	216 200	грамм

Как видно из таблицы 7, величины выбросов заметно различаются, в связи с чем возникает необходимость указания, какая редакция Руководства применялась при расчетах, и требований к однотипности проводимых расчетов для всего временного ряда. По результатам выполненной работы были разработаны указанные *рекомендации.*

МГЭИК

Сравнение методики, перечня загрязняющих веществ и коэффициентов выбросов по руководствам EMEP и Руководству МГЭИК-2006 (IPCC) для энергетического сектора выявило следующие аспекты:

- По Руководствам EMEP (2009 и 2013) и Руководству МГЭИК-2006 классификация категорий источников выбросов совпадает;
- По Руководствам EMEP общий перечень загрязнителей включает 32 наименования, однако по каждому подсектору источников рассчитывается свой перечень загрязняющих веществ. Для энергетической промышленности – это 25 загрязняющих веществ, включающих несколько парниковых газов, тяжелые металлы, стойкие органические загрязнители;
- В Национальных Сообщениях (НС) и Национальных Инвентарях по выбросам парниковых газов и изменению климата (Руководство МГЭИК-2006) для сектора энергетики рассчитывается 7 загрязняющих веществ (парниковых газов), а именно CO_2, CH_4, N_20, NOx, CO, NMVOC, SO_2;
- Имеются совпадающие загрязняющие вещества, которые рассчитываются по Руководствам EMEP и МГЭИК-2006 - это CO_2, NOx, CO, для транспортного и сельскохозяйственного секторов совпадают еще два вещества - CH_4, N_20.
- В Руководствах EMEP имеются многократные упоминания о Руководстве МГЭИК. Для некоторых категорий приведены указания использовать величины выбросов, подсчитанные по Руководству МГЭИК, например, для трубопроводного транспорта. В свою очередь, в Руководстве МГЭИК имеются упоминания о том, что, в случае спорных моментов, в качестве основного дополнительного источника использовать Руководство EMEP.
- Коэффициенты выбросов для совпадающих загрязняющих веществ по упомянутым Руководствам различаются, поэтому результаты расчетов величин выбросов при одних и тех данных по деятельности будут иметь расхождения. В связи с этим необходимы обязательные указания, какое Руководство было использовано при подсчете величин выбросов. Для сравнения результатов расчетов выбросов с использованием всех трех Руководств для двух подсекторов (бытовое сжигание топлива и сжигание топлива в сельскохозяйственном секторе) для совпадающих веществ выполнены специальные расчеты. Результаты опубликованы в статье в 2014 [21], которые показали следующие расхождения для трех совпадающих веществ - NOx, CO, NMVOC:

  1) При сжигании топлива в бытовом секторе в энергетических целях:

  а) МГЭИК-2006 и EMEP-2009-для NOx- в 1,11 раза, для CO - в 1,35 раза; для NMVOC- в 1,78 раза;

  б) МГЭИК-2006 и EMEP-2013 -для NOx- в 0,68 раз, для CO - в 1,17 раз; для NMVOC- в 1,27 раза.

  2)При сжигании топлива в сельскохозяйственном секторе в энергетических целях:

ISSN 1857-3924

в) МГЭИК-2006 и EMEP-2009-для NOx- в 11 раз, для CO - в 18 раз; для NMVOC- в 17 раз;

г) МГЭИК-2006 и EMEP-2013 -для NOx- в 2,3 раза, для CO - в 14 раз; для NMVOC- в 6,8 раза.

- Каждая последующая редакция Руководств включает наиболее передовые методические подходы и результаты разработок и исследований по коэффициентам выбросов, в связи с чем желательно использовать самые последние редакции.

В связи с выявленными различиями в оценке количества выбросов по данным веществам, необходимо рекомендовать обязательное указание (требование), какое Руководство было использовано при проведении расчетов.

9. Построение математических моделей и прогноз показателей топливно-энергетического комплекса

В рамках работ по энергетической безопасности топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Молдовы проводится исследование по методу и по программной реализации задачи прогноза показателей (в том числе индикаторов энергетической безопасности) состояния ТЭК [4]. Показатели представляются в виде исходных временных рядов с интервалом в один год, полученных из официальных статистических источников. Коэффициенты формул математических моделей вычисляются по методам наименьших квадратов или равномерного приближения. Прогноз осуществляется экстраполяцией. Выбор формул и оценка прогнозов выполняются экспертами. Программы приложения обеспечивают необходимый для этого интерактивный режим работы. Методом имитационного статистического моделирования определяются границы (интервал) варьирования модели с учетом ошибок исходного ряда.

Принципиальное значение для качества прогнозирования имеет вид функций математических моделей. Были опробованы функции-сплайны с линейными и полиномиальными участками. Рассматривались и сплайны с участками в виде разностных уравнений первого порядка. Такие функции хорошо описывают исходный ряд и полезны для его моделирования при исследовании прошлых режимов работы ТЭК. Но главная задача – это прогноз. Принятый в работе метод прогноза основан на том, что используемый для прогноза исходный ряд является качественно однородным устойчивым процессом и что на время прогноза не произойдет качественных изменений. Предполагается обязательная монотонность моделирующей функции, её возрастание или убывание. Поэтому для прогноза были выбраны цельные функции в виде разностных уравнений первого порядка, строящиеся на однородной части исходного ряда и продлеваемые на прогнозную часть. Разностные уравнения являются некоторым аналогом дифференциальных функций и хорошо моделируют временные динамические процессы. Принципиальной является необходимость вмешательства эксперта в построение модели и корректировка прогноза по его усмотрению. Для обеспечения работы по изучению возможных сценариев развития ТЭК предусмотрен режим изменения прогнозной части модели.

Программная реализация вычисления математических моделей показателей работы ТЭК выполнена в виде пользовательского приложения “COMOD” (конструктор модели) с использованием программы Excel Microsoft Office 2010 на языке программирования VBA.

Для вычисления моделей методами наименьших квадратов или равномерного приближения были опробованы метод нелинейного условного математического программирования и метод случайного поиска. Последний метод оказался наиболее целесообразным. Он успешно работает при небольшом числе переменных (порядка десяти), прост в реализации, позволяет легко изменять применяемые формулы моделей, так как не требует вычисления ни первых, ни вторых производных. Кроме того, и это очень важно, решает задачи со сложными, может быть даже многоэкстремальными, целевыми функциями.

ISSN 1857-3924

9.1. Показатели динамики состояния ТЭК и их моделирование

Показатели динамики состояния ТЭК, для которых вычисляются математические модели и строится прогноз, задаются в виде временных рядов с интервалом в один год, полученных из официальных статистических источников. Классические методы моделирования предполагают наличие данных, полученных в результате спланированного эксперимента при условии качественного постоянства моделируемого объекта. К сожалению, при моделировании показателей динамики состояния ТЭК и определении взаимосвязей между ними такой возможности нет. Поэтому применение формальных методов математической статистики для решения задачи определения взаимосвязей может привести к получению ложных корреляций.

Подобные трудности рассматриваются в [22-24], например, в предисловии к [22] написано: «Классические приемы и методы моделирования, в том числе и эконометрического, не вполне соответствуют необходимости идентифицировать изменяющиеся системы соотношений по единственным известным реализациям значений показателей изучаемых объектов и процессов. В этих условиях представляют интерес методы выявления и описания устойчивых свойств рассматриваемых изменяющихся объектов путем моделирования соотношений между статистическими данными с помощью специальным образом склеиваемых кусков различных функций, т.е. при помощи сплайнов».

В работе [23], стр.11, сказано следующее: «Интервальное представление факторов неопределенности в последнее время привлекает все большее внимание исследователей как наименее ограничительное и отвечающее широкому классу практических задач. Во многих прикладных задачах часто нет оснований или недостаточно информации для того, чтобы рассматривать факторы неопределенности как случайные (например, когда нельзя предположить (даже гипотетически) возможность многократного проведения эксперимента на исследуемом объекте при неизменном действии неучтенных и неуправляемых факторов). Это приводит к необходимости учета неопределенности нестатистической (или в общем случае неизвестной) природы, когда относительно факторов z ничего не известно, кроме их свойства быть ограниченными».

Для выхода из описанных затруднений в работе принят метод, при котором формулы моделей заданы априори, а по исходным данным вычисляются только некоторые их коэффициенты. При этом используемый исходный ряд должен быть качественно однородным устойчивым процессом, а во время прогноза не должно происходить качественных изменений. Предполагается обязательная монотонность моделирующих функций, их возрастание или убывание. Если процесс не монотонен, например, убывание перешло в рост, надо найти монотонный процесс, вызвавший этот переход. Например, увеличившиеся инвестиции, постепенно приведшие к росту. По этим причинам для прогноза были выбраны цельные гладкие функции в виде разностных уравнений первого порядка, строящиеся на однородной части исходного ряда и продлеваемые на прогнозную часть. Разностные уравнения являются некоторым аналогом дифференциальных функций, заданных на равномерной дискретной сетке [25] с шагом в один год и хорошо моделируют временные динамические процессы.

Работа с моделями является принципиально экспертной как при разработке, так и при применении моделей. Эксперт определяет отрезок прошлого времени, используемый для вычисления коэффициентов уравнений модели, выбирает для неё формулу, возможно, несколько корректирует её прогнозную часть, сообразуясь со своими ожиданиями. Для этого в какой-либо точке прогнозной области могут быть заданы (с любым весом) значения прогноза функции и (или) её прироста, и при расчете модели будет учтена и эта точка.

Модели предназначены не только для прогноза при условии качественного

ISSN 1857-3924

постоянства ТЭК, но и для выработки оптимальной стратегии его развития, которое скорее всего нарушит это постоянство. Поэтому структура модели должна быть способной трансформироваться в прогнозной части, позволяя рассматривать различные варианты стратегии развития ТЭК, также разрабатываемые при участии экспертов. Как и в работе [22], моделирование качественных (структурных) изменений представляется в виде сплайнов. Прошлое и качественно однородное с ним будущее представляется цельной гладкой функцией. Но при ожидаемых (планируемых) качественных изменениях она может быть продолжена другой функцией, с той же формулой, но другими коэффициентами, или же с другой формулой, образуя сплайн (в широком понимании, с нарушением гладкости «классических» сплайнов). Эта операция производится экспертом в интерактивном режиме работы соответствующей программы математического обеспечения вычислительного комплекса.

Формулы математических моделей в основном не линейны относительно вычисляемых коэффициентов. Законы распределения вероятности исходных данных не известны. Поэтому вычисляются только интервальные оценки параметров модели. Для этого был принят метод стохастического имитационного моделирования.

9.2. Модели

Исходные данные по каждому показателю работы ТЭК задаются в виде временного ряда за $\boldsymbol{N}$ лет с шагом в один год :

$$\boldsymbol{x(n)}, \quad \boldsymbol{n = 1, 2, 3, \ldots, N}. \tag{9.1}$$

Соответствующая модель представляется функцией $\boldsymbol{y}(n)$:

$$\boldsymbol{y_{inf}(n)} < y(\boldsymbol{n}) < \boldsymbol{y_{sup}(n)}, \quad \boldsymbol{n = 1, 2 \ldots, N, \ldots, N_{fut}}, \tag{9.2}$$

где $\boldsymbol{y_{inf}(n)}$ – нижняя, а $\boldsymbol{y_{sup}(n)}$ – верхняя оценка границ её возможных значений, в том числе и в области прогноза в точках от $\boldsymbol{N+1}$ до $\boldsymbol{N_{fut}}$. Предполагается, что (9.2) адекватно отражает сущность реального процесса, а значения $\boldsymbol{x(n)}$ содержат ещё и две составляющие: отклонения под влиянием как внешних, хотя и не случайных, но не учитываемых воздействий $\boldsymbol{\chi(n)}$, так и ошибок статистики $\pm \boldsymbol{\varepsilon}$. Так что

$$\boldsymbol{x(n)} = \boldsymbol{y(n)} + \boldsymbol{\chi(n)} \pm \boldsymbol{\varepsilon}. \tag{9.3}$$

Функция $\boldsymbol{\chi(n)}$ представляет интерес при анализе взаимовлияния показателей ТЭК.

Для построения моделей предлагается пять основных функций. Но благодаря модульной структуре программы включение в неё других функций не представляет труда. Функции задаются рекуррентными формулами и вычисляются последовательно, аналогично приближенному решению дифференциальных уравнений, с той лишь разницей, что для разностных уравнений это точное решение.

1) Формула линейной функции:

$$\boldsymbol{y(n+1)} = \boldsymbol{y(n)} + \boldsymbol{Q}. \tag{9.4}$$

2) Формула функции, ограниченной значением $\boldsymbol{Y_{lim}}$:

ISSN 1857-3924

$$\boldsymbol{y(n+1)} \;=\; \boldsymbol{y(n)} \;+\; (\boldsymbol{Y_{lim}} - \;\boldsymbol{y(n)}) \cdot \boldsymbol{P}\;. \qquad \textbf{(9.5)}$$

3) Формула универсальной функции с переменным приростом $\boldsymbol{q(n)}$. Значение $\boldsymbol{q(n)}$ ограничено величиной $\boldsymbol{Q_{lim}}$:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{y(n+1)} &= \boldsymbol{y(n)} + \boldsymbol{q(n)}\;, \\ \boldsymbol{q(n+1)} &= \boldsymbol{q(n)} + (\boldsymbol{Q_{lim}} - \;\boldsymbol{q(n)}) \cdot \boldsymbol{P}\;. \end{aligned} \qquad \textbf{(9.6)}$$

4) Формула универсальной функции с переменным индексом $\boldsymbol{q(n)}$. Значение $\boldsymbol{q(n)}$ также ограничено величиной $\boldsymbol{Q_{lim}}$:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{y(n+1)} &= \boldsymbol{y(n)} + \boldsymbol{y(n)} \cdot \boldsymbol{q(n)}\;, \\ \boldsymbol{q(n+1)} &= \boldsymbol{q(n)} + \big(\boldsymbol{Q_{lim}} - \;\boldsymbol{q(n)}\big) \cdot \boldsymbol{P}\;. \end{aligned} \qquad \textbf{(9.7)}$$

5) В некоторых случаях может понадобиться применение функции, изменяющей свое значение «плавным» скачком, Формула такой функции отличается от формулы (4) тем, что кроме линейного приращения добавляется приращение по формуле функции Гаусса. Максимум скорости роста, равный Q_{lim} , достигается при $n+1=E$. Величина P влияет на ширину скачка:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{y(n+1)} &= \boldsymbol{y(n)} + \boldsymbol{Q} + \boldsymbol{q(n+1)}\,, \\ \boldsymbol{q(n+1)} &= \boldsymbol{Q_{lim}} \cdot \boldsymbol{exp}\,(-\boldsymbol{P} \cdot (\boldsymbol{n+1-E})^{\boldsymbol{2}})\,. \end{aligned} \qquad \textbf{(9.8)}$$

Для всех формул

$$\boldsymbol{n} \;=\; \boldsymbol{1, 2, \dots, N, \dots, N_{fut}}\;, \qquad \textbf{(9.9)}$$

где $\boldsymbol{N}$ - число точек в исходном ряде $\boldsymbol{x(n)}$, используемых для построения модели, а $\boldsymbol{N_{fut}}$ - число точек в модели, с прогнозной частью.

Определяемыми при построении моделей константами – коэффициентами функций являются величины

$$\boldsymbol{Q}\,,\;\; \boldsymbol{Y_{lim}}\,, \boldsymbol{Q_{lim}}\,, \boldsymbol{P},\;\; \boldsymbol{y(1)}.\;\boldsymbol{q(1)}\,, \qquad \textbf{(9.10)}$$

где константы $\boldsymbol{y(1)}$ И $\boldsymbol{q(1)}$ являются начальными условиями, и при вычислении значений функций во всех точках **(9)** с них начинается последовательность подстановок.

Формулы (5) – (8) монотонными априори не являются. Чтобы обеспечить необходимую монотонность, надо задать ограничения на их коэффициенты.

Изначально, по физическому смыслу, известно, что значения функций положительны. Поэтому должно быть выполнено условие

$$y(1) \;\geq \boldsymbol{0}\,. \qquad \textbf{(9.11)}$$

Для всех формул должно выполняться ограничение

ISSN 1857-3924

$$P \geq \mathbf{0} \,. \qquad \textbf{(12)}$$

Для формул **(6)** и **(7)** с ростом $\boldsymbol{n}$ значение $\boldsymbol{q(n)}$ не должно менять знак. Для этого надо, чтобы исходное значение $\boldsymbol{q(1)}$ и $\boldsymbol{Q_{lim}}$ были одного знака:

$$\boldsymbol{Sign}\big(\boldsymbol{q}(\mathbf{1})\big) = \mathbf{Sign}(\boldsymbol{Q_{lim}}) \,. \qquad \textbf{(9.13)}$$

Между функциями **(9.6)** и **(9.7)** есть существенное отличие. Для формулы **(9.6)** желательно, чтобы приращение $\boldsymbol{(n)q}$ было положительным, то есть чтобы функция **(9.6)** была растущей, с возрастающей или убывающей, вплоть до нуля, скоростью роста, то есть выпуклой – вогнутой. При отрицательном $\boldsymbol{q(n)}$, даже обращающемся в ноль, может случиться, что функция станет отрицательной, что недопустимо. Для этого надо, чтобы для функции **(9.6)** выполнялось условие

$$\boldsymbol{q}(\mathbf{1}) \geq \mathbf{0} \quad . \qquad \textbf{(9.14)}$$

Особенность функции **(9.6)** является то, что она переходит в почти линейный рост

Для функции **(9.7)** такого ограничения нет. При любом $\boldsymbol{q(1)}$ она будет положительной, а при условии **(14)** - растущей (выпуклой или вогнутой, в зависимости от соотношения $\boldsymbol{q(1)}$ и $\boldsymbol{Q_{lim}}$). При $\boldsymbol{q(1)} < 0$ (а по условию **(9.13)** и $\boldsymbol{Q_{lim}} < 0$) будет убывающей, скорее всего – к нулю. Хотя $\boldsymbol{q(n)}$ может обратиться практически в ноль раньше, чем $\boldsymbol{y(n)}$. Но это не устойчивый процесс, поэтому для убывающих функций лучше всего применять формулу **(9.5),** в которой $\boldsymbol{Y_{lim}}$ задает точный предел убывания, в том числе и ноль. Особенностью функции **(9.7)** является то, что она ведет себя как экспонента с нелинейной функцией в качестве степени или как геометрическая прогрессия с переменным множителем.

Обе функции **(9.6)** и **(9.7)** могут быть ограниченными, но это не очень удобно, так как их предел, в отличие от функции **(9.5),** не задан четко коэффициентом, а зависит от соотношения $\boldsymbol{Q_{lim}}$ и $\boldsymbol{P}$.

Функция **(9.8)** может быть растущей или убывающей в зависимости от знака $\boldsymbol{Q}$, но чтобы выполнялось условие монотонности, надо ввести ограничение

$$\boldsymbol{Sign}(Q) = \mathbf{Sign}(\boldsymbol{Q_{lim}}) \,. \qquad \textbf{(9.15)}$$

При расчете все эти ограничения выполняются автоматически. Эксперт должен подобрать только ту формулу, которая больше всего соответствует ожидаемому характеру моделируемого показателя: ограниченный рост или ограниченное убывание (формула **(9.5)**), рост, переходящий в линейный (формула **(9.6)**), ускоряющийся или замедляющийся экспоненциальный рост (формула **(9.7)).**

Функции **(9.4)** и **(9.8)** – особые. Они ограниченно пригодны для прогноза, так как при убывании переходят в отрицательные значения. Функцию **(9.8**) целесообразно применять в двух случаях: когда в исходном ряде $\boldsymbol{x(n)}$ априори предполагается скачек и когда в прогнозной части планируется скачек при разработке вариантов развития ТЭК. Также возможно расширение набора функций путем объединения одной из этих двух с одной из остальных трех.

Как было сказано выше, работа с моделями является принципиально экспертной. Эксперт определяет отрезок прошлого времени из ряда **(9.9)**, используемый для вычисления коэффициентов уравнений модели, и её формулу. Для её корректировки в прогнозной части в

ISSN 1857-3924

какой-либо точке в этой области он задает (с любым весом) дополнительную точку с указанием значения в ней функции и (или) её прироста. При расчете модели эта точка будет учтена.

Задача вычисления моделей является оптимизационной. Она минимизирует по входящим в выбранную формулу коэффициентам из **(9.10)** целевую функцию $\boldsymbol{F}$ при соблюдении соответствующих ограничений

При решении задачи по методу наименьших квадратов .

$$\boldsymbol{F = \sum_n (x(n) - y(n))^2}\ , \qquad \textbf{(9.16)}$$

При применении метода равномерного приближения

$$\boldsymbol{F = \max_n |x(n) - y(n)|}\ , \qquad \textbf{(9.17)}$$

Для решения таких задач целесообразно применять метод случайного поиска, являющийся вполне эффективным при числе оптимизирующих неизвестных не больше 10. Его преимущество в том, что он предельно прост и является методом нулевого порядка, то есть не требует вычисления производных от целевой функции. При нем существенно облегчен учет ограничений, так как просто не рассматриваются точки, не выполняющие эти ограничения. Упрощено включение в программу новых формул. Случайный поиск менее чувствителен к плохо обусловленным и даже к многоэкстремальным функциям, так как сначала ведет случайный поиск во всем диапазоне возможных значений переменных, и только если лучшие точки не появились после достаточно большого числа пробных точек, сужает диапазон разброса поисковых точек вокруг наилучшей, найденной на данный момент. Примененный метод случайного поиска ведет поиск некоторым набором точек, В процессе оптимизации каждая из этих точек перемещается в лучшую из расположенных вокруг неё случайных точек. Точка решения является лучшей в этом наборе после окончания решения. В рассматриваемых задачах получалось в среднем примерно по одной - двум тысячам проб на одно улучшение точки решения.

Границы $\boldsymbol{y_{inf}(n)}$ и $\boldsymbol{y_{sup}(n)}$ и модель $\boldsymbol{y(n)}$ в **(9.2)** определяются методом стохастического имитационного моделирования. Некоторое число раз (его можно установить экспериментально, если дальнейшее увеличение числа уже существенно не меняет результат) вычисляются модели при случайном варьировании всех исходных точек $\boldsymbol{x(n)}$ в пределах ошибки $\boldsymbol{\pm \varepsilon}$ **(3) .** Поскольку характер распределения ошибки не известен, принят равномерный закон распределения, вполне соответствующий интервальному подходу. Точки модели, по которым вычисляется окончательная её формула, определяются усреднением, а для границ отбираются их крайние значения

Иногда в статистических рядах **(9.1)** могут встречаться точки, слишком сильно отклоняющиеся от модели, вычисленной по методу наименьших квадратов (при методе равномерного приближения картина будет менее определенной). В этом случае такие точки следует отбрасывать, если их отклонение существенно превышает среднеквадратическое (например, в три раза).

9.3. Итоги

На основе опыта работы с приложением «COMOD» разработан новый подход к расчету математических моделей состояния и прогноза возможного развития индикаторов энергетической безопасности топливно энергетического комплекса. Разработанное по модульному принципу приложение «COMOD» позволяет наращивать список задач, решаемых вычислительным комплексом расчета энергетической безопасности

ISSN 1857-3924

Из всех исследованных вариантов формул моделей динамических показателей состояния ТЭК выбран небольшой набор, необходимый для прогноза и достаточно адекватный этим показателям. Вместе с тем выбран и несложный вариант, так как задача входит составной частью в расширяющийся комплекс задач, составные части которого должны быть максимально простыми, чтобы он мог эффективно работать. В качестве примера приведен прогноз для обобщенной итоговой кривой состояния интегрального уровня энергетической безопасности, который показывает нарастание кризисности на краткосрочный период, рис.17.

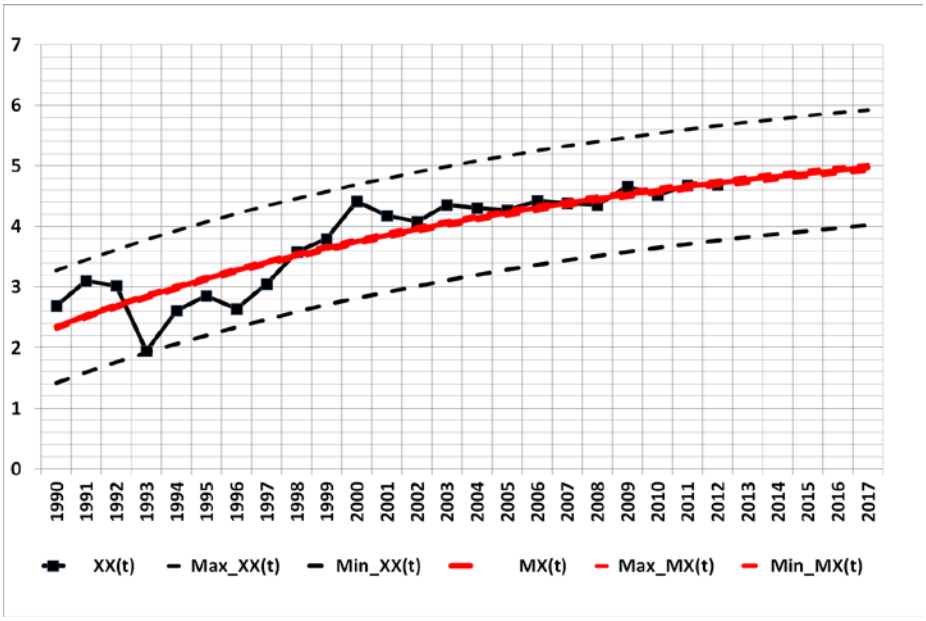


Рис. 17. Прогноз обобщенного итогового уровня энергетической безопасности на краткосрочную перспективу с помощью программы «COMOD»

Разработана база данных моделей (с прогнозом) показателей состояния ТЭК, используемая в вычислительном комплексе расчета энергетической безопасности и разработки сценариев развития ТЭК.

Заключение

За предшествующий период были выполнены исследования различных факторов в методическом плане и в практическом использовании результатов анализа энергетической безопасности, в том числе:

1) выполнены работы по совершенствованию базы данных, которая ведется в двух вариантах – Excel, Access. Временной ряд составляет 23 года на текущий момент;
2) осуществлен ежегодный мониторинг значений всех индикаторов и проведена оценка итогового уровня энергетической безопасности;
3) выполнена работа по развитию и совершенствованию вычислительного комплекса, в котором модули входной и выходной информации реализованы по новой структуре;
4) разработан новый модуль экологической безопасности, с помощью которого выполнен расчеты и анализ величин выбросов 25 загрязнителей, имеющих место при сжигании топлива в энергетике;
4) выполнен анализ инвестиционных требований для устойчивого развития энергетики в рамках экономической безопасности, исследован также ряд других факторов.

ISSN 1857-3924

В целом проводимые исследования сформировали новый взгляд в обществе на энергетику и требования к ней. Обеспечение и повышение энергетической безопасности отмечено во всех документах в области энергетики в качестве одной из главных целей - Энергетической стратегии Республики Молдова до 2020 года и до 2030 года, Законе об энергетике, Законе об охране атмосферного воздуха, Законе о газе, Законе об электроэнергии, Законе о тепловой энергии (Проект), Законе о ВИЭ, Стратегии ВИЭ (Проект), Законе об энергосбережении, Регламенте по теплоснабжению Кишинёва и других населённых пунктов; Законе, Программе и Плане действий по энергоэффективности (2013), Постановлении Правительства №141 о создании системы энергетической статистики (2014).

Результаты проведенных работ позволили высветить ряд проблем и скрытых угроз, которым в дальнейшем может быть уделено внимание с целью обеспечения устойчивого развития энергетики.

Литература

1.БУШУЕВ, В.В., ВОРОПАЙ, Н.И., МАСТЕПАНОВ, А.М., ШАФРАНИК, Ю.К. и др. *Энергетическая безопасность России*//Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998.302 с.

2.БЛАГОДАТСКИХ, В.Г, БОГАТЫРЕВ, Л.Л., БУШУЕВ, В.В., ВОРОПАЙ, Н.И. и др. *Влияние энергетического фактора на экономическую безопасность регионов России*//Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 1998 г. 195 с.

3.БЫКОВА, Е.В. *Методы расчета и анализ показателей энергетической безопасности (на примере энергосистемы Молдовы*)//Монография, Кишинев, Типография АН РМ, 158 с.,2005. Серия «Энергетическая безопасность», книга №2.

4. БЫКОВА, Е.В., МИХАЛЕВИЧ, А.А., ПОСТОЛАТИЙ, В.М., ФИСЕНКО, С.П., ШНИП, А.И., РИМКО, Д.В., ГРОДЕЦКИЙ, М.В. Методические подходы к решению проблемы энергетической безопасности Молдовы и Беларуси, Кишинев, 2010, 100 с. Монография, Кишинев, Типография АН РМ. Серия «Энергетическая безопасность», книга №5.

5.*Основы экономической безопасности*. /Под ред. Е.А. Олейникова. М.: ЗАО «Бизнес-школа», «Интел-синтез», 1997 г.278 с.

6.*Экономическая безопасность*. /Под ред. В.К. Сенчагова. М..: ЗАО «Финстатинформ», 1998 г.622 с.

7.Е.В.БЫКОВА, *Методы расчета и анализ показателей энергетической безопасности (на примере энергосистемы Молдовы*) Монография, Кишинев, Типография АН РМ, 158 с.,2005. Серия «Энергетическая безопасность», книга №2.

8.*Топливно-энергетический баланс за* 2013 г. Национальное Бюро статистики, www.statstica.md.

9.ГРОДЕЦКИЙ,.М.В , БЫКОВА, Е.В. *Модели взаимных связей индикаторов в программном комплексе анализа и мониторинга энергетической безопасности*//Сборник трудов Конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» 29 – 31 мая 2013 г. г. Благовещенск, Амурская область. с.437-442. ISBN 978-5-93493-154-5.

10.БЫКОВА, Е. *Моделирование угроз энергетической безопасности Молдовы при отключении электростанций*. Сборник трудов VI-ой всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» 25 – 27 мая 2011 , Благовещенск. Благовещенск: Амур. Унив. 2011. 2011,50-56 (Том 2). ISBN 978-5-93493-154-5.

11.БЫКОВА, Е.В. *Моделирование реализации угроз энергетической безопасности Молдовы при отключении межсистемных связей*. «Problemele energeticii regionale», Научный, информационно-аналитический журнал группы B. http://www.asm.md, №3,2010

12.БЫКОВА, Е.; ПОСТОЛАТИЙ, В. Сценарии угроз энергетической безопасности при снижении загрузки электростанций (ТЭЦ-1) в молдавской энергосистеме. *Труды Международной молодежной научно-технической конференции «Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах» 21-24 сентября 2011 года в Новосибирске в рамках «Университета Шанхайской организации сотрудничества» (УШОС) и Международного молодежного инновационного форума «ИНТЕРРА»*. 2011, 1. ISBN 978-5-7782-1763-8.

ISSN 1857-3924

13.БЫКОВА, Е.; ПОСТОЛАТИЙ, В. Моделирование угроз энергетической безопасности Молдовы при отключении ряда электростанций и основных магистральных линий электропередач**.** *CD-ROM. Сборник трудов VII Международной конференции «Математическое моделирование в образовании, науке и производстве».* Тирасполь, 10 -13июня 2011. 2011, 5с.

14.E.BÎCOVA, V.BERZAN, L.MORARU. *Estimări privind impactul unor măsuri de economisire a combustibilului asupra securităţii energetice a Republicii Moldova.* FORUMUL REGIONAL AL ENERGIEI PENTRU EUROPA CENTRALA SI DE EST – FOREN 2014**.** 15-19 iunie 2014, Romania

15.BERZAN V., BÎCOVA E., POSTOLATI V., GRODEŢCHII M. TENDINŢE PRIVIND FUNCŢIONAREA SISTEMULUI ENERGETIC AL REPUBLICII MOLDOVA ŞI SECURITATEA ENERGETICĂ. Академос, февраль 2015, 12.с.

16. Статистические ежегодники Республики Молдова за 2002-2012 г.

17. БЫКОВА, Е.В., ПОСТОЛАТИЙ, В.М., *Анализ систем теплоснабжения и пути увеличения их эффективности для повышения энергетической безопасности*. Сборник трудов Конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» 29 – 31 мая 2013 г. г. Благовещенск, Амурская область. с. 413-420.ISBN 978-5-93493-154-5

18. БЫКОВА, Е.В., ПОСТОЛАТИЙ, В.М.. *Разработка индикаторов сектора децентрализованного теплоснабжения*. «Экономика региона», Екатеринбург, Россия, 2013 , №2, с.106-114.ISSN 2072-6414.

19.*National Inventory Report*, Greenhouse Gas Sources and Sinks in the Republic of Moldova, 1990-2010, Chisinau, 2013. Ch.: „IMPRINT PLUS" SRL, 2013- 379 p. CZU 551.583 (049.1) (478), ISBN 9975-940-44-7.

20. BICOVA , ELENA; KIRILLOVA, TATIANA. *Informative Inventory Report of the Republic of Moldova 1990-2012*. Submission under the UNECE convention on Long Range Trans boundary Air Pollution/,Chisinau, 2914; 323 p. (§1.9,1.10, glava 3) . *www.unece.org*

21.БЫКОВА, Е.В.; ЦАРАНУ, М.Х.; КИРИЛЛОВА, Т.И**.** *Анализ эмиссий в атмосферу при сжигании топлива в секторе сельскохозяйственного производства Молдовы.* Журнал «Экология-плюс», Полтава, №2, 2014, с. 3-11.

22.Д.ПУАРЬЕ, *Эконометрия структурных изменений (с применением сплайн-функций).* Москва, «Финансы и статистика»,1981, 184 с.

23. А.П. ВОЩИНИН, Г.Р. СОТИРОВ, *Оптимизация в условиях неопределенности,* Изд. МЭИ – СССР, «Техника» - НРБ, 1989, 224 с.

24. А.И. ОРЛОВ, *Эконометрика.* Учебник, Москва, «Экзамен», 2002, 576 с. http://www.aup/ru/books/m153.

25. Р.В. ХЕММИНГ, *Численные методы для научных работников и инженеров*, Москва, «Наука», 1968, 400 с.

26.*Руководство по применению экологических показателей в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии* (ВЕКЦА), принятого на 6-ой конференции министров «Окружающая среда для Европы», Белград, Сербия, 10-12 октября 2007, ООН ECE/BELGRADE.CONF/2007/INF/6

BACK

ISSN 1857-3924

PROGNOZA BALANŢEI ENERGETICE A REPUBLICII MOLDOVA PE TERMEN SCURT (2015-2016)

Bîcova E., Berzan V., Kirillova T., Moraru L., Postoronca Sv.
Institutul de Energetică al AŞM
Chişinău, Republica Moldova

Rezumat. Obiectivul principal al prognozei pe termen scurt îl constituie elaborarea prognozei pe următorii 2 ani în baza datelor statistice oficiale publicate de către BNS. Prognoza balanţei energetice pe termen scurt este organizată în două fluxuri de lucru: (1) analiza cantitativă şi (2) analiza calitativă. Analiza cantitativă se bazează pe observarea şi analiza tendinţelor din trecut, în mod aparte - fiecare combustibil cu fiecare combustibil, şi fiecare flux de energie cu fiecare flux de energie. Balanţele energetice pregătite anual de către BNS furnizează datele istorice. Analiza cantitativă are la bază principiul de prognozare '***Afacere obişnuită ca abordare***' sau în tratare liberă „mâine va fi ca şi în ziua de azi "(«Business as usual»). Prognoza se bazează pe analiza seriilor temporale cunoscute şi se face prin extrapolare pentru următorii 2 ani.

Prognoza s-a efectuat în baza datelor statistice oficiale publicate în următoarele documente: 1)Balanţa energetică pentru perioada 2010-2014 – date statistice incluse în rapoartele BNS (după tipurile de combustibil); 2)Balanţa energetică pentru perioada 2010-2014 – balanţa produselor conform datelor BNS (după grupe de combustibili); 3)Informaţii privind perspectivele de dezvoltare pentru anii 2015-2016 a afacerilor întreprinderilor din sectorul energetic. Formatul prognozei coincide cu structura balanţei combustibilo - energetice.

Prognoza elaborată pentru perioada anilor 2015-2016 indică la următoarele tendinţe privind dinamica evoluţiei consumului total brut pe grupările respective de combustibil:

- ***Cărbune*** – consumul total brut se va păstra cam la acelaşi nivel de cca. (100-108 ktoe).
- ***Gazele naturale*** - se aşteaptă o diminuare a consumului total brut cu cca. 20 ktoe/an (sau 24 miln. m^3 /an).
- ***Produse petroliere*** - o creştere nesemnificativă la nivel de cca. 20 ktoe/an (sau 18 mii tone pe an).
- ***Biocombustibil*** – o creştere la nivel de cca. 30 ktoe/an (sau în echivalent de lemne de foc la nivel de cca. 150 mii m^3);
- ***Energia electrică*** - o creştere nemnificativă la nivel de cca 10 ktoe/an (sau cca. 100 mii kWh pe an);
- ***Energia termică*** (sisteme centralizate de încălzire) – volumul de producere, deci şi consumul se va menţine la nivelul anilor precedenţi, deci în diapazonul de cca (230-240 ktoe).

Cuvinte cheie: balanţa energetică, Republica Moldova, prognoza pe termen scurt, serii temporale.

Краткосрочный прогноз энеретического баланса Республики Молдова на период 2005-2016 гг.

Быкова Е.В., Берзан В.П., Кириллова Т.И., Морару Л.П., Посторонкэ С.А.
Институт энергетики АНМ

Аннотация. Основная цель краткосрочного прогноза является разработка на основе официальных статистических данных энергетического баланса страны на ближайшие 2 года - 2015 и 2016. Процесс прогнозирования состоит их двух этапов: количественный и качественный анализ. Количественный анализ имеет в основе анализ предыдущих тенденций, в частности – для каждого вида топлива и энергии, также их потоков. Ежегодные энергетические балансы, подготовленные НБС предоставляет исторические данные. Качественный анализ при прогнозировании, основан на применение принципа «Business as usual», что означает «завтра будет как сегодня». Прогноз имеет в основе анализ известных временных рядов при их экстраполяции на ближайшие два года. Прогноз был основан на официальные статистические данные, опубликованных в следующих документах: 1) Энергобаланс на периоде 2010-2014 г. – статистические данные из официально опубликованных отчетов НБС (по типу топлива); 2) Энергетический баланс за период 2010-2014- по данным НБС по группе товары (по группам топлива); 3) Информация о перспективе развития в 2015-2016 их инфраструктуры. Формат представления прогнозируемых данных совпадает со структурой энергетического баланса. Прогноз сделан для периода 2015-2016 и показывают следующие тенденции общего валового потребления топливно для соответствующих групп топлив:

• ***Уголь*** – валовое потребление на уровне 100-108 т н.э. в год.

ISSN 1857-3924

• ***Природный газ*** – ожидается некоторое снижение валового потребления на уровне 20 т н.э. в год (или 24 млн. м^3 / год).
• ***Нефтепродукты*** – незначительный рост валового потребления около. 20 т н.э. в год (или 18 000 тонн в год).
• ***Биотопливо*** – прогнозируется рост на уровне около 30 т н.э./г. (или дровяном эквиваленте около 150 000 м^3).
• ***Электричество*** - рост незначительный на уровне около 10 т н.э. / год (или около 100 000 кВт-ч в год.).
• ***Тепловая энергия*** (централизованные системы теплоснабжения) – как объем производства, так и потребление останутся на уровне предыдущих лет на уровне 230-240 т н.э. в год.
Ключевые слова: баланс энергии, Республика Молдова, краткосрочный прогноз, временные ряды.

Short Term Prospective Energy Balance of Moldova (2015 – 2016)

Bîcova E., Berzan V., Kirillova T., Moraru L., Postoronca Sv.
Insitute of Power Engineering of Academy of Science of Moldova

Abstract. The main objective of short-term forecast is the development of prognosis for the next 2 years based on official statistics published by NBS. Short-term prognosis of energy balance is organized in two workflows: (1) quantitative analysis and (2) qualitative analysis. The quantitative analysis is based on observation and analysis of past trends, in particular - each fuel with the fuel and the each energy flow with each energy flow. Annual energy balances prepared by NBS provides historical data. The quantitative analysis is based on the principle of forecasting 'Business as usual approach' or free treatment "Tomorrow will be like today" ("Business as usual"). The prognosis is based on the analysis of well-known temporal series and is performed using extrapolation for the next two years. The prognosis was made based on official statistical data published in the following documents: 1) The energy balance for 2010-2014 – statistical data included in the reports of the NBS (by type of fuel); 2) Energy balance for the period 2010-2014 - balance of products according to NBS (by the group of fuel); 3) Information on development perspectives for the years 2015-2016 concerning business of energy companies. The format of prognosis coincides with the structure of energy-fuel balance. The prognosis made for the period 2015-2016 shows the following trends in the dynamics of total gross consumption of fuel respective groups:
• ***Coal*** - total gross consumption will remain about the same level of approx. (100-108 ktoe).
• ***Natural gas*** - consumption is expected to decrease to total gross approx. 20 ktoe / year (or 24 mln. m^3 / year).
• ***Petroleum products*** - a slightly higher level of approx. 20 ktoe / year (or 18 000 tonnes per year).
• ***Bio-fuel*** - growth at approx. 30 ktoe / year (or the equivalent of firewood fuel at approx. 150 000 m3);
• ***Electricity*** - insignificant growth at about 10 ktoe / year (or approx. 100 000 kWh per year);
• ***Heat*** (district heating system) - volume of production, also consumption will remain at the level of previous years, in the range of approximately (230-240 ktoe).
Keywords: energy balance, Moldova, short-term prognosis, temporal series.

1. Introducere

Moldova este membru cu drepturi depline al Comunităţii Energiei (CE) din luna mai a anului 2010. Ca parte contractantă la CE, Republica Moldova (RM) s-a angajat să armonizeze politica şi legislaţia sa în domeniul energeticii cu acquis-ul UE adoptat de către Comunitatea Energiei. În special Republica Moldova şi-a luat angajamentul să implementeze acquis-ul privind statisticile energetice[1], ceea ce prevede obligaţii specifice de raportare către UE.

În plus faţă de obligaţiile internaţionale de raportare către EUROSTAT (şi către AIE), Guvernul Republicii Moldova este dispus să îmbunătăţească capacităţile naţionale de planificare în domeniul energeticii. Procesul de implementare al acestor noi obligaţii a fost formalizat în documentul Planul de Acţiuni privind crearea unui sistem de statistică energetică (PASSE), care mai apoi a devenit Hotărârea de Guvern nr. 141 / 24 februarie 2014).

[1] Regulamentul nr. 1099/2008 cu privire la statisticile energetice, modificat în Regulamentul nr. 147/2013,. şi Directiva 2008/92 / CE a Parlamentului European si a Consiliului din 22 octombrie 2008 privind preţurile la gaz şi energie electrică pentru utilizatorii finali din industrie

ISSN 1857-3924

Hotărârea Guvernului nr. 141 stipulează că Ministerului Economiei al RM trebuie să pregătească balanţele energetice prospective, una pe termen scurt (anual), şi una pentru termen mediu şi lung (la fiecare 4 sau 5 ani). Sarcinile relevante conform prevederilor Hotărârii de Guvern sunt descrise în tabelul de mai jos.

Scopul şi formatul prognozei:

Scopul principal al prognozei pe termen scurt îl constituie elaborarea prognozei pe următorii 2 ani în baza datelor statistice oficiale publicate de către BNS.

Prognozarea se efectuează cu utilizarea următoarelor documente:

1. Balanţa energetică pentru perioada 2010-2014 – date statistice incluse în rapoartele BNS (după tipurile de combustibil).
2. Balanţa energetică pentru perioada 2010-2014– balanţa produselor conform datelor BNS (după grupe de combustibil).
3. Informaţii privind perspectivele de dezvoltare pentru anii 2015-2016 a afacerilor întreprinderilor din sectorul energetic.

Formatul prognozei coincide cu structura balanţei combustibilo-energetice.

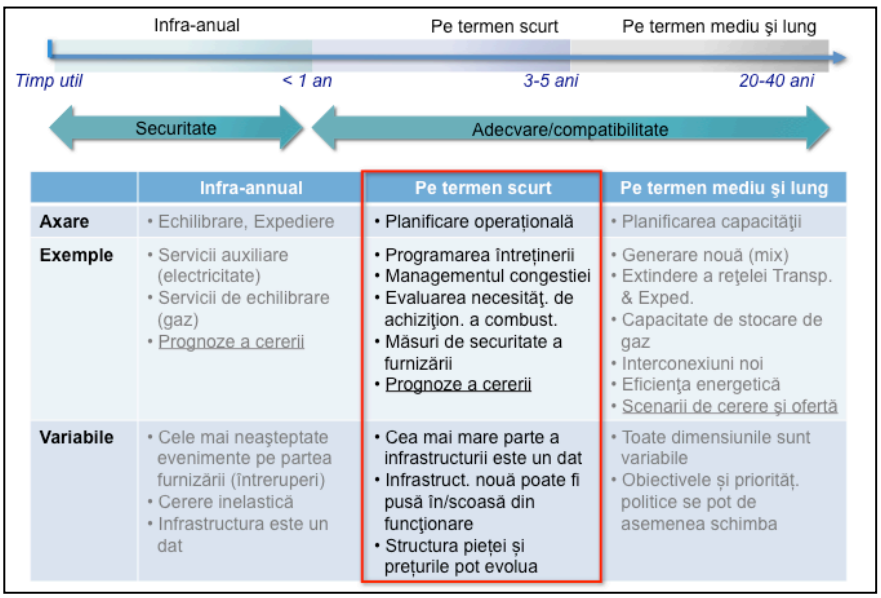
2. Metodologia balanţei energetice prospective pe termen scurt

2.1. Principiile-cheie ale prognozării pe termen scurt

Pe termen foarte scurt (mai puţin de 1 an), prognozele, în general, sunt realizate pentru scopuri de echilibrare şi de expediere a energiei de către Operatorii de Sisteme în sectoarele energiei electrice şi gazelor naturale. Accentul este pus pe securitatea sistemului energetic.

Prognozele pe termen scurt (de 1 an până la mai puţin de 3 sau 5 ani) sunt utilizate în principal pentru scopuri de adecvare şi se axează pe consideraţii de planificare operaţională cum ar fi adoptarea măsurilor de securitate a aprovizionării, calendarul de efectuare a măsurilor majore de întreţinere, evaluarea necesităţilor de achiziţionare de combustibili (de exemplu, ce cantitate de gaze naturale trebuie contractată în următoarele câteva luni sau câţiva ani), gestionarea congestiei, etc.

Orizonturile şi Obiectivele de Planificare Energetică



	Infra-annual	Pe termen scurt	Pe termen mediu şi lung
Axare	• Echilibrare, Expediere	• Planificare operaţională	• Planificarea capacităţii
Exemple	• Servicii auxiliare (electricitate) • Servicii de echilibrare (gaz) • Prognoze a cererii	• Programarea întreţinerii • Managementul congestiei • Evaluarea necesităţ. de achiziţion. a combust. • Măsuri de securitate a furnizării • Prognoze a cererii	• Generare nouă (mix) • Extindere a reţelei Transp. & Exped. • Capacitate de stocare de gaz • Interconexiuni noi • Eficienţa energetică • Scenarii de cerere şi ofertă
Variabile	• Cele mai neaşteptate evenimente pe partea furnizării (întreruperi) • Cerere inelastică • Infrastructura este un dat	• Cea mai mare parte a infrastructurii este un dat • Infrastruct. nouă poate fi pusă în/scoasă din funcţionare • Structura pieţei şi preţurile pot evolua	• Toate dimensiunile sunt variabile • Obiectivele şi priorităţ. politice se pot de asemenea schimba

Sursa: echipa AT-SSE

ISSN 1857-3924

Prognoza pe termen scurt adoptă de fapt o '***Afacere obişnuită ca abordare***' (BAU) (Business-as-Usual). Ea se bazează pe analiza şi extrapolarea tendinţelor din trecut. Trebuie remarcat faptul că prognoză balanţei energetice pe termen scurt se axează pe tendinţele plauzibile şi nu este un instrument de analiză a "***wild cards***" – lucruri imprevizibile (evenimente de probabilitate joasă, dar de impact major), care, prin definiţie, sunt dificil sau imposibil de prognozat. Exemple de astfel de lucruri imprevizibile sunt:

- Şocuri de cerere şi ofertă: întreruperi a furnizării de petrol şi gaze, crizele economice (de exemplu, cea din anul 2008)
- Şocuri de preţuri cauzate de evenimente geopolitice sau de evenimente de piaţă
- Evenimente de forţă majoră: războaie, revolte, greve: dezastre naturale – condiţii meteorologice extreme, cutremure etc.

O ipoteză fundamentală utilizată în prognozarea pe termen scurt este că structura sistemului energetic rămâne neschimbată pe termen scurt, atât pe partea de cerere, cât şi pe cea de ofertă. Acest lucru este susţinut de faptul că stocul de echipamente energetice şi infrastructura[2] rămân în mare parte neschimbate pe parcursul unor orizonturi scurte de prognoză şi deci, în consecinţă, există un domeniu de aplicare limitat pentru substituirea unui tip de combustibil[3] cu un altul. Acelaşi lucru rămâne valabil pentru mediul pieţei şi politici, deşi preţurile la energie se pot schimba destul de rapid.

În plus, cererea sau consumul de energie sunt destul de inelastice pe termen scurt. Cererea de energie este determinată de nivelul de activitate economică sau de situaţia demografică, şi nivelurile de consum reacţionează doar parţial la semnalele de preţ.

Principalele motoare în cererea de energie

Motoare (driver)	Indicatorii corespunzători
Nivelul activităţii economice	• Valoarea adăugată în industrie (industrie, servicii) • PIB (cererea de energie în ansamblu, transportul)
Situaţia demografică	• Numărul de locuitori • Numărul de gospodării casnice (urbane şi rurale)

Sursa: echipa AT-SSE

Tendinţele din trecutul apropiat – un termen între 4 ani până la un maxim de 10 ani - se asumă a fi asumări potrivite pentru tendinţele viitoare pe termen scurt, cu condiţia ca PIB-ul şi creşterea populaţiei rămân a fi constante. Atunci se asumă că tendinţele istorice recente cuprind mai multe efecte, inclusiv efectele de activitate, cele structurale şi de eficienţă. Prezenta analiză şi prognoză se bazează pe datele perioadei retrospective din ultimii 5 ani (2010-2014).

Pentru orizonturi mai lungi de prognozare (de exemplu, mai mult de 3 ani), analiza tendinţelor devine mai puţin relevantă, deoarece structurile sistemelor economice şi energetice se pot schimba

[2] Energy equipment and infrastructure includes all the appliances, machines, processes and equipment related to the production, transportation, distribution and consumption of energy by economic entities: power plants, pipelines, industrial ovens, motors, vehicles, electrical appliances, heating devices, etc.

[3] Există excepţii, întrucât unele procese şi echipamente permit utilizarea a diferite tipuri de combustibili, de exemplu industria cimentului care poate trece de la un combustibil la altul cu destulă uşurinţă

ISSN 1857-3924

în mod semnificativ şi nu vor mai putea fi luate ca o bază. În lucrare se examinează intervalul cu durata de 2 ani a prognozei, deci pentru perioada anilor (2015-2016).

Aşa cum este prezentat în tabelele şi graficele de mai jos, tendinţele economice şi demografice recente pentru Moldova sunt constante şi nu prezintă întreruperi semnificative ale seriilor de timp. Sub influenţa factorilor interni şi externi valoarea PIB-ului pentru anul 2015 poate fi mai mică ca în anul precedent în comparare cu trendul care reiese din metodologia aplicată de calcul (conform indicatorului/coeficientului de recalculare notat ca CAGR). Se observă o variaţie a valorilor prognozate a evoluţiei PIB-ului ţării (de obicei estimarea ratei de creştere) formulate de diferite organisme internaţionale la limita lunii aprilie 2015:

a)Banca Mondială: în 2015 prognozează diminuarea PIB-ului cu 2% [WWW.NOI.MD 16 aprilie 2015, 15:00];

b)Fondul Monetar Internaţional: în 2015 micşorarea PIB-ului cu 1%, iar 2016-o creştere la nivel de 3%[http://ru.interlic.md/2014-10-02/vb-sohranil- prognoz-rosta-vvp-moldovy-na-2014-g-no-snizil-prognoz-na-20152016-gg-36830.html 02.10.2014];

c)Banca Europeană pentru Reconstrucţie şi Dezvoltare: în 2015 fără creştere, deci - 0%, iar în 2016-o creştere a PIB-ului la nivel de cca. 1,5% [http://totul.md/ru/newsitem/762115.html)];

Informaţia lansată pe această problemă de către Ministerul Economiei al RM pe data de 31.10.2015 are următoarea formulă: ***Produsul intern brut (PIB) a crescut.*** Produsul intern brut în semestrul I 2015 a însumat 53 mild. lei, majorîndu-se faţă de perioada respectivă a anului 2014 cu 3,6% (în preţuri comparabile). Cea mai semnificativă influenţă asupra creşterii PIB a avut valoarea adăugată brută creată din intermedieri financiare şi asigurări – cu 1,4 puncte procentuale (p.p.), industria extractivă şi prelucrătoare – 0,8 p.p., tranzacţii imobiliare - 0,4 p.p., agricultură – 0,2 p.p. [INFORMAŢIE OPERATIVĂ cu privire la evoluţia social - economică a Republicii Moldova]

În continuare s-a realizat prognoza unor indici macroeconomici în baza metodologiei similare cu cea utilizată pentru combustibil. În tabelul 2.1 sunt prezentate date referitoare la evoluţia PIB-ului în preţuri curente şi în raport către anul 2010, precum şi valorile prognozate pentru anii 2015 şi 2016.

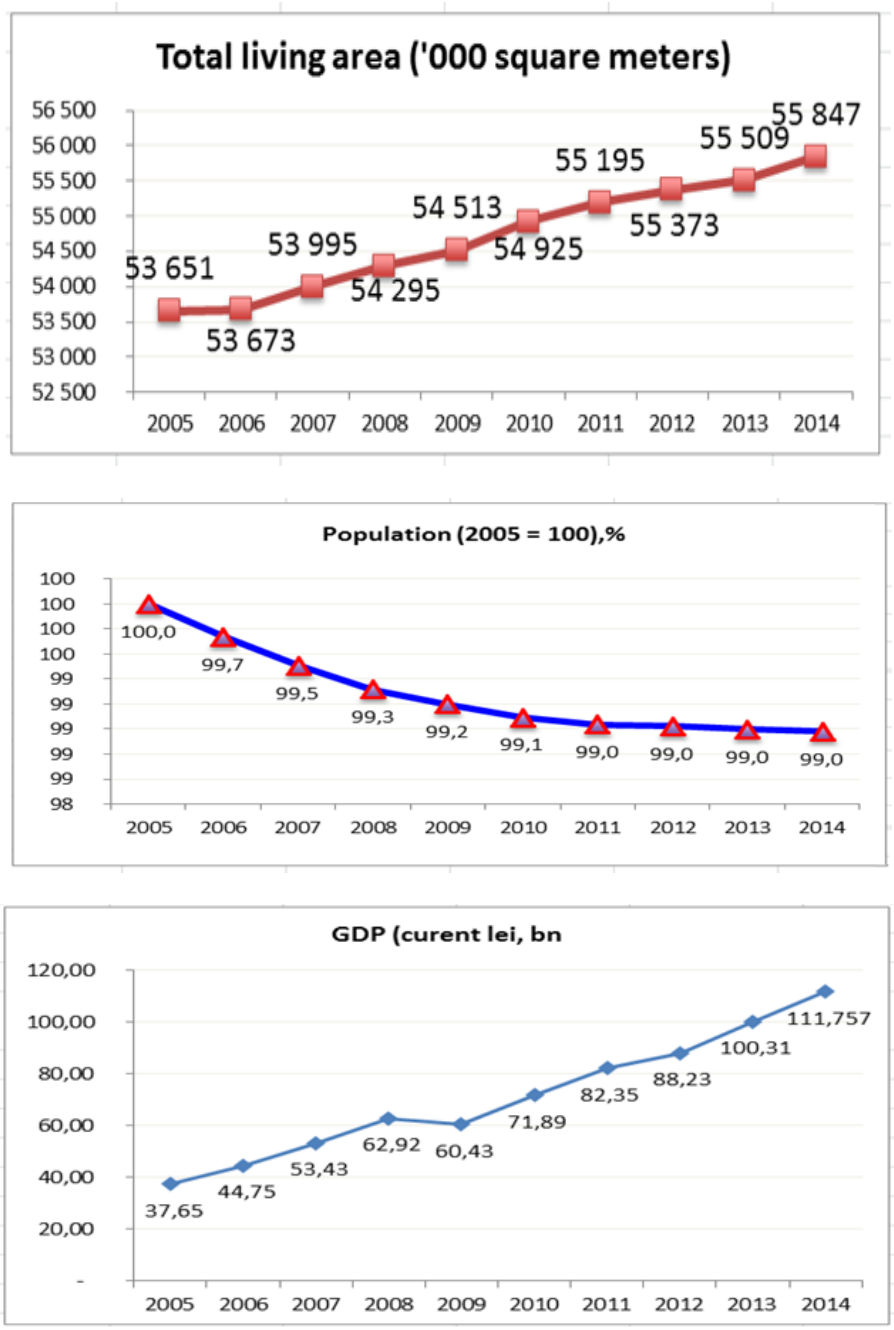
Tabelul .2.1.

Date privind evoluţia PIB-ului în perioada 2005-2014 şi prognoza 2015 şi 2016

GDP	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015(f)**	**2016(f)**
GDP (curent lei, bn)	**37,65**	**44,75**	**53,43**	**62,92**	**60,43**	**71,89**	**82,35**	**88,23**	**100,31**	**111,757**	116	121
GDP (constant 2005 lei, bn)	37,65	39,45	40,64	43,82	41,20	44,12	47,13	46,78	50,94	53,47	56	58
GDP (constant 2005 lei, 2005 = 100) ,%	*100*	*105*	*108*	*116*	*109*	*117*	*125*	*124*	*135*	*142*	*148*	*154*
	Datele pentru linia 3 sunt luate după anuarele statistice: pentru 2006-2011- după graficul 13.5. din CE-2014 (p.263) şi pentru 2012-,2013 şi 2014 după graficul 13.5.CE-2015 (p.260)											

Spicuiri date statistice privind evoluţia unor indicatori macroeconomici (fig. 2.1)

ISSN 1857-3924



Sursa: Anuarul statistic

Fig.2.1. Total suprafaţă locativă (metri pătraţi), populaţia, PIB-ul curent

2.2.Procesul de prognozare a balanţei energetice pe termen scurt

Procesul de prognozare a balanţei energetice pe termen scurt este organizat în două fluxuri de lucru: (1) analiza cantitativă şi (2) analiza calitativă.

Procesul de prognozare pe termen scurt: tabel

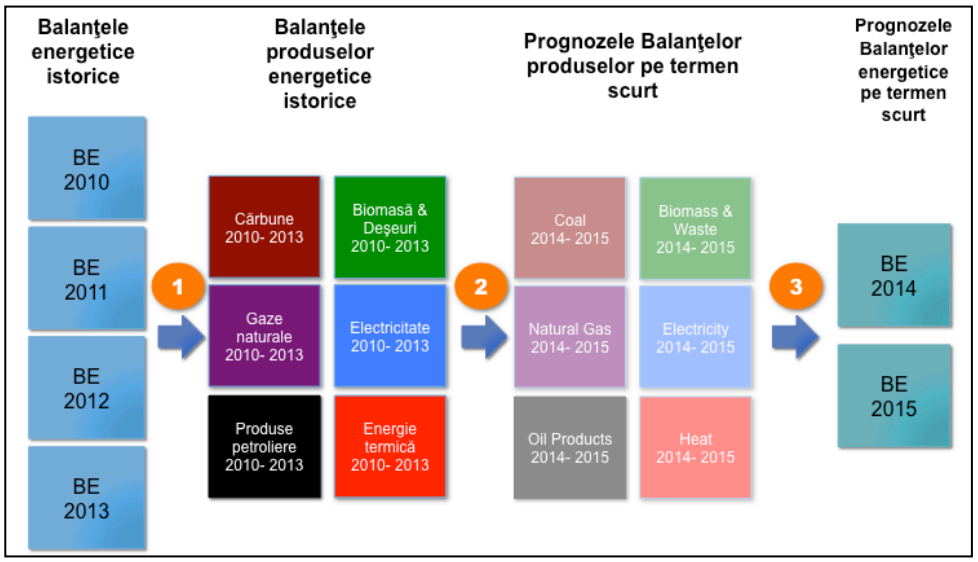
ISSN 1857-3924

Sursa: echipa AT-SSE

2.2.1. Analiză cantitativă

Analiza cantitativă se bazează pe observarea şi analiza tendinţelor din trecut, în mod aparte - fiecare combustibil cu fiecare combustibil, şi fiecare flux de energie cu fiecare flux de energie. Balanţele energetice pregătite anual de către BNS furnizează datele istorice. Din cauza unei pauze în seriile de timp[4], în prezent există patru ani de balanţe energetice istorice disponibile pentru Republica Moldova: 2010, 2011, 2012 şi 2013.

Prezentare generală a procesului de analiză cantitativă (Sursa: echipa AT-SSE)



Analiza cantitativă şi prognoza este efectuată în trei etape:

[4] Din 2014 (Balanţa energetică din 2013), BNS raportează Balanţa Energetică a Republicii Moldova într-un format nou care este compatibil cu formatele AIE şi EUROSTAT. Pentru o perioadă mai lungă (începând cu anul 2005), seriile de timp sunt disponibile într-un format diferit, dar datorită faptului că unele elemente - fluxurile de energie şi produsele energetice - au fost reclasificate, nu este posibil de a le folosi ca bază pentru activitatea de extrapolare. Totuşi, ele sunt utile pentru a valida tendinţele pe perioade mai lungi de timp (9 ani de istorie, comparativ cu perioada de doar 4 ani de format nou).

ISSN 1857-3924

- **Etapa 1:** Balanţele energetice istorice sunt folosite pentru a reconstrui balanţele stocurilor de materii prime si balanţele produselor energetice cu o istorie de 5 ani.
- **Etapa 2:** Fiecare flux de energie al balanţelor produselor energetice este apoi extrapolat pentru 2015 şi 2016, folosind tehnici simple (rate de creştere, principii contabile de echilibru energetic).
- **Etapa 3:** Balanţele energetice anuale pentru 2015 şi 2016 sunt apoi reconstruite prin adăugarea rezultatelor prognozelor balanţelor produselor energetice pentru 2015 şi 2016.

Etapele 1 şi 3 sunt de importanţă scăzută, deoarece acestea constau din regruparea (remodelarea) coloanelor balanţelor energetice.

Etapa 2 începe cu prognoza Consumului final energetic (CFE).

Fiecare flux de energie este extrapolat, utilizând rata de creştere calculată pentru perioada 2010 - 2013. În mod implicit am folosit Rata anuală compusă de creştere (CAGR), a cărei formulă este:

$$\textbf{CAGR} = ((\textbf{Valoarea Finală} / \textbf{Valoarea Întâi})^{1/(\text{Anul Final} - \text{Anul Întâi})} - 1) * 100\%$$

Totuşi, unele fluxuri de energie pot prezenta tendinţe neregulate sau neechilibrate, precum şi valori absolute foarte mici. În aceste cazuri este mai bine să nu se aplice CAGR, dar să se utilizeze una dintre următoarele două tehnici:

- Ultima Valoare Cunoscută (UVC): valorile prognozate pentru 2015 şi 2015 sunt egale cu ultima valoare cunoscută (adică, valoarea pentru 2014).
- Ultima Structură Cunoscută (USC): un total de (de exemplu, CFE în industrie) este prognozat utilizând CAGR, şi componentele sale sunt prognozate prin distribuirea valorii totale din industrie după aceeaşi structură (sau după aceleaşi cote pe piaţă) ca şi în ultimul an cunoscut (de exemplu, 2013). Cu alte cuvinte, structura consumului final se asumă ca fiind neschimbat pe parcursul anilor 2014, 2015 şi 2016.

Apoi sunt calculate subtotalurile CFE (Industrie, Transport, 'Alte scopuri' şi Utilizarea neenergetică) şi CFE total, prin adăugarea fiecărui flux de energie corespunzător (prezentată ca o "Însumare" în fişa de lucru Excel).

Consumul final energetic total, de exemplu, este obţinut prin următoarea echivalenţa:

Consumul final energetic (CFE) = (CFE) în industrie + (CFE) în transport + CFE 'Alte scopuri' (de exemplu, pentru Sectorul rezidenţial + pentru Servicii comunitate şi publice + pentru Agricultură /silvicultură + Cele care nu sunt specificate în altă parte) + pentru Utilizarea neenergetică

După finalizarea prognozei CFE, aceeaşi tehnică poate fi aplicată pentru sectorul de transformare, Intrări în transformare, Ieşiri din transformare, Sectorul energetic (consumul propriu) şi Pierderile de energie.

În sfârşit, trebuie să fie prognozat Consumul Brut (sau "Furnizarea Energiei Primare"), cunoscându-se că trebuie să satisfacă toată cererea şi intrările în transformare, ţinându-se seamă de constrângerile cunoscute (ratele de eficienţă ale echipamentelor instalate, nivelul pierderilor, etc.). Apoi pot fi deduse cantităţile necesare de energie primară fie din surse locale, fie din surse importate.

ISSN 1857-3924

Această ultimă etapă, pe care o numim "deducţie", poate fi realizată prin aplicarea principiilor contabile incluse în mod explicit în balanţele energetice.

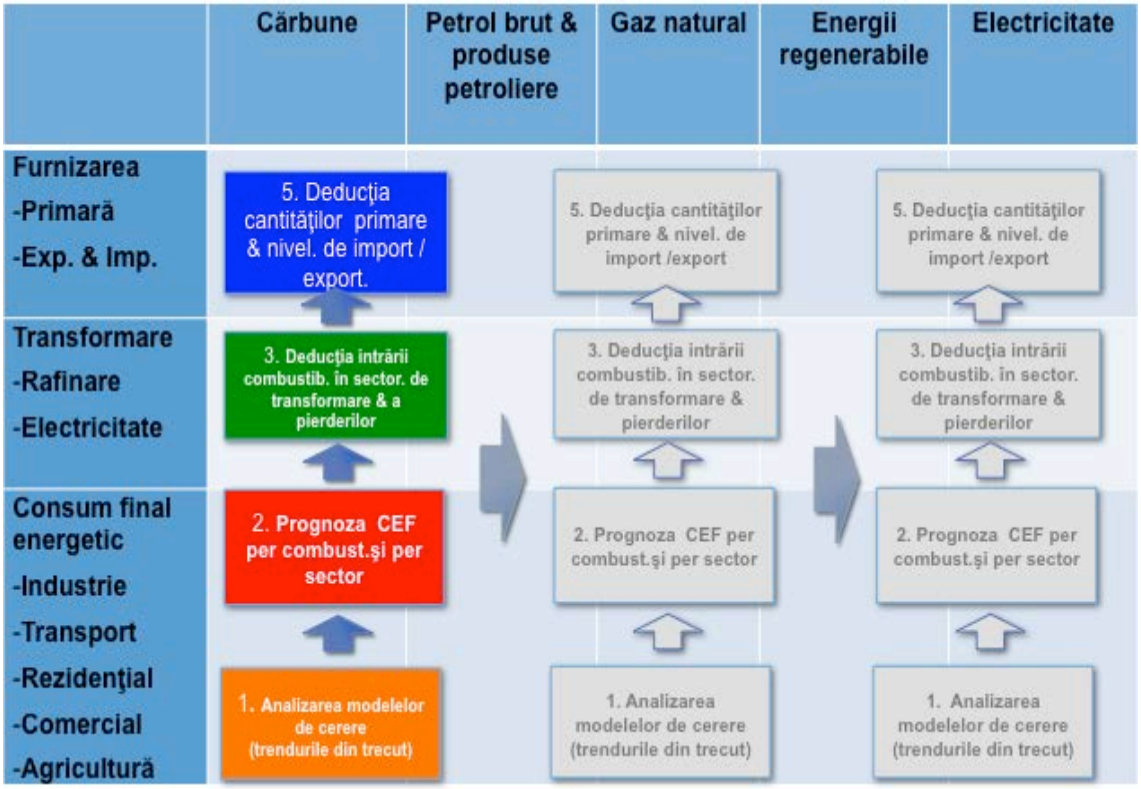
Consumul brut = Intrări în transformare - Ieşiri din transformare + Sectorul energetic + Pierderi + Consumul final

Consumul brut = Producţia primară + Din alte surse + Import - Export + Buncăraj internaţional + Variaţia stocurilor

În sfârşit, trebuie remarcat faptul că aici avem următoarele ipoteze/presupuneri:

- Diferenţele statistice sunt egale cu zero în anii de prognoză.
- Variaţiile de stoc nu sunt prognozate şi sunt egale cu zero pentru anii de prognoză.

Prezentare generală a metodologiei de prognozare pe termen scurt: analiză cantitativă



Sursa: echipa AT-SSE

2.2.2. Analiza calitativă

Pentru a ţine seama de evoluţiile de pe piaţă care pot afecta prognoza, este necesar să fie integrate evenimentele care vor avea loc cu siguranţă sau care au un grad foarte înalt de probabilitate de a avea loc, cum ar fi proiecte noi de infrastructură care pot intra în funcţiune sau pot fi scoase din funcţiune în perioada pentru care se face prognozarea.

Principiul de prognozare utilizat '***Afacere obişnuită ca abordare***' sau în tratare liberă „mâine va fi ca şi în ziua de azi " («Business as usual»). Prognoza se bazează pe analiza seriilor temporale

ISSN 1857-3924

cunoscute şi se face prin extrapolare pentru următorii 2 ani precedenţi. Se poate menţiona, că pentru anul 2015 şi 2016 nu se aşteaptă schimbări structurale semnificative în sectorul energiei.

Deoarece energetica este o ramură cu inerţie destul de mare, chiar dacă vor fi depistate unele schimbări structurale în această perioadă, acestea nu vor conduce la schimbări esenţiale (cardinale) în consumul de resurse energetice şi energie.

Totuşi vom indica unii factori, care pot conduce la schimbări în structura complexului combustibilo-energetic al ţării, care pot în final avea un impact asupra consumului de resurse energetice şi energie:

1) În Strategia energetică a Republicii Moldova până în 2030 se preconizează construirea diferitor surse noi de generare. La atingerea ţintelor prescrise în Strategie pentru perioada aceasta se poate aştepta schimbări structurale privind oferta energiei electrice.
2) La realizarea acţiunilor privind construcţia staţiilor „Back-to-Back" şi a LEA Bălţi – Suceava apar perspective de import a energiei electrice din România. Principala dificultate pentru atingerea acestor ţinte o constituie insuficienţa surselor financiare proprii pentru realizarea acestor proiecte.
3) Planificarea închiderii CET-1 cu puterea instalată de 66 MW poate conduce la o diminuare semnificativă a producerii energiei de către sursele proprii din ţară, iar ca urmare la diminuarea consumului de gaze naturale utilizate la producerea energiei electrice şi termice. Ca consecinţă, poate avea loc o creştere a volumului energiei electrice importate din Ucraina şi de la Centrala Electrică Raională de Stat Moldovenească (CERSM).
4) La finalizarea construcţiei gazoductului din România pe traseul Ungheni-Chişinău pot fi realizate perspectivele privind importul gazelor naturale din România. În prezent realizarea acestui proiect este suspendată.
5) Majorarea tarifelor la energia electrică şi la gazele naturale (din 9 noiembrie 2015) poate conduce la o diminuare neesenţială a cererii la energia electrică şi la gazele naturale.

Totuşi, este puţin probabil că acţiunile enumerate în punctele 1-4 vor fi realizate simultan şi în plin volum către anul 2016. Urmare a acestora se poate lua în calitate de ipoteză de lucru la realizarea prognozei balanţei energetice pentru perioada 2015-2016 ipoteza '***Afacere obişnuită ca abordare***' («Business as usual»).

Evenimente-cheie de care trebuie să se ţină seama la monitorizarea cererii şi ofertei

	Cererea	**Oferta**
Infrastructură deschisă / închisă în 2015 sau 2016	• Facilităţi consumatoare de mari cantităţi de energie (întreprinderi producătoare de oţel, ciment, aluminiu...) • Extinderea reţelelor publice (de alimentare cu gaz, energie termică) • Crearea de noi infrastructuri mari de transport public (feroviar, tramvai ...)	• O nouă centrală energetică • O nouă rafinărie de petrol • Noi interconexiuni (energie electrică şi gaze) • Operaţiuni - schimbări în disponibilitatea infrastructurii-cheie planificate (întreruperi planificate de servicii datorită efectuării unor lucrări semnificative de întreţinere, etc.)

ISSN 1857-3924

Politicile şi măsurile ce intră în vigoare în 2015 şi 2016	• Creşteri tarifare bruşte • Taxe pe energie • Politici de eficienţă energetică	• Autorizarea de a opera (licenţele) • De ex. Directiva privind emisiile industriale

Sursa: echipa AT-SSE

În scopul de a face evaluarea calitativă, am solicitat furnizarea acestor informaţii de la principalele companii din domeniul energetic al Republicii Moldova. Companiile au fost rugate să completeze un scurt chestionar (a se vedea Anexa 1).

Trecerea în revistă a informaţiei prezentată de către agenţii economici (documentele scanate sunt incluse în Anexa 2):

1. Gas Natural Fenosa (scrisoarea *№ 0106/76510 din 10.12.2015*): se planifică montarea instalaţiilor in baza Surselor Regenerabile de Energie de putere mică: cca. 200-300 kW centrale PV, 30 kW- eoliene în anii 2015-2016. În prezent puterea instalată a centralelor PV constituie 621,5 kW, 30 kW eoliană, 405 kW instalaţii pe biogaz. Volumul de energie electrică produsă de aceste instalaţii în 2015 se planifică la nivel 860.832 kWh, iar în anul 2016- 993.000 kWh. Volumul energiei furnizate consumatorilor de către UF în 2015 se prognozează în volum de 2,924 miln. kWh, iar în 2016- 2,968 miln. kWh (informaţia la data de 07.12.2015).
2. RED Nord (scrisoarea *№ smee11/521 om 30.11.2015*): furnizarile sumare a energiei electrice consumatorilor în 2015 se prognozează în volum de 665,9 miln. kWh, în 2016- 680,9 miln. kWh.
3. Termoelectrica SA (scrisoarea *№ 79/2578 din 11.12.2015*): se planifică punerea în funcţiune a centralei termice pe peleţi cu puterea instalată de 500 kW în localitatea Bacoii Noi. În perioada acesta nu se preconizează construcţia altor surse de generare.
4. IS Moldelectrica (scrisoarea *№ 46/1587 din 30.11.2015*): furnizează date privind nivelul pierderilor reale şi prognozate în reţelele de tensiune înaltă pentru fiecare lună în perioada anilor 2015 şi 2016. Pierderile sumare se estimează la nivel de 3% în raport cu cantitatea de energie transportată în anul 2016. Această valoare a indicelui se păstrează şi pentru anul 2016.

Pe baza informaţiilor colectate s-a estimat, că nicio schimbare semnificativă din cele indicate nu este de natură să influenţeze cantitativ tendinţele de "Business as usual" - ”continuarea activităţii obişnuite” în 2015 şi 2016.

Prin urmare, reieşind din acestea nu s-au făcut corectări la prognoza cantitativă pentru 2015 şi 2016.

ISSN 1857-3924

3. Balanţa energetică prospectivă pe termen scurt pentru R. Moldova

3.1. Balanţa energetică prospectivă pentru R. Moldova – 2015

Mii tone echivalent petrol

OFERTA ŞI CONSUMUL	**Total produse**	Cărbune	Gaze naturale	Produse petroliere	Biocombustibili şi deşeuri	Energia electrică	Energia termică
Producţia primară (*Primary Production*)	**335**	-	-	7	322	5	-
Intrări din alte surse (*From other sources*)	**218**	-	-	1	-	217	-
Import (*Imports*)	**1842**	91	828	834	-	89	-
Export (*Exports*)	**22**	-	-	18	4	-	-
Buncăraj (*International bunkers*)	**-9**	-	-	-9	-	-	-
Variaţia stocurilor (*Stock changes*)	**-**	-	-	-	-	-	-
CONSUMUL INTERN BRUT(*Gross consumption*)	**2354**	**91**	**828**	**815**	**318**	**302**	**-**
TRANSFORMARE, INTRĂRI(*TRANSFORMATION, INPUT*)	**432**	2	391	26	8	5	-
Centrale electrice (*Electricity plants*)	**6**	-	1	-	1	5	-
Centralele electrice cu termoficare – producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	**274**	-	274	-	-	-	-
Centralele electrice cu termoficare-producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)	**45**	-	33	10	2	-	-
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	**43**	-	43	-	-	-	-
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	**46**	2	40	-	4	-	-
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	**16**	-	-	16	-	-	-
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	**1**	-	-	-	1	-	-

ISSN 1857-3924

Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	**2**	-	-	-	2	-	-
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**341**	-	-	18	-	82	242
Centrale electrice (*Electricity plants*)	**6**	-	-	-	-	6	-
Centralele electrice cu termoficare – producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	**201**	-	-	-	-	69	132
Centralele electrice cu termoficare-producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)	**35**	-	-	-	-	7	28
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	**39**	-	-	-	-	-	39
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	**43**	-	-	-	-	-	43
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	**18**	-	-	18	-	-	-
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Energie electrică utilizată în alte scopuri (*Energy sector*)	**17**	-	-	-	-	17	-
PIERDERI (*LOSSES*)	**152**	-	68	4	-	40	40
CONSUMUL FINAL (*FINAL CONSUMPTION*)	**2096**	**89**	**369**	**804**	**310**	**322**	**204**
INDUSTRIE (*INDUSTRY*)	**238**	33	53	10	3	80	60
Industria metalurgică (*Iron and steel*)	**1**	-	-	-	-	1	-
Industria chimică şi petrochimică (*Chemical and petrochem*).	**6**	-	-	-	-	5	1
Minirale nemetalice (*Non-metallic minerals*)	**71**	30	30	-	-	12	-
Industria constructoare de maşini (*Transport equipment*)	**4**	-	1	-	-	3	-

ISSN 1857-3924

Echipamente de transport (*Machinery*)	**1**	-	-	-	-	1	-
Industria extractivă (*Mining and quarrying*)	**3**	-	-	2	-	1	-
Produse alimentare, băuturi şi tutun (*Food and tobacco*)	**116**	3	16	4	1	37	55
Celuloză, hârtie şi activităţi de tipărire (*Paper, pulp and print*)	**5**	-	2	-	1	1	1
Prelucrarea lemnului şi producţia de mobilier (*Wood and wood products*)	**7**	-	1	-	1	5	-
Construcţii (*Construction*)	**6**	-	1	4	-	1	-
Industrie textilă şi articole din piele (*Textile and leather*)	**6**	-	1	-	-	3	2
Alte activităţi industriale (*Not elsewhere specified*)	**12**	-	-	-	-	11	1
TRANSPORT (*TRANSPORT*)	**622**	-	6	611	-	5	-
Transportul aerian (*Domestic aviation*)	**18**	-	-	18	-	-	-
Transportul rutier (*Road*)	**587**	-	1	582	-	4	-
Transportul feroviar (*Rail*)	**8**	-	-	8	-	-	-
Transportul prin conducte (*Pipeline transport*)	**7**	-	6	-	-	1	-
Transportul naval (*Domestic navigation*)	**1**	-	-	1	-	-	-
Alte activităţi conexe de transport (*Non-specified*)	**2**	-	-	2	-	-	-
ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)	**1181**	56	309	128	307	237	144
Sectorul rezidenţial (populaţie) (*Rezidenţial*)	**878**	40	227	70	293	146	102
Comerţ şi servicii publice (*Comm. and public services*)	**241**	16	80	4	13	86	41
Agricultura/Silvicultura (*Agriculture/forestry*)	**63**	-	2	55	1	4	1
Alte activititătţi (*Not elsewhere specified*)	**-**	-	-	-	-	-	-
CONSUMAT ÎN SCOPURI NEENERGETICE (*NON-ENERGY USE*)	**55**	-	-	55	-	-	-
Diferenţe statistice (*Statistical differences*)	**-**	-	-	-	-	-	-

ISSN 1857-3924

3.2. Balanţa energetică prospectivă pentru R. Moldova – 2016

Balanţa energetică prospectivă pentru R. Moldova – 2016

Prospective Energy balance of the Republic of Moldova for 2016

Mii tone echivalent petrol (*thousands of tonnes of oil equivalent*)

OFERTA ŞI CONSUMUL	**Total produse**	Cărbune	Gaze naturale	Produse petroliere	Biocombustibili şi deşeuri	Energia electrică	Energia termică
Producţia primară (*Primary Production*)	**375**	-	-	7	363	5	-
Intrări din alte surse (*From other sources*)	**211**	-	-	1	-	210	-
Import (*Imports*)	**1851**	87	812	846	-	106	-
Export (*Exports*)	**22**	-	-	18	4	-	-
Buncăraj (*International bunkers*)	**-10**	-	-	-10	-	-	-
Variaţia stocurilor (*Stock changes*)	**-**	-	-	-	-	-	-
CONSUMUL INTERN BRUT(*Gross consumption*)	**2395**	**87**	**812**	**825**	**359**	**312**	**-**
INDUSTRIE (*INDUSTRY*)	**429**	2	390	24	9	4	-
Centrale electrice (*Electricity plants*)	**6**	-	1	-	1	4	-
Centralele electrice cu termoficare – producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	**266**	-	266	-	-	-	-
Centralele electrice cu termoficare-producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)	**55**	-	44	9	2	-	-
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	**40**	-	40	-	-	-	-
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	**45**	2	39	-	4	-	-
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	**15**	-	-	15	-	-	-
Instalaţii petrochimice	**-**	-	-	-	-	-	-

ISSN 1857-3924

(*Petrochemical plants*)							
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	**1**	-	-	-	1	-	-
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	**2**	-	-	-	2	-	-
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**332**	-	-	18	-	81	233
Centrale electrice (*Electricity plants*)	**6**	-	-	-	-	6	-
Centralele electrice cu termoficare – producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	**194**	-	-	-	-	66	128
Centralele electrice cu termoficare-producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)	**36**	-	-	-	-	8	27
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	**37**	-	-	-	-	-	37
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	**41**	-	-	-	-	-	41
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	**18**	-	-	18	-	-	-
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	**-**	-	-	-	-	-	-
Energie electrică utilizată în alte scopuri (*Energy sector*)	**17**	-	-	-	-	17	-

ISSN 1857-3924

PIERDERI (*LOSSES*)	**152**	-	68	4	-	40	40
CONSUMUL FINAL (*FINAL CONSUMPTION*)	**2133**	**85**	**354**	**815**	**350**	**331**	**198**
I INDUSTRIE (*INDUSTRY*)	**241**	33	51	10	3	83	62
Industria metalurgică (*Iron and steel*)	**1**	-	-	-	-	1	-
Industria chimică şi petrochimică (*Chemical and petrochem*).	**7**	-	-	-	-	6	1
Minirale nemetalice (*Non-metallic minerals*)	**70**	30	29	-	-	11	-
Industria constructoare de maşini (*Transport equipment*)	**4**	-	1	-	-	3	-
Echipamente de transport (*Machinery*)	**1**	-	-	-	-	1	-
Industria extractivă (*Mining and quarrying*)	**3**	-	-	2	-	1	-
Produse alimentare, băuturi şi tutun (*Food and tobacco*)	**120**	3	16	4	1	40	57
Celuloză, hârtie şi activităţi de tipărire (*Paper, pulp and print*)	**5**	-	2	-	1	1	1
Prelucrarea lemnului şi producţia de mobilier (*Wood and wood products*)	**7**	-	1	-	1	5	-
Construcţii (*Construction*)	**6**	-	1	4	-	1	-
Industrie textilă şi articole din piele (*Textile and leather*)	**6**	-	1	-	-	3	2
Alte activităţi industriale (*Not elsewhere specified*)	**12**	-	-	-	-	11	1
TRANSPORT (*TRANSPORT*)	**628**	-	7	617	-	5	-
Transportul aerian (*Domestic aviation*)	**19**	-	-	19	-	-	-
Transportul rutier (*Road*)	**593**	-	1	588	-	4	-
Transportul feroviar (*Rail*)	**7**	-	-	7	-	-	-
Transportul prin conducte (*Pipeline transport*)	**7**	-	6	-	-	1	-
Transportul naval (*Domestic navigation*)	**1**	-	-	1	-	-	-
Alte activităţi conexe de transport (*Non-specified*)	**2**	-	-	2	-	-	-

ISSN 1857-3924

ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)	**1203**	52	296	128	347	243	136
Sectorul rezidenţial (populaţie) (*Rezidenţial*)	**909**	38	215	77	332	150	96
Comerţ şi servicii publice (*Comm. and public services*)	**238**	14	78	3	15	89	39
Agricultura/Silvicultura (*Agriculture/forestry*)	**61**	-	2	53	1	4	1
Alte activitităţi (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-	-	-
CONSUMAT ÎN SCOPURI NEENERGETICE (*NON-ENERGY USE*)	**61**	-	-	61	-	-	-
Diferenţe statistice (*Statistical differences*)	-	-	-	-	-	-	-

ISSN 1857-3924

4. Balanţele produselor energetice (2010-2016)

4.1. Balanţa energetică prospectivă a cărbunelui (2010-2016)

CĂRBUNE (*COAL*)

Balanţa după tipul de combustibil, prognoza pentru 2015 şi 2016

(*Commodity Balance 2010-2014, forecast to 2015 and 2016*)

Mii de tone echivalent petrol, ktoe

OFERTA ŞI CONSUMUL (*SUPPLY AND CONSUMPTION*)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015 (f)**	**2016 (f)**	**CAGR 2010-2014**	**Medoda (*Method*)**
Producţia primară (*Primary Production*)	-	-	-	-	-	-	-		
Intrări din alte surse (*From other sources*)	-	-	-	-	-	-	-		
Import (*Imports*)	113	125	113	156	88	91	87		INFERENCE
Export (*Exports*)	-	-	-	-	-	-	-		
Buncăraj (*International bunkers*)	-	-	-	-	-	-	-		
Variaţia stocurilor (*Stock changes*)	3	-5	3	-6	7	-	-		STOCK CHAN-GES = 0
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**116**	**120**	**116**	**150**	**95**	**91**	**87**		INFERENCE
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**2**	**2**	**2**	**8**	2	**2**	**2**		SUMMATION
Centrale electrice (*Electricity plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-	-	-		

ISSN 1857-3924

Centralele electrice cu termoficare- producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	2	2	2	8	2	2	2	-	LKV
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	-	-	-	-	-	-	-		
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	-	-	-		
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	-	-	-	-	-	-	-		
Centrale electrice (*Electricity plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-	-	-		

ISSN 1857-3924

Centralele electrice cu termoficare- producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	-	-	-	-	-	-	-		
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	-	-	-		
Energie electrică utilizată în alte scopuri (*Energy sector*)	-	-	-	-	-	-	-		
PIERDERI (*LOSSES*)	**1**	**1**	-	-	-	-	-		LKV
CONSUMUL FINAL (*FINAL CONSUMPTION*)	**113**	**117**	**114**	**142**	**93**	**89**	**85**		SUMMATION
INDUSTRIE (*INDUSTRY*)	**33**	**42**	**31**	**55**	33	**33**	**33**		SUMMATION
Industria metalurgică (*Iron*	-	-	-	-	-	-	-		

ISSN 1857-3924

and steel)									
Industria chimică şi petrochimică (*Chemical and petrochem*).	-	-	-	-	-	-	-		
Minirale nemetalice (*Non-metallic minerals*)	31	40	29	53	30	30	30	-0,8	CAGR
Industria constructoare de maşini (*Transport equipment*)	-	-	-	-	-	-	-		
Echipamente de transport (*Machinery*)	-	-	-	-	-	-	-		
Industria extractivă (*Mining and quarrying*)	-	-	-	-	-	-	-		
Produse alimentare, băuturi şi tutun (*Food and tobacco*)	2	2	2	2	3	3	3		LKV
Celuloză, hârtie şi activităţi de tipărire (*Paper, pulp and print*)	-	-	-	-	-	-	-		
Prelucrarea lemnului şi producţia de mobilier (*Wood and wood products*)	-	-	-	-	-	-	-		
Construcţii (*Construction*)	-	-	-	-	-	-	-		
Industrie textilă şi articole din piele (*Textile and leather*)	-	-	-	-	-	-	-		
Alte activităţi industriale (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-	-	-		
TRANSPORT (*TRANSPORT*)	-	-	-	-	-	-	-		
Transportul aerian (*Domestic aviation*)	-	-	-	-	-	-	-		
Transportul rutier (*Road*)	-	-	-	-	-	-	-		
Transportul feroviar (*Rail*)	-	-	-	-	-	-	-		
Transportul prin conducte (*Pipeline transport*)	-	-	-	-	-	-	-		

ISSN 1857-3924

Transportul naval (*Domestic navigation*)	-	-	-	-	-	-	-		
Alte activităţi conexe de transport (*Non-specified*)	-	-	-	-	-	-	-		
ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)	**80**	**75**	**83**	**87**	**60**	**56**	**52**		SUMMATION
Sectorul rezidenţial (populaţie) (*Rezidenţial*)	52	47	59	61	42	40	38	-5,2	CAGR
Comerţ şi servicii publice (*Comm. and public services*)	28	28	24	26	18	16	14	-10,5	CAGR
Agricultura/Silvicultura (*Agriculture/forestry*)	-	-	-	-	-	-	-		
Alte activitităţi (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-	-	-		
CONSUMAT ÎN SCOPURI NEENERGETICE (*NON-ENERGY USE*)	-	-	-	-	-	-	-		
Diferenţe statistice (*Statistical differences*)	-	-	-	-	-	-	-		

LKV: Equals to Last Know Value

CAGR: Compound annual growth rate

LKS: Last know structure. Total is broken down according to structure/market shares of last know year

SUMMATION: sum of sub-categories

INFERENCE: Inferred from balance accounting

ISSN 1857-3924

4.2. Balanţa energetică prospectivă a gazelor naturale (2010-2016)

GAZE NATURALE (*NATURAL GAS*)

Balanţa după tipul de combustibil, prognoza pentru 2015 şi 2016 (*Commodity Balance 2010-2014, forecast to 2015 and 2016*)

Mii de tone echivalent petrol, ktoe

OFERTA ŞI CONSUMUL (*SUPPLY AND CONSUMPTION*)	2010	2011	2012	2013	2014	2015 (f)	2016 (f)	CAGR 2010-2014	Metoda (*Method*)
Producţia primară (*Primary Production*)	-	-	-	-	-				
Intrări din alte surse (*From other sources*)	-	-	-	-	-				
Import (*Imports*)	960	931	885	833	851	828	812		INFERENCE
Export (*Exports*)	-	-	-	-	-				
Buncăraj (*International bunkers*)	-	-	-	-	-				
Variaţia stocurilor (*Stock changes*)	2	-1	-	1	-1	-	-		STOCK CHANGES = 0
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**962**	**930**	**885**	**834**	**850**	**828**	**812**		INFERENCE
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**434**	**413**	**400**	**380**	**396**	**391**	**390**		SUMMATION
Centrale electrice (*Electricity plants*)	1	-	-	1	1	1	1		LKV
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	321	302	292	270	283	274	266	-3,1	CAGR
Centralele electrice cu termoficare- producători de	8	10	11	17	25	33	44	33,0	CAGR

ISSN 1857-3924

energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)									
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	60	55	53	49	46	43	40	-6,4	CAGR
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	45	46	44	43	41	40	39	-2,3	CAGR
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-				
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	-				
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	-				
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	-	-	-	-	-				
Centrale electrice (*Electricity plants*)	-	-	-	-	-				
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-				
Centralele electrice cu termoficare- producători de	-	-	-	-	-				

ISSN 1857-3924

energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)									
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	-	-	-	-	-				
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	-	-	-	-	-				
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-				
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	-				
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	-				
Energie electrică utilizată în alte scopuri (*Energy sector*)	-	-	-	-	-				
PIERDERI (*LOSSES*)	**72**	**70**	**64**	**64**	68	**68**	**68**		LKV
CONSUMUL FINAL (*FINAL CONSUMPTION*)	**456**	**447**	**421**	**390**	**386**	**369**	**354**		SUMMATION
INDUSTRIE (*INDUSTRY*)	**63**	**66**	**63**	**58**	**55**	**53**	**51**	**-3,3**	CAGR
Industria metalurgică (*Iron and steel*)	-	-	-	-	-	-	-		
Industria chimică şi petrochimică (*Chemical*	-	-	-	-	1	-	-		

ISSN 1857-3924

and petrochem).									
Minerale nemetalice (*Non-metallic minerals*)	47	47	44	38	31	30	29		LKS
Industria constructoare de maşini (*Transport equipment*)	-	1	-	-	1	1	1		LKS
Echipamente de transport (*Machinery*)	-	-	-	1	-	-	-		LKS
Industria extractivă (*Mining and quarrying*)	-	-	-	-	-	-	-		
Produse alimentare, băuturi şi tutun (*Food and tobacco*)	13	15	17	16	17	16	16		LKS
Celuloză, hârtie şi activităţi de tipărire (*Paper, pulp and print*)	1	2	1	-	2	2	2		LKS
Prelucrarea lemnului şi producţia de mobilier (*Wood and wood products*)	-	-	-	1	1	1	1		LKS
Construcţii (*Construction*)	1	-	1	1	1	1	1		LKS
Industrie textilă şi articole din piele (*Textile and leather*)	1	1	-	1	1	1	1		LKS
Alte activităţi industriale (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-	-	-		
TRANSPORT (*TRANSPORT*)	**7**	**2**	**11**	**6**	**8**	**6**	**7**	**5,2**	CAGR
Transportul aerian (*Domestic aviation*)	-	-	-	-	-	-	-		
Transportul rutier (*Road*)	1	2	2	1	1	1	1		LKS
Transportul feroviar (*Rail*)	-	-	-	-	-	-	-		
Transportul prin conducte (*Pipeline transport*)	6	-	9	5	7	6	6		LKS
Transportul naval (*Domestic navigation*)	-	-	-	-	-	-	-		
Alte activităţi conexe de	-	-	-	-	-	-	-		

ISSN 1857-3924

transport (*Non-specified*)									
ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)	**386**	**379**	**347**	**326**	**323**	**309**	**296**		SUMMATION
Sectorul rezidenţial (populaţie) (*Rezidenţial*)	294	277	250	234	239	227	215	-5,0	CAGR
Comerţ şi servicii publice (*Comm. and public services*)	90	100	94	88	82	80	78	-2,3	CAGR
Agricultura/Silvicultura (*Agriculture/forestry*)	2	2	3	4	2	2	2	-	CAGR
Alte activitităţi (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-				
CONSUMAT ÎN SCOPURI NEENERGETICE (*NON-ENERGY USE*)	-	-	-	-	-				
Diferenţe statistice (*Statistical differences*)	-	-	-	-	-				

LKV: Equals to Last Know Value

CAGR: Compound annual growth rate

LKS: Last know structure. Total is broken down according to structure/market shares of last know year

SUMMATION: sum of sub-categories

INFERENCE: Inferred from balance accounting

ISSN 1857-3924

4.3. Balanţa energetică prospectivă a produselor petroliere (2010-2016)

PRODUSE PETROLIERE (*OIL PRODUCTS*)

Balanţa după tipul de combustibil, prognoza pentru 2015 şi 2016 (*Commodity Balance 2010-2014, forecast to 2015 and 2016*)

Mii tone echivalent petrol, ktoe

OFERTA ŞI CONSUMUL (*SUPPLY AND CONSUMPTION*)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015 (f)**	**2016 (f)**	**CAGR 2010-2014**	**Metoda (*Method*)**
Producţia primară (*Primary Production*)	11	13	11	10	8	7	7	**-7,7**	CAGR
Intrări din alte surse (*From other sources*)	-	-	-	1	-	1	1		LKV
Import (*Imports*)	738	824	761	809	799	834	846	**~~2,0~~**	INFERENCE
Export (*Exports*)	9	14	18	34	18	18	18		LKV
Buncăraj (*International bunkers*)	-5	-6	-8	-9	-8	-9	-10	**12,5**	CAGR
Variaţia stocurilor (*Stock changes*)	36	-11	10	-1	14	-	-		STOCK CHAN-GES = 0
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**771**	**806**	**756**	**776**	795	**815**	**825**		INFERENCE
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**38**	**34**	**34**	**57**	28	**26**	**24**	**-7,4**	CAGR
Centrale electrice (*Electricity plants*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Centralele electrice cu termoficare- producători de energie pentru consumul	19	14	11	14	11	10	9		LKS

ISSN 1857-3924

propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)									
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	2	1	1	1	-	-	-		LKS
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	17	19	22	21	17	16	15		LKS
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	21	-	-	-		LKS
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**20**	**18**	**18**	**18**	18	**18**	**18**		SUMMATION
Centrale electrice (*Electricity plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Centralele electrice cu termoficare- producători de energie pentru consumul	-	-	-	-	-	-	-		

ISSN 1857-3924

propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)									
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	20	18	18	18	18	18	18		LKV
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	-	-	-		
Energie electrică utilizată în alte scopuri (*Energy sector*)	-	-	-	-	-				LKV
PIERDERI (*LOSSES*)	**4**	**4**	**4**	**5**	4	**4**	**4**		LKV
CONSUMUL FINAL (*FINAL CONSUMPTION*)	**749**	**786**	**736**	**753**	781	**804**	**815**		SUMMATION
INDUSTRIE (*INDUSTRY*)	**11**	**9**	**30**	**16**	10	**10**	**10**	**-2,4**	CAGR
Industria metalurgică (*Iron and steel*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Industria chimică şi petrochimică (*Chemical*	-	-	-	1	-	-	-		LKS

ISSN 1857-3924

and petrochem).									
Minerale nemetalice (*Non-metallic minerals*)	2	1	21	8	-	-	-		LKS
Industria constructoare de maşini (*Transport equipment*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Echipamente de transport (*Machinery*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Industria extractivă (*Mining and quarrying*)	1	1	1	2	2	2	2		LKS
Produse alimentare, băuturi şi tutun (*Food and tobacco*)	3	2	2	2	4	4	4		LKS
Celuloză, hârtie şi activităţi de tipărire (*Paper, pulp and print*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Prelucrarea lemnului şi producţia de mobilier (*Wood and wood products*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Construcţii (*Construction*)	5	5	6	3	4	4	4		LKS
Industrie textilă şi articole din piele (*Textile and leather*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Alte activităţi industriale (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
TRANSPORT (*TRANSPORT*)	**581**	**617**	**546**	**575**	597	**611**	**617**		SUMMATION
Transportul aerian (*Domestic aviation*)	14	14	15	13	17	18	19	**4,97**	CAGR
Transportul rutier (*Road*)	553	590	516	552	576	582	588	**1,0**	CAGR
Transportul feroviar (*Rail*)	14	13	14	9	9	8	7	**-10,5**	CAGR
Transportul prin conducte (*Pipeline transport*)	-	-	-	-	-	-	-		
Transportul naval (*Domestic navigation*)	-	-	-	-	1	1	1		LKV

ISSN 1857-3924

Alte activităţi conexe de transport (*Non-specified*)	-	-	1	1	2	2	2		LKV
ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)	**125**	**130**	**117**	**120**	125	**128**	**128**		SUMMATION
Sectorul rezidenţial (populaţie) (*Rezidenţial*)	44	59	62	63	64	**70**	**77**	**9,8**	CAGR
Comerţ şi servicii publice (*Comm. and public services*)	19	10	4	3	5	**4**	**3**	**-28,4**	CAGR
Agricultura/Silvicultura (*Agriculture/forestry*)	62	61	51	54	56	**55**	**53**	**-2,5**	CAGR
Alte activitităţi (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-	-	-		
CONSUMAT ÎN SCOPURI NEENERGETICE (*NON-ENERGY USE*)	**32**	**30**	**43**	**42**	49	**55**	**61**	**11,2**	CAGR
Diferenţe statistice (*Statistical differences*)	-	-	-	-	-				

LKV: Equals to Last Know Value

CAGR: Compound annual growth rate

LKS: Last know structure. Total is broken down according to structure/market shares of last know year

SUMMATION: sum of sub-categories

INFERENCE: Inferred from balance accounting

ISSN 1857-3924

4.4. Balanţa energetică prospectivă a Biocombustibililor şi Deşeurilor (2010-2016)

BIOCOMBUSTIBIL ŞI DEŞEURI (*BIOFUELS & WASTE*)

Balanţa după tipul de combustibil, prognoza pentru 2015 şi 2016 (*Commodity Balance 2010-2014, forecast to 2015 and 2016*)

Mii de tone echivalent petrol, ktoe

OFERTA ŞI CONSUMUL (*SUPPLY AND CONSUMPTION*)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015 (f)**	**2016 (f)**	**CAGR 2010-2014**	**Metoda (*Method*)**
Producţia primară (*Primary Production*)	171	218	231	269	290	322	363		INFERENCE
Intrări din alte surse (*From other sources*)	-	-	-	-	-	-	-		LKV
Import (*Imports*)	-	-	-	-	-	-	-		LKV
Export (*Exports*)	4	-	1	-	4	4	4		LKV
Buncăraj (*International bunkers*)	-	-	-	-	-	-	-		LKV
Variaţia stocurilor (*Stock changes*)	11	2	-5	-1	-8	-	-		STOCK CHAN-GES = 0
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**178**	**220**	**225**	**268**	278	**318**	**359**		INFERENCE
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**12**	**10**	**5**	**8**	15	**8**	**9**	**5,7**	CAGR
Centrale electrice (*Electricity plants*)	-	-	-	1	1	1	1		LKS
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Centralele electrice cu termoficare- producători de energie pentru consumul	-	-	-	-	3	2	2		LKS

ISSN 1857-3924

propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)									
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	12	10	5	6	7	4	4		LKS
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	-	-	-	-	-	-	-		
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-	-	-		
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	1	1	1	1		LKS
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	3	2	2		LKS
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	-	-	-	-	10	-	-		
Centrale electrice (*Electricity plants*)	-	-	-	-	-				
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-				

ISSN 1857-3924

Centralele electrice cu termoficare - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-				
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	-	-	-	-	-				
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	-	-	-	-	-				
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-				
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	1				
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	9				
Energie electrică utilizată în alte scopuri (*Energy sector*)	-	-	-	-	-				
PIERDERI (*LOSSES*)	-	-	-	-	-				
CONSUMUL FINAL (*FINAL CONSUMPTION*)	**166**	**210**	**220**	**260**	273	**310**	**350**		SUMMATION
INDUSTRIE (*INDUSTRY*)	**1**	**1**	**1**	**1**	2	**3**	**3**		SUMMATION
Industria metalurgică (*Iron*	-	-	-	-	-	-	-		

ISSN 1857-3924

and steel)									
Industria chimică şi petrochimică (*Chemical and petrochem*).	-	-	-	-	-	-	-		
Minerale nemetalice (*Non-metallic minerals*)	-	-	-	-	-	-	-		
Industria constructoare de maşini (*Transport equipment*)	-	-	-	-	-	-	-		
Echipamente de transport (*Machinery*)	-	-	-	-	-	-	-		
Industria extractivă (*Mining and quarrying*)	-	-	-	-	-	-	-		
Produse alimentare, băuturi şi tutun (*Food and tobacco*)	-	-	-	1	1	1	1		LKV
Celuloză, hârtie şi activităţi de tipărire (*Paper, pulp and print*)	-	-	1	-	1	1	1		LKV
Prelucrarea lemnului şi producţia de mobilier (*Wood and wood products*)	1	1	-	-	1	1	1		LKV
Construcţii (*Construction*)	-	-	-	-	-	-	-		
Industrie textilă şi articole din piele (*Textile and leather*)	-	-	-	-	-	-	-		
Alte activităţi industriale (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-	-	-		
TRANSPORT (*TRANSPORT*)	-	-	-	-	-				
Transportul aerian (*Domestic aviation*)	-	-	-	-	-				
Transportul rutier (*Road*)	-	-	-	-	-				
Transportul feroviar (*Rail*)	-	-	-	-	-				
Transportul prin conducte (*Pipeline transport*)	-	-	-	-	-				

ISSN 1857-3924

Transportul naval (*Domestic navigation*)	-	-	-	-	-				
Alte activităţi conexe de transport (*Non-specified*)	-	-	-	-	-				
ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)	**165**	**209**	**219**	**259**	271	**307**	**347**		SUMMATION
Sectorul rezidenţial (populaţie) (*Rezidenţial*)	156	204	210	251	258	293	332	13,4	CAGR
Comerţ şi servicii publice (*Comm. and public services*)	8	5	8	7	12	13	15	10,7	CAGR
Agricultura/Silvicultura (*Agriculture/forestry*)	1	-	1	1	1	1	1	-	LKV
Alte activitităţi (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-				
CONSUMAT ÎN SCOPURI NEENERGETICE (*NON-ENERGY USE*)	-	-	-	-	-				
Diferenţe statistice (*Statistical differences*)	-	-	-	-	-				

LKV: Equals to Last Know Value

CAGR: Compound annual growth rate

LKS: Last know structure. Total is broken down according to structure/market shares of last know year

SUMMATION: sum of sub-categories

INFERENCE: Inferred from balance accounting

ISSN 1857-3924

4.5. Balanţa prospectivă a energiei electrice (2010-2016)

ENERGIE ELECTRICĂ (*ELECTRICITY*)

Balanţa după tipul de combustibil, prognoza pentru 2015 şi 2016 (*Commodity Balance 2010-2014, forecast to 2015 and 2016*)

Mii tone echivalent petrol, ktoe

OFERTA ŞI CONSUMUL (*SUPPLY AND CONSUMPTION*)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015 (f)**	**2016 (f)**	**CAGR 2010-2014**	**Metoda (*Method*)**
Producţia primară (*Primary Production*)	7	7	3	4	5	5	5		LKV
Intrări din alte surse (*From other sources*)	258	213	209	161	225	217	210	-3,4	CAGR
Import (*Imports*)	2	57	73	125	63	89	106		INFERENCE
Export (*Exports*)	-	-	-	-	-				
Buncăraj (*International bunkers*)	-	-	-	-	-				
Variaţia stocurilor (*Stock changes*)	-	-	-	-	-	-	-		
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**267**	**277**	**285**	**290**	**292**	**302**	**312**		INFERENCE
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**7**	**7**	**3**	**4**	5	**5**	**4**		SUMMATION
Centrale electrice (*Electricity plants*)	7	7	3	4	5	5	4	-8,1	CAGR
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-				
Centralele electrice cu termoficare - producători de energie pentru consumul	-	-	-	-	-				

ISSN 1857-3924

propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)									
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	-	-	-	-	-				
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	-	-	-	-	-				
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-				
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	-				
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	-				
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**91**	**87**	**80**	**78**	**83**	**82**	**81**		SUMMATION
Centrale electrice (*Electricity plants*)	7	7	3	5	6	6	6	-3,8	CAGR
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	81	78	74	70	71	69	66	-3,2	CAGR
Centralele electrice cu termoficare - producători de	3	2	3	3	6	7	8	18,9	CAGR

ISSN 1857-3924

energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)									
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	-	-	-	-	-				
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	-	-	-	-	-				
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-				
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	-				
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	-				
Energie electrică utilizată în alte scopuri (*Energy sector*)	**17**	**16**	**14**	**14**	17	17	17	-	LKV since 2013 (2013 data treated as outliers)
PIERDERI (*LOSSES*)	**52**	**50**	**50**	**50**	40	40	40	-6,3	LKV since 2013 (2013 data treated as outliers)
CONSUMUL FINAL (*FINAL CONSUMPTION*)	**282**	**291**	**298**	**306**	**313**	**322**	**331**		
INDUSTRIE (*INDUSTRY*)	**68**	**70**	**71**	**75**	77	**80**	**83**		SUMMATION
Industria metalurgică (*Iron*	-	-	-	-	1	1	1		LKV

ISSN 1857-3924

and steel)									
Industria chimică şi petrochimică (*Chemical and petrochem*).	2	3	3	3	4	5	6	18,9	CAGR
Minerale nemetalice (*Non-metallic minerals*)	14	14	12	15	12	12	11	-3,8	CAGR
Industria constructoare de maşini (*Transport equipment*)	-	-	-	-	3	3	3		LKV
Echipamente de transport (*Machinery*)	4	4	4	4	1	1	1	-29,3	CAGR
Industria extractivă (*Mining and quarrying*)	1	1	1	1	1	1	1	-	LKV
Produse alimentare, băuturi şi tutun (*Food and tobacco*)	25	26	29	30	34	37	40	8,0	CAGR
Celuloză, hârtie şi activităţi de tipărire (*Paper, pulp and print*)	1	1	1	1	1	1	1	-	LKV
Prelucrarea lemnului şi producţia de mobilier (*Wood and wood products*)	6	6	6	5	5	5	5		LKV
Construcţii (*Construction*)	1	1	1	1	1	1	1	-	LKV
Industrie textilă şi articole din piele (*Textile and leather*)	3	3	3	3	3	3	3	-	LKV
Alte activităţi industriale (*Not elsewhere specified*)	11	11	11	12	11	11	11	-	LKV
TRANSPORT (*TRANSPORT*)	**4**	**5**	**4**	**5**	**5**	**5**	**5**		SUMMATION
Transportul aerian (*Domestic aviation*)	-	-	-	-	-				
Transportul rutier (*Road*)	4	4	3	3	4	4	4		LKV
Transportul feroviar (*Rail*)	-	-	-	-	-				
Transportul prin conducte	-	1	1	2	1	1	1		LKV

ISSN 1857-3924

(*Pipeline transport*)									
Transportul naval (*Domestic navigation*)	-	-	-	-	-				
Alte activităţi conexe de transport (*Non-specified*)	-	-	-	-	-				
ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)	**210**	**216**	**223**	**226**	**231**	**237**	**243**	**2,5**	SUMMATION
Sectorul rezidenţial (populaţie) (*Rezidenţial*)	130	133	135	139	143	146	150	2,4	CAGR
Comerţ şi servicii publice (*Comm. and public services*)	75	78	84	82	84	86	89	2,9	CAGR
Agricultura/Silvicultura (*Agriculture/forestry*)	5	5	4	5	4	4	4		LKV
Alte activititătţi (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-				
CONSUMAT ÎN SCOPURI NEENERGETICE (*NON-ENERGY USE*)	-	-	-	-	-				
Diferenţe statistice (*Statistical differences*)	-	-	-	-	-				

LKV: Equals to Last Know Value

CAGR: Compound annual growth rate

LKS: Last know structure. Total is broken down according to structure/market shares of last know year

SUMMATION: sum of sub-categories

INFERENCE: Inferred from balance accounting

ISSN 1857-3924

4.6.Balanţa prospectivă a energiei termice (2010-2016)

ENERGIE TERMICĂ (*HEAT*)

Balanţa după tipul de combustibil, prognoza pentru 2015 şi 2016 (*Commodity Balance 2010-2014, forecast to 2015 and 2016*)

Mii tone echivalent petrol, ktoe

OFERTA ŞI CONSUMUL (*SUPPLY AND CONSUMPTION*)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015 (f)**	**2016 (f)**	**CAGR 2010-2014**	**Metoda (*Method*)**
Producţia primară (*Primary Production*)	-	-	-	-	-				
Intrări din alte surse (*From other sources*)	-	-	-	-	-				
Import (*Imports*)	-	-	-	-	-				
Export (*Exports*)	-	-	-	-	-				
Buncăraj (*International bunkers*)	-	-	-	-	-				
Variaţia stocurilor (*Stock changes*)	-	-	-	-	-	-			STOCK CHAN-GES = 0
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	-	-	-	-	-				
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	-	-	-	-	-				
Centrale electrice (*Electricity plants*)	-	-	-	-	-				
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	-	-	-	-	-				
Centralele electrice cu termoficare- producători de energie pentru consumul	-	-	-	-	-				

ISSN 1857-3924

propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)									
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	-	-	-	-	-				
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	-	-	-	-	-				
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-				
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	-				
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	-				
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**287**	**272**	**259**	**254**	**250**	**242**	**233**	**-3,4**	CAGR
Centrale electrice (*Electricity plants*)	-	-	-	-	-	-			
Centralele electrice cu termoficare –producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	167	159	153	140	137	132	128		LKS
Centralele electrice cu termoficare- producători de energie pentru consumul	20	19	16	25	29	28	27		LKS

ISSN 1857-3924

propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)									
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	53	48	46	41	40	39	37		LKS
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	47	46	44	48	44	43	41		LKS
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-				
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-				
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	-				
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	-				
Energie electrică utilizată în alte scopuri (*Energy sector*)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**				
PIERDERI (*LOSSES*)	**47**	**40**	**41**	**40**	**40**	**40**	**40**		LKV
CONSUMUL FINAL (*FINAL CONSUMPTION*)	**240**	**232**	**218**	**214**	**210**	**204**	**198**	**-3,3**	
INDUSTRIE (*INDUSTRY*)	**51**	**47**	**43**	**52**	**58**	**60**	**62**	**3,3**	CAGR
Industria metalurgică (*Iron and steel*)	-	-	-	-	-	-	-		
Industria chimică şi petrochimică (*Chemical*	1	1	-	1	1	1	1	-	LKS

ISSN 1857-3924

and petrochem).									
Minerale nemetalice (*Non-metallic minerals*)	-	-	-	-	-	-	-		
Industria constructoare de maşini (*Transport equipment*)	-	-	-	-	-	-	-		
Echipamente de transport (*Machinery*)	-	-	-	-	-	-	-		
Industria extractivă (*Mining and quarrying*)	-	-	-	-	-	-	-		
Produse alimentare, băuturi şi tutun (*Food and tobacco*)	47	43	40	47	53	55	57	-	LKS
Celuloză, hârtie şi activităţi de tipărire (*Paper, pulp and print*)	1	1	1	1	1	1	1	-	LKS
Prelucrarea lemnului şi producţia de mobilier (*Wood and wood products*)	-	-	-	-	-	-	-		LKS
Construcţii (*Construction*)	-	-	-	-	-	-	-		
Industrie textilă şi articole din piele (*Textile and leather*)	2	2	-	2	2	2	2	-	LKS
Alte activităţi industriale (*Not elsewhere specified*)	-	-	2	1	1	1	1		LKS
TRANSPORT (*TRANSPORT*)	-	-	-	-	-				
Transportul aerian (*Domestic aviation*)	-	-	-	-	-				
Transportul rutier (*Road*)	-	-	-	-	-				
Transportul feroviar (*Rail*)	-	-	-	-	-				
Transportul prin conducte (*Pipeline transport*)	-	-	-	-	-				
Transportul naval (*Domestic navigation*)	-	-	-	-	-				

ISSN 1857-3924

Alte activităţi conexe de transport (*Non-specified*)	-	-	-	-	-				
ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)	**189**	**185**	**175**	**162**	152	**144**	**136**		SUMMATION
Sectorul rezidenţial (populaţie) (*Rezidenţial*)	132	128	118	109	107	102	96	**-5,1**	CAGR
Comerţ şi servicii publice (*Comm. and public services*)	56	56	56	53	44	41	39	**-5,9**	CAGR
Agricultura/Silvicultura (*Agriculture/forestry*)	1	1	1	-	1	1	1		LKV
Alte activitităţi (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-				
CONSUMAT ÎN SCOPURI NEENERGETICE (*NON-ENERGY USE*)	-	-	-	-	-				
Diferenţe statistice (*Statistical differences*)	-	-	-	-	-				

LKV: Equals to Last Know Value

CAGR: Compound annual growth rate

LKS: Last know structure. Total is broken down according to structure/market shares of last know year

SUMMATION: sum of sub-categories

INFERENCE: Inferred from balance accounting

ISSN 1857-3924

4.7.Balanţa energetică prospectivă – Toate produsele energetice (2010-2016)

BALANŢA ENERGETICĂ PETRU TOTE TIPURILE DE COMBUSTIBIL

(*Energy balance All Fuels*)

Balanţa de combustibil, prognoza pentru 2015 şi 2016 (*Commodity Balance 2010-2014, forecast to 2015 and 2016*)

Mii tone echivalent petrol

OFERTA ŞI CONSUMUL (*SUPPLY AND CONSUMPTION*)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015 (f)**	**2016 (f)**
Producţia primară (*Primary Production*)	189	238	245	283	303	335	375
Intrări din alte surse (*From other sources*)	258	213	209	162	225	218	211
Import (*Imports*)	1813	1937	1832	1923	1801	1842	1851
Export (*Exports*)	13	14	19	34	22	22	22
Buncăraj (*International bunkers*)	-5	-6	-8	-9	-8	-9	-10
Variaţia stocurilor (*Stock changes*)	52	-15	8	-7	12	-	-
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**2294**	**2353**	**2267**	**2339**	**2310**	**2354**	**2395**
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**493**	**466**	**444**	**457**	**446**	**432**	**429**
Centrale electrice (*Electricity plants*)	8	7	3	6	7	6	6
Centralele electrice cu termoficare – producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	321	302	292	270	283	274	266
Centralele electrice cu termoficare-producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)	27	24	22	31	39	45	55
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice	60	55	53	49	46	43	40

ISSN 1857-3924

(*Main activity producer heat plants*)							
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	61	59	52	58	50	46	45
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	17	19	22	21	17	16	15
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	21↑	-	-	-
Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-	-	-
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	1	1	1	1
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	3	2	2
TRANSFORMARE, IEŞIRI (*TRANSFORMATION, OUTPUT*)	**398**	**377**	**357**	**350**	**361**	**341**	**332**
Centrale electrice (*Electricity plants*)	7	7	3	5	6	6	6
Centralele electrice cu termoficare – producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer combined heat and power (CHP) plants*)	248	237	227	210	208	201	194
Centralele electrice cu termoficare - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer combined heat and power (CHP) plants*)	23	21	19	28	35	35	36
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice (*Main activity producer heat plants*)	53	48	46	41	40	39	37
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu (*Autoproducer heat plants*)	47	46	44	48	44	43	41
Rafinării de petrol (*Oil refineries*)	20	18	18	18	18	18	18
Instalaţii petrochimice (*Petrochemical plants*)	-	-	-	-	-	-	-

ISSN 1857-3924

Instalaţii de lichifiere (*Liquefaction plants*)	-	-	-	-	-	-	-
Entităţi de producere a mangalului (*Charcoal production plants*)	-	-	-	-	1	-	-
Alte instalaţii de transformare (*Not elsewhere specified – transformation*)	-	-	-	-	9	-	-
Energie electrică utilizată în alte scopuri (*Energy sector*)	**17**	**16**	**14**	**12**	17	17	17
PIERDERI (*LOSSES*)	**176**	**165**	**159**	**155**	152	152	152
CONSUMUL FINAL (*FINAL CONSUMPTION*)	**2006**	**2083**	**2007**	**2065**	**2056**	**2096**	**2133**
INDUSTRIE (*INDUSTRY*)	**227**	**235**	**239**	**257**	**235**	**238**	**241**
Industria metalurgică (*Iron and steel*)	-	-	-	-	1	1	1
Industria chimică şi petrochimică (*Chemical and petrochem*).	3	4	3	5	6	6	7
Minerale nemetalice (*Non-metallic minerals*)	94	102	106	114	73	71	70
Industria constructoare de maşini (*Transport equipment*)	-	1	-	-	4	4	4
Echipamente de transport (*Machinery*)	4	4	4	5	1	1	1
Industria extractivă (*Mining and quarrying*)	2	2	2	3	3	3	3
Produse alimentare, băuturi şi tutun (*Food and tobacco*)	90	88	90	98	112	116	120
Celuloză, hârtie şi activităţi de tipărire (*Paper, pulp and print*)	3	4	4	2	4	5	5
Prelucrarea lemnului şi producţia de mobilier (*Wood and wood products*)	7	7	7	6	7	7	7
Construcţii (*Construction*)	7	6	8	5	6	6	6
Industrie textilă şi articole din piele (*Textile and leather*)	6	6	3	6	6	6	6

ISSN 1857-3924

Alte activităţi industriale (*Not elsewhere specified*)	11	11	13	13	12	12	12
TRANSPORT (*TRANSPORT*)	**592**	**624**	**561**	**586**	**610**	**622**	**628**
Transportul aerian (*Domestic aviation*)	14	14	15	13	17	18	19
Transportul rutier (*Road*)	558	596	521	556	581	587	593
Transportul feroviar (*Rail*)	14	13	14	9	1	8	7
Transportul prin conducte (*Pipeline transport*)	6	1	10	7	8	7	7
Transportul naval (*Domestic navigation*)	-	-	-	-	1	1	1
Alte activităţi conexe de transport (*Non-specified*)	-	-	1	1	2	2	2
ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)	**1154**	**1194**	**1164**	**1180**	**1162**	**1181**	**1203**
Sectorul rezidenţial *(populaţie) (Rezidenţial)*	808	848	834	857	853	878	909
Comerţ şi servicii publice *(Comm. and public services)*	276	277	270	259	245	241	238
Agricultura/Sivicultura (Agriculture/forestry)	71	69	60	64	64	63	61
Alte activititătţi (*Not elsewhere specified*)	-	-	-	-	-	-	-
CONSUMAT ÎN SCOPURI NEENERGETICE (*NON-ENERGY USE*)	**32**	**30**	**43**	**42**	**49**	**55**	**61**
Diferenţe statistice (*Statistical differences*)	-	-	-	-	-	-	-

ISSN 1857-3924

4.8. Indicatorii energetici cheie şi prognoza valorilor lor pentru anii 2015 şi 2016

Mii tone echivalent petrol

INDICATORII CHEIE ENERGETICI (*Key Energy Indicators*)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015 (f)**	**2016 (f)**
IMPORTUL NET A ENEGIEI (*Net energy imports*)	1 800	1 923	1 813	1 889	1 779	1 820	1 829
IMPORTUL NET A ENEGIEI (Include şi Alte surse) [*Net energy imports (inc. Other sources)]*	2 058	2 136	2 022	2 051	2 004	2 038	2 040
EFICIENŢA TRANSFORMĂRII ÎN SECTOTR (*Efficiency of the transformation sector*)	80,7	80,9	80,4	76,6	80,9	78,9	77,3

Notă. *La procesarea datelor statistice oficiale a fost depistată o deplasare a valorii egală cu 21 (a vedea tabelul 4.7, compartimentul* ***TRANSFORMARE, IEŞIRI,*** *aliniatele „Rafinării de petrol”, marcate cu culoare galbenă. În datele statistice pentru anul 2013 această valoare a fost indicată în aliniatul “Instalaţii petrochimice”, dar care în realitate aparţine aliniatului „Rafinării de petrol”. În prezenta analiză s-a luat în considerare acest fapt pentru a construi o serie temporală corectă a datelor statistice şi obţinerea unei valori mai corecte a trendului pentru acest produs.*

ISSN 1857-3924

5. Fluxuri-cheie de energie a Balanţei energetice

5.1. Fluxuri-cheie de energie - Balanţa energetică cumulativă (Toate tipurile de combustibili, mii ktoe, 2010-2016)

Consumul total brut (GROSS CONSUMPTION ALL FUELS (PRODUCTS) privind toate tipurile de combustibili corespunde seriei: 2294 ktoe (2010), 2310 ktoe (2014), 2354 ktoe (2015*p*), 2395 ktoe (2016*p*), unde litera *p* indică faptul ca valoarea respectivă este o prognoză. Cota majorării în anul 2016 în raport cu consumul total brut pentru anul 2014 se prognozează la nivel de creştere cca. cu 1.7 %.

Consumul total final (FINAL CONSUMPTION ALL FUELS (PRODUCTS)) privind toate tipurile de combustibili corespunde seriei: 2006 ktoe (2010), 2056 ktoe (2014), 2101 ktoe (2015*p*), 2153 ktoe (2016*p*). Cota majorării în anul 2016 în raport cu consumul total final pentru anul 2014 se prognozează cu o creştere la nivel de cca. 4.7 %.

Structura repartiţiei consumului final (FINAL CONSUMPTION) pe ramurile economiei pentru anii 2010 şi 2014 (cotele de consum final) se prezintă în diagramele din fig. 5.1. Devierile consumului final pe ramurile economiei prezentate în unităţi de măsură ktoe şi procente sunt următoarele:

А) Industria (INDUSTRY) - 11%(2010), 11%(2014);

Б) Transport (TRANSPORT)- 29%(2010), 30%(2014);

В) Sectorul rezidenţial (Residential) -- 40%(2010), 42%(2014);

Г) Comerţ şi servicii publice (Comm. and public services) - 14%(2010), 12%(2014);

Д) Agricultura/Silvicultura (Agriculture/forestry) - 4%(2010), 3%(2014);

Е) Consumat în scopuri neenergetice **(**NON-ENERGY USE) - 2%(2010), 2%(2014);

Consumul în scopuri neenergetice **(**NON-ENERGY USE) s-a majorat de la 32 ktoe (2010) până la 49 ktoe (2014). Se prognozează o creştere de până la valoarea de 55 ktoe (2015) şi 61 ktoe (2016).

TRANSFORMARE, IEŞIRI (TRANSFORMATION, INPUT) s-au diminuat de la 493 ktoe (2010) până la 446 ktoe (2014). Se prognozează păstrarea acestei tendinţe şi pentru anii 2015 şi 2016 la nivel de cca. 432 ktoe (2015) şi 420 ktoe (2016).

Cea mai mare cotă a utilizării combustibililor este caracteristică privind compartimentul TRANSFORMARE în alte tipuri de combustibil şi energie, determinată "Producerea energiei electrice şi a energiei termice". În utilizarea combustibilului în aceste scopuri se observă tendinţa de diminuare a consumurilor de la 321 ktoe (2010) până la 283 ktoe (2014), iar în perspectivă acest trend se va păstră şi pentru perioada prognozată, deci se aşteaptă pentru anii 2015 şi 2016 următoarele consumuri de resurse energetice transformate: 274 ktoe (2015) şi 266 ktoe (2016).

Pierderile de energie (LOSSES) au o dinamică de micşorare de la 176 ktoe (2010) până la 152 ktoe (2014). Pentru perioada duratei de prognozare nu se aşteaptă schimbări a nivelului pierderilor, deci pentru anii 2015 şi 2016 acest indicator se va păstra la nivelul anului 2014 şi va avea valorea de cca.

ISSN 1857-3924

152 ktoe per an. Totuşi, pentru cazul realizării unui scenariu optimist bazat pe promovarea investiţiilor în sector se poate aştepta o menţinere a tendinţei de micşorare a nivelului pierderilor.

Industria(INDUSTRY). Consumul final (FINAL CONSUMPTION INDUSTRY) in industrie a crescut de la 227 ktoe (2010) până la до 235 ktoe (2014). Se prognozează o creştere nesemnificativă pentru următorii ani la nivel de cca. 238 ktoe (2015) şi 240 ktoe (2016).

Pentru ramura TRANSPORT (TRANSPORT) consumul final are o tendinţă de creştere de la 592 ktoe (2010) până la 610 ktoe (2014). Tendinţa aceasta se va păstra şi pentru anii 2015 şi 2016 în limitele 622 ktoe (2015) şi 628 ktoe (2016). Cea mai mare cotă a creşterii consumului final este caracteristică pentru categoria ***Transportul rutier*** (Road). Trendurile evoluţiei compartimentului *TRANSPORT* şi a categoriei ***Transportul rutier*** au caracteristicile practic paralele. Consumul pe categoria «***Transportul rutier***» va spori, de la 558 ktoe (2010) până la 581 ktoe (2014); se prognozează creşterea consumului în transport cca. 587 ktoe (2015) şi 593 ktoe (2016).

În compartimrentul **ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (***OTHER*) se prognozează pe categorii următorii indicatori:

1. Consumul final în sectorul rezidenţial va creşte de la 808 ktoe (2010) până la 853 ktoe (2014) cu aşteptările de sporire de la 878 ktoe (2015) până la 909 ktoe (2016).
2. Diminuarea consumului final în sectorul ***Comerţ şi servicii publice*** (Comm. and public services) de la 276 ktoe (2010) până la 245 ktoe (2014), cu păstrarea acestei tendinţe 241 ktoe (2015) şi 238 ktoe (2016).
3. Diminuarea consumului final se manifestă în sectorul ***Agricultura/Silvicultura*** (Agriculture/forestry) de la 71 ktoe (2010) până la 64 ktoe (2014), cu păstrarea acestei tendinţe pentru următorii doi ani 63 ktoe (2015) şi 61 ktoe (2016).

În cadrul ramurilor economiei repartiţia privind consumul final de resurse energetice şi energie a fost următoarea:

А) în industrie (INSUDTRY) cel mai ridicat consum s-a depistat pentru categoriile ***Minerale nemetalice*** (*Non-metallic minerals*) şi ***Produse alimentare, băuturi şi tutun*** (*Food and tobacco*)*;*

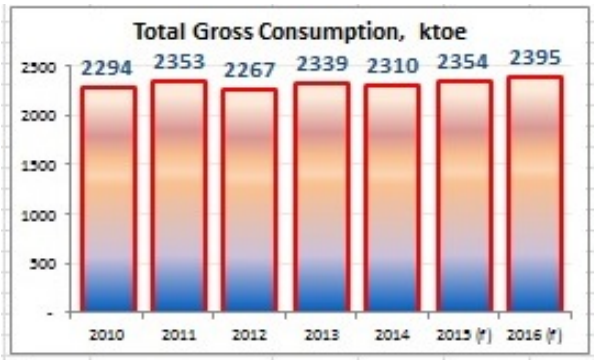
Б) în sectorul TRANSPORT cel mai ridicat consum a fost caracteristic pentru ***Transportul rutier*** (Road)*;*

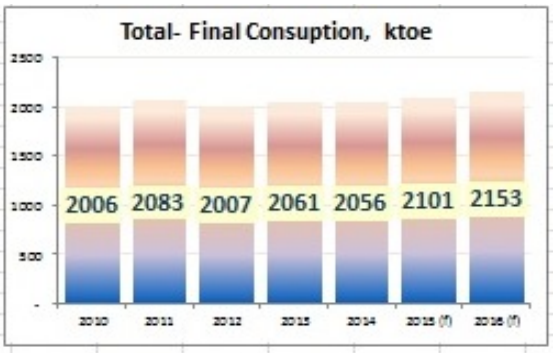
В) în compartimentul **ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)** consumurile s-au repartizat după valoare în ordinea:

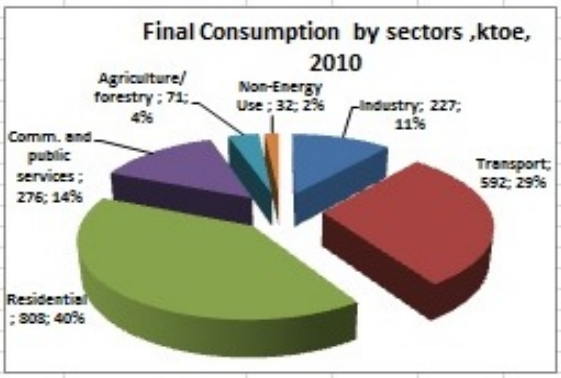
- *Sectorul rezidenţial (populaţie) (Rezidenţial)*- 70% (2010) , 73% (2014) şi se prognozează 75%(2016);
- *Comerţ şi servicii publice (Comm. and public services)*- 24% (2010) , 21% (2014) şi se prognozeză 20% (2016);
- *Agricultura/Silvicultura (Agriculture/forestry)* - 6% (2010) , 6%(2014) şi se prognozează 5% (2016).

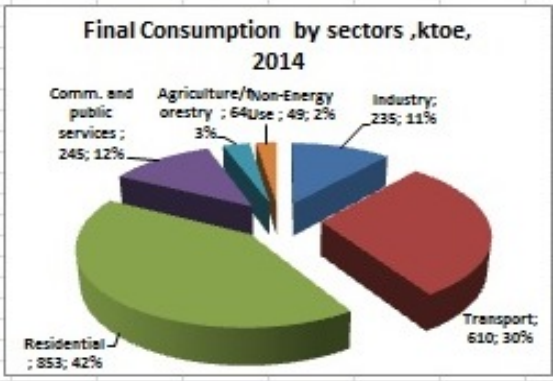
ISSN 1857-3924

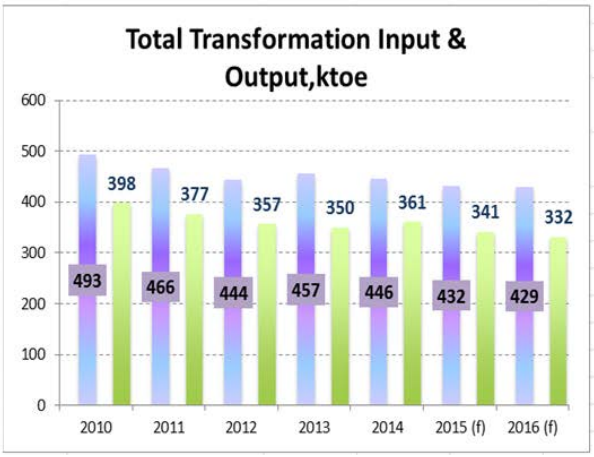
În figura 5.1 se prezintă informaţii în formă grafică ce caracterizează tendinţele de evoluţie a consumurilor şi structura consumurilor de energie în perioada 2010-2014. Cu cifre sunt indicate valorile în ktoe.

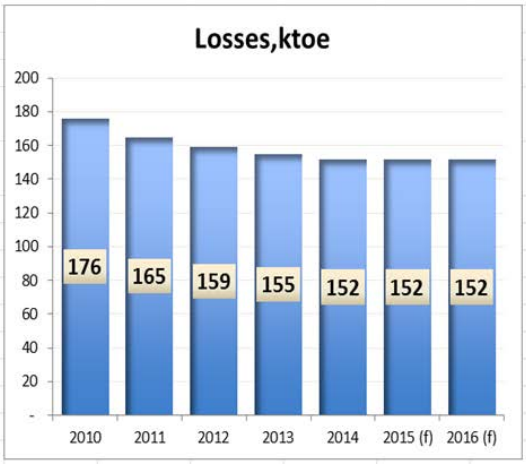


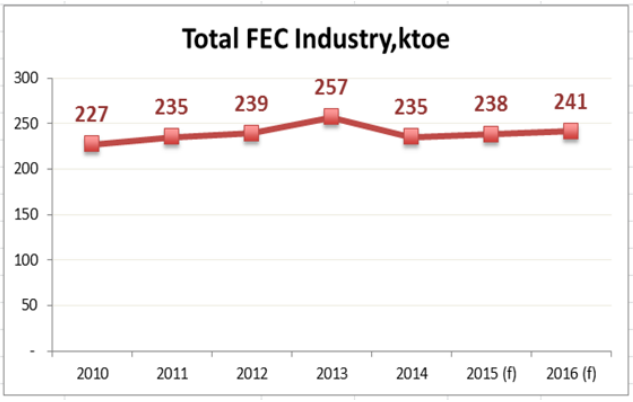


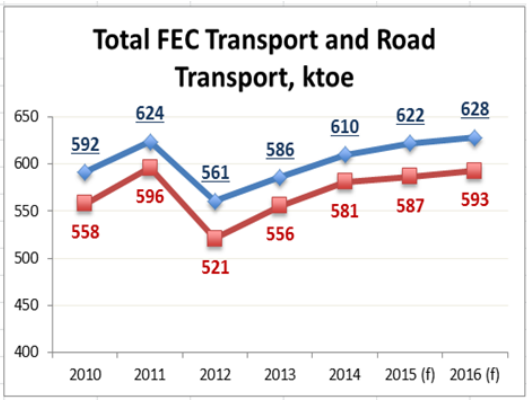




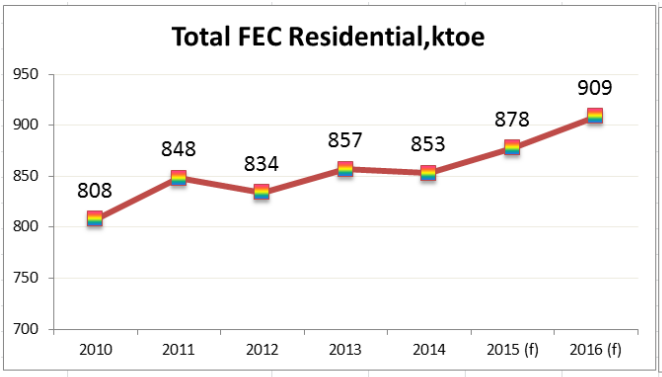


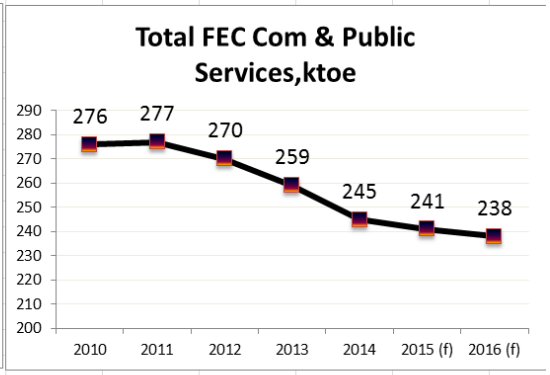


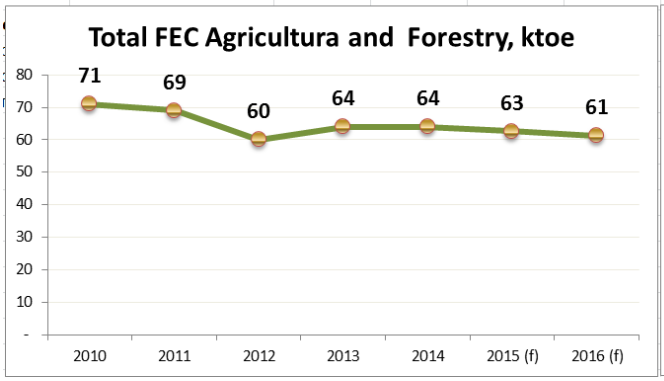


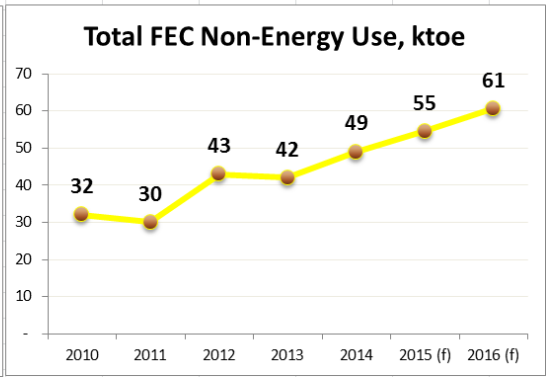


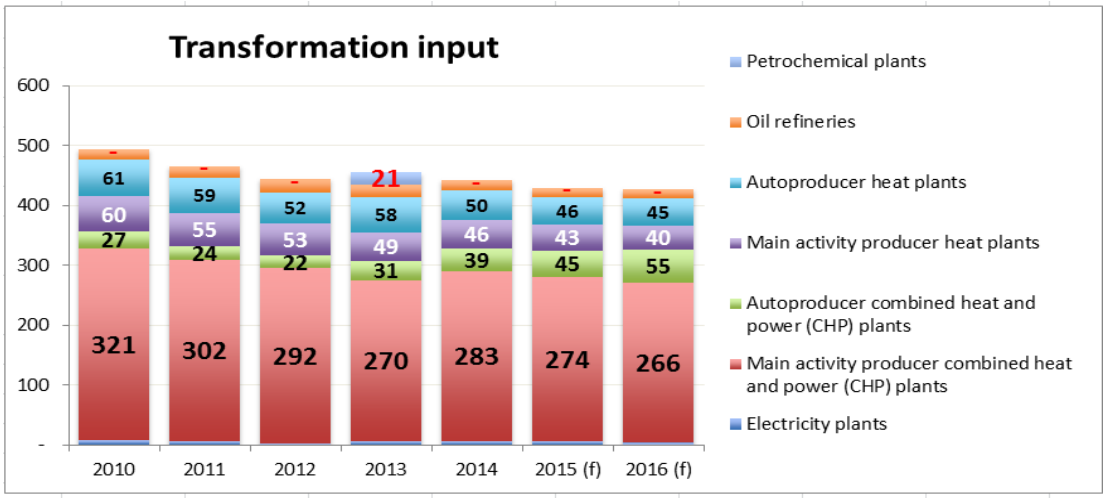
ISSN 1857-3924

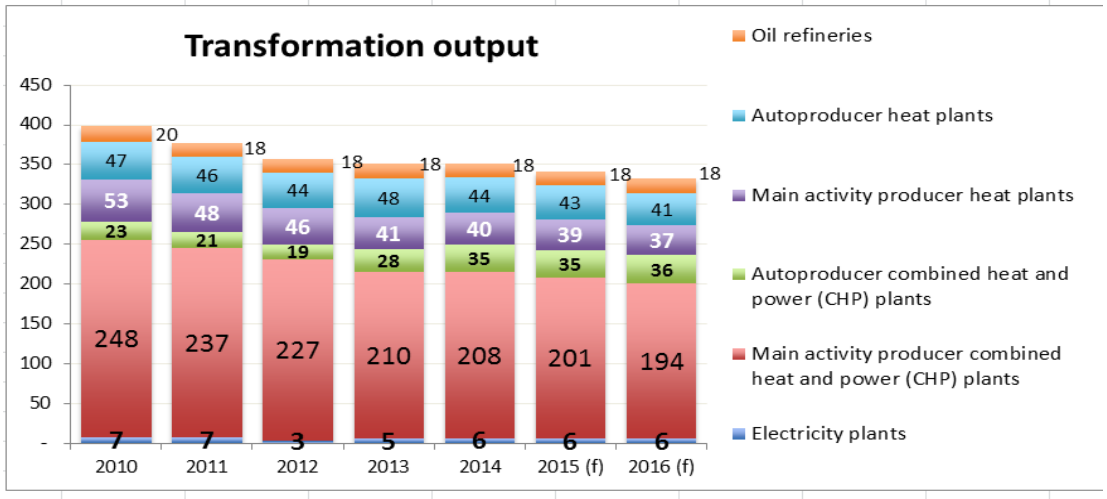












ISSN 1857-3924

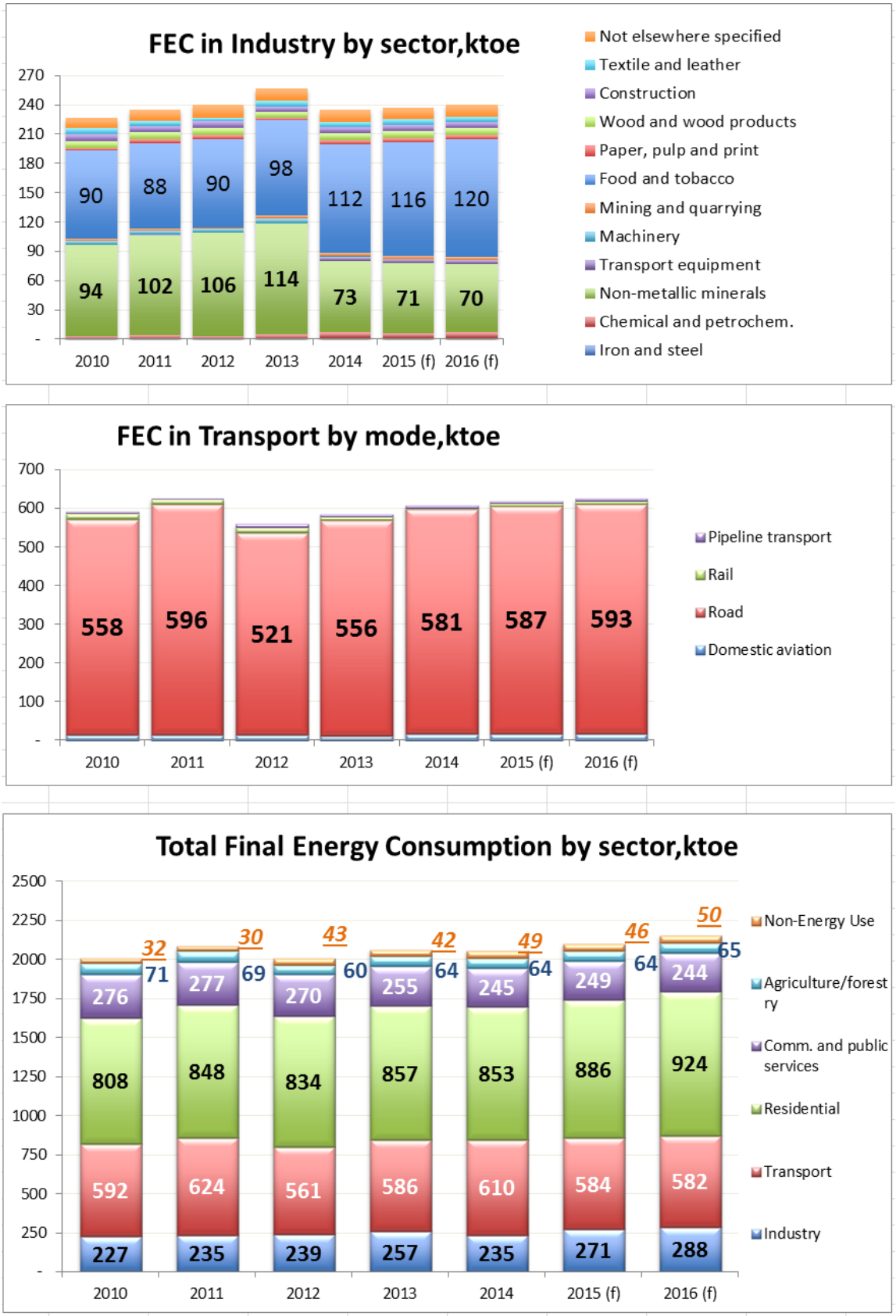


Fig.5.1. Caracteristici cantitative privind evoluţia consumurilor de energie în ţară în perioada 2010-2014

ISSN 1857-3924

*5.2.***Fluxuri-cheie de energie - Balanţa energetică a cărbunelui (ktoe, 2010-2016)** ***(fig. 5.2.)***

Consumul total brut al cărbunelui (GROSS CONSUMPTION COAL) s-a micşorat de la 116 ktoe (2010) până la 95 ktoe (2014), iar pe viitor acest consum va constitui 91 ktoe (2015) şi 87 ktoe (2016)

Consumul final al cărbunelui (FINAL CONSUMPTION COAL) de asemenea are tendinţa de diminuare de la 113 ktoe (2010) până la 93(2014), iar în perspectivă acest consum va fi 89 ktoe (2015) şi 85 ktoe (2016).

Cea mai majoră cotă a consumului final al cărbunelui a fost în **INDUSTRIE (*INDUSTRY*)** şi în compartimentul **ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)**, inclusiv *Sectorul rezidenţial (populaţie) (Rezidenţial) şi sectorul Comerţ şi servicii publice (Comm. and public services).*

Astfel aceste consumuri care au fost şi care se prognozează sunt:

- in industrie (INDUSTRY COAL) -33 ktoe (2010), 33 ktoe (2014), şi se prognozează la acelaşi nivel de 33 ktoe pentru anii 2015-2016;
- în Sectorul rezidenţial (Residential COAL) s-a depistat o micşorare a consumului final a cărbunelui de la 52 ktoe (2010) până la 42 ktoe (2014), iar în perspctivă se prognozează la nivel de 40 ktoe (2015) şi 38 ktoe (2016).

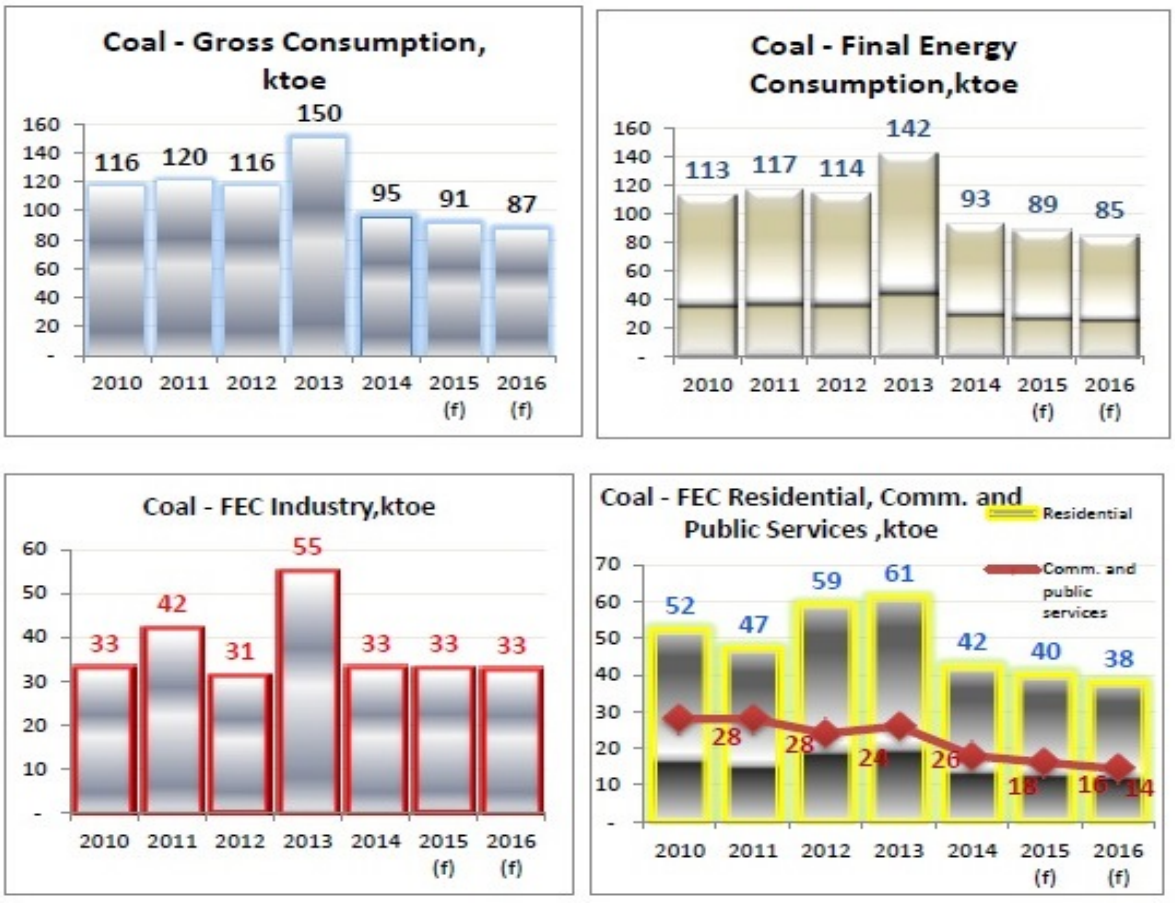


Fig. 5.2. Consumul brut, final al cărbunelui şi consumul în industrie, sectorul rezidenţial, comerţ şi servicii

ISSN 1857-3924

5.3. Fluxuri-cheie de energie – Balanţa energetică a gazelor naturale (ktoe, 2010-2016) (fig. 5.3).

Consumul total brut a gazelor naturale (GROSS CONSUMPTION GAS) s-a micşorat de la 962 ktoe (2010) până la 850 ktoe (2014); se prognozează la nivel de 828 ktoe (2015) şi 812 ktoe (2016) (fig. 5.3).

Consumul final al gazelor naturale (FINAL CONSUMPTION GAS) de asemenea are o tendinţă de micşorare, deoarece s-a micşorat de la valoarea 456 ktoe (2010) până la 386 ktoe (2014). Această tendiţă se va păstra şi pentru anii 2015 şi 2016, deci volumul consumului final al gazelor naturale se prognozează la nivel de 369 ktoe (2015) şi 354 ktoe (2016).

Consumul final al gazelor în industrie (INDUSTRY GAS) s-a micşorat de la 63 ktoe (2010) până la 55 ktoe (2014). Se prognozează consumul brut la nivel de 53 ktoe (2015) şi 51 ktoe (2016).

Cele mai semnificative consumuri ale gazelor naturale sunt în următoarele ramuri ale industriei:

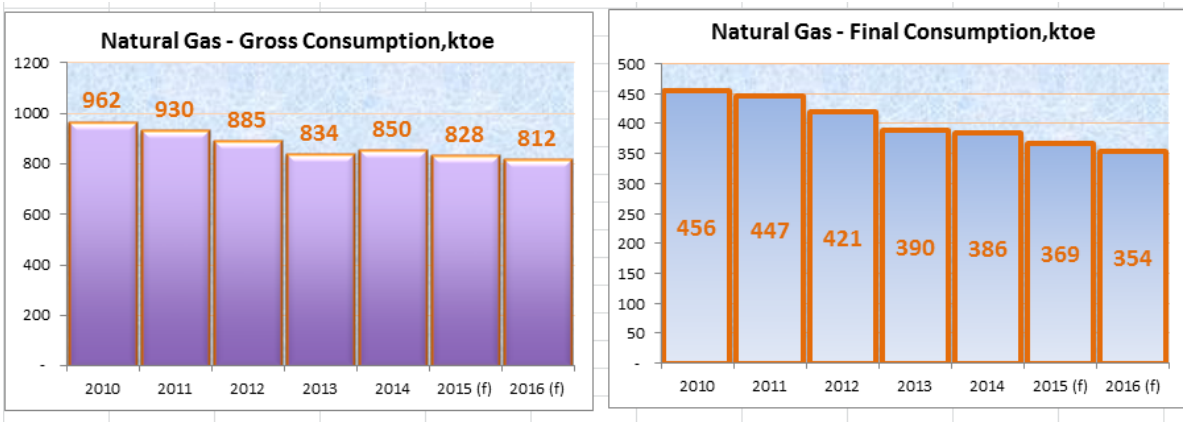
А) ramura ***Minerale nemetalice*** (*Non-metallic minerals*). Micşorarea consumului final de la 47 ktoe (2010) până la 31 ktoe (2014), cu păstrarea tendinţei - 30 ktoe (2015) şi 29 ktoe (2016).

Б) ramura ***Produse alimentare, băuturi şi tutun*** (*Food and tobacco*). Se manifestă o creştere a consumului final a gazelor naturale de la 13 ktoe (2010) până la 17 ktoe (2014). Pentru anii 2015 -2016 se prognozează o stabilizare a consumului final a gazelor naturale la nivel 16 ktoe (2015-2016).

Consumul final a gazelor naturale în ramura transporturilor (TRANSPORT GAS) are o valoare relativ mică în perioada anilor 2010-2016 la nivel de 7-8 ktoe.

Consumul final a gazelor naturale în ***Sectorul rezidenţial (populaţie) (****Rezidenţial****)*** s-a micşorat de la 294 ktoe (2010) până la 239 ktoe (2014), iar în perspectivă acest consum se progozează la nivel de 227 ktoe (2015) şi 215 ktoe (2016).

Consumul final a gazelor naturale în ***Comerţ şi servicii publice (****Comm. and public services****)*** s-a micşorat de la 90 ktoe (2010) până la 82 ktoe (2014), iar în perspectivă acest consum final se estimează la nivel de 80 ktoe (2015) până la 78 ktoe (2016).



ISSN 1857-3924

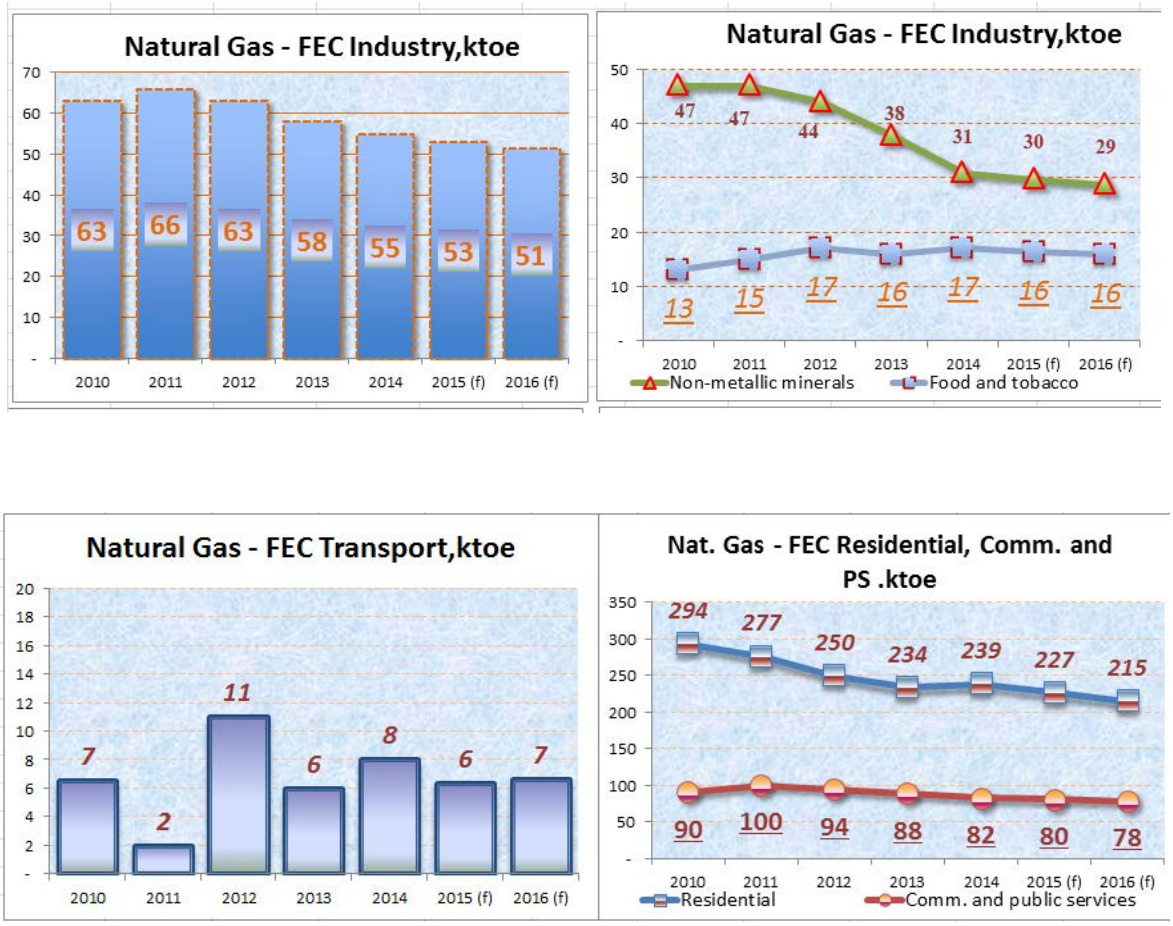


Fig.5.3. Indicatori de consum a gazelor naturale în ţară în perioada 2010-2014

5.4. Fluxuri-cheie de energie – Balanţa produselor petroliere, ktoe (2010-2015) (fig.5.4)

Consumul total brut a produselor petroliere (GROSS CONSUMPTION OIL) a crescut de la 771 ktoe (2010) până la 795 ktoe (2014); se prognozează acest consum la nivel de 815 ktoe (2015) şi 825 ktoe (2016).

Consumul final a produselor petroliere (FINAL CONSUMPTION OIL) s-a micşorat în perioada 2010-2014, deci de la 749 ktoe (2010) până la 781 ktoe (2014), iar pentru anii 2015 şi 2016 se va manifesta tendinţa de creştere a consumului final a produselor petroliere: 804 ktoe (2015) şi 815 ktoe (2016).

Consumul cel mai semnificativ a produselor petroliere s-a depistat pentru ramura ***Transport*** (TRANSPORT OIL) (ramura ***Transportul rutier*** (*Road*)) şi **ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)**.

În ramura ***Transport*** (TRANSPORT OIL) consumul final a s-a majorat de la 581 ktoe (2010) până la 597 ktoe (2014), şi se prognozează la nivelul 611 ktoe (2015) şi 617 ktoe (2016).

Pentru segmental **ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)** consumul final a produselor petroliere a fost sectoare la nivel de:

A) Sectorul rezidenţial (Residential)- s-a majorat de la 44 ktoe (2010) până la 64 ktoe (2014), şi se aşteaptă la nivelul 70 ktoe (2015) şi 77 ktoe (2016), în care se manifestă tendinţa evidentă de creştere a consumului final a produslor petroliere în acest segment.

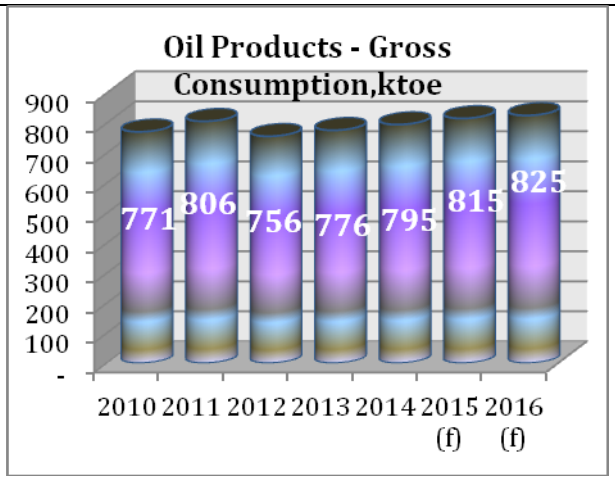
ISSN 1857-3924

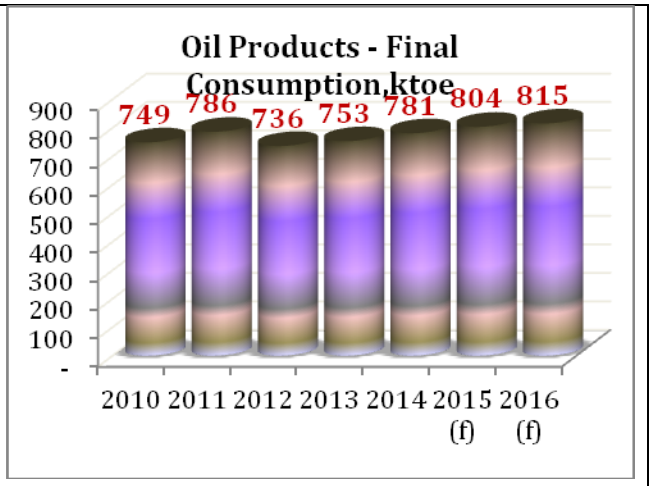
Б) Sectorul ***Comerţ şi servicii publice (****Comm. and public services****)***:

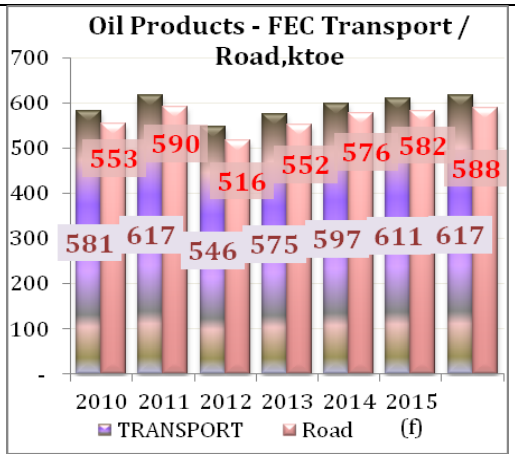
- micşorarea de la 19 ktoe (2010) până la 5 ktoe (2014), iar valoarea aşteptată se preconizează la nivel de 4 ktoe (2015) şi 3 ktoe (2016). Tendinţă evidentă de micşorare a consumului final a produselor petroliere.

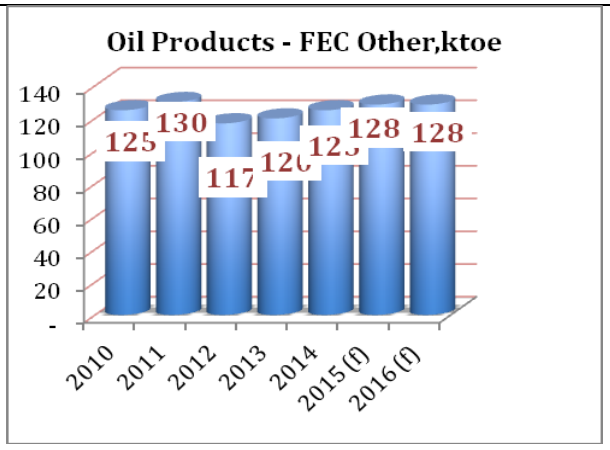
C) În sectorul ***Agricultura/Silvicultura (****Agriculture/forestry* ***)*** - micşorarea de la 62 ktoe (2010) pînă la 56 ktoe (2014), şi se prognozează 55 ktoe (2015) şi 53 ktoe (2016). Tendinţa generală - diminuarea permanentă a consumului final a produselor petroliere în agricultură şi silvicultură.

CONSUMURI ÎN SCOPURI NEENERGETICE (*NON-ENERGY USE*) au tehdinţa de creştere de la 32 ktoe (2010) până la 49 ktoe (2014), şi majorarea la valoarea 55 ktoe (2015) şi 61 ktoe (2016).









ISSN 1857-3924

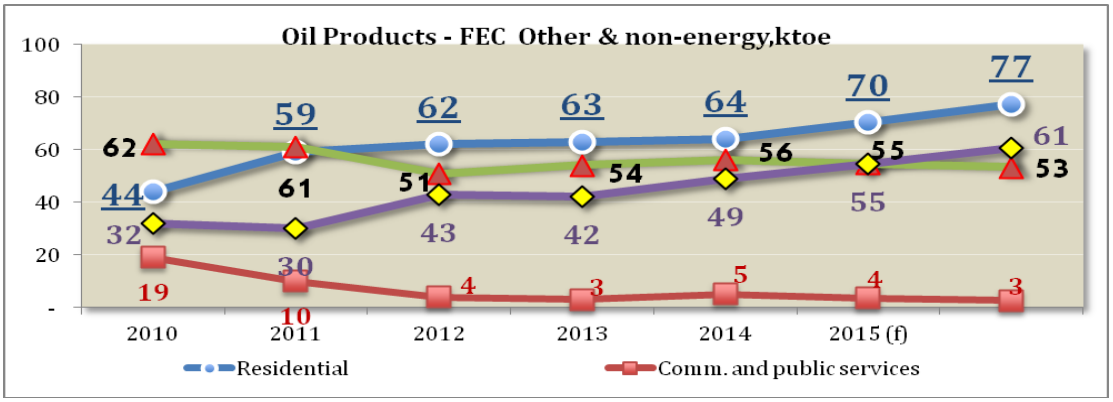


Fig.5.4. Indicatorii ce caracterizează consumul de produse petroliere în perioada 2010-2014

5.5. Fluxuri-cheie de energie – Balanţa biocombustibililor şi Deşeurilor (ktoe, 2010-2016)(fig.5.5)

Consumul total brut a biocombustibililor (GROSS CONSUMPTION BIOFUELS) a crescut de la 178 ktoe (2010) până la 278 ktoe (2014), şi se prognozează creşterea 318 ktoe (2015) şi 359 ktoe (2016).

Consumul total final a biocombustibilului (FINAL CONSUMPTION BIOFUELS) are acelaşi trend de creştere de la 166 ktoe (2010) până la 273 ktoe (2014), cu creştere în perspectivă - 310 ktoe (2015) şi 350 ktoe (2016).

Cel mai mare consum final a biocombustibilului este characteristic pentru sectorul rezidenţial (Residential BIOFUELS). Trendul în acest sector de asemenea este esenţial: 156 ktoe (2010), 258 ktoe (2014), şi prognoza 293 ktoe (2015) şi 332 ktoe (2016).

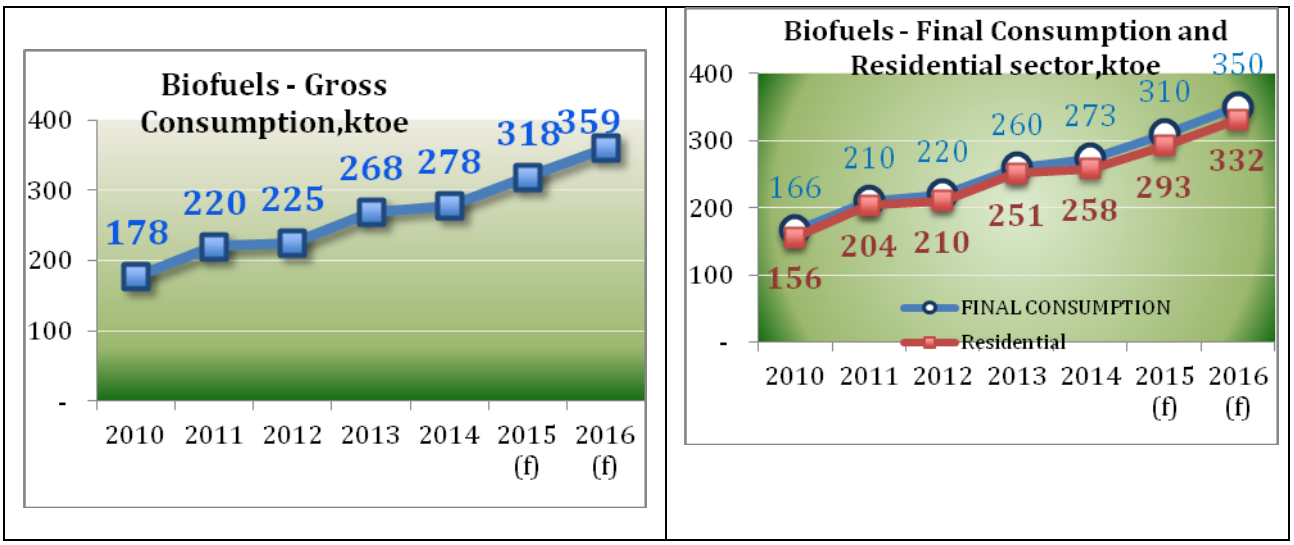


Fig.5.5. Dinamica sporirii consumului de resurse energetice regenerabile în perioda 2010-2014 şi prognoza pentru anii 2015 şi 2016

ISSN 1857-3924

5.6. Fluxuri-cheie de energie electrică (ktoe, 2010-2016) (fig.5.6**)**

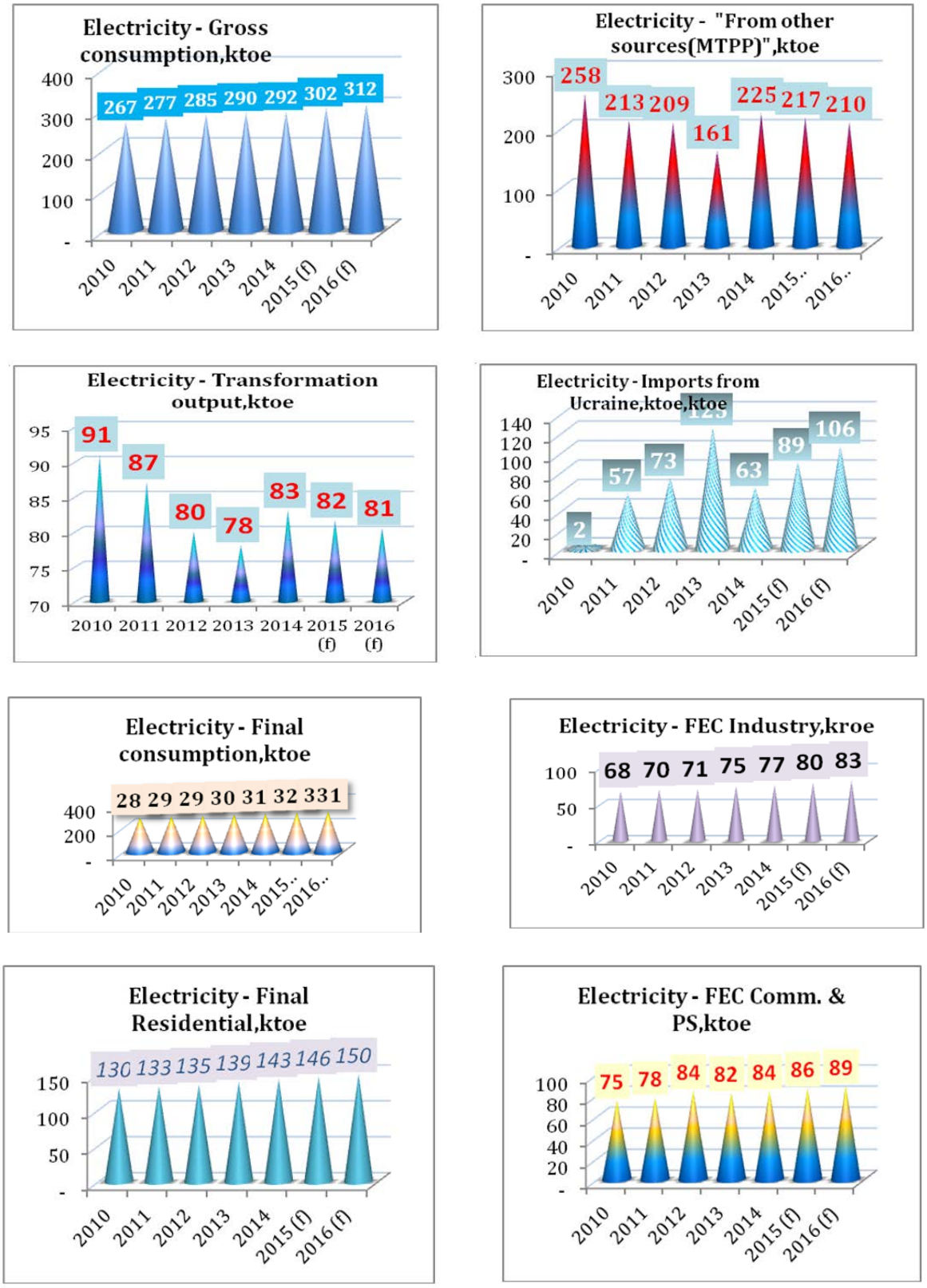


Fig.5.6. Dinamica consumului de energie electrică şi prognoza pe 2015 şi 2016

ISSN 1857-3924

Consumul total brut a energiei electrice (GROSS CONSUMPTION ELECNTICITY) a crescut de la 282 ktoe (2010) până la 313 ktoe (2014); in perspectivă se aşteaptă creşterea 322 ktoe (2015) şi 331 ktoe (2016).

Consumul final a energiei electrice (FINAL CONSUMPTION ELECNTICITY) de asemenea este în creştere de la 267 ktoe (2010) până la 292 ktoe (2014); în perspectivă va fi o creştere 302 ktoe (2015) şi 312 ktoe (2016).

Producerea proprie a energiei electrice (TRANSFORMATION, OUTPUT ELECNTICITY) s-a micşorat de la 91 ktoe (2010) până la 83 ktoe (2014); în perioada de prognoză producerea se estimează la nivelul de 82 ktoe (2015) şi 81 ktoe (2016).

Importul energiei electrice din Ucraina are volume diferite şi privind caracteristica denimită trend este dificilă de utilizat. De exemplu, importul din Ucraina a fost 2 ktoe (2010) şi 63 ktoe (2014). Importul prognozat a energiei electrice se estimează la nivel de 89 ktoe (2015) şi 106 ktoe (2016). Valorile importului energiei electrice este necesar de examinat în concordanţă cu furnizările care sunt atribuite segmentului ***Intrări din alte surse (****From other sources****)*** – furnizare de la CERSM. Furnizările pe aceste aliniate au constituit 258 ktoe (2010), 225 ktoe (2014). Furnizările pentru anii 2015 şi 2016 se estimează în volum de 217 ktoe (2015) şi 210 ktoe (2016).

Consumul final a energiei electrice (FINAL CONSUMPTION ELECNTICITY) pe sectoarele economiei:

А) Industria (INDUSTRY ELECNTICITY): creştere de la 68 ktoe (2010) pînă la 77 ktoe (2014), iar în perspectivă de la 80 ktoe (2015) pînă la 83 ktoe (2016).

Б) total pe segmentul OTHER ELECNTICITY se depistează tendinţa de creştere de la 210 ktoe (2010) până la 231 ktoe (2014), iar în perspectivă 237 ktoe (2015) şi 243 ktoe (2016).

Pentru segmentul **ALTE DOMENII DE ACTIVITATE (*OTHER*)** consumul final a energiei electrice a fost pe sectoare următorul:

А) Sectorul rezidenţial (Residential ELECNTICITY) - s-a majorat de la 130 ktoe (2010) până la 143 ktoe (2014), şi se aşteaptă la nivelul 146 ktoe (2015) şi 150 ktoe (2016), în care se manifestă tendinţa evidentă de creştere a consumului final.

Б) Sectorul ***Comerţ şi servicii publice (****Comm. and public services* ELECNTICITY***)***:

- creştere de la 75 ktoe (2010) până la 84 ktoe (2014), iar valoarea aşteptată se preconizează la nivel de 86 ktoe (2015) şi 89 ktoe (2016). Tendinţă - creştere a consumului final a energiei electrice.

С) În sectorul ***Agricultura/Silvicultura (****Agriculture/forestry* ELECNTICITY***)*** - consum mic la nivel de 4-5 ktoe pe an pentru întreaga perioadă examinată.

5.7. Fluxuri - cheie de energie – energia termică (ktoe, 2010-2016) (fig.5.6**)**

Consumul total brut a energiei termice produsă centralizat (surse ce alimentează reţeaua centralizată de distribuţie a energiei termice) (TRANSFORMATION, OUTPUT HEAT) are tendinţa de diminuare de la 287 ktoe (2010) până la 250 ktoe (2014), cu păstrarea acestei tendinţe în perioada de prognoză: 242 ktoe (2015) şi 233 ktoe (2016).

ISSN 1857-3924

*Consumul final a energiei termice (*FINAL CONSUMPTION HEAT) are aceiaşi tendinţă ca şi consumul brut - de micşorare a volumului utilizat de la 240 ktoe (2010) până la 210 ktoe (2014). Această tendinţă se va păstra şi pentru anii apropiaţi: 204 ktoe (2015) şi 198 ktoe (2016).

Consumul energiei termice în ramurile economiei:

- Industria (INDUSTRY HEAT) – creştere de la 51 ktoe (2010) până la 58 ktoe (2014), iar în perspective apropiată tendinţa se va păstra: 60 ktoe (2015) şi 62 ktoe (2016).
- Sectorul rezidenţial (populaţie) (Residential HEAT) - micşorarea consumului de energie termică din reţeaua centralizată de la 132 ktoe (2010) până la 107 ktoe (2014) cu păstrarea acestei tendinţe pentru următorii ani: 102 ktoe (2015) şi 96 ktoe (2016).
- Sectorul comerţ şi servicii (Comm. and public services HEAT)- tendinţa de micşorare a consumului de energie termică produsă centralizat de la 56 ktoe (2010) până la 44 ktoe (2014). Această tendinţă se va păstra şi pentru perioada de prognoză: 41 ktoe (2015) şi 39 ktoe (2016).

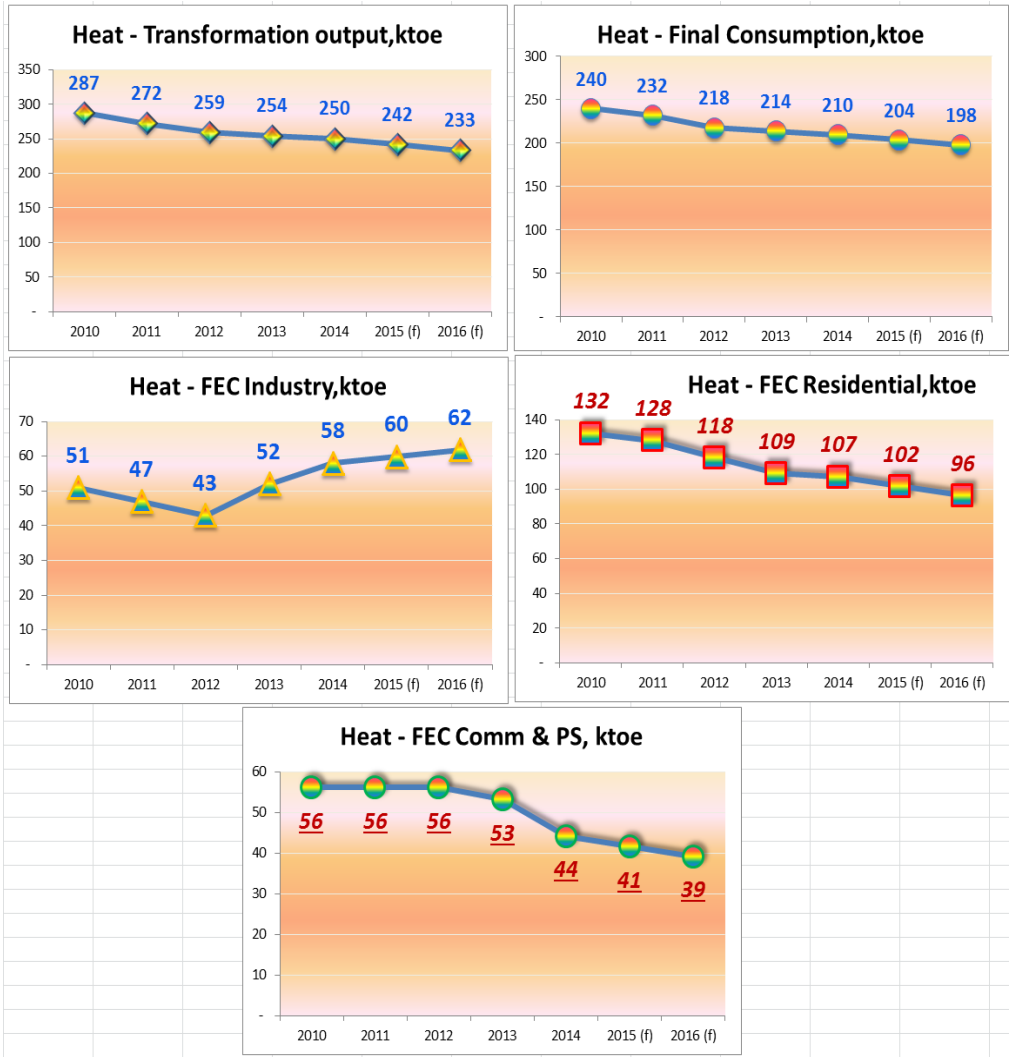


Fig.5.7. Dinamica evoluţiei indicilor de producere centralizată şi consum a energiei termice în perioada 2010-2014

ISSN 1857-3924

5.8. Fluxuri-cheie de energie per sector

1) În unităţi naturale este prezentată în ktoe. Se prezintă în formă generalizată informaţia ce caracterizează dinamica consumului fiecărui tip de combustibil cu evidenţierea ramurilor în care s-a consumat cel mai mult combustibil în format generalizat (fig 5.8.1. şi fig. 5.8.2).
2) Repartiţia consumului final al combustibilului prezentată în procente pe ramuri şi pe tipurile de combustibil. Graficele prezentate de asemenea asigură evidenţierea ramurilor economiei cu cel mai semnificativ consum a combustibilului în perioada examinată, dar în format mai detaliat (fig. 5.8.2, fig.5.8.4).
3) Repartiţia cotelor de consum după tipurile de combustibil, % (fig. 5.8.5)

Repartiţia cotelor de consum a combustibilului. În acest compartiment se prezintă informaţia în formă ilustrativă a consumului de combustibil după tip şi energiei pe ramurile economiei:

1) Caracteristicile consumului final al combustibilului pe ramuri pe ramurile economiei,% (fig. 5.8.6)

5.8.1. Consumul total final şi repartiţia lui după tipul de combustibil şi pe ramurile economiei, ktoe

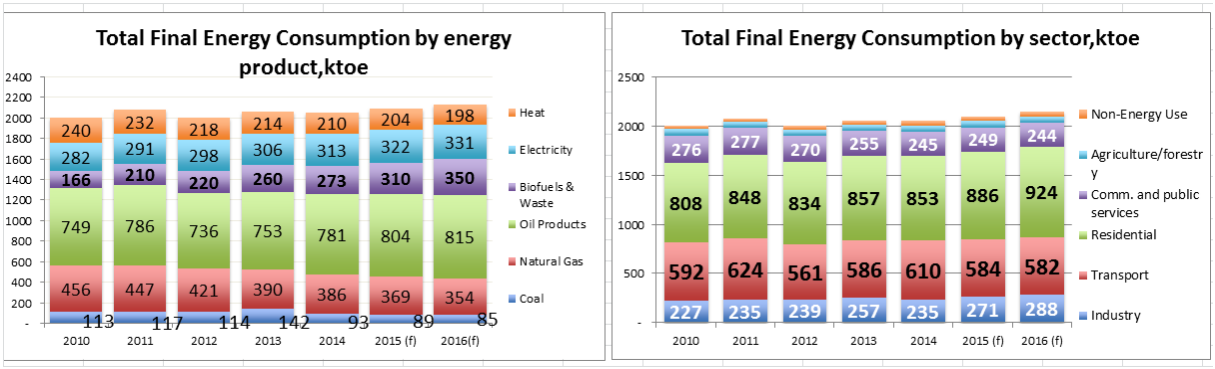


Fig. 5.8.1. Informaţii generalizate privind consumul total brut şi consumul final al diferitor tipuri de combustibil şi pe ramurile economiei exprimat în unităţi naturale, ktoe.

5.8.2. Consumul total final şi repartiţia lui după tipul de combustibil şi în ramurile economiei,%

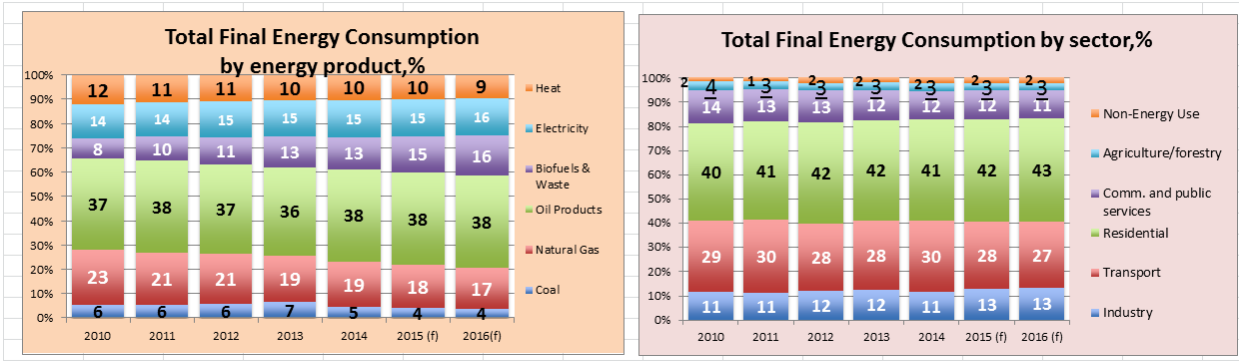


Fig. 5.8.2. Informaţii generalizate privind consumul final a diferitor tipuri de combustibil în ramurile economiei, %

ISSN 1857-3924

5.8.3. Consumul de resurse energetice după tipul de combustibil în perioada 2010 şi 2014. Prognoza pentru anii 2015 şi 2016, ktoe.

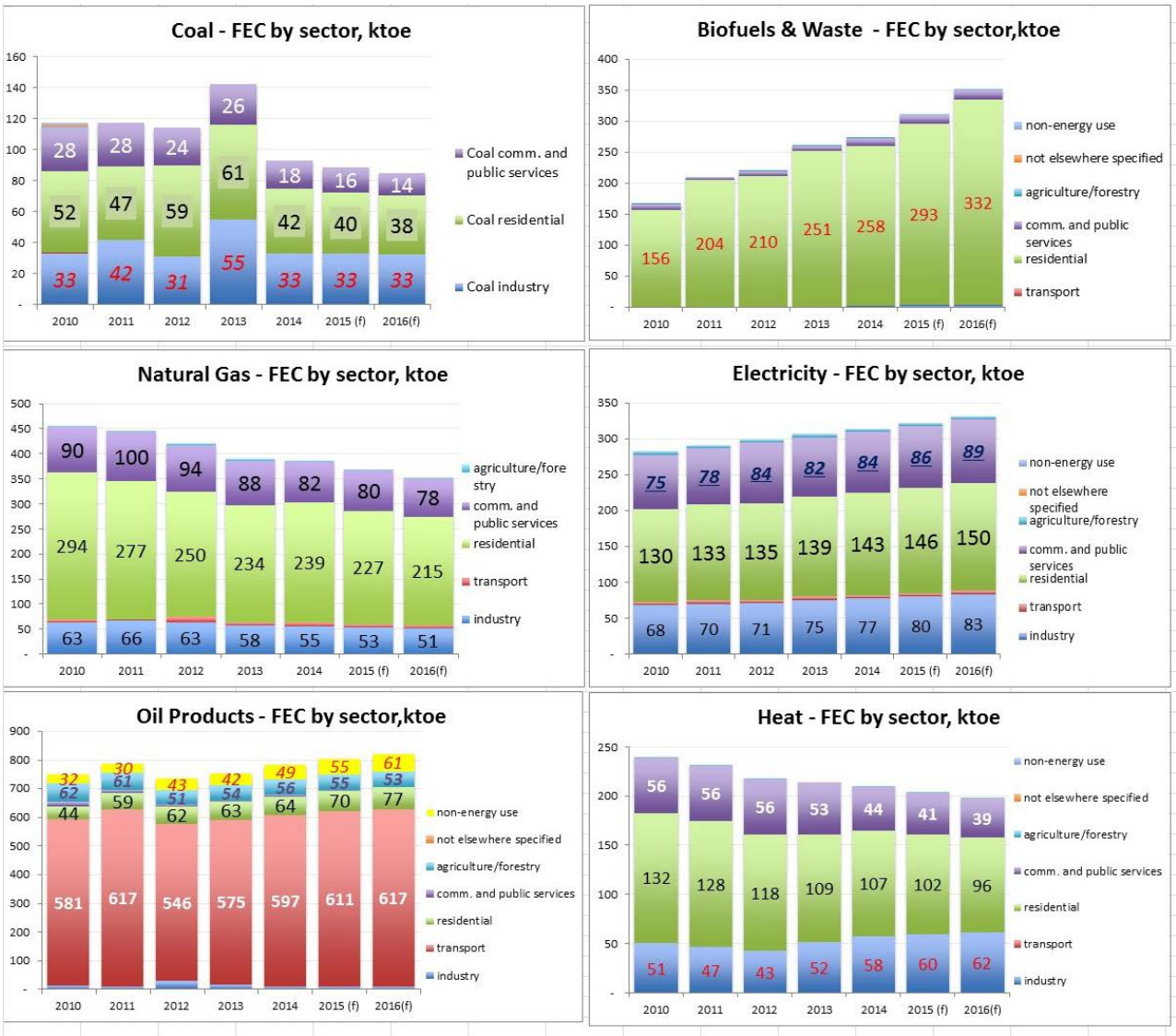


Fig.5.8.3. Caracteristica consumurilor de combustibil după tipurile utilizate şi prognoza evoluţiei pentru anii 2015 şi 2016.

ISSN 1857-3924

5.8.4. Consumul de resurse energetice în ramurile economiei în perioada 2010 şi 2014. Prognoza pentru anii 2015 şi 2016, ktoe.

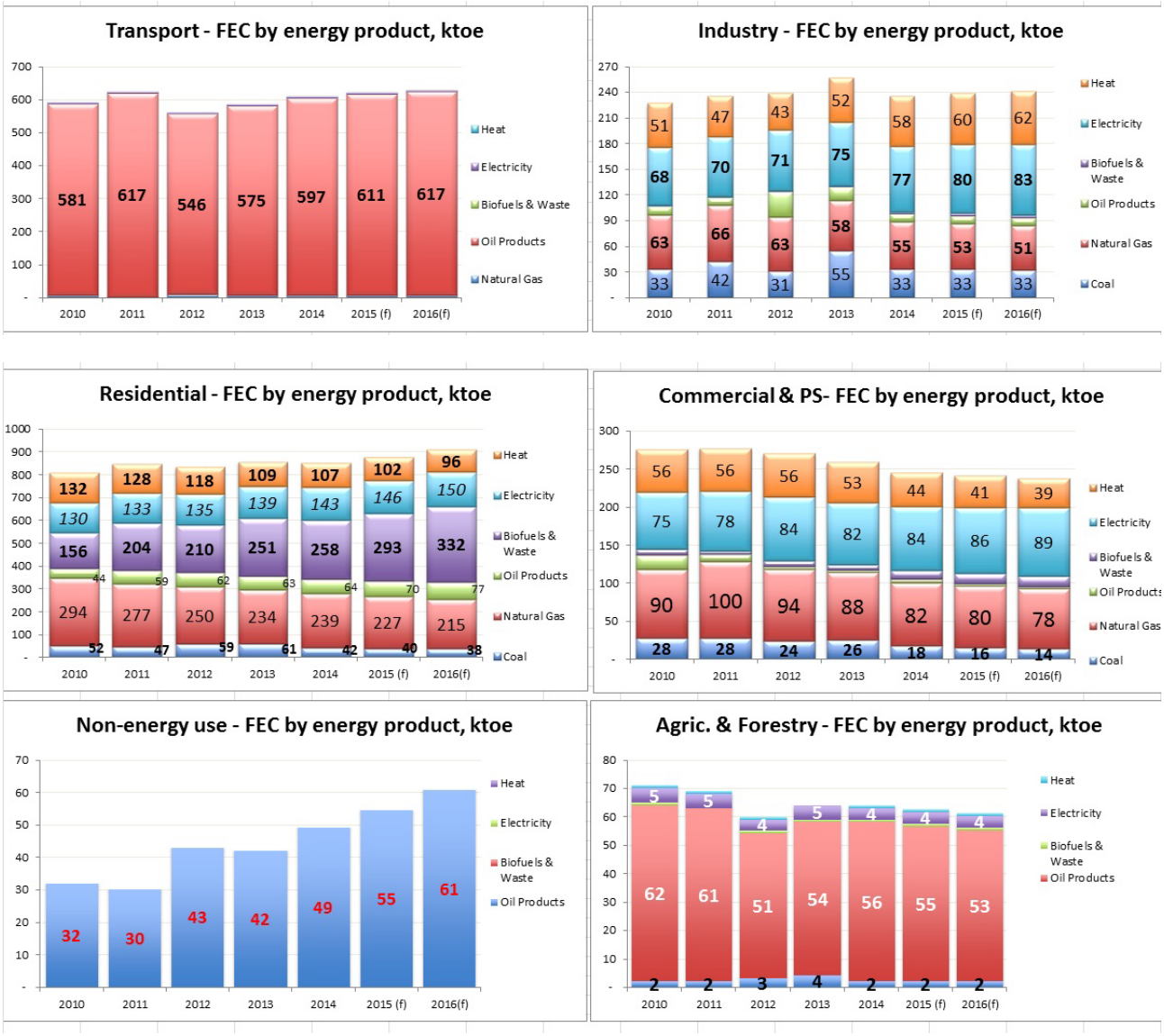


Fig.5.8.4. Caracteristica consumurilor de combustibil după tipurile utilizate şi prognoza evoluţiei pentru anii 2015 şi 2016.

ISSN 1857-3924

5.8.5. Cota repartiţiei consumului tipului de combustibil de ramurile economiei, in %

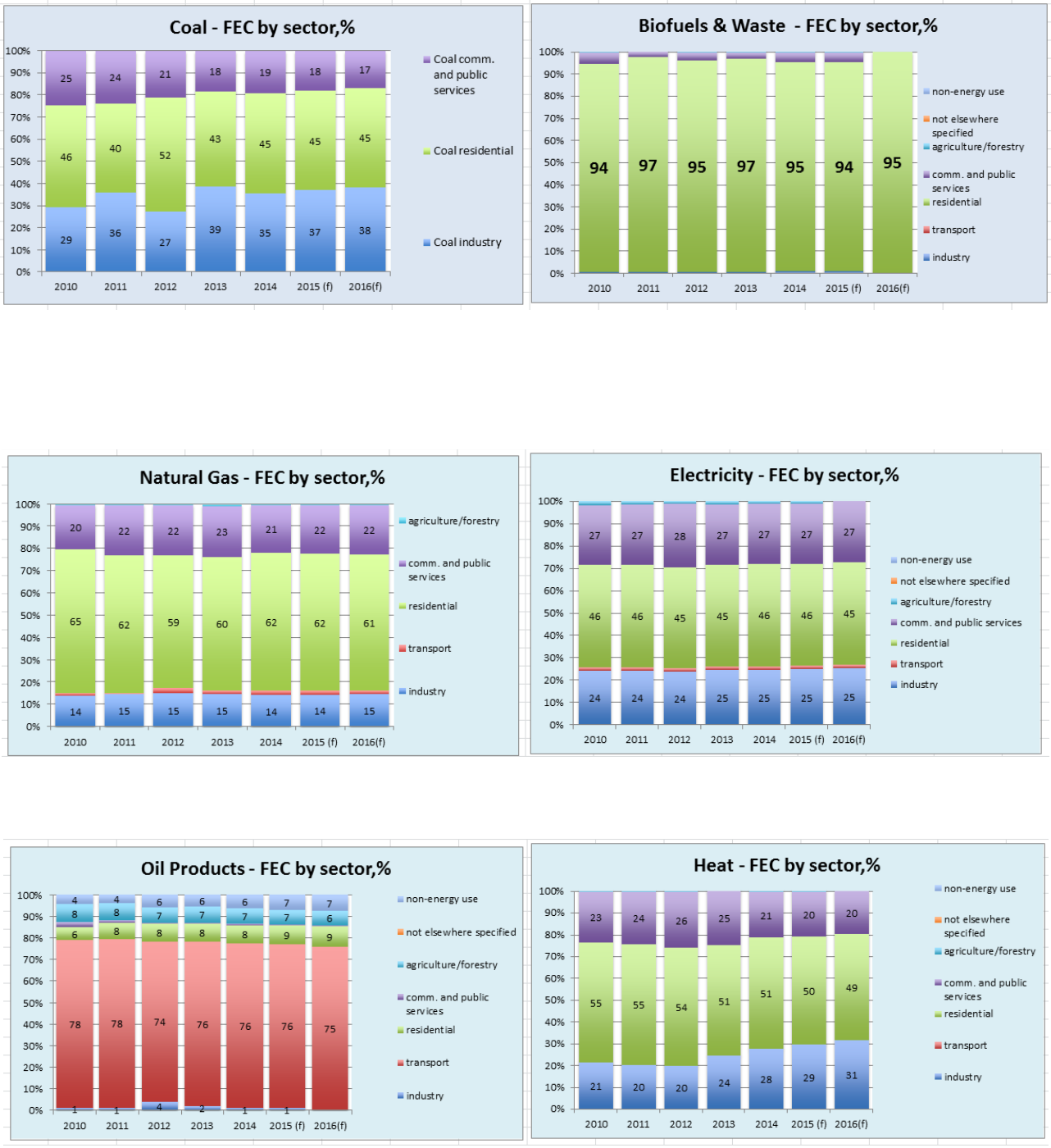


Fig.5.8.5. Repartiţia cotelor de consum a tipurilor de combustibil de către ramurile economiei şi prognoza evoluţiei pentru aniii 2015 şi 2016, %

ISSN 1857-3924

5.8.6. Cota consumului ramurilor economiei a diferitor tipuri de combustibil,%

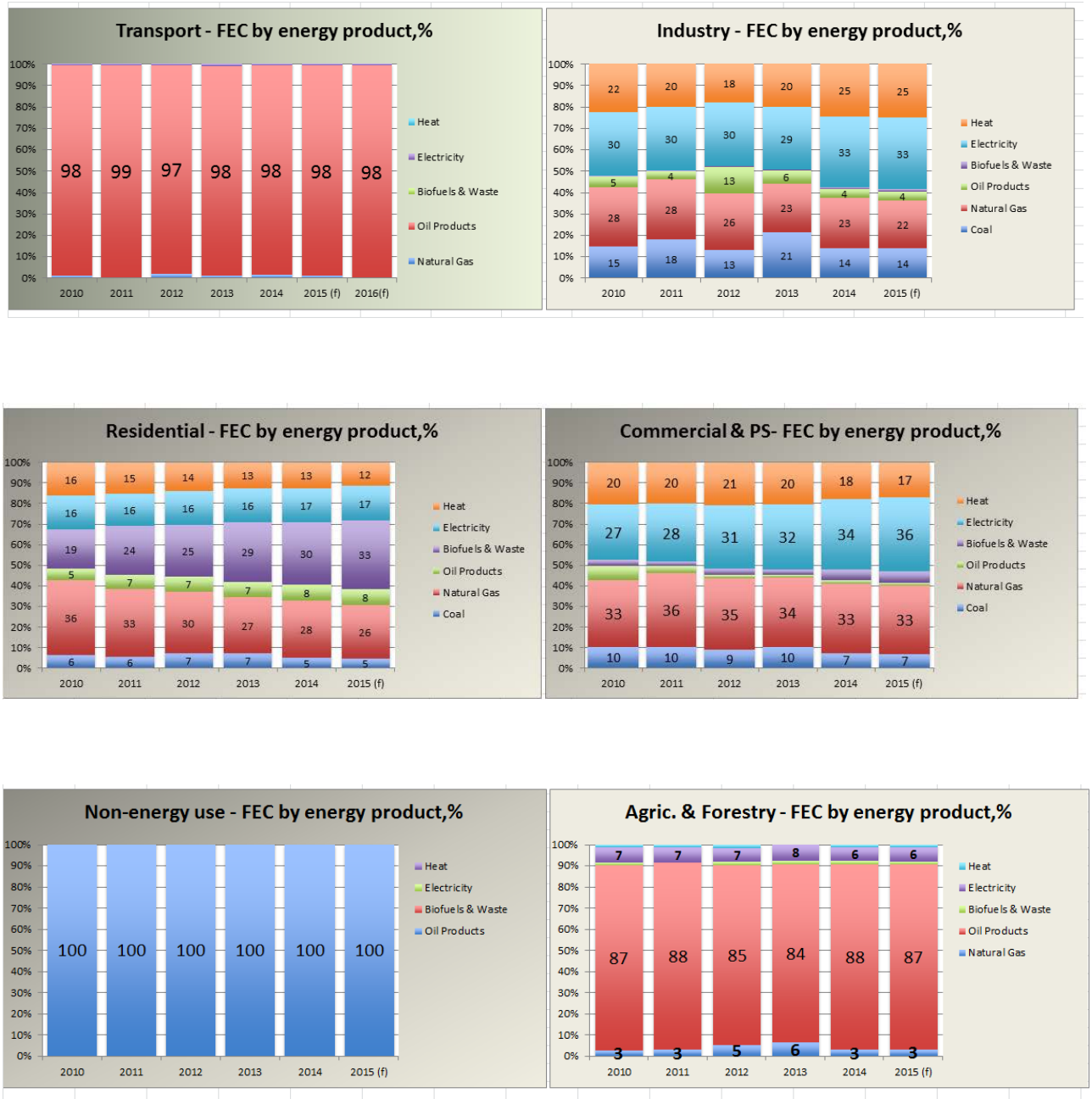


Fig. 5.8.6. Repartiţiea cotelor de consum a combustibililor de către ramurile economiei şi prognoza evoluţiei pentru aniii 2015 şi 2016, %

ISSN 1857-3924

5.9. Analiza calitativă a tendinţelor privind consumul de combustibil şi energie

Analiza precedentă a fost realizată din punctul de vedere a consumului total brut şi a consumului final (GROSS CONSUMPTION и FINAL CONSUMPTION).

Vom menţiona, că pentru Republica Moldova extrem de interesantă se prezintă problema analizei compartimentului „***Importul resurselor energetice***" [IMPORT (*IMPORTS*)].

Analiza segmentului IMPORT s-a efectuat pentru fiecare tip (grupă) de combustibil similar ca şi anterior (analiza consumului) cu sistematizarea rezultatelor în formă de tabel. În tabel s-a inclus coloana în care se prezintă concluzii calitative privind tendinţele de evoluţie pe termen scurt.

Analiza tendinţelor depistate s-a efectuat după aceiaşi procedură ca pentru cazul analizei consumurilor: valoarea primului an din seria temporală (2010), valoarea pentru ultimul an al seriei temporale (2014), valoarea de prognoză pentru anul 2015 şi valoarea prognozată pentru anul 2016, concluzii calitative privind evoluţia tendinţei importului combustibilului examinat. Pentru cărbune, produse petroliere şi gazele naturale se evidenţiază în calitate de poziţii de bază indicatorii „IMPORT (*IMPORTS*)", „CONSUMUL TOTAL BRUT", iar pentru energia termică şi biocombustibili se utilizează indicatorii „PRODECERE". Pentru energia electrică se utilizează indicatorii „PRODUCERE" şi „IMPORT".

Tabelul 5.9.1.

Analiza tendinţelor pentru anii 2015 şi 2016 şi formularea concluziilor calitative

Tipul de com-bustibil	Indicatorul	Anul	Valoarea , ktoe.	Valoarea , ktoe.	Concluzie
Cărbune	Import	2010	113		
		2014	88		
		2015	91		Practic fără schimbare sesizabilă
		2016	87		
Gaze naturale	Import=Consum total brut	2010	962		Tendinţă de diminuare cu cota de cca. 20 ktoe/an sau 24miln.m^3 /an
		2014	850		
		2015	828		
		2016	812		
Produse petroliere	Import	2010	738		Tendinţă nesemnificativă de creştere cca. cu 20 ktoe/an sau 18 mii tone pe an

ISSN 1857-3924

		2014	795		
		2015	815		
		2016	825		
	Consum total brut	2010	749		Tendinţă nesemnificativă de creştere cca cu 10 ktoe/an sau 9 mii tone pe an.
		2014	781		
		2015	804		
		2016	815		
Biocom-bustibil	Producere	2010	171		Tendinţa de creştere cu cca 30 ktoe/an sau cu 150 mii m^3 lemne pe an.
		2014	290		
		2015	322		
		2016	363		
Energie electrică	Producere	2010	91		Tendinţă de diminuare nesemnificativă.
		2014	83		
		2015	82		
		2016	81		
			CERSM	Ucraina	
	Import	2010	258	2	Este dificil de prognozat tendinţa pentru fiecare sursă de import separt, deoarece livrările se fac în bază de contract. Cel mai probabil energia electrică va fi procurată de la centrala CERSM. Tendinţă nesemnificativă de creştere.
		2014	225	63	
		2015	217	89	
		2016	210	106	

ISSN 1857-3924

	Consum total brut	2010	267		Creştere prognizată la nivel de 8-10 ktoe/an sau cca. sub 100 mii kWh pe an.
		2014	292		
		2015	302		
		2016	312		
Energia termică produsă în sisteme centra-lizate de încălzire	Producere	2010	287		O micşorare nesemnificativă sau păstrarea aceluiaşi nivelului de producere din ultimul an.
		2014	250		
		2015	242		
		2016	233		

5.10. Balanţa energetică pe tipuri de combustibil

Pentru a estima necesitatea fiecărui tip de combustibil este necesar de determinat valoarea cotei acestui combustibil în ansamblul de combustibili utilizaţi. Aceasta se poate efectua prin analiza valorilor mediate pentru seriile temporale ca componente ale balanţelor energetice din anii precedenţi. Aceste informaţii sunt accesibile doar în forma exprimată în unităţi naturale de măsurare şi ca consecinţă este necesar de procesat date şi de adus aceste date la forma utilă pentru analiză.

Gruparea CĂRBUNE (Coal) include mai multe tipuri de cărbune: antracit, alţi cărbuni bituminoşi, cocs.

Gruparea PRODUSE PETROLIERE (Oil products) include: petrol, LPC, benzina; combustibil pentru racete; motorina, uleiuri, bitumum, păcura (inclusiv cu conţinutul de sulf sub 1%), alte produse petroliere.

Gruparea BIOCOMBUSTIBIL şi DEŞEURI (Biofuels and Waste) include: biomasa solidă, inclusiv lemnele, reziduuri de lemn, reziduuri agricole, brichete, peleţe, mangal (cărbune de lemn), biomasa lichidă şi biogaz.

Pentru a determina cantitatea fiecărui tip de combustibil în gruparea resprectivă este necesar de efectuat opţiunea de decompoziţie. Pentru gazele naturale, energia electrică şi energia termică efectuarea opţiunii de decompoziţie nu este necesar de realizat, doarece în schema analizată aceste tipuri de energie se examinează separat.

ISSN 1857-3924

În fig. 5.10.1 se prezintă un fragment din tabelul rezultat privind repartiţia după tipul de combustibil.

Доли каждого вида топлива внутри групп

кокс вычитается из общей суммы перед распределением по видам углей

	2013	Группа углей					Группа нефтепродуктов									
		всего, угли	в т.ч., по видам			всего, газ	всего, нефтепродукты	в том числе, по видам:								
		тыс тонн	тыс тонн	тыс тонн	тыс тонн	ТДж	тыс тонн							мазут		
		Coal	Уголь, бе	Anthracit	Other bit	Coke ove	Natural ga	Oil produc	Oil	LPG	Motor ga	Fuel for j	Gas/dies	Lubricant	Bitumen	Fuel oil	Of which O
74	Primary Production		0				100	100,0	34,5	0,0	0,0	0,0	3,4	3,4	0,0	55,2	51,7
75	From other sources		0				#ДЕЛ/0!										
76	Imports	100,00	99,10	87,3	12,7	0,9	100	100,0	0,1	11,4	20,5	2,7	57,6	1,1	4,7	1,8	0,0
77	Exports		0				#ДЕЛ/0!	100,0	0,0	35,3	0,0	0,0	17,6	5,9	0,0	38,2	38,2
78	International bunkers		0				#ДЕЛ/0!	100,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
79	Stock changes	100,00	99,10	-66,7	166,7	0,9	100	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-350,0	0,0	400,0	50,0	0,0
80	**Gross consumption**	100,00	99,10	92,8	7,2	0,9	100	100,0	1,4	9,7	20,9	1,7	57,1	1,0	5,8	2,3	0,3
81	**TRANSFORMATION, INPUT**	100,00	99,10	78,6	21,4	0,9	100	100,0	28,6	0,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	48,6	5,7
82	Electricity plants		0				100	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
83	Main activity producer combined heat and power (CHP) plants		0				100										
84	Autoproducer combined heat and power (CHP) plants	100,00	99,10	78,6	21,4	0,9	100	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	93,3	0,0
85	Main activity producer heat plants		0				#ДЕЛ/0!										
86	Autoproducer heat plants		0				#ДЕЛ/0!										
87	Oil refineries		0				#ДЕЛ/0!	100,0	52,6	0,0	0,0	0,0	31,6	0,0	0,0	15,8	10,5
88	Petrochemical plants		0				#ДЕЛ/0!										
89	Liquefaction plants		0				#ДЕЛ/0!										
90	Charcoal production plants		0				#ДЕЛ/0!										
91	Not elsewhere specified - transformation		0				#ДЕЛ/0!										
92	**TRANSFORMATION, OUTPUT**		0				#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!

EB-2012 EB-2013 EB- 2014 CB-Coal CB-Gas CB-Oil CB-Bio CB-Elec CB-Heat EB-All prod вспом BEP-2010 BEP-2011 BEP-2012 **BEP-2013** BEP-2014

Fig.5.10.1. Fragment al tabelului rezultat privind repartiţia cotelor tipului de combustibil din gruparea respectivă examinată pentru un an

5.11. Diagramele fluxurilor de combustibil şi energie

Vizualizarea fluxurilor de combustibil şi energie s-a realizat prin diagramele respective cu atribuirea fiecărei grupări de combustibil a unei culori proprii. Diagramele sunt realizate pentru cazul anilor 2015 şi 2016 şi elucidează integrat datele incluse în tabelele notate ca ALL PRODUCTS din compartimentul 3.

În diagrame se evidenţiază informaţia care se referă la – producere, import, export, transformare în alte tipuri de combustibil şi energie, utilizarea directă, pierderi, consumul final pentru fiecare ramură a economiei.

ISSN 1857-3924

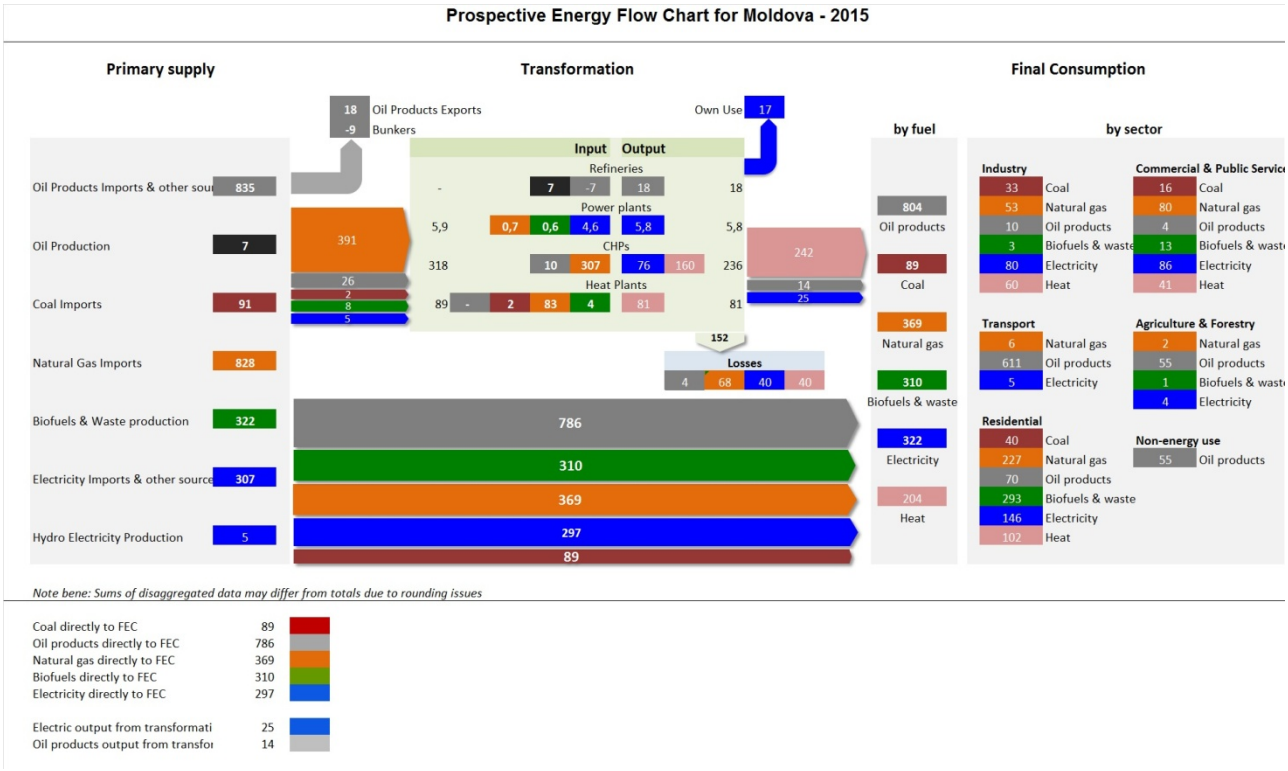
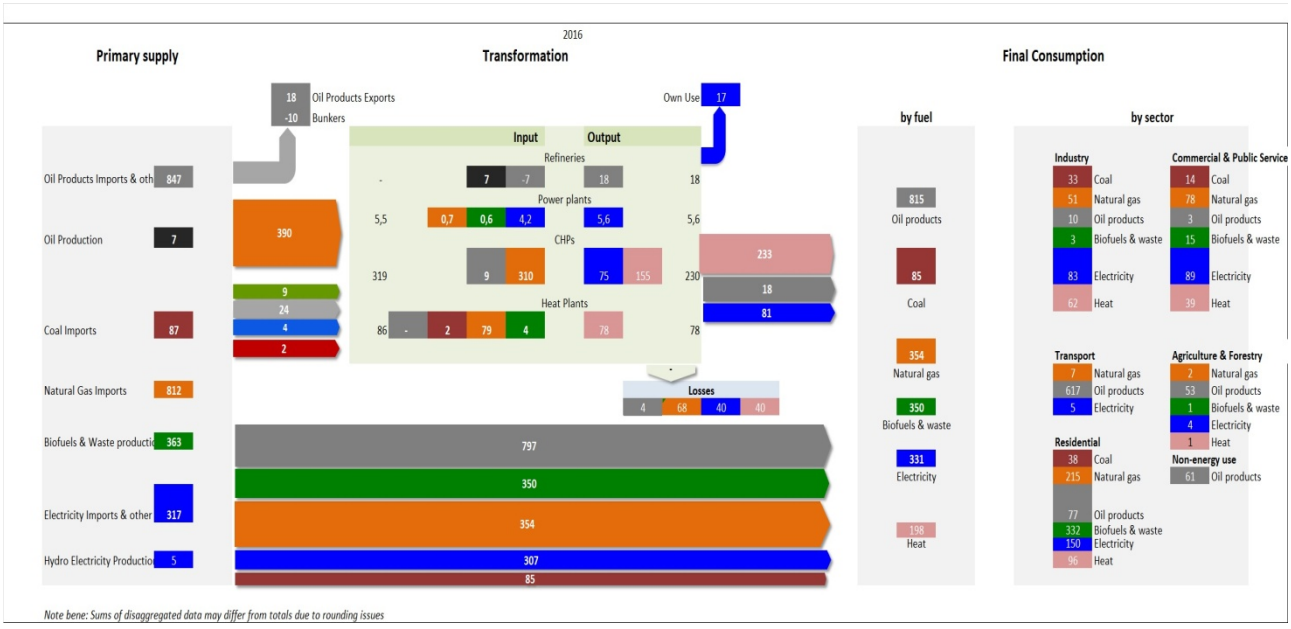


Diagrama fluxurilor de resurse energetic şi energie prognozate pentru Moldova în anul 2016



6. Analiza incertitudinii şi prognoza de calitate

6. 1. Analiza incertitudinii

Perspectivele pe termen scurt se axează pe posibilele tendinţe şi nu sunt un instrument de analiză a condiţiilor de forţă majoră, condiţionate de situaţii stresante, care sunt dificil sau imposibil de prezis (crize, proteste sociale, creşteri ale preţurilor, condiţii meteorologice extreme, de război, etc.).

ISSN 1857-3924

Precizia prognozei depinde de:

- calitatea informaţiei documentelor primare utilizate pentru elaborare prognozei;
- calitatea previziunilor privind situaţia economică din ţară.

6. 2. Analiza previziunilor de calitate

Informaţia în formă generalizată a analizei comparative a prognozei balanţei energetice pe termen scurt pentru anii 2014-2015 (elaborator de bază dl. Nicholas Brizardom), care a fost finalizată în luna februarie 2014 pentru toate grupele de combustibil şi unele compartimente din tabelele standad (Consumul total brut, consumul final, import) sunt prezentate în tabelul 6.1.

Tabelul 6.1.

Comparaea rezultatelor previziunilor privind consumul de combustibil şi energie pentru anul 2014 şi valorile reale conform datelor statisticii oficiale pentru anul 2014

Combustibil	Indicatorul	Prognoza-2014	Real-2014	Deviere, %
Cărbune	Import	163	101	-51,4
	Consum total brut	163	108	-50,9
	Consum final	155	106	-46,2
Gaze naturale	Import	801	851	+5,9
	Consum total brut	801	850	+5,8
	Consum final	349	386	+9,6
Produse petroliere	Import	834	799	-4,4
	Consum total brut	779	795	+2
	Consum final	756	731	+3,2
Biocombustibil	Import	0	0	0
	Consum total brut	310	278	-11,5
	Consum final	303	273	-11
Energia electrică	Import	138(CERSM)+163 (Ucarina)	224(CERSM)+63(Ucraina	+38(CERSM)+[58,7(Ucraina)]
	Consum total brut	303	292	-3,8
	Consum final	310	313	+1
Energia termică	Import	-	-	-
	Consum total brut			
	Consum final	224	210	-6,7

Din tabelul 6.1 reiese, că cea mai esenţială deviere dintre valoarea de prognoză şi cea reală oficializată pentru anul 2014 îi revine cărbunelui şi care pentru indicatorii selectaţi s-a poziţionat în limita valorilor minus 46,2% şi minus 51,4 %. Consumul cărbunelui pentru anul 2014 a fost prognozat cu supraapreciere. Devierile valorilor indicatorilor monitorizaţi pentru alte grupe de combustibil privind prognoza şi valorile lor reale nu au depăşite şi în mediu se estimează la nivel de

ISSN 1857-3924

11%. Prognoza consumului cărbunelui pentru anii 2015 şi 2016 (valorile incluse în textul acestei lucrări) se poate considera mai aproape de realitate în compare cu datele din prognoza precedentă.

6.3. Analiza necesităţii de a ajusta datele privind condiţiile climatice

Dinamica evoluţiei valorilor medii a temperaturii anuale pentru perioada 2010-2013 se prezintă nesemnificativă (Tabelul 6.3.1), şi ca urmare necesitatea de a ajusta valorile prognozate din acest document privind consumurile de combustibil şi energie pentru perioada 2015-2016 nu se prezintă argumentată pentru factorul de influenţă – temperatura medie anuală.

Tabelul 6.3.1.

Temperatura medie anulă în conformitate cu Anuarul Statistic al RM pentru 2014

METEOROLOGIE / *МЕТЕОРОЛОГИЯ* / *METEOROLOGY*

1.2.1. TEMPERATURA AERULUI (media lunară şi anuală)
ТЕМПЕРАТУРА ВОЗДУХА (среднемесячная и годовая)
AIR TEMPERATURE (monthly and annual average)

grade Celsius / *градусов Цельсия* / *Celsius degrees*

	Staţia meteorologică şi anii de observaţie *Метеорологическая станция и годы наблюдения* *Meteorological station and observation years*											
	Briceni				Chişinău				Cahul			
	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
Media lunară *Среднемесячная* *Monthly average*												
Ianuarie / *Январь* / *January*	-7,4	-2,6	-3,5	-4,1	-5,2	-1,6	-2,6	-1,9	-4,2	-2,2	-2,0	-1,7
Februarie / *Февраль* / *February*	-2,9	-3,8	-9,8	-0,8	-0,9	-3,2	-7,6	1,3	0,1	-2,9	-7,8	2,1
Martie / *Март* / *March*	3,1	1,9	3,5	-0,6	4,0	3,9	4,5	2,5	4,8	4,4	5,0	3,8
Aprilie / *Апрель* / *April*	10,3	9,6	11,7	11,2	11,0	10,2	13,3	12,5	11,6	10,1	13,7	12,9
Mai / *Май* / *May*	16,2	15,8	17,2	17,6	16,8	16,8	19,1	19,2	17,2	16,6	18,7	19,3
Iunie / *Июнь* / *June*	19,4	19,5	20,6	19,6	21,0	20,1	23,3	21,2	20,7	20,3	23,3	21,1
Iulie / *Июль* / *July*	21,8	21,1	23,7	19,9	23,3	23,0	26,0	21,7	23,2	23,4	26,4	21,9
August / *Август* / *August*	22,4	19,7	20,8	19,9	24,9	21,8	23,4	22,6	24,9	22,2	24,0	22,9
Septembrie / *Сентябрь* / *September*	13,9	16,7	17,1	12,9	16,1	19,2	19,4	14,4	17,1	19,9	19,7	15,6
Octombrie / *Октябрь* / *October*	5,9	7,7	10,6	9,9	7,5	9,4	12,8	11,0	8,6	10,0	13,9	11,4
Noiembrie / *Ноябрь* / *November*	8,2	2,2	4,9	7,2	10,3	2,9	5,9	8,5	11,1	3,0	7,3	8,8
Decembrie / *Декабрь* / *December*	-4,3	1,7	-5,1	-0,2	-2,1	2,9	-2,9	0,0	-0,7	2,8	-2,0	0,4
Media anuală *Среднегодовая*	**8,9**	**9,1**	**9,3**	**9,4**	**10,6**	**10,5**	**11,2**	**11,1**	**11,2**	**10,6**	**11,7**	**11,5**

Încheiere

Prognoza pe termen scurt elaborată pentru perioada anilor 2015-2016 indică la următoarele caracteristici privind dinamica preconizată de evoluţie a consumului total brut pe grupările respective de combustibil:

Cărbune – consumul total brut se păstra cam la acelaşi nivel de cca. (100-108 ktoe);
Gazele naturale - se aşteaptă o diminuare a consumului total brut cu cca. 20 ktoe/an (sau 24 miln. m^3 /an);
Produse petroliere - o creştere nesemnificativă la nivel de cca. 20 ktoe/an (sau 18 mii tone pe an);
Biocombustibil – o creştere la nivel de cca. 30 ktoe/an (sau în echivalent de lemne de foc la nivel de cca. 150 mii m^3);
Energia electrică - o creştere nesemnificativă la nivel de cca. 10 ktoe/an (sau cca. 100 mii kWh pe an);
Energia termică (sisteme centralizate de încălzire) – volumul de producere, deci şi consumul se va menţine la nivelul anilor precedenţi, deci în diapazonul de cca. (230-240 ktoe).

BACK

ISSN 1857-3924

THEORY AND CALCULATION OF ELECTROMAGNETIC FIELDS WITH MULTIPLE LINKS IN ENVIRONMENTS

Patsiuk V., Berzan V., Ribacova G., Anisimov V.
Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova

Abstract. The paper examines a new approach to finite volume method which is used to calculate the electric field spatially homogeneous three-dimensional environment. It is formulated the problem Dirihlet with building of the computational grid on base of space partition, which is known as Delone triangulation with the use of Voronoi cells. The numerical algorithm for calculating the potential and electric field strength in the space formed by a cylinder placed in the air is proposed. It is developed algorithm and software which were for the case, when the potential on the inner surface of the cylinder has been assigned and on the outer surface and the bottom of cylinder it was assigned zero potential. There are presented results of calculations of distribution in the potential space and electric field strength, including power lines with different openings constructive achievement. The values of linear parameters were calculated based on the distribution of the field lines.
Keyword: electric field, unhomogeneous medium, potential, numerical method, linear parameters.

Teoria şi calculul cămurilor electromagnetice in medii cu multiple legături
Patsiuk V., Berzan V., Ribacova G., Anisimov V.
Institutul de Energetică al AŞM

Rezumat. În lucrare se examinează o nouă abordare a utilizării metodei volumelor finite pentru a calcula câmpul electric în mediul tridimensional neomogen spaţial. S-a formulat problema Dirihlet cu construirea plasei de divizare denumită trianghiularea Delone şi celulele Voronoi. S-a propus algoritmul de calcul numeric a potenţialului şi intensităţii câmpului electric în spaţiul format de către un cilindru amplasat în aer. Softul s-a testat reieşind din faptul, că suprafeţei interioare a cilindrului i s-a atribuit potenţialul ne egal cu zero, iar suprafeţei de sprijin şi exterioare i s-au atribuit potenţialele egale cu zero. Sunt prezentate rezultatele calculelor repartiţiei potenţialului şi a intensităţii câmpului electric în spaţiu, inclusiv din deschizăturile liniilor electrice cu diferită realizarea constructivă. S-au determinat valorile parametrilor lineică ale liniilor, reieşind din caracterul repartiţiei câmpului electrostatic format de conductoarele fazelor liniei electrice.
Cuvinte cheie: câmp electric, mediu neomogen, potenţial, metod numeric de calcul, parametrii linieică.

Теория и расчет электростатических полей в многосвязных средах
Пацюк В.И., Берзан В.П., Рыбакова Г. А., Анисимов В. К.Институт Энергетики АНМ
Институт Энергетики АНМ

Аннотация. В статье рассматривается новый подход применения метода конечных объемов для расчета электрического поля в пространственно-однородной трехмерной среде. Сформулирована задача Дирихле с построением расчетной сетки на основе разбиения пространства, известного как триангуляция Делоне с применением в расчетной схеме ячеек Вороного. Предлагается численный алгоритм для расчета потенциала и напряженности электрического поля в пространстве, образованном цилиндром расположенного на воздухе. Разработан алгоритм и программа численного счета, которые протестированы для случая, когда на внутренней поверхности цилиндра задан ненулевой потенциал, а на его основании и на внешней его поверхности потенциал принят равным нулю. Приведены результаты расчета распределения в пространстве потенциала и напряженности электрического поля, в том числе в пролете линий различного конструктивного исполнения. Проведены значения погонных параметров были рассчитаны исходя из распределения поля самой линии.
Ключевые слова: электрическое поле, неоднородная среда, потенциал, напряженность электрического поля, численный метод, погонные параметры.

1. Introducere

Multe fenomene şi procese din jurul nostru pot fi descrise în termenii unei probleme iniţiale-limită pentru ecuatii cu derivate partiale. Modelele matematice dezvoltate trebuie să corespundă în mod

ISSN 1857-3924

adecvat subiectului şi să îndeplinească cerinţele problemelor de inginerie rezolvate. Electrotehnica şi energetica sunt discipline relativ noi, care asimilează cunoştinţe din alte domenii ale ştiinţei, care au o lunga istorie de dezvoltare, de exemplu, mecanica corpului solid [1-3]. Modelarea matematică este utilizată pe scară largă în domeniile studiului fizicii plasmei, sinergiei şi alte domenii ale ştiinţei moderne. O abordare utilizată pe scară largă în cercetare o are integrarea numerică a ecuaţiilor de evoluţie multidimensionale care au diferite tipuri de neliniarităţi [4-6.

Toate elementele sistemului electroenergetic se caracterizează prin eterogenitatea structurală, care afectează în cele din urmă valorile parametrilor primari şi secundari, precum şi precizia soluţiei numerice obţinute.

În rezolvarea problemelor electrodinamicii pentru un mediu neomogen este luat în considerare faptul, că toate componentele macroscopice sunt limitate de suprafeţe marginale. La hotarul de trecere dintr-un corp macroscopic în altul, delimitate de aceste suprafeţe, are loc o schimbare prin salt a valorilor mărimilor fizice şi urmare a acestora se poate schimba brusc şi câmpul electromagnetic generat de aceste componente macroscopice.

2. Relaţiile de bază ale câmpului electromagnetic

Obiectul electrodinamicii constă în studierea câmpurilor electromagnetice în medii cu diferite proprietăţi electrofizice. Forma ecuaţiilor ce descriu procesele în aceste medii, precum şi esenţa mărimilor şi variabilelor acestor ecuaţii depind de esenţa fizică a mediului şi caracterul varierii câmpului în timp. În caz general câmpurile electromagnetice se pot descrie de ecuaţiile Maxwell în formă diferenţială sau integrală. Ecuaţiile Maxwell prezintă baza teoretică a electrodinamicii clasice pentru continuum [9-12], care includ câte două perechi de ecuaţii.

Prima pereche de ecuaţii după Maxwell se prezintă de relaţiile:

$$\text{rot}\,\vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t}, \tag{2.1}$$

$$\text{div}\,\vec{B} = 0, \tag{2.2}$$

unde $\vec{E}$ – vectorul intensităţii câmpului electric; $\vec{B}$ – vectorul inducţiei câmpului magnetic.

Prima relaţie prezintă de fapt teorema inducţiei electromagnetice, deoarece indică, că sursa câmpului de rotaţie a vectorului $\vec{E}$ este varierea în timp a rotaţiei câmpului magnetic. Ecuaţia a doua indică la lipsa surselor pentru câmpul magnetic, deci la lipsa sarcinilor magnetice atât în vid, cât şi în materiale magnetizate.

Grupa a doua de ecuaţii este formată din expresiile:

$$\text{rot}\,\vec{H} = \vec{j} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t}, \tag{2.3}$$

$$\text{div}\,\vec{D} = \rho, \tag{2.4}$$

unde $\vec{D} = \varepsilon_0 \vec{E} + \vec{P}$ – vectorul de deplasare electrică; $\vec{H} = \frac{\vec{B}}{\mu_0} - \vec{M}$ – vectorul intensităţii câmpului magnetic; $\vec{M}$ – vectorul de magnetizare a substanţei; $\vec{P}$ – vectorul de polaritate; $\vec{j}$ – vectorul densităţii curentului; ρ – densitatea volumetrică a sarcinii; $\varepsilon_0 = 1/(\mu_0 c^2)$ – constanta dielectrică, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ ГА$^{-2}$ – constanta magnetică; c – viteza luminii în vid.

ISSN 1857-3924

Prima ecuaţie a grupei a doua prezintă legătura dintre curenţii de conducţie şi de deplasare, precum şi dintre câmpul magnetic care generează aceşti curenţi. Ecuaţia a doua indică, că ca sursă pentru vectorul $\vec{D}$ servesc sarcinile electrice exterioare.

Prima pereche de ecuaţii Maxwell include numai mărimile de bază $\vec{E}$ şi $\vec{B}$, ce caracterizează câmpul electromagnetic, iar grupa a doua mărimi suplimentare $\vec{D}$ şi $\vec{H}$.

Se poate menţiona că ecuaţiile (2.1) şi (2.2) nu depind de parametrii mediului, pe când mărimile $\vec{D}$, $\vec{H}$, ρ şi $\vec{j}$ din ecuaţiile (2.3) şi (2.4) depind de proprietăţile substanţei mediului şi condiţiile în care se află această substanţă.

Condiţiile la limită la interfaţa a două mediu se prezintă de relaţiile următoare:

$$\begin{aligned} &\vec{n}\cdot\left(\vec{D}_1-\vec{D}_2\right)=\sigma;\ \left[\vec{n},\left(\vec{E}_1-\vec{E}_2\right)\right]=0;\\ &\vec{n}\cdot\left(\vec{B}_1-\vec{B}_2\right)=0;\ \left[\vec{n},\left(\vec{H}_1-\vec{H}_2\right)\right]=\vec{i}, \end{aligned} \tag{2.5}$$

unde $\vec{n}$ – vector orientat normal la interfaţa de la mediul 2 spre mediul 1 şi trebuie să corespundă acestei cerinţe pentru orice moment de timp şi în fiecare punct de interfaţă.

Aproape întotdeauna la rezolvarea ecuaţiilor Maxwell (2.1) – 2.(4) pentru medii parţial omogene, condiţiile de limită (2.5) este necesar de considerat ca componente obligatorii ale ecuaţiilor Maxwell (2.1) - (2.4). Dacă se studiază câmpuri electrice şi magnetice staţionare ($\partial\vec{B}/\partial t=0$ şi $\partial\vec{D}/\partial t=0$) sistemul de ecuaţii Maxwell (2.1) – (2.4) se divizează în sistemele următoare:

ecuaţiile electrostaticii:

$$\operatorname{div}\vec{D}=\rho,\ \operatorname{rot}\vec{E}=0,\ \vec{D}=\varepsilon_0\vec{E}+\vec{P}=\varepsilon_0\varepsilon\vec{E} \tag{2.6}$$

şi *ecuaţiile magnetostaticii :*

$$\operatorname{rot}\vec{H}=\vec{j},\ \operatorname{div}\vec{B}=0,\ \vec{B}=\mu_0\left(\vec{H}+\vec{M}\right)=\mu_0\mu\vec{H}, \tag{2.7}$$

pe când condiţiile de limită rămân neschimbate.

În continuare, în baza ecuaţiilor Maxwell, vom examina o procedură destul de generalizată privind problema elaborării modelelor numerice de calcul ale câmpurilor electromagnetice în structuri neomogene, care are la bază idea de divizare în blocuri cu utilizarea metodei volumelor finite. În calitate de scop separat se constituie efectuarea analizei a posteriori a preciziei soluţiilor privind calcularea câmpurilor electromagnetice, precum analiza comparativă a soluţiilor obţinute cu diferite metode.

3. Metoda volumelor finite pentru calcularea câmpului electrostatic

Sarcina calculului câmpului electric constă în determinarea intensităţii câmpului în toate punctele spaţiului după valoarea sarcinii electrice sau dup valorile cunoscute ale potenţialului corpurilor care formează câmpul electric. Pentru câmpul electrostatic problema se rezolvă prin determinarea potenţialului ca funcţie a coordonatelor. În caz că este cunoscută repartiţia densităţii sarcinilor electrice σ în mediu omogen şi izotrop, obţinem repartiţia *u* prin integrarea sarcinilor electrice amplasate pe suprafeţele tuturor corpurilor posesoare de sarcini electrice. Problema inversă, ce constă în determinarea repartiţiei sarcinilor electrice după repartiţia cunoscută a potenţialului se rezolvă cu ajutorul ecuaţiei Laplace şi utilizarea condiţiei de marginală de limită $-\varepsilon\partial u/\partial n=\sigma$ la suprafaţa corpurilor conductibile încărcate [13].

ISSN 1857-3924

Este necesar de menţionat, că în realitate majoritatea problemelor sunt mult mai complicate. De obicei se examinează un sistem de corpuri conductibile încărcate amplasate în mediu cu proprietăţi dielectrice în care nu persistă sarcini electrice repartizate în spaţiul dielectricului. În această formulare a problemei se consideră, că sunt cunoscute valorile potenţialelor pentru toate corpurile u_1, u_2, …, u_k sau valorile sarcinilor electrice a acestor corpuri q_1, q_2, … q_k. Repartiţia sarcinilor pe suprafaţa fiecărui corp este necunoscută şi trebuie determinată. De asemenea este necunoscută şi repartiţia potenţialului în spaţiu. Problema devine foarte dificilă în cazul, când se examinează pentru mediu neomogen şi anizotrop. Obţinerea soluţiilor pentru acest tip de probleme cu metode analitice este posibilă numai pentru cazuri particulare şi structuri simpliciste [14-18].
Ca regulă se examinează un sistem de conductoare cu sarcini electrice în mediu cu proprietăţi dielectrice în care nu persistă sarcini electrice. Sunt cunoscute valorile potenţialului tuturor corpurilor u_1, u_2, …, u_k sau valorile sarcinilor electrice a corpurilor din sistemul examinat q_1, q_2, … q_k. Se consideră necunoscute repartiţiile sarcinilor electrice pe suprafeţele fiecărui corp, precum şi repartiţia potenţialului în spaţiu. Problema esenţial se complică în cazul examinării ei pentru mediul neomogen şi anizotrop. Obţinerea soluţiilor cu metode analitice pentru cazul mediilor neomogene şi anizotrope este posibilă numai pentru cazuri particulare [13].
Vom examina problema elaborării modelului matematic numeric referitor la câmpul electrostatic cu utilizarea ideilor metodei volumelor finite. Metoda volumelor finite are o dezvoltare semnificativă în ultimele două decenii şi o extindere semnificativă privind utilizarea la soluţionarea problemelor multidimensionale din domeniul fizicii matematice [7, 8, 19, 20]. Analiza a priori şi a posteriori a preciziei soluţiilor discrete pentru cazul corpurilor cu geometria complicată indică, că o astfel de abordare a problemei asigură un şir de avantaje în comparare cu metodele diferenţelor finite şi elementelor finite după criteriul preciziei soluţiei obţinute [8].

4. Formularea problemei.

Vom examina problema privind determinarea repartiţiei potenţialului $u(x,y)$ al câmpului electrostatic în spaţiul bidimensional din cadrul domeniului cu multiple legături conexe Ω, în care permitivitatea dielectrică absolută $\varepsilon_a(x,y)$ are valori constante pe porţiuni. Formularea problemei în aşa mod prezintă un caz particular al problemei tridimensionale pentru un cilindru cu secţiunea transversală Ω şi dimensiune nelimitată în direcţia axei z. Funcţia $u(x,y)$ în interiorul domeniului Ω satisface ecuaţia Poisson

$$\operatorname{div}(\varepsilon_a \operatorname{grad} u) = -\sigma(x,y), \tag{4.1}$$

unde $\sigma(x,y)$ – densitatea repartiţiei sarcinilor electrice libere. În caz că în interiorul domeniului Ω sarcinile libere electrice lipsesc, reiese că ecuaţia (4.2) se transformă în ecuaţia Laplace $\operatorname{div}(\varepsilon_a \operatorname{grad} u) = 0$. La hotarele $\Gamma = \partial\Omega$ a domeniului Ω valorile funcţiei $u(x,y)$ se consideră cunoscute

$$u(x,y)\big|_\Gamma = \mu(x,y) \tag{4.2}$$

Vectorul intensităţii câmpului electric $\vec{E}$ se calculează în baza potenţialului u cu formula $\vec{E} = -\operatorname{grad} u$, iar vectorul de deplasare electrică cu formula $\vec{D} = \varepsilon_a \vec{E}$. La interfeţele mediilor cu proprietăţi electrofizice diferite este în vigoare condiţia de continuitate $[u] = 0$ şi $[(\vec{D}, \vec{n})] = 0$, unde prin parantezele pătrate se notează diferenţele valorilor marginale de limită din partea stânga şi

ISSN 1857-3924

partea dreapta a interfeţei (hotarului de delimitare), iar $\vec{n}$ prezintă vectorul normal către interfaţă în punctul dat.

5. Elaborarea modelului matematic discret.

5.1. Argumentarea metodei de calcul

Pentru obţinerea soluţiei numerice a problemei de tipul Dirichlet vom diviza domeniul $\overline{\Omega} = \Omega + \Gamma$ pe un set finit de triunghiuri mici. Toate nodurile lor formează un set discret a ochiurilor de plasă, care este suprapusă pe continuum $\overline{\Omega}$. Grila este construită astfel, încât părţile laterale ale triunghiurilor coincid cu limita dintre diferite interlaturi. Multitudinea de triunghiuri ale grilei o vom nota prin simbolul T_h, unde h – este valoarea maximală a lungimii tuturor laturilor triunghiului. Vom utiliza de asemenea o plasă dublă a grilei T_h^*, care constă din celule aşa-numitele Voronoi (vezi fig.5.1,a). Vârfurile celulelor Voronoi $K_{P_0}^*$ ce formează un nod al grilei P_0, notate cu simbolul Q_i sunt centre ale circumferinţelor înscrise lângă triunghiurile, care au ca vârf punctul P_0.

În calitate de soluţie aproximativă a problemei (4.1), (4.2) vom considera o funcţie liniară pe porţiuni $u_h(x, y)$, care trebuie să fie continuă în domeniu $\overline{\Omega}$ şi liniară în fiecare triunghi $K \in T_h$. Pe setul de triunghiuri T_h funcţia $u_h(x, y)$ se poate defini astfel. Fie că triunghiul $K = \Delta P_i P_j P_k$ (fig. 5.1,b) este un element al setului T_h şi $P(x, y)$ – un punct arbitrar al acestui element.

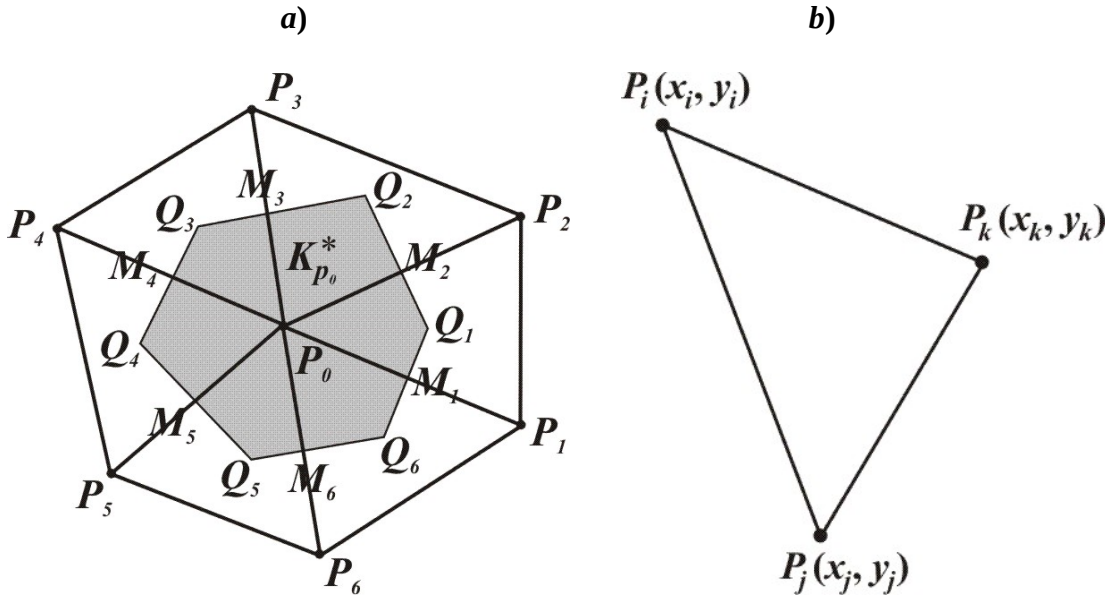


Fig. 5.1. Vecinătate de la nodul P_0 al grilei şi celula Voronnoi $K_{P_0}^*$ (*a*) şi triunghiul $\Delta P_i P_j P_k$ (*b*).

În acest triunghi pentru fiecare vârf (nod) se definesc funcţiile de formă $N_i(x, y)$, $N_j(x, y)$ şi $N_k(x, y)$, care satisfac condiţiile: a) funcţiile sunt liniare şi b) în vârfurilor triunghiului au valorile 1 sau 0:

$$N_i(P_i) = 1;\ N_i(P_j) = N_i(P_k) = 0;$$

ISSN 1857-3924

$$N_j(P_j)=1;\ N_j(P_i)=N_j(P_k)=0;$$

$$N_k(P_k)=1;\ N_k(P_i)=N_k(P_j)=0.$$

Funcţiile de formă se pot prezenta explicit ca funcţii ale coordonatelor vârfurilor triunghiului

$$N_i(x,y)=\frac{1}{2A}(a_i+b_ix+c_iy),\ \ a_i=x_jy_k-x_ky_j,\ b_i=y_j-y_k,\ c_i=x_k-x_j;$$

$$N_j(x,y)=\frac{1}{2A}(a_j+b_jx+c_jy),\ \ a_j=x_ky_i-x_iy_k,\ b_j=y_k-y_i,\ c_j=x_i-x_k; \qquad (5.1)$$

$$N_k(x,y)=\frac{1}{2A}(a_k+b_kx+c_ky),\ \ a_k=x_iy_j-x_jy_i,\ b_k=y_i-y_j,\ c_k=x_j-x_i,$$

unde prin A este notată suprafaţa triunghiului

$$2A=\begin{vmatrix}1 & x_i & y_i\\ 1 & x_j & y_j\\ 1 & x_k & y_k\end{vmatrix}.$$

Utilizând funcţia de formă pentru fiecare nod al grilei (intern şi de hotar) vom defini grila cu introducerea funcţiei de baza $\varphi_i(x,y)$, i = 1, 2, …, n, n+1, …, n_1, unde prin n şi n_1 se notează respectiv numărul intern şi sumar al nodurilor grilei de calcul. Funcţia $\varphi_i(x,y)$ este liniară pe porţiuni, deci continuă şi liniară pe fiecare triunghi, având valoarea egală cu o unitate în nodul P_i şi valoarea zero în celelalte noduri. Pentru aceste condiţii soluţia aproximativă $u_h(x,y)$ se poate prezenta ca o combinaţie liniară a funcţiilor de bază

$$u_h(x,y)=\sum_{i=1}^{n_1}u_i\varphi_i(x,y). \qquad (5.2)$$

Urmare a naturii liniare pe porţiuni a funcţiilor de bază introduse $\{\varphi_i\}_{i=1}^{n_1}$, reiese că funcţiile u_h sunt elemente ale spaţiului Sobolev $u_h\in W_2^1(\Omega)$. Se poate verifica ipoteza, că coeficienţii u_i în ecuaţia (5.2) vor avea valorile căutate ale potenţialului în nodul $P_i(x_i,y_i)$: $u_h(x_i,y_i)=u_i$.

Vom menţiona faptul, că la obţinerea soluţiilor ecuaţiilor (4.1), (4.2) cu metoda elementelor finite se utilizează metoda lui Galerkin. Pentru aceasta, înlocuind (5.1) în ecuaţia (4.1) vom transcrie condiţia de ortogonalitate a expresiei obţinute raportată la funcţiile de bază $\varphi_k(x,y)$ pentru nodurile interne ale grilei de calcul

ISSN 1857-3924

$$\int_{\Omega} \operatorname{div}(\varepsilon_a \operatorname{grad} u_h)\varphi_k ds = -\int_{\Omega} \sigma\varphi_k ds, \quad k = \overline{1,n}; \tag{5.3}$$

$$\int_{\Omega} \operatorname{div}(\varepsilon_a \operatorname{grad} \sum_{i=1}^{n_1} u_i\varphi_i)\varphi_k ds = \sum_{i=1}^{n_1} \alpha_{ki} u_i = \tilde{\beta}_k; \tag{5.4}$$

$$\tilde{\beta}_k = -\int_{\Omega} \sigma\varphi_k ds; \quad \alpha_{ki} = \int_{\Omega} \operatorname{div}(\varepsilon_a \operatorname{grad}\varphi_i)\varphi_k ds = -\int_{\Omega} \varepsilon_a \operatorname{grad}\varphi_i \operatorname{grad}\varphi_k ds.$$

Deoarece la nodurile limită soluţia este cunoscută, sistemul de ecuaţii (5.4) se poate prezenta astfel:

$$\sum_{i=1}^{n} \alpha_{ki} u_i = \beta_k, \ \beta_k = \tilde{\beta}_k - \sum_{i=n+1}^{n_1} \alpha_{ki}\mu_i, \ k = \overline{1,n}. \tag{5.5}$$

În contrast cu metoda elementului finit în metoda volumelor finite se aplică abordarea generalizată Galerkin, care constă în aceea, că în condiţiile de ortogonalitate (5.3) se utilizează funcţiile de bază $\psi_k(x,y)$ a spaţiului $W_2^0(\Omega) = L_2(\Omega)$. În acest scop, vom introduce funcţii de bază noi $\psi_k(x,y)$ pentru grila dublă T_h^* în corespundere cu următoarea regulă. Funcţia $\psi_k(x,y)$ ia o valoare constantă egală cu u în celula Voronoi pentru nodul intern P_k şi este egală cu zero în restul spaţiului. Pentru această ipoteză condiţia de ortogonalitate (5.3) pentru funcţiile $\psi_k(x,y)$ se va prezenta de relaţia

$$\int_{\Omega} \operatorname{div}(\varepsilon_a \operatorname{grad} u_h)\psi_k ds = -\int_{\Omega} \sigma\psi_k ds, \quad k = \overline{1,n}, \tag{5.6}$$

iar ţinând cont de faptul, că funcţia $\psi_k(x,y)$ diferă de zero numai în porţiunea spaţiului $K_{P_0}^*$ se transformă în relaţia următoare

$$\int_{K_{P_0}^*} \operatorname{div}(\varepsilon_a \operatorname{grad} u_h) ds = -\int_{K_{P_0}^*} \sigma\, ds, \tag{5.7}$$

unde $K_{P_0}^*$ – celula Voronoi pentru nodul P_k.

Urmare a celor expuse, reiese, că pentru obţinerea sistemului de ecuaţii liniare algebrice pentru funcţia necunoscută u_h în noduri la utilizarea metodei volumelor finite, va fi necesar de examinat în spaţiul tridimensional cu coordonatele $Oxyz$ ecuaţia Poisson $\operatorname{div}(\varepsilon_a \operatorname{grad} u) = -\sigma(x,y,z)$. Integrarea acestei ecuaţii în volumul prismei $V_{P_0}^*$, baza căreia coincide cu suprafaţa celui $K_{P_0}^*$, iar înălţimea prismei are valoarea de una unitate şi este orientată după axa Oz ne permite să obţinem următoarea relaţie

ISSN 1857-3924

$$\int_{V^*_{P_0}} \mathrm{div}(\varepsilon_a \mathrm{grad} u)dV = -\int_{V^*_{P_0}} \sigma(x,y,z)\,dV\,. \qquad 8)$$

Vom menţiona, că volumul unei astfel de prisme va fi egal numeric cu aria suprafeţei bazei $V^*_{P_0} = K^*_{P_0}$. Pentru aceste condiţii şi cazul, că funcţia *u,* care nu depinde de coordonata *z*, reiese că relaţia (5.8) coincide cu relaţia (5.7). Pentru partea din stânga a relaţiei (5.8) ne vom folosi de teorema de divergenţă

$$\int_{V^*_{P_0}} \mathrm{div}(\varepsilon_a \mathrm{grad} u)dV = \int_{\partial V^*_{P_0}} \varepsilon_a \mathrm{grad} u\; d\bar{S} = \int_{\partial V^*_{P_0}} \varepsilon_a (\mathrm{grad} u, \bar{n})\,dS = \int_{\partial V^*_{P_0}} \varepsilon_a \frac{\partial u}{\partial n} dS\,, \qquad (5.9)$$

unde $\partial V^*_{P_0}$ – suprafaţa totală a prismei $V^*_{P_0}$; $\bar{n}$ – normala din exterior la suprafaţa $\partial V^*_{P_0}$, iar $\partial u / \partial n$ – derivata funcţiei *u* pe această normală. Pentru condiţiile formulate, ecuaţia (5.8) se prezintă de expresia

$$\int_{\partial V^*_{P_0}} \varepsilon_a \frac{\partial u}{\partial n} dS = -\int_{V^*_{P_0}} \sigma(x,y,z)dV\,. \qquad (5.10)$$

Deoarece pentru relaţiile (4.1), (4.2) se consideră, că toate funcţiile nu depind de coordonata *z*, reiese, că derivata $\partial u / \partial n$ în secţiunea bazei prismei are valoarea zero, iar pe suprafeţele laterale ale prismei nu este funcţie de coordonata *z*. Suprafaţa laterală a prismei $V^*_{P_0}$ include dreptunghiuri cu înălţimea egală cu una unitate, iar aria suprafeţei acestor dreptunghiuri numeric coincide cu valoarea lungimii laturilor celulei $K^*_{P_0}$. Urmare acesteia, integralele din partea dreapta şi partea stânga a relaţiei (5.10) se pot prezenta de expresiile

$$\int_{\partial V^*_{P_0}} \varepsilon_a \frac{\partial u}{\partial n} dS = \int_{\partial K^*_{P_0}} \varepsilon_a \frac{\partial u}{\partial n} dl\,,\ \int_{V^*_{P_0}} \sigma(x,y,z)dV = \int_{K^*_{P_0}} \sigma(x,y)dS\,,$$

unde prin $\partial K^*_{P_0}$ şi $\bar{n}$ sunt notate limita normal şi pasivă la limita celulei $K^*_{P_0}$, iar $\partial u / \partial n$ constituie derivata funcţiei *u* în direcţia normalei.
În rezultatul transformărilor relaţia (5.10) se prezintă de următoarea expresie

$$\int_{\partial K^*_{P_0}} \varepsilon_a \frac{\partial u}{\partial n} dl = -\int_{K^*_{P_0}} \sigma(x,y)dS\,. \qquad (5.11)$$

Astfel obţinerea soluţiei ecuaţiilor (4.1), (4.2) cu metoda volumelor finite se reduce la aproximarea relaţiei (5.11) pentru celulele Voronoi a nodurilor interne grilei de calcul. O procedură analogica este caracteristică şi metodei diferenţelor finite pentru grila cu celule dreptunghiulare pentru cazul discretizării în bloc a celulelor cu formă arbitrară. Din aceste considerente **metoda volumelor finite** poate fi privită ca **o generalizare a metodei diferenţelor finite**. Urmare a acestei constatări, reiese

ISSN 1857-3924

că, metoda volumelor finite posedă toate avantajele metodei diferenţelor finite, iar în comparare cu metoda elementelor finite este mai simplu în realizare algoritmul privind obţinerea relaţiilor în diferenţe finite, precum şi se exclude necesitatea de a întocmi matricele locale şi globale de rigiditate la formarea sistemului de rezolvare a relaţiilor de tipul (5.5).

Fie că în celula Voronoi $K_{P_0}^*$ (fig. 5.1,a) cu simbolurile $P_m, m=\overline{0,6}$ sunt notate nodurile grilei, cu $Q_m, m=\overline{1,6}$ – vârfurile $K_{P_0}^*$ pentru nodul P_0; şi prin M_m, $m=\overline{1,6}$ – punctele de intersecţie a segmentelor $\overline{P_0P_m}$ şi $\overline{Q_{m-1}Q_m}$. Urmare a acestor notări, integralul pe conturul $\partial K_{P_0}^*$ din relaţia (5.11) îl vom aproxima ţinând cont că $P_7=P_1$, $Q_7=Q_1$, $M_7=M_1$:

$$\int\limits_{\partial K_{P_0}^*} \varepsilon_a \frac{\partial u}{\partial n} dl = \sum_{i=1}^{6} \int\limits_{\overline{Q_iQ_{i+1}}} \varepsilon_a \frac{\partial u}{\partial n} dl \cong \sum_{i=1}^{6} \varepsilon_a(M_{i+1}) \frac{u(P_{i+1})-u(P_0)}{\left|\overline{P_0P_{i+1}}\right|} \left|\overline{Q_iQ_{i+1}}\right|,$$

unde $\left|\overline{P_0P_{i+1}}\right|$ и $\left|\overline{Q_iQ_{i+1}}\right|$ – lungimea segmentelor $\overline{P_0P_{i+1}}$ и $\overline{Q_iQ_{i+1}}$.

Integralul din partea dreapta a relaţiei (5.11) îl vom aproxima în baza formulei

$$\int\limits_{K_{P_0}^*} \sigma(x,y)dS = \sigma(P_0)S_0,$$

unde S_0 – aria suprafeţei celulei Voronoi $K_{P_0}^*$.

Pentru aceste condiţii aproximarea ecuaţiei (5.11) se poate prezenta de formula

$$\sum_{i=1}^{6} \varepsilon_a(M_{i+1}) \frac{u(P_{i+1})-u(P_0)}{\left|\overline{P_0P_{i+1}}\right|} \left|\overline{Q_iQ_{i+1}}\right| = -\sigma(P_0)S_0.$$

La final relaţiile pentru nodul P_0 al grilei sunt prezentate de formula următoare:

$$\alpha_0 u(P_0) + \sum_{i=1}^{6} \alpha_i u(P_{i+1}) = -\sigma(P_0)S_0, \qquad (5.12)$$

unde

$$\alpha_i = \varepsilon_a(M_{i+1}) \frac{\left|\overline{Q_iQ_{i+1}}\right|}{\left|\overline{P_0P_{i+1}}\right|}, i=\overline{1,6}; \ \alpha_0 = -\sum_{i=1}^{6} \alpha_i$$

$$(P_1=P_7,\ M_1=M_7,\ Q_1=Q_7).$$

ISSN 1857-3924

Pentru fiecare nod interior al grilei de calcul se pot scrie relaţii similare după structură formulei (5.12), iar pentru nodurile marginale de limită se utilizează condiţia (4.2). În final se obţine un sistem de ecuaţii algebrice liniare cu o matrice simetrică.

La aplicarea procedurii descrise cu scopul obţinerii soluţiilor unor probleme aplicative numărul de ecuaţii constituie mii şi zeci de mii de expresii. Deoarece fiecare ecuaţie de tipul (5.12) include un număr redus de elemente ce au valoarea ne nulă (de obicei de la 3 până la 9), reiese că matricea rezultantă va fi foarte descărcată. Pentru inversiunea acestui tip de matrice se utilizează de obicei metodele Gauss sau rădăcina pătrată.

Soluţia obţinută pentru funcţia $u_h(x,y)$ în domeniul $\overline{\Omega}$ permite de a determina intensitatea fluxului de câmp vectorial $\vec{E}=(E_x,E_y)=-\text{grad}\,u$. Vom nota prin V fluxul vectorului $\vec{E}$, ce străbate porţiunea de suprafaţa paralelă axei z şi la interfaţa căreia se îndeplineşte condiţia $u(x,y)=\text{const}$. În lucrarea [13] se demonstrează, că funcţiile u şi V satisfac ecuaţiile Cauchy-Riemann

$$E_x=-\frac{\partial u}{\partial x}=\frac{\partial V}{\partial y};\;\; E_y=-\frac{\partial u}{\partial y}=-\frac{\partial V}{\partial x}, \tag{5.13}$$

şi urmare a acestui fapt izoliniile $u(x,y)=\text{const}$ şi $V(x,y)=\text{const}$ formează o familie reciproc ortogonală. Funcţia $V(x,y)$ se poate determina prin procedura de calcul a integralului de contur a funcţiei $u(x,y)$

$$V(x,y)=\int\limits_{(x_0,y_0)}^{(x,y)}\left(\frac{\partial u}{\partial y}dx-\frac{\partial u}{\partial x}dy\right), \tag{5.14}$$

unde x_0, y_0 – coordonatele punctului arbitrar din domeniul Ω, iar traiectoria conturului de integrare este amplasată în interiorul acestui domeniu. În cazul de domenii multiple conectate, traiectoria conturului de integrare de asemenea nu trebuie să intersecteze secţiunile de tăiere a domeniilor şi prin aceasta problema se reduce la cazul structurii cu simplă conexiune.

Valoarea capacităţii C intre două corpuri cu conductivitate electrică se calculează cu formula

$$C=\frac{q}{u_1-u_2}, \tag{5.15}$$

unde (u_1-u_2) – diferenţa de potenţial dintre aceste corpuri. Sarcina electrică q a corpului, amplasat în interiorul unui domeniu tridimensional V se calculează în baza teoremei Gauss ca integrala pe suprafaţa $S=\partial V$ în dependenţă de valoarea vectorului intensităţii câmpului electric $\vec{E}$

ISSN 1857-3924

$$q = \varepsilon \int_S \vec{E} \cdot d\vec{S} = -\varepsilon \int_S \text{grad}u \cdot d\vec{S} =$$

$$= -\varepsilon \int_S (\text{grad}u \cdot \vec{n}) dS = -\varepsilon \int_S \frac{\partial u}{\partial n} dS \,. \qquad (5.16)$$

În formulele (5.16) prin S este notată o suprafaţă arbitrară, care include în interiorul ei corpul cu sarcină electrică, $\vec{n}$ – vectorul normalei din exteriorul suprafeţei şi ε – constanta dielectrică.

5.2. Demonstrarea convergenţei metodei şi estimarea a priori a preciziei soluţiei discrete

Vom examina problema Dirichlet pentru ecuaţia eliptică, care prezintă o generalizare a problemei în formulările ecuaţiilor (4.1) şi (4.2). Este necesar de determinat funcţia $u(x_1, x_2)$, care în interiorul domeniului *D* prezintă soluţia ecuaţiei diferenţiale

$$Lu = -\left[\frac{\partial}{\partial x_1} \left(k_1(x_1, x_2) \frac{\partial u}{\partial x_1} \right) + \frac{\partial}{\partial x_2} \left(k_2(x_1, x_2) \frac{\partial u}{\partial x_2} \right) \right] = f(x_1, x_2) \,, \qquad (5.17)$$

iar la hotarele domeniului $\Gamma = \partial D$ satisface condiţiile de limită nule

$$u(x, y)\big|_\Gamma = 0 \,. \qquad (5.18)$$

Coeficienţii operatorului L satisfac condiţia de elipticitate evidenţiată puternic: $k_j^1 \geq k_j(x_1, x_2) \geq k_j^0 > 0,\ j = 1,2$. Fie că partea dreapta a ecuaţiei (5.17) este pătrat integrabil, deci $f \in L_2(D)$. Pentru condiţiile formulate soluţia problemei descrisă de ecuaţiile (5.17) şi (5.18) va fi un element al spaţiului *Q*

$$u \in Q(D) = \{u \in W_2^2(D), u = 0 \text{ pe } \Gamma\} \,.$$

Vom demonstra, că operatorul L este simetric şi pozitiv definit. Deoarece este în vigoare condiţia $f \in L_2(D)$, reiese că şi produsul $Lu \in L_2(D)$. Urmare a acestui fapt vom examina produsul scalar a mărimilor Lu şi a funcţiei $v \in Q(D)$ în spaţiul notat ca L_2 cu obţinerea relaţiei

$$(Lu, v) = -\int_D \left[\frac{\partial}{\partial x_1} \left(k_1(x_1, x_2) \frac{\partial u}{\partial x_1} \right) + \frac{\partial}{\partial x_2} \left(k_2(x_1, x_2) \frac{\partial u}{\partial x_2} \right) \right] v(x_1, x_2) dx_1 dx_2 \,.$$

ISSN 1857-3924

Prin aplicarea formulei generalizate Green şi luând în considerare condiţie $u\big|_\Gamma = v\big|_\Gamma = 0$ obţinem următoarea relaţie

$$(Lu, v) = \int_D \left[k_1(x_1, x_2) \frac{\partial u}{\partial x_1} \frac{\partial v}{\partial x_1} + k_2(x_1, x_2) \frac{\partial u}{\partial x_2} \frac{\partial v}{\partial x_2} \right] dx_1 dx_2 = (u, Lv), \tag{5.19}$$

care şi ne demonstrează simetria operatorului *L*.
Pentru a demonstra că operatorul *L* este definit pozitiv este necesar ca la primul pas să demonstrăm inegalitatea Fredricks. În acest scop vom considera, că domeniul *D* prezintă un dreptunghi $D = \{(x_1, x_2):\ 0 \le x_k \le l_k, k = 1, 2\}$. Pentru această ipoteză inegalitatea Fredricks se poate prezenta de expresia următoare

$$c\left(\left\| \frac{\partial u}{\partial x_1} \right\|^2 + \left\| \frac{\partial u}{\partial x_2} \right\|^2 \right)^{1/2} \ge \|u\|,\ u \in W_2^1,\ u\big|_\Gamma = 0,\ c = \min(l_1, l_2)/2. \tag{5.20}$$

Deoarece elementele spaţiului W_2^1 pot să nu aibă derivată în noţiunea clasică a acestei funcţii are sens să examinăm o secvenţă de funcţii suficient de netede $\{u_m\}$, care au valoarea zero la hotarul Γ şi sunt convergente spre $u \in W_2^1$ pentru cazul $m \to \infty$. Deoarece funcţia $u_m\big|_\Gamma = 0$, reiese că şi pentru funcţia $u_m(x_1, x_2)$ este veridică identitatea

$$u_m(x_1, x_2) = \int_0^{x_1} \frac{\partial u(\xi_1, x_2)}{\partial \xi_1} d\xi_1,\ (x_1, x_2) \in D.$$

Ecuaţia obţinută o vom prezenta prin modulele funcţiilor cu aplicarea inegalităţii Cauchy-Buniakovskii, ceea ce ne permite să obţinem următoarele expresi:

$$\left|u_m(x_1, x_2)\right| \le \int_0^{x_1} \left| \frac{\partial u_m(\xi_1, x_2)}{\partial \xi_1} \right| d\xi_1 = \int_0^{x_1} \left(1 \cdot \left| \frac{\partial u_m(\xi_1, x_2)}{\partial \xi_1} \right| \right) d\xi_1 \le$$

$$\le \sqrt{x_1} \left(\int_0^{x_1} \left| \frac{\partial u_m(\xi_1, x_2)}{\partial \xi_1} \right|^2 d\xi_1 \right)^{1/2} \le \sqrt{x_1} \left(\int_0^{l_1} \left| \frac{\partial u_m(\xi_1, x_2)}{\partial \xi_1} \right|^2 d\xi_1 \right)^{1/2}$$

sau

ISSN 1857-3924

$$\left|u_m(x_1,x_2)\right|^2 \le x_1 \int_0^{l_1} \left|\frac{\partial u_m(\xi_1,x_2)}{\partial \xi_1}\right|^2 d\xi_1 .$$

În ultima inegalitate partea dreapta prezintă produsul a două funcţii. Prima funcţie depinde numai de variabila x_1, iar funcţia a doua de variabila x_2. Dacă vom integra această inegalitate în spaţiul dreptunghiului D, vom obţine expresiile

$$\int_D |u_m|^2 dx_1 dx_2 \le \int_0^{l_1} x_1 dx_1 \cdot \int_0^{l_2}\int_0^{l_1} \left|\frac{\partial u_m(\xi_1,x_2)}{\partial \xi_1}\right|^2 d\xi_1 dx_2 =$$

$$= \frac{l_1^2}{2} \int_D \left|\frac{\partial u_m(\xi_1,x_2)}{\partial \xi_1}\right|^2 d\xi_1 dx_2 \text{ sau } \|u_m\|^2 \le \frac{l_1^2}{2}\left\|\frac{\partial u_m}{\partial x_1}\right\|^2 . \qquad (5.21)$$

După o procedură similară vom obţine expresia pentru variabila x_2

$$\|u_m\|^2 = \int_D |u_m|^2 dx_1 dx_2 \le \frac{l_2^2}{2} \cdot \int_D \left|\frac{\partial u_m}{\partial \xi_2}\right|^2 dx_1 d\xi_2 = \frac{l_2^2}{2}\left\|\frac{\partial u_m}{\partial x_2}\right\|^2 . \qquad (5.22)$$

Vom suma părţile din dreapta şi stânga ale expresiilor (5.21) şi (5.22)

$$2\|u_m\|^2 = \|u_m\|^2 + \|u_m\|^2 \le \frac{l_1^2}{2}\left\|\frac{\partial u_m}{\partial x_1}\right\|^2 + \frac{l_2^2}{2}\left\|\frac{\partial u_m}{\partial x_2}\right\|^2 ,$$

şi vom extrage rădăcina pătrată cu obţinerea următoarei inegalităţi

$$\|u_m\| \le \frac{\min(l_1,l_2)}{2}\left(\left\|\frac{\partial u_m}{\partial x_1}\right\|^2 + \left\|\frac{\partial u_m}{\partial x_2}\right\|^2\right)^{1/2} . \qquad (5.23)$$

ISSN 1857-3924

Dacă vom considera că în inegalitatea obţinută mărimea $m \to \infty$, totodată luând în considerare, că în spaţiul W_2^1 funcţiile $u_m \underset{m\to\infty}{\to} u$ и $\partial u_m / \partial x_k \underset{m\to\infty}{\to} \partial u / \partial x_k$ sunt convergente, obţinem inegalitatea Fredricks (5.20).

Pentru a demonstra inegalitatea Fredricks într-un domeniu arbitrar D, vom examina dreptunghiul Γ, înscris în jurul domeniului *D*. În acest dreptunghi se defineşte funcţia $\tilde{u}$, egală cu funcţia *u* în interiorul domeniului *D*, şi are valoarea zero în afara acestui domeniu. Aplicând pentru funcţia $\tilde{u}$ inegalitatea deja demonstrată şi luând în considerare, că în afara domeniului *D* funcţia $\tilde{u}$ are valoarea zero, obţinem inegalitatea (5.20) pentru un domeniu arbitrar *D*.

În continuare este necesar de demonstrat valoarea pozitivă a operatorului *L*. În acest context vom examina egalitatea (5.19), ţinând cont de condiţiile $v = u$, $k_j(x_1, x_2) \geq k_j^0 > 0,\ j = 1,2$ şi inegalitatea Fredricks (5.20)

$$(Lu,u) = \int_D \left(k_1 \left| \frac{\partial u}{\partial x_1} \right|^2 + k_2 \left| \frac{\partial u}{\partial x_2} \right|^2 \right) dx_1 dx_2 \geq$$

$$\geq \min(k_1^0, k_2^0) \int_D \left(\left| \frac{\partial u}{\partial x_1} \right|^2 + \left| \frac{\partial u}{\partial x_2} \right|^2 \right) dx_1 dx_2 \geq \frac{4\min(k_1^0, k_2^0)}{\left[\min(l_1, l_2)\right]^2} \|u\|^2 = \delta \|u\|^2 .$$

În aşa mod obţinem expresiile

$$(Lu,u) \geq \delta \|u\|^2,\ \delta = \frac{4\min(k_1^0, k_2^0)}{\left[\min(l_1, l_2)\right]^2} > 0, \tag{5.24}$$

ceea ce şi demonstrează caracterul determinist şi pozitiv al operatorului *L*. Caracterul determinist şi pozitiv al operatorului *L* constituie esenţa condiţiei ce confirmă existenţa şi unicitatea soluţiei expresiilor (5.17) şi (5.18). Existenţa soluţiei reiese din condiţia $\delta > 0$, care garantează existenţa operatorului inversat L^{-1} şi a soluţiei în forma $u = L^{-1} f$. Pentru a demonstra unicitatea soluţiei este suficient să se asume ipoteza, că există două soluţii diferite u_1 şi u_2 şi de examinat diferenţa lor $u = u_1 - u_2$. Urmare liniarităţii operatorului *L*, reiese, că diferenţa prezentată de funcţia *u* satisface ecuaţia omogenă $Lu = 0$ şi deoarece operatorul *L* are un caracter determinist şi este pozitiv, această diferenţă are numai soluţia nulă, deci $u_1 = u_2$.

Problema formulată în termenii expresiilor (5.17) şi (5.18) se rezolvă cu metoda volumelor finite, care a fost descrisă detaliat în compartimentul 5.1. În corespundere cu esenţa acestei metode soluţia aproximativă este solicitată ca o expansiune a funcţiilor baza $\varphi_i(x, y)$, $i = 1, 2, \ldots, n_1$ în spaţiul $W_{2,h}^1 \subset W_2^1$

ISSN 1857-3924

$$u_h(x,y)=\sum_{i=1}^{n_1}u_i\varphi_i(x,y)\,. \tag{5.25}$$

Deoarece din procedura de construire funcţiile φ_i sunt continuii în domeniul D şi liniare în fiecare triunghi de triunghiulare, reiese că şi funcţia u_h va fi continuă şi liniară pe porţiuni, deci $u_h \in W_{2,h}^1 \subset W_2^1$. În conformitate cu teoria funcţiilor de interpolare Sobolev, funcţiile u_h vor aproxima soluţia problemei (5.17), (5.18). Vom demonstra teorema de aproximare într-o dimensiune [21].

Teorema. Dacă se îndeplineşte condiţia $u(x)\in W_2^2(D)$, D = [a, b] în acest caz există o astfel de funcţie $u_h \in W_{2,h}^1(D)$, că

$$\left\|u-u_h\right\|_{L_2(D)} \le c_1 h^2 \left\|u\right\|_{W_2^2(D)}, \tag{5.26}$$

$$\left\|u-u_h\right\|_{W_2^1(D)} \le c_2 h \left\|u\right\|_{W_2^2(D)}, \tag{5.27}$$

unde constantele c_1, c_2 nu depind de parametrul h şi funcţia $u(x)$.

Demonstrare. Fie că pe grila $a=x_0<x_1<\ldots<x_{N-1}<x_N=b$, $h_i=x_i-x_{i-1}$, $h=\max\limits_i h_i$, $i=\overline{1,N}$ sunt introduse funcţii finite liniare pe porţiuni (funcţii de acoperire)

$$\varphi_i(x)=\begin{cases}\dfrac{x-x_{i-1}}{h_i},\ x\in[x_{i-1},x_i]\\ \dfrac{x_{i+1}-x}{h_{i+1}},\ x\in[x_i,x_{i+1}]\\ 0,\ x\notin[x_{i-1},x_{i+1}]\end{cases};$$

$$\varphi_0(x)=\begin{cases}\dfrac{x_1-x}{h_1},\ x\in[x_0,x_1]\\ 0,\ x\notin[x_0,x_1]\end{cases};\quad \varphi_N(x)=\begin{cases}\dfrac{x_N-x}{h_N},\ x\in[x_{N-1},x_N]\\ 0,\ x\notin[x_{N-1},x_N]\end{cases}.$$

Funcţiile $\varphi_i(x)$ sunt liniar independente. Membrana liniară a sistemului de ecuaţii $\{\varphi_i\}$ o vom nota prin simbolul H_N. Funcţiile din H_N sunt continuii, liniare pe porţiuni şi sunt monoton liniare pe porţiuni, posedă capacitatea de sumare cu orice grad finit a derivatei de prim ordin. Din această condiţie reiese, că $H_N \subset C(a,b)$, $H_N \subset W_2^1(a,b)$ şi mărimea H_N poate fi notată ca $C_h(a,b)$ sau $W_{2,h}^1(a,b)$ în dependenţă de faptul - în ce spaţiu se cercetează problema de aproximare cu ajutorul funcţiilor $\{\varphi_i\}$.

ISSN 1857-3924

În caz că determinăm valoarea finită a sumei $v_N(x) = \sum_{i=0}^{N} a_i \varphi_i(x) \in H_N$, se poate observa că este în vigoare relaţia $a_i = v_N(x_i)$. Vom menţiona că sistemul de funcţii $\{\varphi_i\}$ aproape coincide cu sistemul de funcţii ortogonale, deci

$$\int_a^b \varphi_i(x)\varphi_i(x)dx = \begin{cases} = 0, |i-j| > 1 \\ \neq 0, |i-j| \le 1 \end{cases}.$$

Deoarece funcţiile $u(x)$ din $W_2^1(D)$ (şi cu atât mai mult din $W_2^2(D)$) pentru cazul unidimensional sunt continuii, reiese că funcţia $u(x)$ va avea o valoare finită în orice punct de grila x_i, i = 0, 1, …, N. Urmare a acestei proprietăţi se poate examina o combinaţie liniară de tipul

$$u_h(x) = \sum_{i=0}^{N} u(x_i)\varphi_i(x). \tag{5.28}$$

Sarcina noastră constă în estimarea diferenţei funcţiilor $u - u_h$ în punctul arbitrar $x \in (x_{i-1}, x_i)$. În acest scop vom scrie următoarele identităţi, ţinând cont de faptul că, funcţia $u_h(x)$ este o funcţie liniară pe porţiuni şi derivata ei se poate determina din relaţia $du_h(x)/dx = (u(x_i) - u(x_{i-1}))/h_i$ pentru $x \in (x_{i-1}, x_i)$:

$$u(x) - u_h(x) = \int_{x_{i-1}}^{x} \frac{d}{d\xi}(u - u_h)d\xi = \int_{x_{i-1}}^{x} \left[\frac{du(\xi)}{d\xi} - \frac{du_h(\xi)}{d\xi}\right]d\xi =$$

$$= \int_{x_{i-1}}^{x} \left[\frac{du(\xi)}{d\xi} - \frac{u(x_i) - u(x_{i-1})}{h_i}\right]d\xi = \int_{x_{i-1}}^{x} \left[\frac{du(\xi)}{d\xi} - \frac{1}{h_i}\int_{x_{i-1}}^{x_i} \frac{du(\eta)}{d\eta}d\eta\right]d\xi =$$

$$= \frac{1}{h_i}\int_{x_{i-1}}^{x} \left[\int_{x_{i-1}}^{x_i} \left(\frac{du(\xi)}{d\xi} - \frac{du(\eta)}{d\eta}\right)d\eta\right]d\xi = \frac{1}{h_i}\int_{x_{i-1}}^{x} \left[\int_{x_{i-1}}^{x_i} \left(\int_{\eta}^{\xi} \frac{d^2u(\zeta)}{d\zeta^2}d\zeta\right)d\eta\right]d\xi. \tag{5.29}$$

Vom aplica pentru relaţia (5.29) inegalitatea Cauchy-Buniakovski cu extinderea limitelor de integrare:

$$|u(x) - u_h(x)| \le \frac{1}{h_i}\int_{x_{i-1}}^{x} \left[\int_{x_{i-1}}^{x_i} \left(\int_{\eta}^{\xi} \left|\frac{d^2u(\zeta)}{d\zeta^2}\right|d\zeta\right)d\eta\right]d\xi =$$

ISSN 1857-3924

$$= \frac{1}{h_i} h_i h_i \int_{x_{i-1}}^{x_i} 1 \cdot \left| \frac{d^2 u(\zeta)}{d\zeta^2} \right| d\zeta \le h_i^{3/2} \sqrt{\int_{x_{i-1}}^{x_i} \left| \frac{d^2 u}{d\zeta^2} \right|^2 d\zeta}, \; x \in (x_{i-1}, x_i) .$$

Urmare a acestui rezultat obţinem relaţiile următoare:

$$\left| u(x) - u_h(x) \right|^2 \le h_i^3 \int_{x_{i-1}}^{x_i} \left| \frac{d^2 u}{d\zeta^2} \right|^2 d\zeta , \; \int_{x_{i-1}}^{x_i} \left| u(x) - u_h(x) \right|^2 dx \le h_i^4 \int_{x_{i-1}}^{x_i} \left| \frac{d^2 u}{dx^2} \right|^2 dx \le h^4 \int_{x_{i-1}}^{x_i} \left| \frac{d^2 u}{dx^2} \right|^2 dx .$$

Dacă vom efectua procedura de sumare după indicele i = 0, 1, …, N pentru aceste inegalităţi, obţinem relaţia (5.26). În caz că vom executa operaţiunea de derivare a expresiei (5.29), şi de executat aceleaşi estimări în conformitate cu algoritmul descris mai sus vom obţine relaţia (5.27) şi ca urmare se poate constata că teorema este demonstrată.

6. Studiu de caz

6.1. Obţinerea soluţiilor pentru problemele etalon (de test) şi calcularea intensităţii câmpului electric în corpurile cu formă neregulată de tipul cerc înscris în pătrat

Soluţia analitică precisă pentru intensitatea câmpului electrostatic intre două cilindre îmbrăţişate a căror axe nu coincid este prezentată în lucrarea [1]. Această problemă este rezonabil de utilizat în calitate de etalon, reieşind din ipoteza că, la limita exterioară este setată cu potenţial zero, iar pe interior – aceasta este de zece unităţi adimensionale.

Obţinerea soluţiei numerice se face prin eşantionarea pe blocuri a domeniului de calcul şi construirea grilei în diferenţe. În fig.6.1 este prezentat un exemplu de construire a grilei în diferenţe ce include 67 de noduri. La următorul pas, în corespundere cu algoritmul descris în [22], pentru ansamblul de noduri se construieşte triunghiularea Delaunay şi diagrama Voronoi. Laturile triunghiurilor sunt prezentate în fig. 6.1 cu linie continuă, iar laturile celulelor Voronoi cu linii întrerupte. După determinarea repartiţiei spaţiale a potenţialului cu formula (5.14) se calculează valorile discrete a funcţiei de flux (intensitatea câmpului).

ISSN 1857-3924

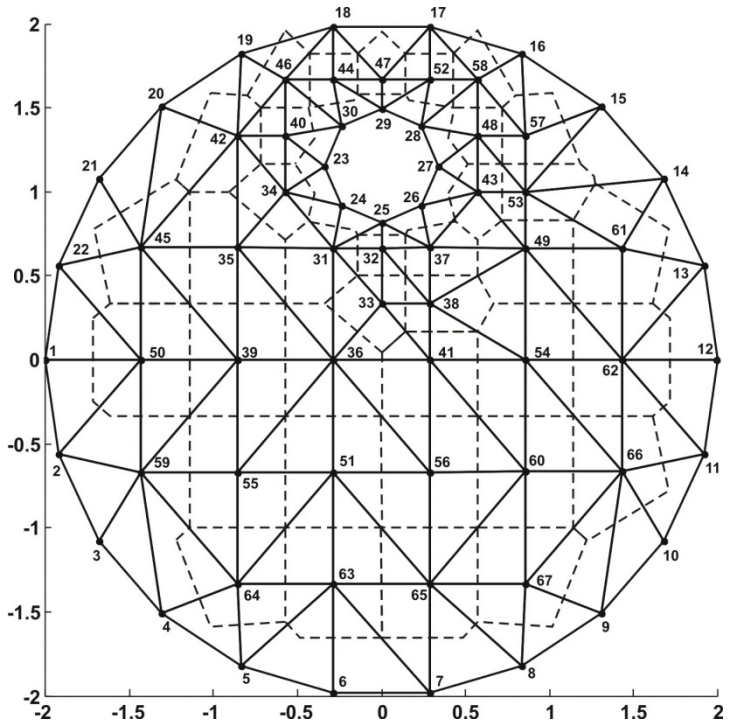


Fig. 6.1. Discretizarea domeniului de calcul, triangularea Delaunay şi diagrama Voronoi.

În fig.6.2 sunt prezentate curbele nivelului potenţialului (linie continuă) şi a funcţiei fluxului (linie întreruptă), obţinute la utilizarea unei grile cu numărul mai mare de noduri, deci în cazul dat cu 19834 noduri. Calculul valorii capacităţii cu utilizarea acestei grile indică coincidera cu rezultatul precis obţinut cu ajutorul relaţiei [11] cu precizia de până la a treia - a patra cifră zecimală semnificativă:

$$C = \frac{2\pi\varepsilon l}{\ln\left[\frac{R_2}{R_1}\cdot\frac{h_1+\sqrt{h_1^2-R_1^2}}{h_2+\sqrt{h_2^2-R_2^2}}\right]};\ h_1 = \left|\frac{D^2+R_1^2-R_2^2}{2D}\right|;\ h_2 = \left|\frac{D^2+R_2^2-R_1^2}{2D}\right|,$$

unde R_2 şi R_1 – razele cilindrului exterior şi interior; D – distanţa dintre axele cilindrilor; ε – permitivitatea dielectrică; l – lungimea cilindrului pentru care se calculează capacitatea. Pentru valorile R_1 = 0.3385 m, R_2 = 2 m; D = 1,1547 m, l = 1 m şi ε = 8.8542 pF/m, obţinem valoarea capacităţii C = 41.28 pF.

ISSN 1857-3924

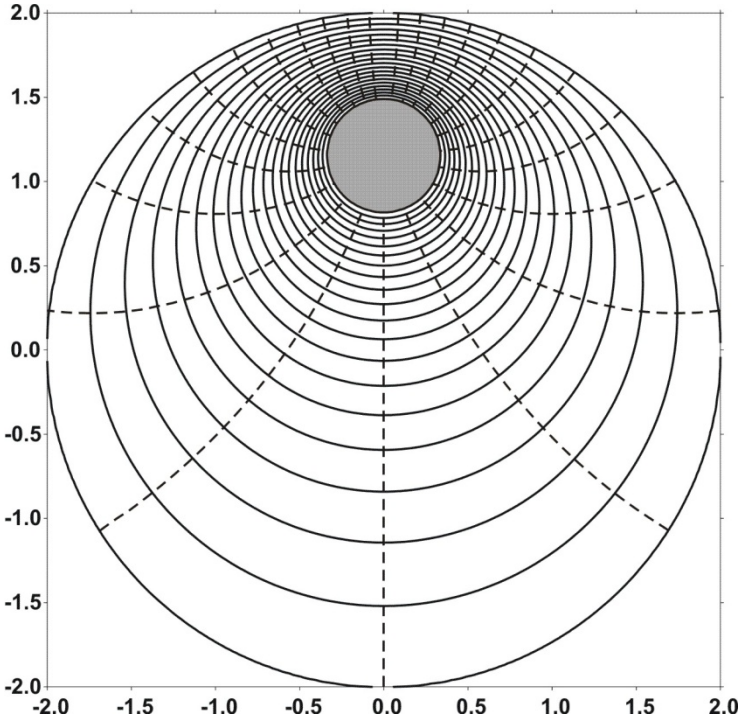


Fig. 6.3. Izoliniile de potential şi a intensităţii câmpului electric pentru două cilindre neaxiale

Vom examina următoarea problemă etalon privitor la câmpul electric al comductorului unitar cu raza R suspendat de asupra solului la înălţimea h. În lucrarea [11] este prezentată soluţia acestei probleme şi relaţia de calcul a capacităţii

$$C = \frac{2\pi\varepsilon l}{\ln\left[\dfrac{h+\sqrt{h^2-R^2}}{R}\right]}.$$

Domeniul de calcul pentru cazul razei R = 0.3385 m (raza echivalentă a unui fascicul de conductoare a liniei de ultratensiune înaltă) şi înălţimii de la sol h = 16.8 m se limitează de un pătrat cu laturile 360×360 м, pentru care potenţialul este egal cu zero la limitele acestui pătrat.

Cu scopul optimizării numărului de noduri se utilizează o grilă neomogenă, care are ochiurile plasei de calcul mult mai mici în zona amplasării conductorului. În fig. 6.4 se prezintă un exemplu de construire a unei grile neomogene de calcul, pasul căreia în apropierea hotarului exterior al domeniului de calcul este egal cu 22.5 m, iar pe măsura apropierii de suprafaţa de conductoare se micşorează până la 7.5 м. Numărul total de noduri pentru cazul examinat constituie 661 de noduri.

Pentru a obţine rezultate cu o precizie satisfăcătoare această problemă s-a rezolvat prin utilizarea unei grile mult mai fine ce conţinea un număr mai mare de noduri în comparare cu varianta formulată anterior. Pasul grilei în zona hotarului exterior al domeniului de calcul a constituit 4 m, şi pe măsura apropierii de conductoare s-a micşorat până 0.08 m. Rezultatele calculelor numerice pe grila cu 43300 noduri sunt prezentate în fig. 6.5. Valoarea numerică a capacităţii determinate cu

ISSN 1857-3924

metoda numerică constituie 12.10 pF şi diferă de la valoarea precisă determinată analitic cu două unităţi pentru cifra a patra semnificativă.

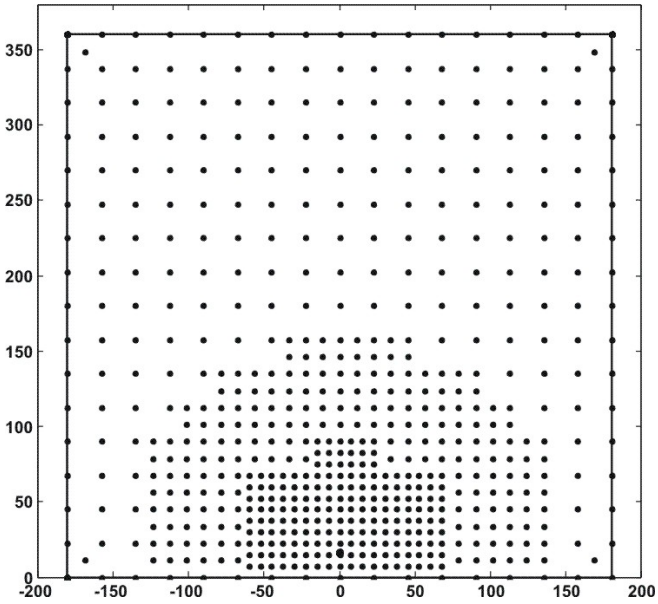


Fig. 6.4. Discretizarea domeniului de calcul.

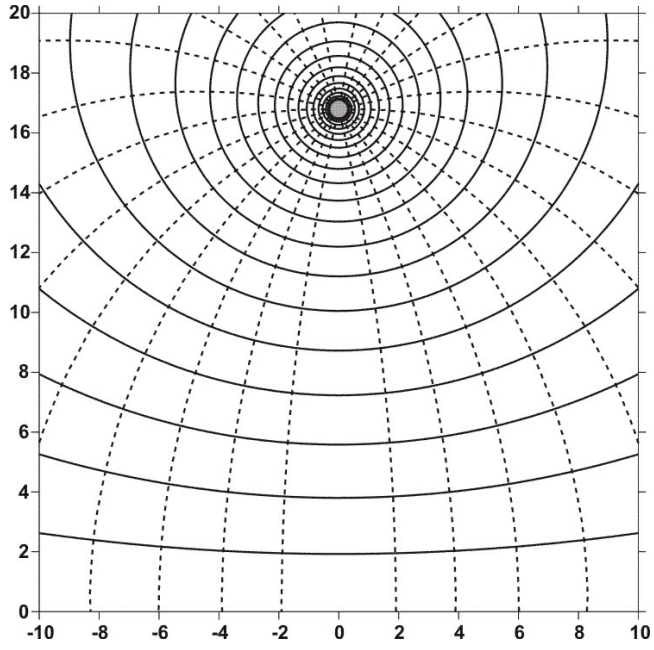


Fig. 6.5. Izoliniile potenţialului şi intensităţii câmpului electrostatic pentru un singur conductor plasat deasupra solului

În continuare vom mai examina un set de probleme ce se referă la calcularea capacităţii a unui singur conductor amplasat în spaţiul ecranelor de formă dreptunghiulară. În fig.6.6 – 6.9 se prezintă liniile valorilor potenţialului şi a funcţiei fluxului (respectiv linii continuii şi întrerupte).

ISSN 1857-3924

Lungimea exprimată în unităţi nedimensionate (relative) care este egală numeric cu una unitate corespunde în scara unităţilor dimensionate lungimii de 0.1 m, iar valorile indicate ale capacităţilor în aceste figuri C = 28.70; 33.08; 33.80; 35.52 pF sunt calculate pentru cazurile R_1 = 0.01 m; l = 1 m şi ε = 8.8542 pF/m. Numărul de noduri la discretizarea domeniului de calcul se determina astfel, ca dublarea lor ulterioară să nu influenţeze asupra valorii cifrei a treia semnificative a capacităţii calculate C.

În baza analizei rezultatelor obţinute se poate constata, că modificarea dimensiunilor liniare şi a configuraţiei conturului exterior care are potenţialul zero (ecran) influenţează semnificativ asupra repartiţiei intensităţii câmpului electric şi asupra valorii numerice a două domenii cu legătură mutuală. Capacitatea creşte neliniar la o micşorarea pas cu pas a distanţei dintre corpurile conductive separate de un dielectric.

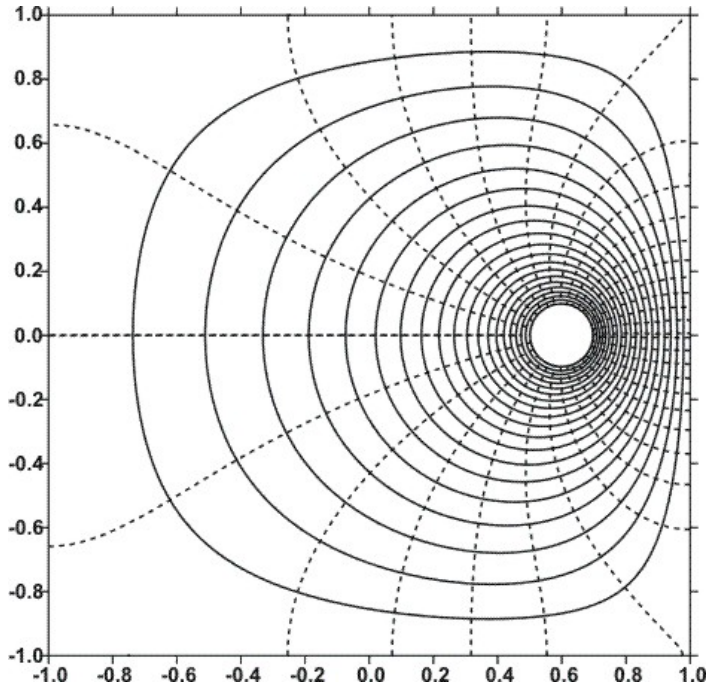


Fig. 6.6. Calculatrea valorii capacităţii C = 28.70 pF pe grila cu 40214 noduri

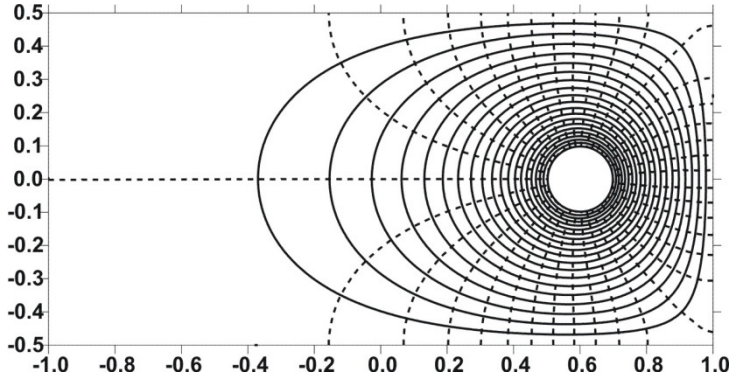


Fig. 6.7. Rezultatul calculului capacităţii pe grila cu 12948 de noduri: C = 33.08 pF.

ISSN 1857-3924

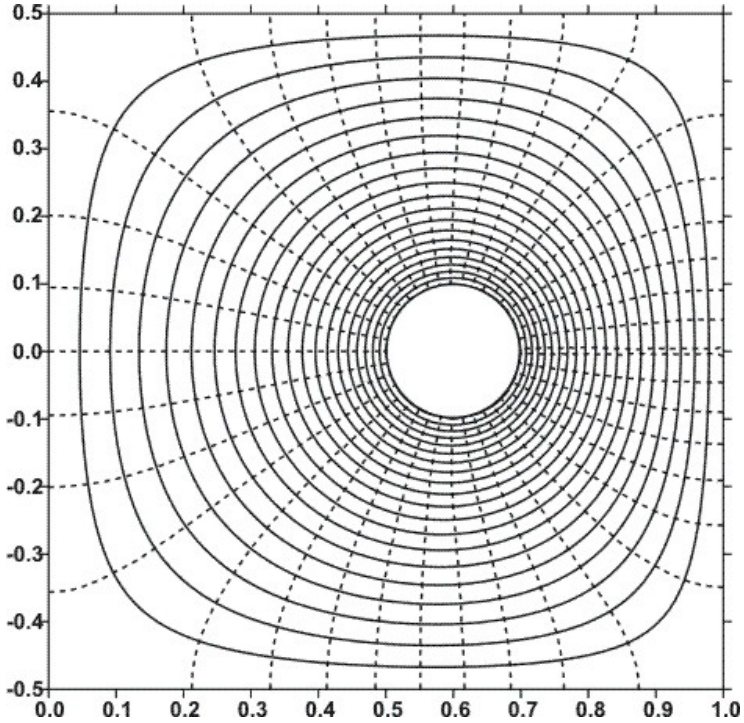


Fig. 6.8. Rezultatul calculului capacităţii pe grila cu 10014 de noduri: C = 33.80 pF.

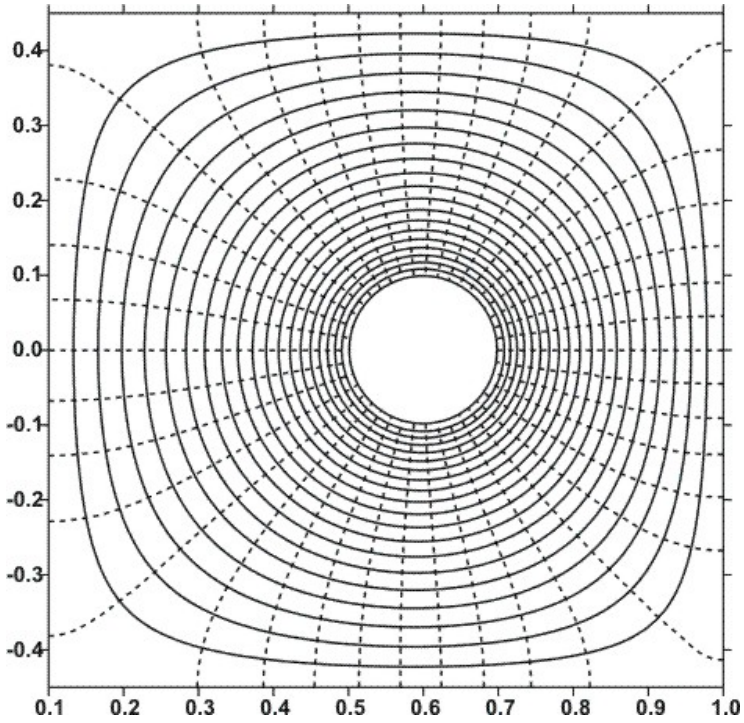


Fig. 6.9. Rezultatul calculului capacităţii pe grila cu 1425310014 de noduri: C = 35.52 pF

ISSN 1857-3924

6.2. Câmpul electrostatic a liniei cu trei faze

În energetică sunt larg utilizate circuitele formate din cabluri. Este necesar de menţionat, că calcularea câmpurilor electrice în cabluri, care sunt structuri neomogene caracterizate de gradienţi ridicaţi a intensităţii câmpului electric prezintă o problemă actuală şi semnificativă privind asigurarea rigidităţii electrice a cablurilor şi argumentarea soluţiilor rezonabile de confecţionare.

Totodată, chiar pentru cea mai simplă configuraţie a cablului cu trei faze în manta din metal de formă cilindrică nu sunt cunoscute soluţii analitice. Acest fapt ne impune să analizăm soluţiile discrete convergente întru estimarea şi argumentarea soluţiilor numerice, utilizând procedura de obţinere a lor prin micşorarea consecutivă a dimensiunilor ochilor grilei de calcul. În fig. 6.10 sunt prezentate liniile valorilor egale de potenţial (linia continuă) şi a intensităţii câmpului (linia întreruptă) pentru cazul unei construcţii a cablului cu trei conductoare izolate amplasate la mare distanţă unul de altul. Vom menţiona, că parametrii geometrici utilizaţi au fost selectaţi astfel numai cu scopul de a ilustra robusteţea metodei numerice şi estimarea preciziei în cadrul testului de verificare propus. Aceste rezultate sunt obţinute pentru grila cu 18906 de noduri. Testele numerice au confirmat, că dublarea numărului de noduri a grilei de calcul a influenţat numai asupra valorii cifrei a patra semnificative a rezultatelor obţinute prin calcul numeric.

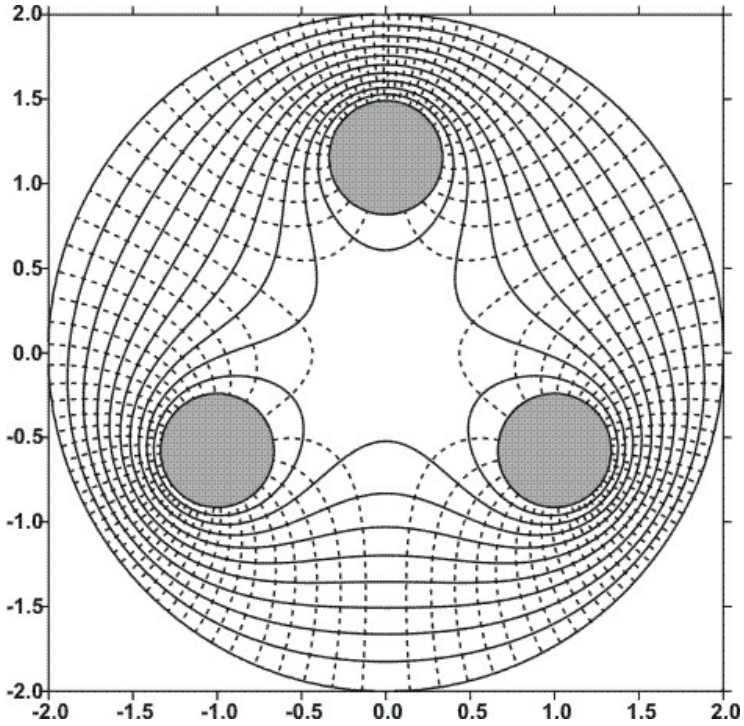


Fig. 6.10. Izoliniile de potenţial şi intensităţii câmpului electric în cablul cu trei conductoare izolate. Razele conductoarelor $R_1 = R_2 = R_3 = 0.3385$ m; distanţa dintre centrele geometrice a secţiunilor transversale $D = 2$ m şi a raza mantalei $R = 2$ м.

Dacă ne vom folosi de formulele (5.15), (5.16), avem posibilitatea să determinăm matricea coeficienţilor proprii şi mutuali a inducţiei electrostatice (valorile proprii şi mutuale ale capacităţilor). Componentele acestei matrice se pot utiliza în calitate de parametri primari în cazul unei linii electrice trifazate.:

ISSN 1857-3924

$$C = \begin{pmatrix} 1.037 & -0.106 & -0.106 \\ -0.106 & 1.037 & -0.106 \\ -0.106 & -0.106 & 1.037 \end{pmatrix} \cdot 41.28 \text{ nF/km.}$$

Pentru a calcula valoarea elementelor din primul rând al matricei *C* vom rezolva problema în caz că potenţialul unui conductor al structurii examinate (cablu) diferă de zero, iar potenţialele celorlalţi conductori şi a mantalei au valorile potenţialului egale cu zero. După calcularea repartiţiei potenţialului cu formulele (5.16) determinăm sarcina electrică a fiecărui conductor a cablului şi cu aplicarea formulei (5.16) calculăm valorile proprii şi mutuale ale capacităţilor respective.

În continuare vom examina determinarea câmpului electric în cazul amplasării conductoarelor fazelor liniei electrice în vârfurilor triunghiului, iar conductorul nul este amplasat în centrul geometric al acestui triunghi echilateral virtual. Domeniul de calcul pentru valorile $R_1 = R_2 = R_3 = R_4 = 0.3385$ m, $D = 2$ m şi distanţa de la sol a conductoarelor fazelor (cele mai apropiate de sol) constituie $H = 16.8$m. Domeniul spaţial al zonei de calul este limitat de pătratul cu laturile 360×360 m, la interfaţa exterioară a căruia considerăm că potenţialul atinge valoarea de zero.

Cu scopul optimizării numărului de noduri în grila de calul se utilizează o grilă neuniformă în care dimensiunea ochiurilor grilei se micşorează la apropierea de conductoare. Pasul grilei în apropiere de interfaţa exterioară a pătratului 360x360 m este egal cu 4 m, iar în apropierea suprafeţei conductoarelor se micşorează până la 0.08 m. Rezultatele calculului pe grila cu 23845 de noduri sunt prezentate în fig. 6.11.

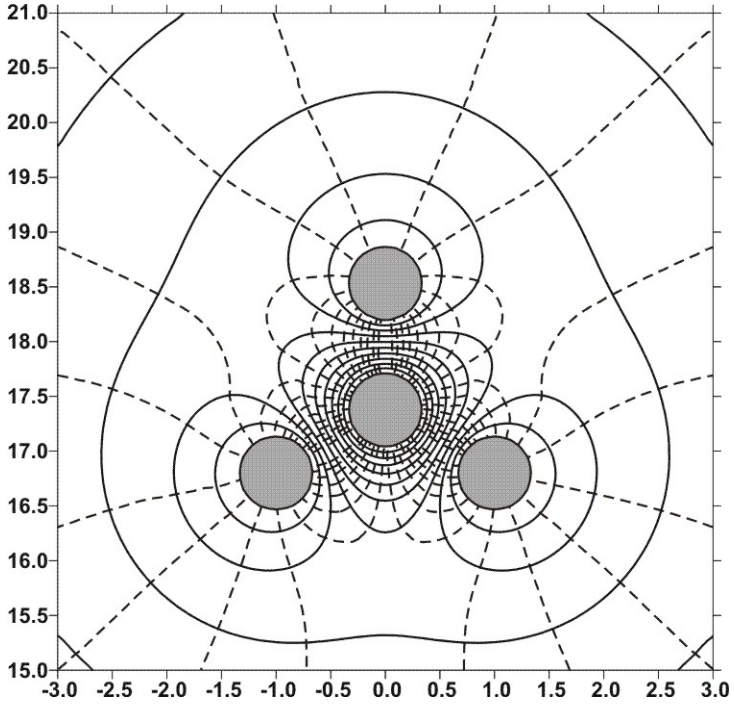


Fig. 6.11. Izoliniile de potenţial şi intensităţii câmpului electric pentru linia cu trei faze la amplasarea lor în triunghi, iar conductorului cu potenţialul zero în centrul geometric al acestui triunghi în cablul cu trei conductoare izolate.

ISSN 1857-3924

Matricea capacităţilor proprii şi mutuale pentru configuraţia indicată este următoarea:

$$C = \begin{pmatrix} 30.43 & -4.95 & -4.71 & -15.82 \\ -4.79 & 30.00 & -4.81 & -15.78 \\ -4.71 & -4.95 & 30.43 & -15.82 \\ -15.88 & -15.57 & -15.60 & 48.98 \end{pmatrix} \text{ nF/km.}$$

Dacă pentru calcularea valorilor elementelor acestei matrice ne vom folosi de formulele aproximative din [11], care nu ţin cont de diametrele conductoarelor, obţinem divergenţe cantitative privind valorile acestor elemente, chiar în prima şi a doua cifră semnificativă:

$$C = \begin{pmatrix} 27.54 & -3.96 & -3.81 & -14.42 \\ -3.96 & 27.25 & -3.96 & -14.44 \\ -3.81 & -3.96 & 27.54 & -14.42 \\ -14.42 & -14.44 & -14.42 & 43.83 \end{pmatrix} \text{ nF/km.}$$

În fig.6.12 sunt prezentate liniile echipotenţiale pentru potenţial şi intensitatea câmpului electric a liniei trifazate cu faza formată de un fascicul de conductoare. Fascicolele conductoarelor fazelor sunt amplasate în vârfurile triunghiului. Repartiţia câmpului este obţinută pe grila ce include 15106 noduri cu pasul spaţial 0,11 m.

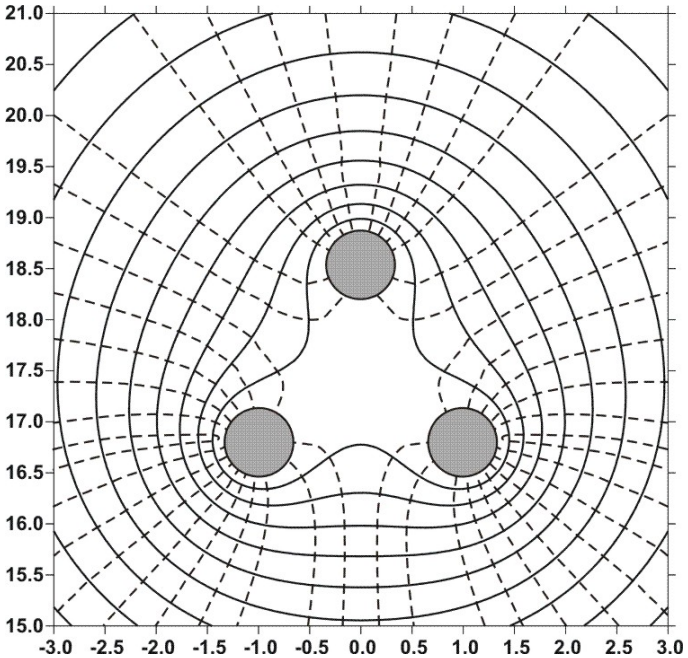


Fig. 6.12. Izoliniile potenţialului şi a intensităţii câmpului pentru linia cu trei faze

Matricea capacităţilor proprii şi mutuale va fi următoarea:

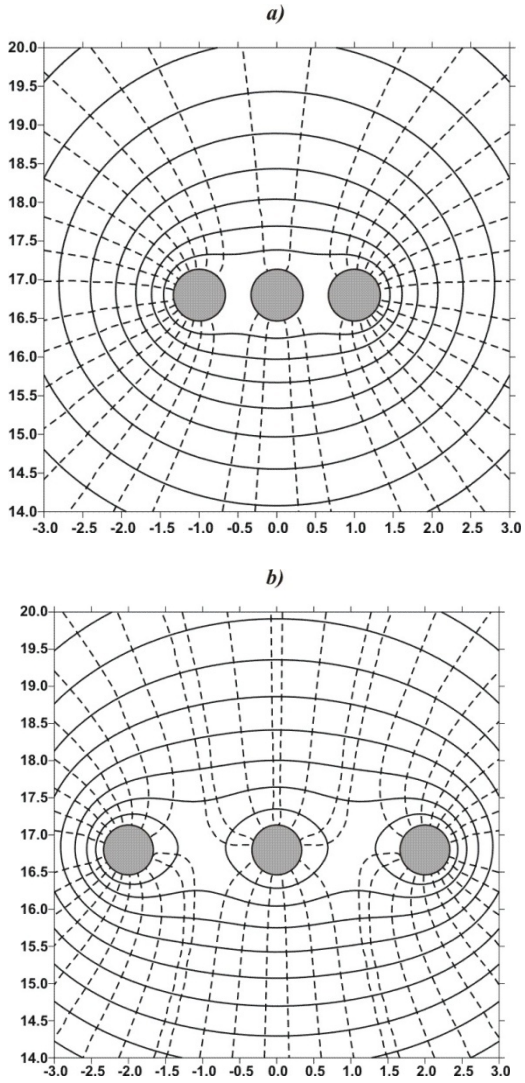
ISSN 1857-3924

$$C = \begin{pmatrix} 23.72 & -8.75 & -8.89 \\ -9.12 & 22.56 & -9.01 \\ -8.89 & -8.75 & 23.72 \end{pmatrix} \text{ nF/km.}$$

În caz că nu luăm în considerare diametrul conductoarelor fazelor devierea valorilor capacităţilor matricei este nesemnificativă:

$$C = \begin{pmatrix} 22.79 & -8.71 & -8.56 \\ -8.71 & 22.50 & -8.71 \\ -8.56 & -8.71 & 22.79 \end{pmatrix} \text{ nF/km.}$$

La amplasarea conductoarelor fazelor în plan orizontal se obţine tabloul repartiţiei câmpului electric în fig.6.13. Calculele s-au efectuat pentru diferite distanţe dintre conductoarele fazelor, care au variat de la 1 m până la 12 m.



ISSN 1857-3924

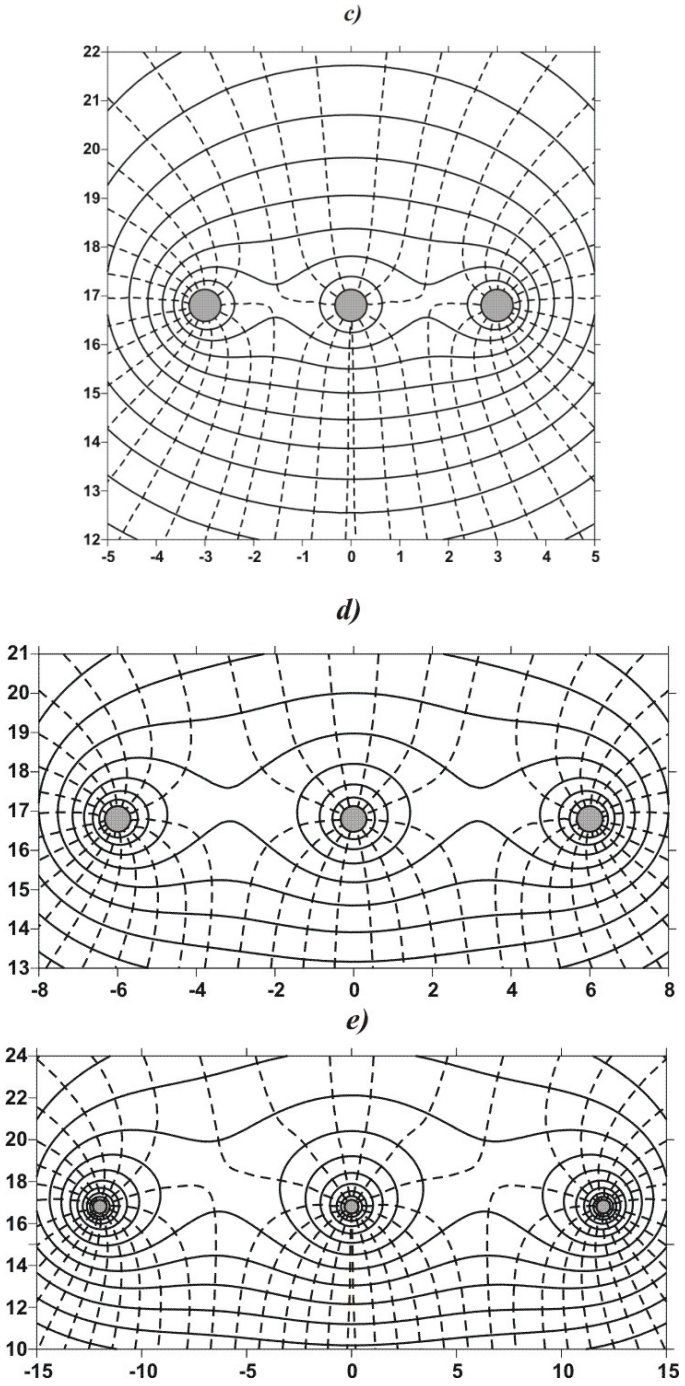


Fig. 6.13. Izoliniile câmpului electric la amplasarea în plan orizontal al conductoarelor fazelor pentru distanţele dintre faze: 1 m (*a*); 2 m (*b*); 3 (*c*); 6 m (*d*); 12 m (*e*).

Valorile capacităţilor lineică pentru variantele de realizare constructivă a LEA cu trei faze amplasate în plan orizontal calculate cu metoda numerică şi valorile calculate cu formulele cu aproximare din [11]:

ISSN 1857-3924

$$C = \begin{pmatrix} 31.98 & -22.99 & -4.04 \\ -22.99 & 50.90 & -22.99 \\ -4.04 & -22.99 & 31.98 \end{pmatrix}; \quad C = \begin{pmatrix} 29.27 & -20.78 & -2.08 \\ -20.78 & 43.87 & -20.78 \\ -2.08 & -20.78 & 29.27 \end{pmatrix} \text{ nF/km;}$$

$$C = \begin{pmatrix} 20.37 & -10.64 & -3.05 \\ -10.64 & 25.34 & -10.64 \\ -3.05 & -10.64 & 20.37 \end{pmatrix}; \quad C = \begin{pmatrix} 19.81 & -10.46 & -2.78 \\ -10.46 & 24.94 & -10.46 \\ -2.78 & -10.46 & 19.81 \end{pmatrix} \text{ nF/km;}$$

$$C = \begin{pmatrix} 17.24 & -7.76 & -2.47 \\ -7.76 & 20.38 & -7.76 \\ -2.47 & -7.76 & 17.24 \end{pmatrix}; \quad C = \begin{pmatrix} 17.07 & -7.73 & -2.39 \\ -7.73 & 20.23 & -7.73 \\ -2.39 & -7.73 & 17.07 \end{pmatrix} \text{ nF/km;}$$

$$C = \begin{pmatrix} 14.35 & -4.81 & -1.58 \\ -4.81 & 15.79 & -4.81 \\ -1.58 & -4.81 & 14.35 \end{pmatrix}; \quad C = \begin{pmatrix} 14.29 & -4.81 & -1.57 \\ -4.81 & 15.74 & -4.81 \\ -1.57 & -4.81 & 14.29 \end{pmatrix} \text{ nF/km;}$$

$$C = \begin{pmatrix} 13.02 & -2.88 & -0.84 \\ -2.88 & 13.57 & -2.88 \\ -0.84 & -2.88 & 13.02 \end{pmatrix}; \quad C = \begin{pmatrix} 12.88 & -2.85 & -0.84 \\ -2.85 & 13.45 & -2.85 \\ -0.84 & -2.85 & 12.88 \end{pmatrix} \text{ nF/km.}$$

Compararea rezultatelor calculelor capacităţilor liniei cu metoda câmpului şi cu formulele aproximative indică la aceea, că cu creşterea distanţei dintre conductoarele fazelor diferenţa valorilor obţinute cu diferite metod se micşorează.

6.3. Elaborarea soft-ului de calcul a parametrilor lineică a fazei liniei electrice cu fascicole de conductoare.

6.3.1. Estimarea preciziei soluţiilor obţinute prin metode numerice de calcul a capacităţii lineică a liniilor cu construcţia fazei din conductoare în fascicol

S-au formulat problema calculului potenţialului şi intensităţii câmpului electrostatic a liniei electrice, ţinând cont de influenţa pilonului şi izolatoarelor de fixare a conductoarelor. S-au formulat şi argumentat condiţiile marginale de limită pentru cazul pilonului de tipul Γ, care are potenţialul pământului. Paralelipipedul în care este amplasat pilonul are laturile $2L_x$, L_y, L_z şi se sprijină pe suprafaţa solului. La hotare se consideră cunoscute valorile potenţialului, iar derivata în direcţia normală la suprafaţă are valoarea zero. La hotarele de delimitare saltul potenţialului şi a vectorului pe normală au valorile: $\text{zero}[u] = 0$ и $[(\vec{D}, \vec{n})] = 0$. S-a elaborat softul de calcul cu determinarea în spaţiul 3D a repartiţiei câmpului electric cu determinarea valorilor capacităţii lineică influenţată de pilonul LEA (fig. 6.14).

ISSN 1857-3924

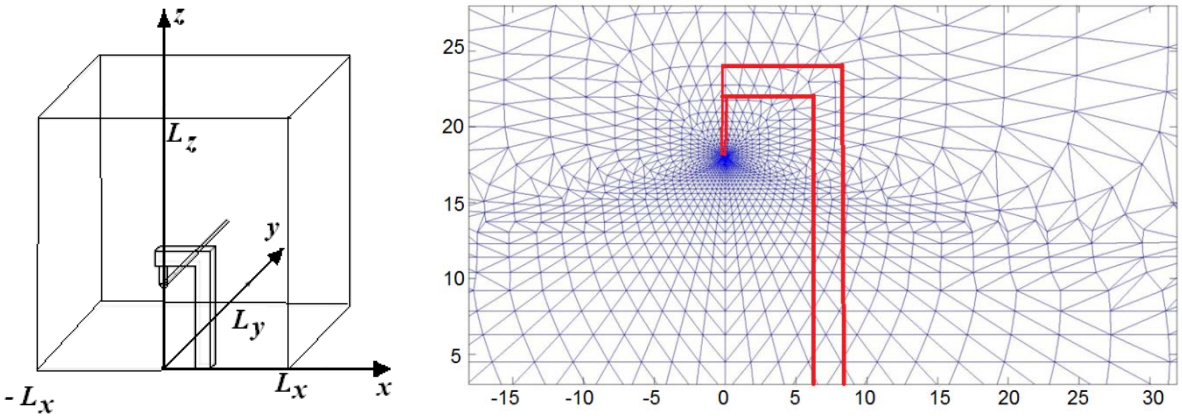


Fig.6.14. Schema obiectului în 3D. Formarea reţelei 3D (volum parţial) pentru a calcula repartiţia câmpului electric şi valoarea capacităţii lineică la diferite distanţe de la pilon

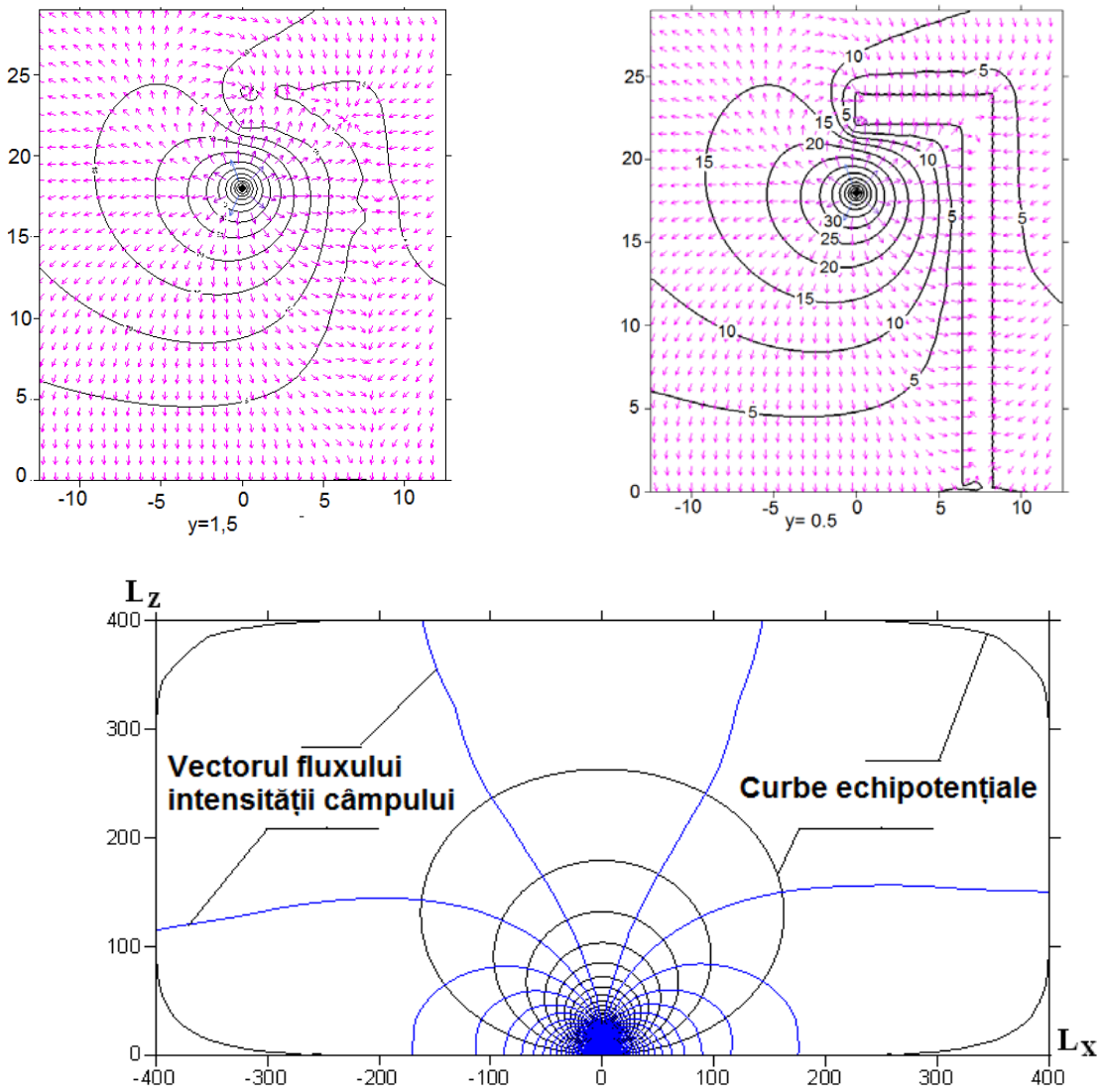


Fig.6.15. Repartiţia câmpului electric pentru o fază a LEA 110 kV (varianta de suspendare izolată)

ISSN 1857-3924

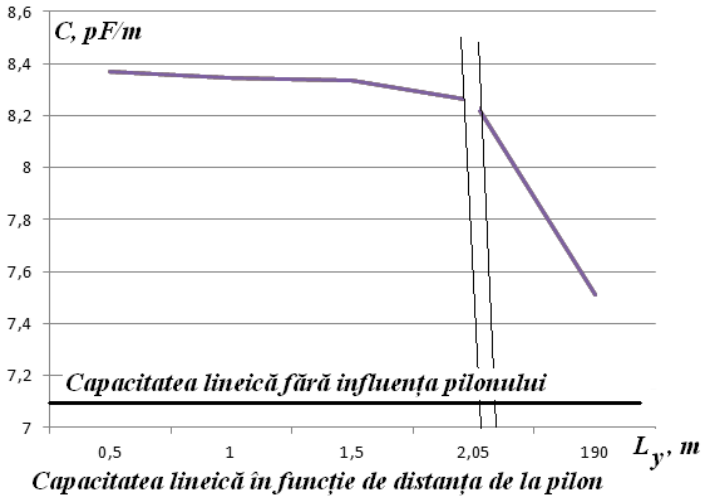


Fig.6.16. Variaţia valorii capacităţii lineică a fazei izolate în funcţie de distanţa de la pilon

În tabelul 6.1 sunt prezentate rezultatele obţinute pentru valoarea capacităţii lineică, ţinând cont de influenţa stâlpului asupra distribuţiei câmpului electric în deschizătura liniei de tensiune înaltă.

Tabelul 6.1

Evoluţia valorii capacităţii lineică la diferite distanţe de la stâlpul LEA

y, m	0.5	1	1.5	2.05	190
C, pF/m	8.368	8.346	8.337	8.254	7.512

Rezultatele calculului numeric s-au comparat cu valoarea capacităţii determinate analitic pentru conductorul amplasat liber în aer la aceiaşi înălţime de asupra solului. Diferenţa numerică a valorii capacităţii lineică nu depăşeşte 5% pentru porţiunea aflată la distanţa de ½ a deschizăturii liniei şi aceasta valoare mai ridicată este condiţionată de influenţa pilonului şi distorsiunea câmpului electric din deschizătură.

7. Repartiţia câmpului electric în deschizătura liniei electrice

7.1. Formularea problemei privind procedura automatizată a triunghiulării unui domeniu arbitrar cu multe legături mutuale

Scopul acestui compartiment constă în realizarea procedurii de calcul a potenţialului şi intensităţii câmpului electric în zona stâlpului liniei electrice aeriene LEA 500kV fără (frig.7.1) şi cu tronsoane de protecţie contra loviturilor de trăsnet (fig.2). Problema se formulează astfel. Fie că este necesar de determinat în spaţiu 3D repartiţia potenţialului $u(x, y, z)$ a câmpului electrostatic în domeniul cu multe legături mutuale Ω, în care permitivitatea relativă dielectrică $\varepsilon_a(x, y)$ are diferite valori în spaţiul domeniului examinat : $\varepsilon_a = 1$ în aer şi $\varepsilon_a = 6$ în izolatoarele LEA. În figurile 7.1 şi 7.2 este prezentat domeniul Ω, care este o figură geometrică, paralelipiped cu laturile cu lungimile $2L_x$, L_y, L_z. În interiorul paralelipipedului este amplasat stâlpul LEA 500 kV cu fazele ce prezintă fascicole din trei conductoare şi tronsoanele de protecţie contra loviturilor de trăsnet. Secţiunea suprafeţei $z = 0$ coincide cu suprafaţa solului. Potenţialul electric al stâlpului de asemenea se consideră egal cu

ISSN 1857-3924

potenţialul pământului. Considerăm, că secţiunile $x = L_x$, $x = -L_x$ şi $z = L_z$ se află la distanţă mare de la stâlp şi au potenţialul egal cu zero. În secţiunile $y = 0$ şi $y = L_y$ se formulează condiţiile de simetrie.

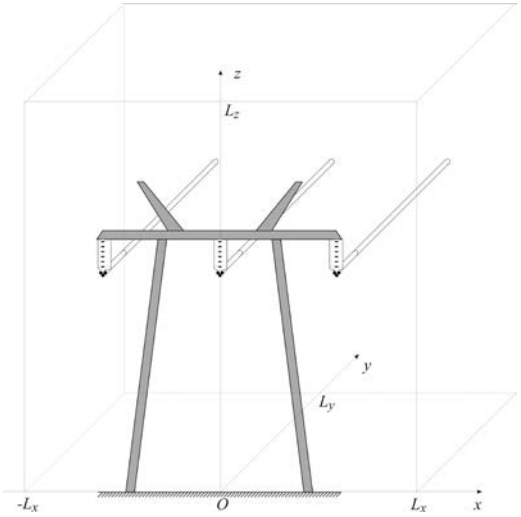


Fig.7.1. Schema deschizăturii LEA 500 kV

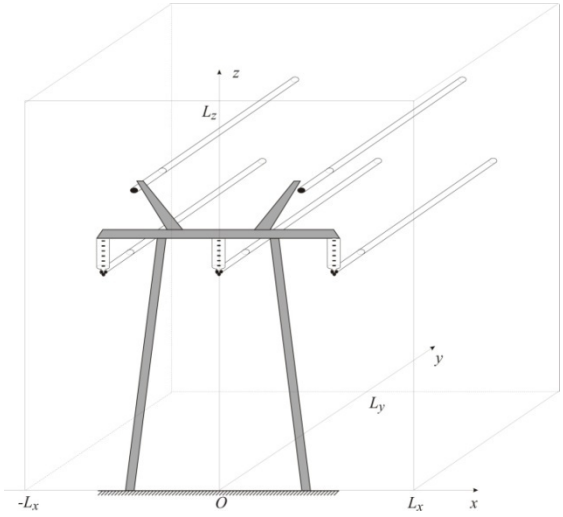


Fig. 7.2. LEA 500 kV cu tronsoane de protecţie contra loviturii de trăsnet

7.2. Particularităţi privind elaborarea modelului discret.

Pentru obţinerea soluţiei numerice în domeniul $\overline{\Omega} = \Omega + \Gamma$ este necesar de creat o grilă spaţială, în baza căreia se execută procedura de triunghiulare a domeniului. Aceasta conduce la aceea, că spaţiul 3D se divizează într-o multitudine de elemente volumetrice mic, ce au forma de tetraedre (piramide). Vârfurile piramidelor se numesc noduri ale grilei. Procedeul de construire a grilei 3D include două etape. La prima etapă în secţiunile $y = 0$ şi $y = L_y$ se construieşte grila bidimensională, iar la etapa a două, în baza grilelor bidimensionale se construieşte grila tridimensională (3D). Esenţa construirii algoritmului triunghiulaţiei bidimensionale se elucidează prin construirea grilei bidimensionale pentru domeniul cu configuraţia din figura 7.3 .

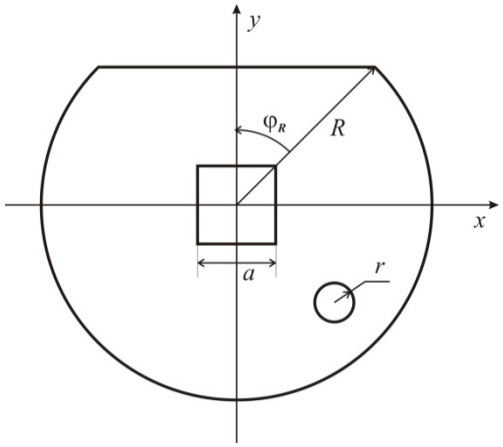


Fig.7.3. Domeniul cu legături multiple: $R = 10$; $\varphi_R = \pi/4$; $a = 4$; $r = 1$

ISSN 1857-3924

La primul pas se defineşte domeniul în formă de ansamblu de conture închise, care sunt graniţele domeniului. În exemplul acesta avem trei conture: unul exterior şi două interioare. Fiecare dintre conture se divizează în porţiuni de curbe fără rupturi. Fiecare dintre aceste porţiuni se descrie ca o funcţie parametrică în dependenţă de variabila $t \in [0,1]$ $t \in [0,1]$. La domeniu direcţia de deplasarea se selectează astfel, ca conturul să rămână permanent în partea stânga. Ca urmare, conturul exterior se traversează mişcându-ne împotriva acului ceasului, iar a celor interioare după acul ceasului. Descrierea conturelor se face cu următoarele relaţii:

Conturul exterior

Curba 1: $x(t) = d\ x(t) = \mathrm{d}(0,5 - \mathrm{t}); \mathrm{y(t)} = \mathrm{h};\ \mathrm{t} \in [0,1];\ \mathrm{d} = 2\,\mathrm{R}\sin\varphi_R;\ h = R\cos\varphi_R.$

Curba2: $\varphi(t) = 2(\pi - \varphi_R)t + \frac{\pi}{2} + \varphi_R;\ x(t) = R\cos\varphi(t);\ y(t) = R\sin\varphi(t);\ \mathrm{t} \in [0,1].\ \varphi(t) =$

$2(\pi - \varphi_R)t + \frac{\pi}{2} + \varphi_R; \qquad x(t) = R\cos\varphi(t);\ y(t) = R\sin\varphi(t); t \in [0,1]$ (7.1)

Conturul interior cu forma de pătrat

Curba 1: $x(t) = a/2;\ y(t) = a(0,5 - t);\ t \in [0,1].\ x(t) = a/2; y(t) = a(0.5 - t); t \in [0,1];$

Curba 2: $x(t) = a(0,5 - t);\ \ y(t) = -a/2;\ \ t \in [0,1].$

Curba 3: $x(t) = -a/2;\ y(t) = a(0,5 - t);\ \ y(t) = -a/2;\ \ t \in [0,1].$ (7.2)

Curba 4: $x(t) = a(t - 0,5);\ y(t) = a/2;\ \ t \in [0,1].\ x(t) = a(t - 0.5); y(t) = a/2; t \in [0,1]$

Conturul interior cu forma de circumferinţă

Curba 1: $x(t) = x_r + r\cos(2\pi(1-t);\ y(t) = y_r + r\sin 2\pi(1-t);\ t \in [0,1]; x_r = 5; \mathrm{y}_r = -5.$ (7.3)

La următorul pas apelăm la procedura [*xv*, *ind*, *k*, *mm*, *nn*, *tt*]= Nod_Front(*L*, *N*), care şi construieşte grila la graniţele domeniului. Aici, prin *L*, *N* se notează parametrii intrare: *N* – numărul de contur; *L*(1:*N*) – numărul de curbe fără rupturi în fiecare contur; *xv*, *ind*, *k*, *mm*, *nn*, *tt* – parametrii ieşire: *xv*(*i*,:) – coordonatele nodului *i* , *ind*(*i*) – tipul nodului *i; k* –numărul de noduri; *mm*(*i*) – numărul conturului, căruia îi aparţine nodul *i*; *nn*(*i*) – numărul curbei în conturul *mm*(*i*), căruia îi aparţine nodul *i; tt*(*i*) – valoarea parametrului *t*, care determină coordonatele nodului *I* cu ajutorul formulelor parametrice (7.1)–(7.3). Pentru cazul nostru: *N* = 3; *L*(1)=2; *L*(2)=4; *L*(3)=1. În figura 7.4 este prezentat un exemplu de grilă la hotarul domeniului.

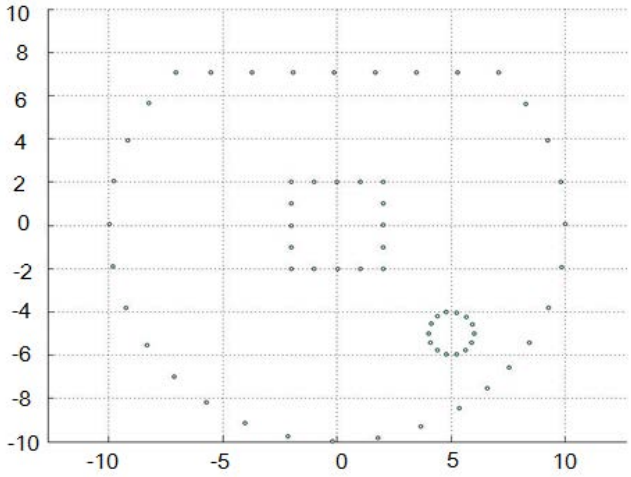


Fig.7.4. Repartiţia nodurilor pe graniţele domeniilor evidenţiate

ISSN 1857-3924

Vom menţiona, că procedura Nod_Front (*L*,*N*) construieşte o grilă neuniformă cu valori diferite a pasului. Valoarea pasului se calculează în dependenţă de amplasarea nodului cu ajutorul unei funcţii speciale *h*(*x*,*y*)

$$h(x,y) = h_0 + \sum_{i=1}^{n} \frac{h_i - h^0}{1 + \left(\frac{x - x_i}{A_i}\right)^{N_i} + \left(\frac{y - y_i}{B_i}\right)^{N_i}},$$

în care h_0 – pasul de bază a grilei; n – numărul de îngroşări (condensări) sau rarefierii grilei în preajma punctului cu coordonatele (x_i, y_i), h_i – pasul grilei în centru condensării i ; A_i, B_i – dimensiunile domeniului de condensare; N_i – exponentul ce caracterizează gradientul de îngroşare (condensare) a pantei. După construirea grilei la graniţele domeniului se aplică procedura [TRI, Var, Ugol, xv, TGS, k] = Triang(*TGS*,*k*,*xv*), care construieşte triunghiularea în interiorul domeniului. Aici se notează: *TGS*,*k*,*xv* – parametrii intrare, inclusiv *TGS* – vectorul graniţei curente a grilei, care include numerele nodurilor ce formează graniţa, dar care la moment nu au trecut procedura de triunghiulare. Numerele nodurilor se amplasează astfel, ca la traversarea domeniului aceste numere să rămână în stânga de direcţia mişcării. Figura 7.5 elucidează algoritmul construirii grilei pentru mai multe domenii. În figura 7.6 se prezintă grila după optimizare cu suportul modulului [TRI, C, VecOb] = Post_Optimiz(k, VecOb, UgolGr, nomer, ind, C, TRI, xv),

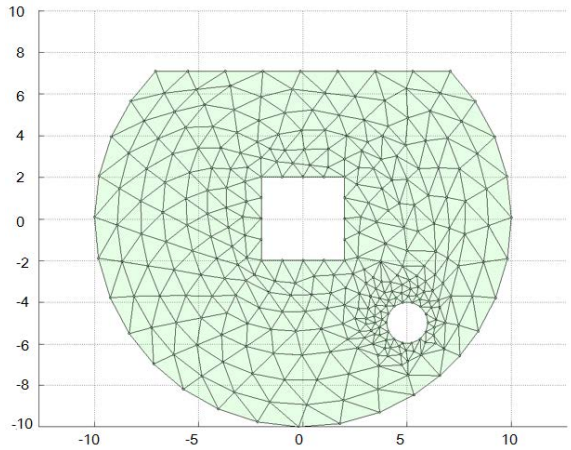


Fig.7.5. Grila cu 314 noduri

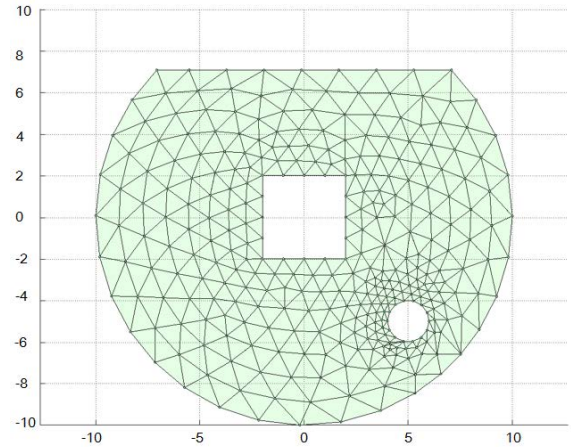


Fig. 7.6. Grila după optimizare

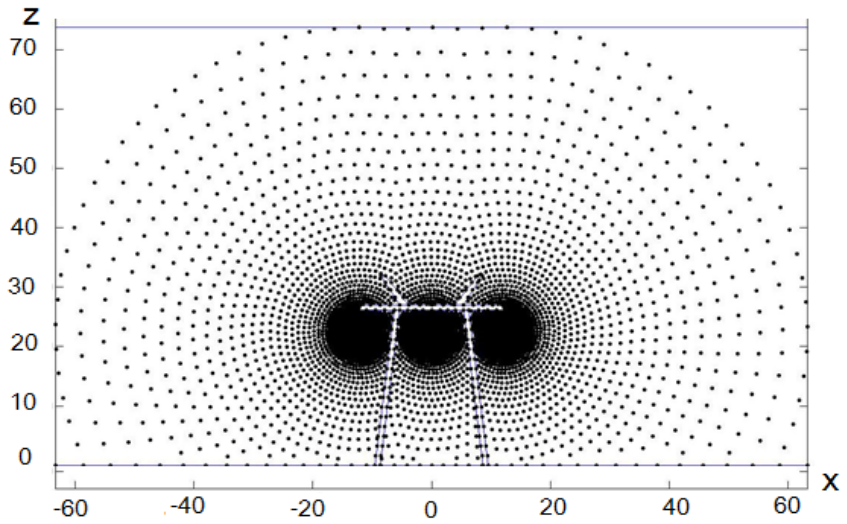
ISSN 1857-3924

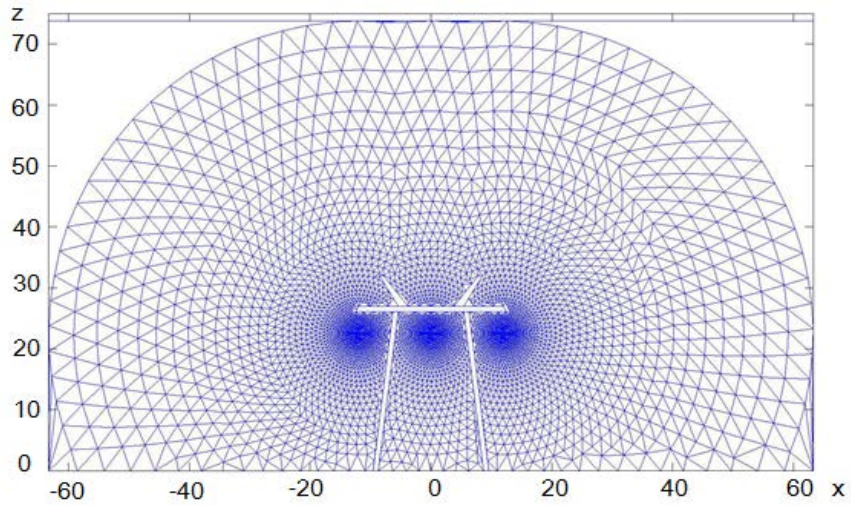
7.3. Grila de calcul pentru LEA 500 kV

Determinarea repartiţiei câmpului electric în jurul LEA prezintă o problemă destul de dificilă, deoarece este influenţată de elementele portante şi armatura LEA. Vom examina problema calculării câmpului electric în deschizătura LEA 500 kV. Considerăm, că mediul are aceleaşi proprietăţi electrofizice ca şi în cazurile anterioare. În figura 7.7 se prezintă principalele elemente şi dimensiuni ale LEA 500 kV.

În figura 7.7 se prezintă domeniul Ω ce constituie un paralelipiped cu laturile $2L_x, L_y, L_z$ în interiorul căruia se află LEA. Planul $z=0$ coincide cu suprafaţa pământului şi are potenţialul egal cu zero. Potenţialul stâlpului de asemenea este zero. Se consideră, că secţiunile $x=L_x$, $x=-L_x$ şi $z=-L_z$ se află la o distanţă mare de la stâlp şi urmare a acesteia se poate considera, că de asemenea au potenţialul egal cu zero. În secţiunile $y=0$ şi $y=L_y$ sunt definite condiţiile de simetrie.

În spaţiul paralelipipedului se construieşte o reţea tridimensională cu condiţia, că elementele cu forma de tetraedre construite în spaţiu interior a paralelipipedului, au vârfurile care coincid cu nodurile grilei tridimensionale (a vede fig. 7.7).





ISSN 1857-3924

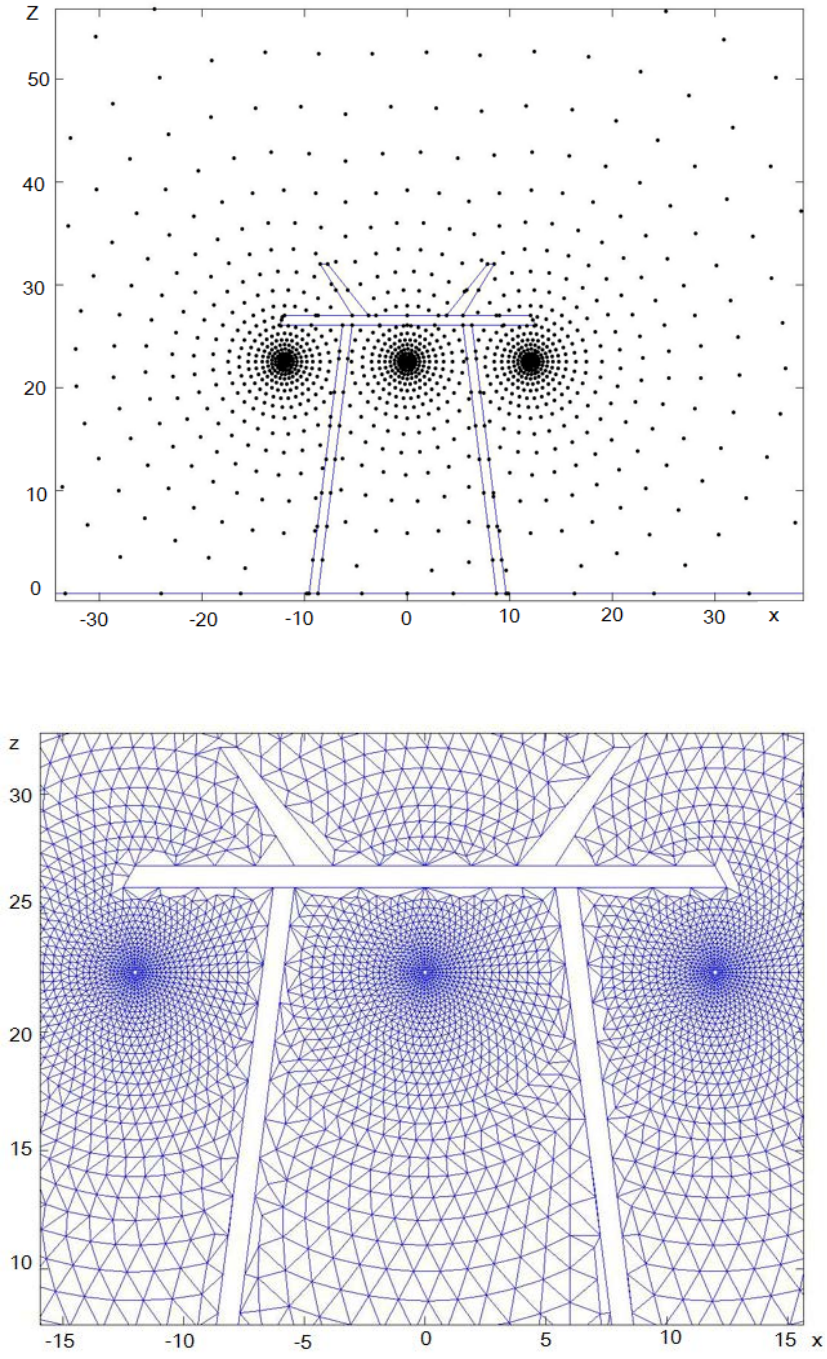


Fig. 7.7. Grila în diferenţe şi triunghiulaţia în secţiunea y=0: pentru tot domeniu şi în preajma stâlpului

Algoritmul elaborat s-a utilizat pentru construirea grilei LEA prezentată în figura 7.8 privind LEA 500 kV cu tronsoane de protecţie contra loviturilor de trăsnet. Repartiţia nodurilor în domeniu format din mai multe zone cu configuraţii diferite a graniţelor sunt prezentate în figura 7.8.

ISSN 1857-3924

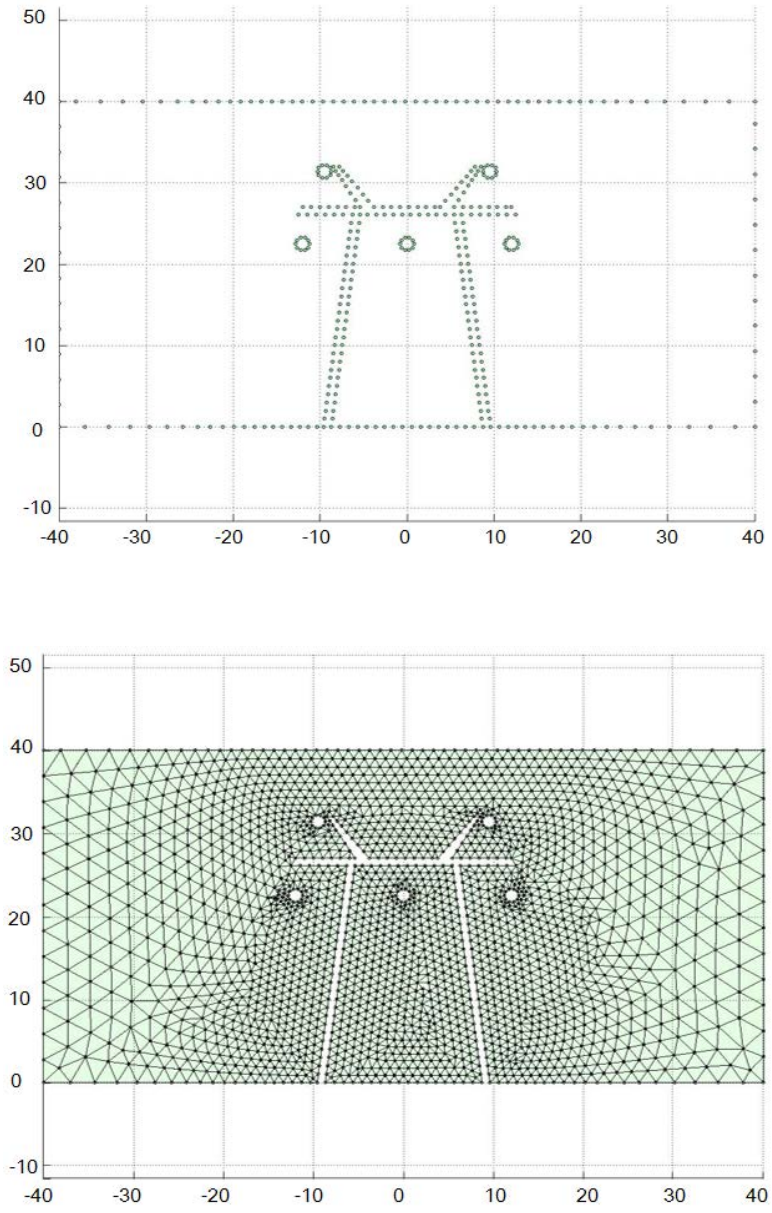


Fig.7.8. Repartiţia nodurilor la graniţele domeniilor şi grila de calcul bidimensională a LEA cu tronsoane de protecţie contra loviturii de trăsnet

7.4. Algoritmul de calcul al câmpului electric în deschizătura liniei

Metoda şi softul de calcul a repartiţiei câmpului electric într-un mediu neomogen, unde neomogenitatea este condiţionată de realizarea constructivă a liniei şi elementele de fixare a conductoarelor are la bază ecuaţiile Maxwell cu formularea condiţiilor marginale de limită, ţinând cont de neomogenitatea şi geometria spaţială a liniei.

Problema se rezolvă cu metoda volumelor finite şi procedura de rezolvare constă în următoarele:

1) în spaţiul cu forma de paralelipiped se construieşte o reţea o plasă spaţială;

ISSN 1857-3924

2) în baza acestei plase se execută triunghiulaţia spaţiului, deci spaţiul tridimensional se divizează în spaţii mici cu geometria în formă de tetraedre (piramide) şi vârfurile piramidelor coincid cu nodurile plasei spaţiale;

3) în calitate de soluţie de aproximare se examinează funcţia cu porţiuni liniare $u_h(x,y,z)$, care trebuie să fie continuă în domeniu definit şi liniară pe fiecare tetraedru; soluţia $u_h(x,y,z)$ se prezintă de combinaţia liniară a funcţiilor de bază $u_h(x,y,z)=\sum_{i=1}^{n_1} u_i\varphi_i(x,y,z)$;

4) ecuaţia Laplace se integrează după celula lui Voronoi cu aplicarea teoremei de divergenţă,

5) se obţine un sistem de ecuaţii algebrice liniare pentru care valorile potenţialului în nodurile plasei sunt mărimile necunoscute;

6) în baza soluţiilor obţinute se calculează intensitatea câmpului electric $\vec{E}=-\text{grad}\,u$ şi capacitatea lineică $C=q/(u_1-u_2)$ a conductorului.

Algoritmul descris a fost realizat în formă de soft în mediul MATLAB cu executarea unui set de calcule a parametrilor câmpului şi a capacităţii lineică a fazei. Capacitatea lineică sub influenţa pilonului şi izolatorului creşte în proporţie de (5-17)% în dependenţă de distanţa de la pilon.

Algoritmul şi metoda de calcul este robust şi pentru fascicole de conductoare care formează faza liniei.

S-a formulat problema calculului potenţialului şi intensităţii câmpului electrostatic a liniei electrice, ţinând cont de influenţa pilonului şi izolatoarelor de fixare a conductoarelor. S-au formulat şi argumentat condiţiile marginale de limită pentru cazul pilonului de tipul Γ, care are potenţialul pământului. Paralelipipedul în care este amplasat pilonul are laturile $2L_x$, L_y, L_z şi se sprijină pe suprafaţa solului. La hotare se consideră cunoscute valorile potenţialului, iar derivata în direcţia normală la suprafaţă are valoarea zero. La hotarele de delimitare saltul potenţialului şi a vectorului pe normală au valorile: $\text{zero}[u]=0$ şi $[(\vec{D},\vec{n})]=0$. S-a elaborat softul de calcul cu determinarea în spaţiul 3D a repartiţiei câmpului electric cu determinarea valorilor capacităţii lineică influenţată de pilonul LEA.

7.5. Repartiţia câmpului electric în deschizătura liniei electrice

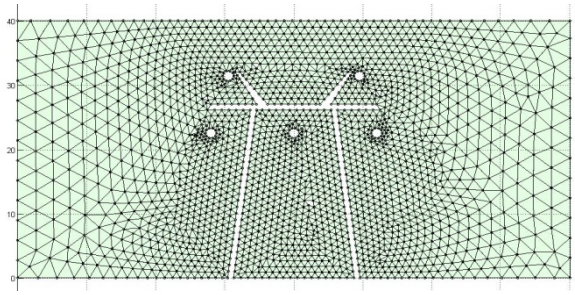
Scopul a constat în elaborarea modelului de calcul şi executarea calculelor repartiţiei câmpului electric în deschizătura LEA 500 kV cu trei faze, inclusiv, formate din mai multe conductoare.

Pentru aceasta s-a aplicat metoda numerică de calcul - metoda volumelor finite. S-a elaborat algoritmul de construire a grilei de calcul cu diferite valori a paşilor de discretizare în spaţiul tridimensional, ţinând cont de geometria elementelor constructive ale LEA 500kV (fig.7.8 şi 7.9). Numărul de noduri a grilei de calcul – 206811 cu includerea în acest spaţiu a 1200242 tetraedre.

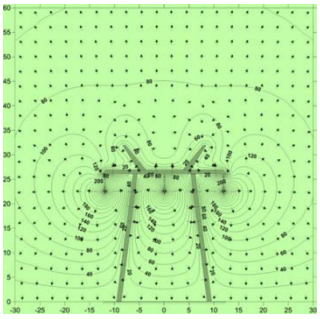
Calculele repartiţiei potenţialului $u(x,y,z)$ câmpului electric s-au executat pentru paralelipipedul $P=\{(x,y,z): x\in[-L_x,L_x], y\in[0,L_y], z\in[0,L_z]\}$ cu dimensiunile laturilor $L_x = L_y = L_z = 400$ м pentru conductoarele de tipul 3AC 400/51, r_0=1,13 cm, distanţa liniară dintre conductoare în fascicol 40 cm, raza fascicolului de conductoare 17,3 cm. Raza echivalentă a fascicolului de conductoare a fazei este de 10,05 cm.

ISSN 1857-3924

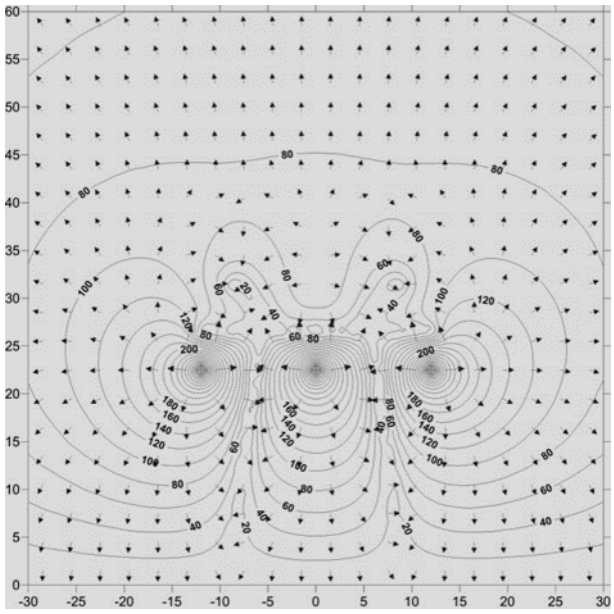
În rezultat s-au determinat valorile capacităţilor lineică a LEA 500 kV la diferită distanţă de la stâlp. S-a constatat, că influenţa stâlpului se evidenţiază în această linie doar până la distanţele de 15-16 metri de la stâlp. Metoda şi rezultatele calculelor se recomandă de utilizat la optimizarea construcţiei liniilor electrice de tensiune înaltă. În fig.7.8 şi 7.9 se prezintă grila de calcul pentru LEA 500 kV cu tronsoanele de protecţie contra loviturii de trăsnet şi rezultatele calculelor câmpului electric la diferită distanţă de la pilon.



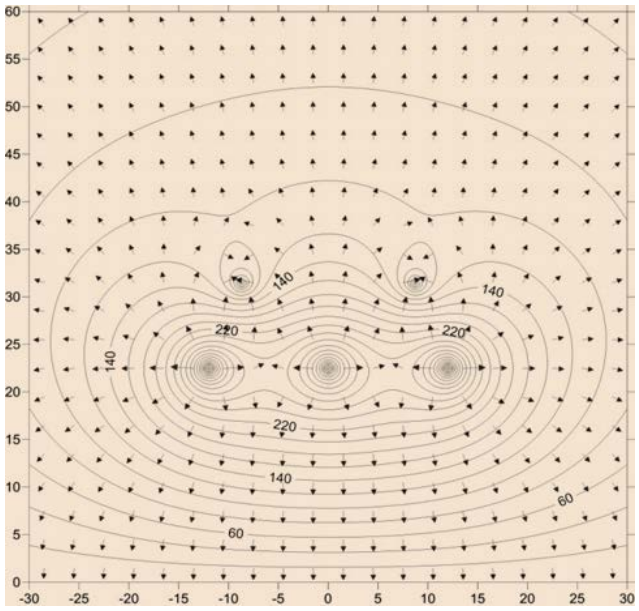
Grila de calcul în zona stâlpului LEA



Repartiţia câmpului electric (calcul) lîn planul vertical al stâlpului LEA



Repartiţia câmpului electric (calcul) la distanţă de 0,675 m de la stâlpul LEA



Repartiţia câmpului electric (calcul) la distanţă de 36 m de la stâlpul LEA

Fig.7.9. Rezultatele calculării câmpului electric al liniei cu trei faze LEA 500 kV

7.6. Câmpul electromagnetic şi parametrii liniei electrice 110 kV

Cu utilizarea metodei volumelor finite s-a determinat repartiţia câmpului electromagnetic al liniei trifazate de curent alternativ ţinând cont de variaţie temporală a tensiunilor fazelor determinată de frecvenţa curentului alternativ. Valorile capacităţilor şi inductivităţilor lineică a liniei cu trei faze

ISSN 1857-3924

pentru diferite configuraţii de suspendare ale conductoarelor s-au determinat pentru condiţia că are loc schimbarea variabilei timpului cu pasul $(1-2)10^{-3}s\,(1-2)10^{-3}s$. În fig. 7.10 se prezintă geometria LEA 110 kV cu conductoarele fazelor amplasate orizontal şi în triunghi şi grila de calcul a câmpului electric fig.7.11.

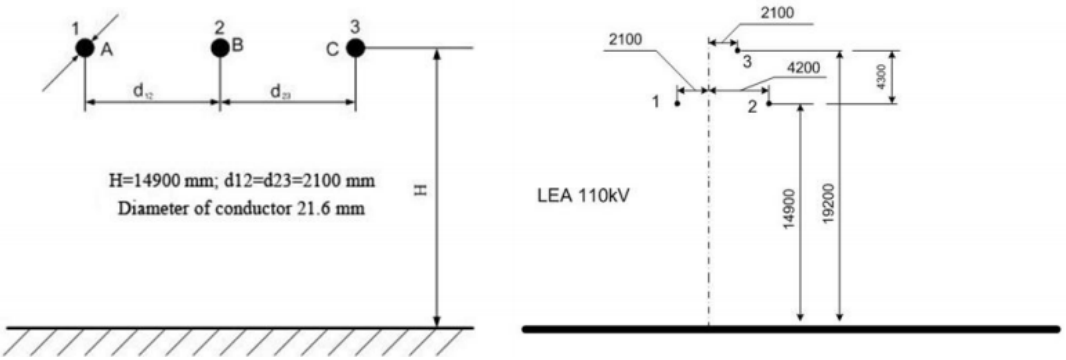


Fig.7.10. Variantele de amplasare a conductoarelor în linia LEA 110 kV

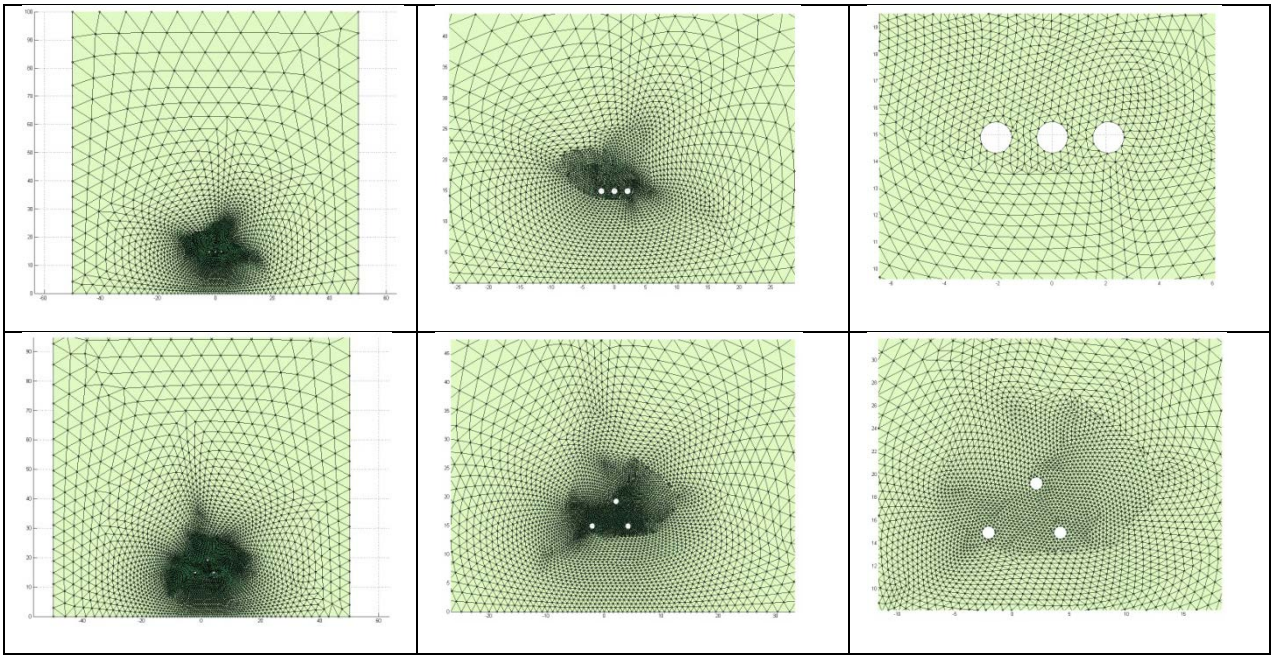


Fig.7.11. Grila de calcul pentru amplasarea orizontală şi spaţială a conductoarelor fazelor

7.6.1. Repartiţia câmpului electric şi parametrii lineică a LEA 110 kV

Considerăm că la conductoarele fazelor se aplică tensiunile:

$$u_A = U_m \sin\omega t;\; u_B = U_m \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right);\; u_C = U_m \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right);$$

$$i_A = I_m \sin(\omega t + \varphi_A);\; u_B = U_m \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi_B\right);\; u_C = U_m \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi_C\right);$$

$$\varphi = \varphi_A = \varphi_B = \varphi_C$$

ISSN 1857-3924

În fig. 7.12 se prezintă informaţii ale câmpului electric în deschizătura LEA 110 kV.

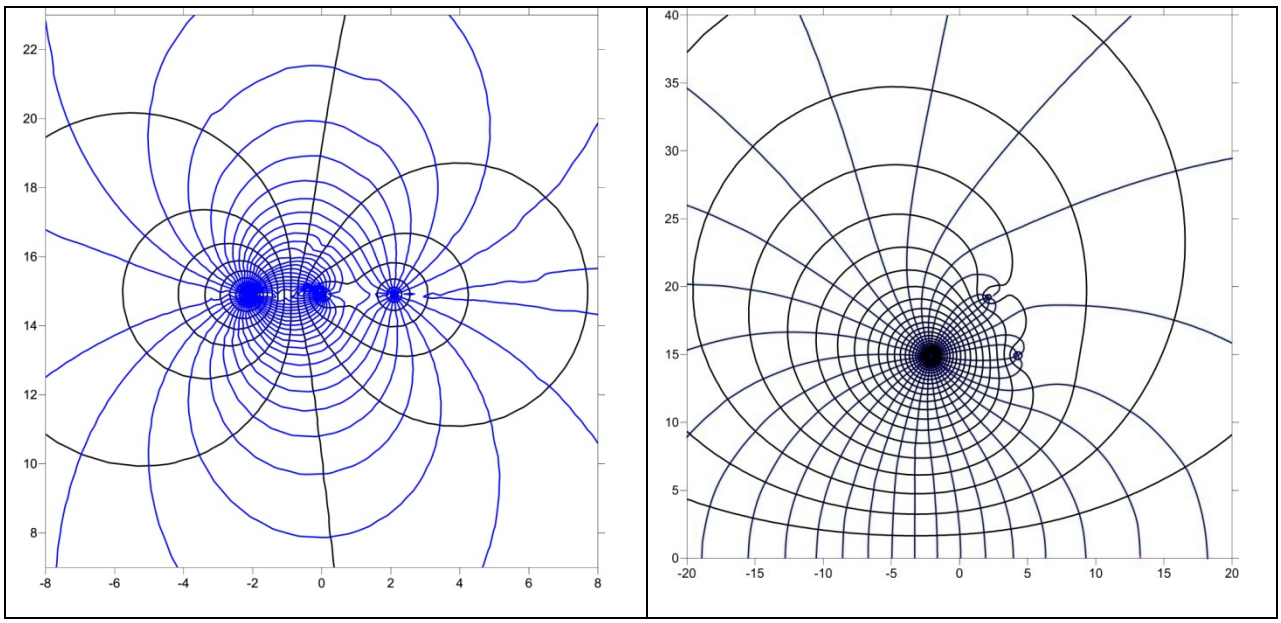


Fig.7.12. Curbele echipotenţiale şi curbele fluxului vectorului intensităţii câmpului electric pentru amplasarea orizontală şi spaţială a conductoarelor pentru valorile tensiunilor de fază $U_A = 89.81$; $U_B = U_C = -44.91$ kV

Valorile lineică a inductanţei sistemelor din mai multe conductoare se determină cu ajutorul formulei din [13, §28.1]. În caz că dimensiunile transversale ale conductoarelor sunt mici în comparare cu lungimea conductorului şi cu distanţele dintre conductoare, valorile inductivităţii proprii L şi mutuale M_{12} se calculează din relaţiile:

$$L = \frac{\mu_0}{4\pi}\int_0^1\int_0^1 \frac{dl_1 dl_2}{r} + \frac{\mu_0}{8\pi},\ M_{12} = \frac{\mu_0}{4\pi}\int_0^1\int_0^1 \frac{dl_1 dl_2}{r}. \qquad (7.41)$$

in care r –distanţa dintre punctele de pe axa conductoarelor cu elementele notate prin dl_1 şi dl_2, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ – permitivitatea magnetică. Pentru cazul calculării inductivităţii mutuale elementele dl_1 şi dl_2 aparţin conductoarelor notate ca 1 şi 2, iar pentru cazul calculării inductivităţii proprii elementele dl_1 şi dl_2 se iau pe acelaşi conductor.

Valorile matricelor capacităţii lineică şi a inductivităţii lineică calculate în baza repartiţiei câmpului sistemul de conductoare ale liniei sunt prezentate în continuare.

Pentru varianta de amplasare orizontală a conductoarelor:

Matricea coeficienţilor inducţiei electrostatice

ISSN 1857-3924

$$\beta = \begin{pmatrix} 8.3132 & -2.3565 & -1.2530 \\ -2.3565 & 8.7964 & -2.3565 \\ -1.2530 & -2.3565 & 8.3132 \end{pmatrix} \text{ pF/m.}$$

Matricea capacităţilor parţiale

$$C = \begin{pmatrix} 4.7037 & 2.3565 & 1.2530 \\ 2.3565 & 4.0862 & 2.3565 \\ 1.2530 & 2.3565 & 4.7037 \end{pmatrix} \text{ pF/m.}$$

Matricea inductivităţilor

$$L = \begin{pmatrix} 846.4254 & 46.7749 & 23.6989 \\ 46.7749 & 846.4254 & 46.7749 \\ 23.6989 & 46.7749 & 846.4254 \end{pmatrix} \text{ nH/m.}$$

Pentru cazul amplasării spaţiale ale conductoarelor liniei:

Matricea coeficienţilor inducţiei electrostatice

$$\beta = \begin{pmatrix} 7.7309 & -1.3283 & -1.1825 \\ -1.3283 & 7.6735 & -1.6031 \\ -1.1825 & -1.6031 & 7.8395 \end{pmatrix} \text{ pF/m.}$$

Matricea capacităţilor parţiale

$$C = \begin{pmatrix} 5.2201 & 1.3283 & 1.1825 \\ 1.3283 & 4.7421 & 1.6031 \\ 1.1825 & 1.6031 & 5.0539 \end{pmatrix} \text{ pF/m.}$$

Matricea inductivităţilor

ISSN 1857-3924

$$L = \begin{pmatrix} 896.4254 & 16.5986 & 15.8399 \\ 16.5986 & 896.4254 & 20.8219 \\ 15.8399 & 20.8219 & 896.4254 \end{pmatrix} \text{ nH/m.}$$

Concluzii

1. S-a formulat în termenii fizico-matematici problema determinării potenţialului câmpului electrostatic cu elaborarea şi argumentarea procedurii aplicării metodei volumelor finite pentru calcularea repartiţiei potenţialului şi intensităţii câmpului electric în domenii cu multiple legături reciproce de formă arbitrară. S-a propus metoda de calcul a fluxului vectorului intensităţii câmpului electric, esenţa căreia constă în integrarea pe un contur oarecare a funcţiei de potenţial a câmpului. S-au propus relaţiile de calcul a capacităţii electrice a corpului de formă arbitrară cu sarcini electrice prin utilizarea funcţiei repartiţii potenţialului câmpului electric.
2. S-a demonstrat convergenţa soluţiei numerice a problemei Dirichlet, care se determină după metoda volumelor finite. Pentru aceasta s-a utilizat inegalitatea Fridriks, care a fost demonstrată pentru domeniul arbitrar bidimensional.
3. S-a testat metoda elaborată a elementelor finite pentru probleme etalon, pentru care este cunoscută soluţia analitică precisă: a) problema determinării intensităţii câmpului electric format de două cilindre amplasate ne axial unul în interiorul celuilalt; b) problema determinării potenţialului câmpului din împrejurimea conductorului cu sarcini electrice amplasat de asupra solului la o înălţime oarecare. Rezultatele obţinute au confirmat buna coincidenţă a valorilor obţine prin metoda numerică şi a valorilor calculate în baza relaţiilor analitice precise. Diferenţa s-a depistat numai la nivelul celei de a treia sau a patra cifră semnificativă a soluţiilor obţinute, deci eroarea nu depăşeşte zecimi şi sutimi de procent.
4. S-a obţinut soluţia pentru conductorul cu ecran în formă de dreptunghi. S-au determinat câmpurile electrice şi s-au calculat valorile capacităţilor în acest sistem. S-a stabilit, că modificarea dimensiunilor liniare şi a configuraţiei geometriei ecranului exterior, căruia i s-a atribuit potenţialul egal cu zero, are ca urmare o influenţă semnificativă asupra repartiţiei spaţiale a intensităţii câmpului electric şi asupra valorii numerice a capacităţii a două domenii cu legături mutuale. Valoarea capacităţii creşte neliniar la micşorarea distanţei intre corpurile electroconductive, ce sunt separate de un dielectric
5. S-au obţinut soluţiile unor probleme ce nu au în prezent soluţiile analitice cunoscute, ca repartiţia câmpului electrostatic: a) în cablul cu manta de formă cilindrică; b) a liniei aeriene cu amplasarea în vârfurile triunghiului a conductoarelor fazelor, inclusiv formate de un fascicol de conductoare; c) a liniei cu patru conductoare în care conductorul cu potenţialul egal cu zero este amplasat în centrul geometric al triunghiului format de conductoarele fazelor; d) a liniei cu trei faze amplasate toate orizontal pentru diferite distanţe dintre conductoarele fazelor (de la 1m până la 12 m). S-a demonstrat, că formulele analitice utilizate pentru calcularea capacităţii liniei şi care nu ţin cont de diametrul conductoarelor fazelor (diametrul echivalent al fascicolului de conductoare a fazei) asigură veridicitatea rezultatelor numai în cazul distanţelor relativ mari dintre conductoarele fazelor, de exemplu în variantele examinate utilizarea acestor formule este argumentată în caz că distanţele dintre faze depăşesc 6 m.
6. S-a estimat influenţa pilonilor liniei asupra valorilor capacităţilor lineică a liniei; s-au obţinut informaţii ce se referă la repartiţia câmpului electric în liniile de tip LEDA la varierea în timp a valorilor tensiunii aplicate la conductoare.

ISSN 1857-3924

Bibliografia

1. Пацюк В.И., Римский В.К. Волновые явления в неоднородных средах. Т.1. Теория распространения упругих и неупругих волн. – Кишинев: Издательско-полиграфический центр МолдГУ, 2005. – 254 с.
2. Пацюк В.И., Римский В.К. Волновые явления в неоднородных средах. Т.2. Нестационарное деформирование многосвязных тел. – Кишинев: Издательско-полиграфический центр МолдГУ, 2005. – 239 с.
3. Самарский А.А., Михайлов А.П. Математическое моделирование: идеи, методы, примеры. – М.: Наука, 1997. – 320 с.
4. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. – М.: Наука, 1977. – 736 с.
5. Самарский А.А., Николаев Е.С. Методы решения сеточных уравнений. – М: Наука, 1978. – 592 с.
6. Самарский А.А., Попов Ю.П. Разностные схемы газовой динамики. – М.: Наука, 1975. – 352 с.
7. Li R., Chen Z. and Wu W. Generalized difference methods for differential equations. Numerical analysis of finite volume methods. New York-Basel: Marcel Dekker, Inc., 2000. – 459 p.
8. Римский В.К., Берзан В.П., Пацюк В.И. и др. Волновые явления в неоднородных структурах. Т.5. Теория и методы расчета электрических цепей, электромагнитных полей и защитных оболочек АЭС. – Кишинев: Типография АНМ, 2008. – 664 с.
9. Борисов П.А., Осипов Ю.М. Потенциальные электрические поля. Учебное пособие по курсам ТОЭ (часть вторая) – Теория электромагнитного поля. Электромагнитные поля и волны. – СПб: ГУИТМО, 2006 – 108 с.
10. Бессонов Л.А. ТОЭ. Электромагнитное поле: Учебник. – 9-е изд. – М.: Гардарики, 2001.
11. Нейман Л.Р., Калантаров П.М. Теоретические основы электротехники. Т. 3. – М. –Л.: ГЭИ, 1954. – 416 с.
12. Федорченко А. М. Классическая электродинамика. – К.: Вища школа, 1988. – 280 с.
13. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В. Теоретические основы электротехники. Т. 2.– СПб.: Питер, 2009. – 432 с.
14. Агунов М.В., Агунов А.В. Об энергетических соотношениях в электрических цепях с несинусоидальными режимами. – Электричество, 2005, № 4, с. 53 – 56.
15. Александров Г.Н. Передача электрической энергии переменным током. – Л.: Энергоиздат, 1990. – 190 с.
16. Александров Г.Н. Ограничение перенапряжений в электрических сетях. – СПб: Центр подготовки кадров энергетики. Типография «Светоч», 2003. –192 с.
17. Алексанров Г. Н. Передача электрической энергии. – СПб: Изд-во Политехнического университета, 2007. – 412 с.
18. Александров Г.Н. Быстродействующий управляемый реактор трансформаторного типа 420 кВ, 50 МВАр пущен в эксплуатацию. – Электричество, 2002, № 3, с. 64–66.
19. Ильин В.П. Методы конечных разностей и конечных объемов для эллиптических уравнений. – Новосибирск: Изд-во Ин-та математики, 2000. – 345 с.
20. Самарский А.А., Лазаров Р.Д., Макаров В.Л. Разностные схемы для дифференциальных уравнений с обобщенными решениями. – М: Высшая школа, 1987. – 296 с.
21. Марчук Г.И., Агошков В.И. Введение в проекционно-сеточные методы. – М: Наука, 1981.– 416 с.
22. Препарата Ф., Шеймос М. Вычислительная геометрия: Введение. – М.: Мир. –1989. – 480 с.

BACK

ISSN 1857-3924

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ИНДУКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРЯМОЙ (ОБРАТНОЙ) И НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ ДВУХЦЕПНЫХ УСВЛ

Постолатий В.М.
Институт энергетики АН Молдовы

Аннотация. Выведены аналитические выражения для расчета индуктивного сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательностей двухцепных управляемых самокомпенсирующихся ВЛ (УСВЛ) при отсутствии транспозиции фаз для условий различных сочетаний токов и напряжений фаз. Полученные выражения позволяют выполнять расчеты индуктивного сопротивления фаз при заданных их геометрических параметрах и конфигурациях расположения, а также с учетом грозозащитных тросов и «земляного» провода. На примере двухцепной компактной УСВЛ-110 кВ Бельцы – Н.Брынзены, выбранной в качестве объекта исследования, выполнены контрольные расчеты индуктивного сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательностей при различных исходных данных. Приведена общая характеристика УСВЛ-110 кВ, принципиальная электрическая схема и конструкции опор с принятыми конфигурациями расположения сближенных фаз трехфазных цепей. Данная УСВЛ, обладающая повышенной пропускной способностью, предназначена для усиления внутрисистемных связей электроэнергетической системы Молдовы.
***Ключевые слова*:** двухцепные компактные управляемые самокомпенсирующиеся ВЛ (УСВЛ), индуктивное сопротивление прямой (обратной) и нулевой последовательностей.

Metode de calcul al reactanţei inductive pentru secvenţele directe, indirecte şi homopolare a liniei electrice dirijate cu autocompensare (LEDA) cu dublu circuit

Postolati V.M.
Institutul de Energetică al AŞM

Rezumat. Sunt deduse expresiile analitice pentru calcularea rezistenţei inductive a secvenţelor directe (indirecte) şi homopolare a liniei electrice dirijate cu autocompensare (LEDA) cu dublu circuit, realizată fără transpoziţia fazelor pentru diverse ansambluri de combinaţii a valorilor curenţilor şi tensiunilor in fazele liniei. Expresiile primite permit calcularea valorilor rezistenţelor inductive a fazelor pentru dimensiunile geometrice date şi a amplasării reciproce ale conductoarelor, inclusiv faţă de pământ, ţinând cont de amplasarea tronsoanelor de protecţie contra loviturilor de trăsnet şi a conductorului echivalent de returnare a curenţilor prin pământ. Pentru linia electrică concretă cu dublu circuit de tip LEDA 110 kV Bălţi - Brânzenii Noi, considerată ca obiect de cercetare, s-au efectuat pentru diferite condiţii iniţiale calculele secvenţelor directe, indirecte şi homopolare cu scopul de verificare a metodei elaborate. În lucrare se prezintă date, ce caracterizează linia de tip LEDA 110 kV, schema electrică echivalentă, date privind realizarea constructivă a stâlpilor liniei cu prezentarea amplasării conductoarelor fazelor circuitelor trifazate. Linia electrică de tip LEDA se caracterizează de capacitate de transmisie sporită şi este destinată pentru durificarea legăturilor intrasistemice ale sistemului electroenergetic al Moldovei.
Cuvinte cheie: linie aeriană compactă cu autocompensare cu dublu circuit, LE (LEDA), reactanţa inductivă a secvenţei directe (inversă) şi homopolară.

Calculation methods of the inductive reactance for direct, indirect and zero- sequences of double-circuit controlled electric line with self compensation (LEDA)

Postolati V.M.

Institute of Power Engineering of the ASM

Abstract. Analytical expressions for calculating the direct, indirect and zero- sequences of double circuit electric line with self compensation (ELSC) for diverse re-arrangement, performed without the transposition of conductors for various sets of values of currents and voltages in the line's phases are presented in the treatment. These expressions allow the calculation of values of inductive resistances for the geometric dimensions of mutual placement of conductors, including relating the earth, taking into account the location of sections for protection against lightning shocks and of the equivalent conductor for return currents through the ground. For a concrete power line with double circuit of ELSC type 110 kV Balti - Brînzenii Noi for various initial conditions were performed calculations of direct, indirect and zero- sequences with the aim of verification of the developed method. Data, that characterize the line of ELSC 110 kV type, electrical equivalent diagram and data related to the constructive design of electric line supports with the presentation of location of three-phase circuits conductors have been provided in the paper. The electric line of ELSC type is characterized by increased transmission capacity and is intended for fortification of inter-systemic links inside the power system of Moldova.

ISSN 1857-3924

Keywords: compact overhead line with self compensation with double-circuit, EL (ELSC), inductive reactance of direct (indirect) and zero- sequences.

1. Основные подходы к расчету индуктивного сопротивления двухцепных УСВЛ

К настоящему времени выполнены в значительном объеме научно-исследовательские работы в области управляемых самокомпенсирующихся ВЛ (УСВЛ) различных классов напряжения. Приведены конструкторские разработки, осуществлено проектирование и строительство ряда объектов УСВЛ. В частности, в энергосистеме Молдовы построена и успешно эксплуатируется двухцепная УСВЛ-110 кВ [1÷3, 5]. Проведенные натурные испытания и опыт длительной эксплуатации подтвердили расчетные характеристики и параметры данной УСВЛ. В теоретическом плане достаточно подробно разработаны методики расчета нормальных установившихся режимов УСВЛ, в том числе при их работе в составе сложных энергосистем. Наряду с этим проведенный анализ особенностей УСВЛ и их отличий от ВЛ традиционной конструкции выявил необходимость разработки новых дополнительных моделей расчета несимметричных режимов, а также режимов коротких замыканий.

В качестве объекта исследования выбрана двухцепная компактные УСВЛ Бельцы – Н.Брынзены, применение которой эффективно для усиления внутрисистемных связей электроэнергетической системы Молдовы. Приведена общая характеристика УСВЛ-110 кВ, принципиальная электрическая схема и конструкции опор с принятыми конфигурациями расположения сближенных фаз трехфазных цепей. Главное внимание уделено разработке аналитических выражений для расчета индуктивного сопротивления двухцепных управляемых самокомпенсирующихся ВЛ (УСВЛ) при отсутствии транспозиции фаз для условий различных сочетаний токов и напряжений фаз. На примере УСВЛ 110 кВ выполнены контрольные расчеты, результаты которых приведены ниже.

Основные подходы к таким расчетам основаны на применении методов симметричных составляющих. В настоящей работе выведены расчетные выражения индуктивного сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательностей, что позволяет моделировать несимметричные режимы и определять токи коротких замыканий различных видов. Полученные расчетные выражения применимы для УСВЛ различных высоких классов напряжения. Они достаточно наглядны и универсальны, что позволяет также использовать их при составлении схем замещения УСВЛ для расчетов по некоторым существующим программам и методикам расчета несимметричных режимов и токов короткого замыкания многоцепных ВЛ.

1.1. Общая характеристика УСВЛ – 110 кВ

Общий вид двухцепной самокомпенсирующейся линии 110 кВ показан ниже на рис.2.1.1(а) и 2.1.1.(б). Протяженность разработанной линии составила 76 км. Протяженность первого ее участка Бельцы – Биличены, построенного в 1979 г. на одностоечных опорах (рис. 2.1.1(а), составила – 34 км, а второго участка Биличены – Сынджерей (Лазовск), построенного в 1990 г. на двухстоечных опорах (рис. 2.1.1.(б), составила 11 км.

Особенностью СВЛ-110 кВ является то, что она предназначена для работы в сложно-замкнутой энергосистеме и имеет ряд ответвлений для питания промежуточных потребителей (рис. 1.1.1.). При создании СВЛ-110 кВ был решен большой комплекс сложных технических вопросов, связанных с расчетом электрических параметров, расчетом конструкции, выбором изоляции, релейной защиты и автоматики. Созданию линии

ISSN 1857-3924

предшествовали механические испытания элементов конструкции на полигоне ПО «Союзтехэнерго» [2]. В результате механических испытаний выявлен ряд характерных особенностей, которые необходимо учитывать при проектировании СВЛ-110 кВ. Определено оптимальное расстояние от опоры до места установки изолирующих стяжек, при котором стрела провеса провода остается практически неизменной, принятой при монтаже. Это расстояние составляет примерно 20-25 % от длины пролета. Установлено также, что для принятой конструкции изоляционной стяжки, выполненной на базе изоляторов VKLS-75/21, установка двух изоляционных стяжек между сближенными фазами в пролете приводит к увеличению натяжения проводов примерно на 10-12 %. В связи с этим при монтаже усилия в проводах должны быть снижены на указанную величину, так как после установки изоляционных стяжек они придут в норму. Уменьшение на 10 % монтажного усилия в проводах приводит к увеличению значения монтажной стрелы провеса на 10 %.

Учитывая, что на первом участке СВЛ-110 кВ выполнена на двухцепных одностоечных опорах и конструктивно содержит только два яруса траверс, вместо трех у обычной двухцепной ВЛ-110 кВ, удалось обеспечить выигрыш в габарите УСВЛ-110 кВ на 1-1,5 м, при соблюдении требования неизменности суммарного изгибающего момента опоры от действия на провода боковых ветровых нагрузок. В результате оказалось возможным почти на 10 % увеличить длину пролетов, что создало возможность уменьшить число опор на линии и снизить ее стоимость. В общем случае выигрыш определяется соотношением веса распорок и проводов, а также расстояниями между фазами – на опоре и в пролете. Для каждого конкретного случая необходимо выполнение уточняющих расчетов или построение соответствующих зависимостей.

Электрические испытания, проведенные непосредственно на опытно-промышленной СВЛ-110 кВ Бельцы – Н. Беличены [3], позволили экспериментальным путем определить величину потерь напряжения в нагрузочных режимах; уровни токов короткого замыкания, основные параметры линии при различных режимах работы. Установлено, что индуктивное сопротивление СВЛ-110 кВ при $\theta=120^{\circ}$ на 20,3 % ниже, чем у обычной двухцепной ВЛ-110 кВ, емкостная проводимость на 25 % выше. Натуральная мощность СВЛ-110 кВ на 20 % выше, чем у обычной линии. Увеличение предела передаваемой по СВЛ-110 кВ мощности по сравнению с обычной двухцепной ВЛ-110 кВ исходя из допустимого уровня потери напряжения зависит от величины коэффициента мощности нагрузки и составляет: при $\cos \varphi_H=0,95$ – 7,5 %, а при $\cos \varphi_H=0,8$ – 20 %.

СВЛ-110 кВ позволяют также улучшить параметры режима – снизить потери напряжения и уменьшить потери мощности. В случае нетранспонированной СВЛ-110 кВ, работающей в режиме фиксированного угла сдвига систем напряжений цепей $\theta=120^{\circ}$, снижение потерь мощности достигается в основном при передаче значительных величин мощности, приближающихся к значению натуральной мощности линии и превосходящих ее. При малых нагрузках снижения потерь мощности на СВЛ-110 кВ при фиксированном угле $\theta=120°$ не наблюдается. Однако, если на СВЛ-110 кВ применить регулирование угла θ: при малых нагрузках устанавливать $\theta=0^{\circ}$, а при больших - $\theta=120^{\circ}$как показано на схеме на рис. 1.1.2, то во всем диапазоне передаваемой мощности обеспечивается выигрыш в потерях по сравнению с обычными ВЛ. Снижение потерь мощности в СВЛ зависит от коэффициента мощности нагрузки, чем меньше $\cos \varphi$ Н, тем больше экономия. При $\cos \varphi_H=0,8$ и передаваемой мощности 30 МВт на цепь снижение потерь мощности в СВЛ-110 по сравнению с обычной составляет 3%.

Сопоставление технико-экономических показателей показало, что СВЛ-110 кВ обеспечила по сравнению с обычной двухцепной ВЛ-110 кВ на 10 % экономию капитальных затрат.

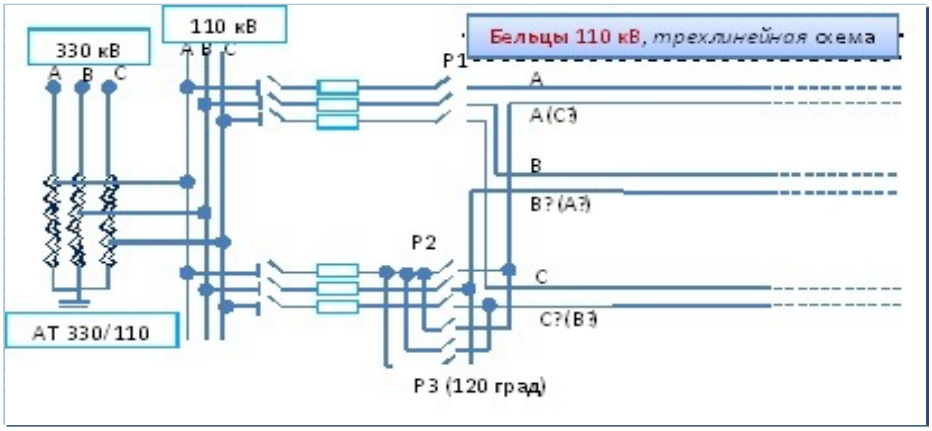
Создание СВЛ-110 кВ явилось важным этапом, обеспечивающим возможность перехода к созданию УСВЛ более высоких классов напряжения.

ISSN 1857-3924

СВЛ – 110 кВ Бельцы – Беличены – Лазовск (Сынджерей) длительное время находится в промышленной эксплуатации. В перспективе целесообразно осуществить дальнейшее строительство данной СВЛ до подстанций Брынзены и далее в сторону подстанции Рыбница для того, чтобы завершить транзитную связь Рыбница – Бельцы.

Рис. 1.1.1. Однолинейная схема двухцепноцй УСВЛ-110 кВ Бельцы - Беличены

Рис. 1.1.2. Трехлинейная схема отправного конца двухцепной УСВЛ-110 кВ Бельцы - Беличены



1.2. Виды возможных коротких замыканий на двухцепной УСВЛ-110 кВ

В таблице 1.1.1 приведены разновидности возможных коротких замыканий на двухцепной УСВЛ-110 кВ. Возникновение коротких замыканий наиболее вероятно между сближенными фазами разных цепей, а также различные сочетания однофазных и многофазных замыканий на землю. В таблице приняты следующие обозначения: - фазы 1-ой

ISSN 1857-3924

цепи – A, B, C; - фазы 1-ой цепи – A′, B′, C′. Знаком (+) указан признак короткого замыкания фаз.

Наглядное изображение расположения фаз на опоре двухцепной УСВЛ-110 кВ показано на рис. 2.1.1; 2.1.2. Фазы 1-ой цепи A, B, C обозначены цифрами 1, 2, 3, а фазы 2-ой цепи A′, B′, C′ - 4, 5, 6, соответственно.

Указанные в таблице 1.1.1 виды возможных коротких замыканий на УСВЛ предопределяют необходимость получения в соответствующем виде сопротивлений схем замещения для расчета токов короткого замыкания.

Рассматриваемые длины УСВЛ относительно невелики (менее 100 км). В связи с этим, в расчетных моделях емкостные проводимости фаз не учитываются.

Таблица 1.1.1

Виды возможных коротких замыканий на двухцепной УСВЛ-110 кВ

№ п/п	Виды коротких замыканий	Фазы 1-ой цепи			Фазы 2-ой цепи			Заземленный трос	Земляной провод
		A	B	C	A′	B′	C′		
1	AB	+	+						
2	BC		+	+					
3	CA	+		+					
4	ABC	+	+	+					
5	AB с землей	+	+					+	+
6	BC с землей		+	+				+	+
7	CA с землей	+		+				+	+
8	ABC с землей	+	+	+				+	+
9	A′ B′				+	+			
10	B′ C′					+	+		
11	C′ A′				+		+		
12	A′ B′ C′				+	+	+		
13	A′ B′ с землей				+	+		+	+
14	B′C′ с землей					+	+	+	+
15	C′ A′с землей				+		+	+	+
16	A′ B′ C′с землей				+	+	+	+	+
17	A	+						+	+
18	B		+					+	+
19	C							+	+
20	A′				+			+	+
21	B′					+		+	+
22	C′						+	+	+
23	AA′	+			+				
24	BB′		+			+			
25	CC′						+		
26	AA′ с землей	+			+			+	+
27	BB′ с землей		+			+		+	+
28	CC′ с землей				+		+	+	+

ISSN 1857-3924

29	A B C A′ B′ C′	+	+	+	+	+	+	+	
30	A B C A′ B′ C′ с землей	+	+	+	+	+	+	+	+
31	A B′	+				+			
32	A C′	+					+		
33	A B′ с землей	+				+			+
34	A C′ с землей	+					+		+
35	B C′ с землей		+				+		+
36	B A′		+		+				
37	C A′			+	+				
38	C B′			+		+			
39	C A′ с землей			+	+				+
40	C B′ с землей			+		+			+

2. Моделирование двухцепной УСВЛ при отсутствии транспозиции фаз

2.1.1. *Исходные условия*

Ниже рассматриваются варианты УСВЛ при отсутствии транспозиции фаз и цепей. Такие варианты могут иметь место при относительно коротких УСВЛ (в пределах 50-100 км), или других случаях.

При этом необходимо определять удельные параметры (индуктивность и индуктивное сопротивление) каждой фазы в отдельности. При наличии в двухцепных УСВЛ 6-ти фаз необходим расчет указанных параметров для всех указанных фаз с учетом наличия заземленных грозозащитных тросов и «земляного провода».

На рисунках 2.1.2 в общем виде показана конфигурация пространственного расположения фаз двухцепной линии электропередачи (УСВЛ).

Фазы 1, 2, 3 принадлежат 1-ой цепи и соответствуют обозначениям общепринятым A, B, C, соответственно. Фазы 4, 5, 6 являются фазами 2-ой трехфазной цепи и могут быть обозначены в виде A′, B′, C′, соответственно.

На линии имеется два заземленных грозозащитных тросов (T_{p1}, T_{p2}). При несимметричных режимах по грозозащитным тросам протекают токи, а при некоторых видах коротких замыканий будет иметь место протекание токов по эквивалентному «земляному» проводу, параметры которого определяются по методике изложенной в [4].

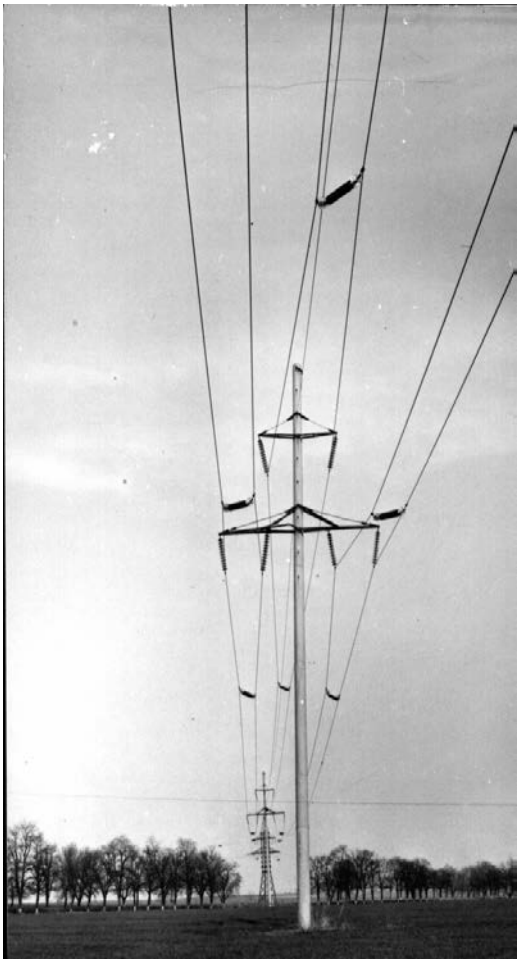
Удельные параметры фазных проводов и тросов многоцепных многофазных УСВЛ определяются согласно [5] и зависят от величин и угловых сдвигов приложенных векторов напряжений и протекающих токов, от материала проводов, их геометрических данных, а также расстояний между фазами, тросами и габаритов линии.

Основными параметрами фазных проводов, тросов и «земляного» провода являются: индуктивность, активное сопротивление и емкость. К числу удельных параметров относится также активная проводимость фаз, определяемая потерями на корону. В настоящей работе активная проводимость в расчетных схемах не учитывается.

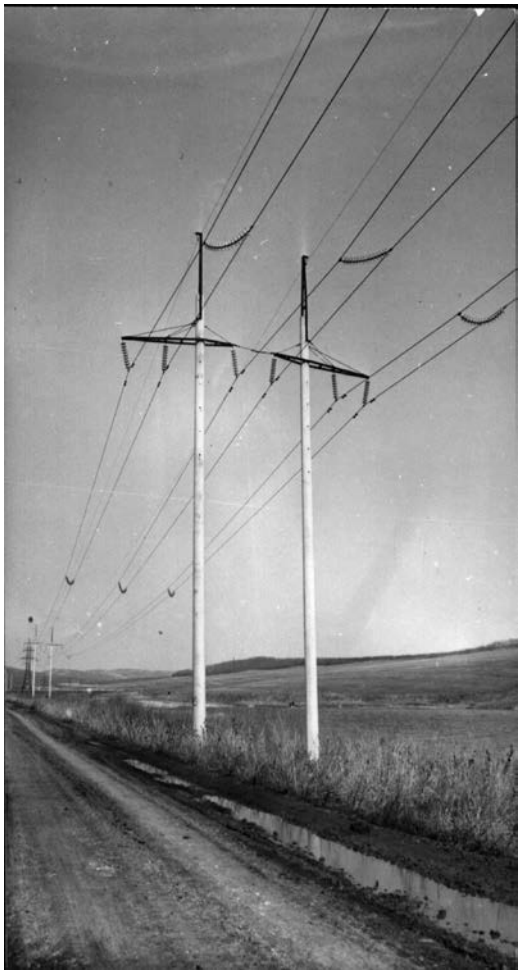
Вывод формул индуктивности и индуктивного сопротивления многоцепных УСВЛ для самого общего случая приведен в главе 7.

С учетом данного материала ниже выведены расчетные выражения индуктивности и индуктивного сопротивления фаз двухцепной УСВЛ, состоящей из двух трехфазных цепей, с учетом тросов и «земляного» провода.

ISSN 1857-3924



а)



б)

Рис. 2.1.1. Управляемая двухцепная самокомпенсирующаяся высоковольтная линия 110 кв (свл-110 кв): а – на одностоечных опорах; б – на двухстоечных опорах

ISSN 1857-3924

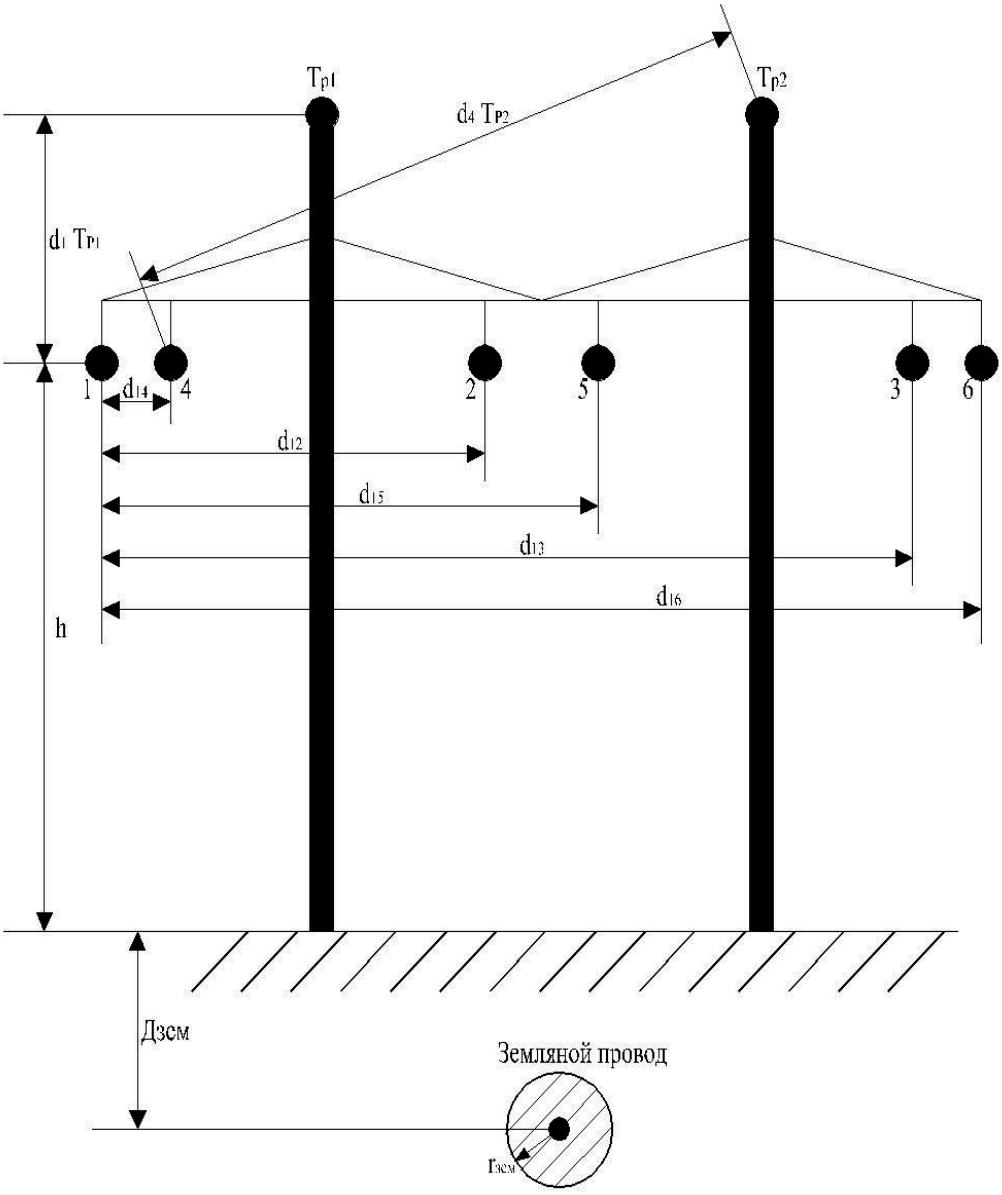


Рис. 2.1.2. Конфигурация расположения фаз УСВЛ 110 кВ на двухстоечной опоре. Обозначение: 1, 2, 3 – фазы А, В, С – 1-ой цепи; 4, 5, 6 – фазы А′, В′, С′ - второй цепи.

ISSN 1857-3924

2.1.2. Формулы для расчета индуктивности двухцепной УСВЛ с двумя тросами и с учетом «земляного» провода.

Рассматриваемая двухцепная УСВЛ схематически показана на рис. 2.1.3, 2.1.4:

Фазы 1, 2, 3 (A, B, C) принадлежат 1-ой цепи; фазы 4, 5, 6 (A′, B′, C′) – принадлежат 2-ой цепи.

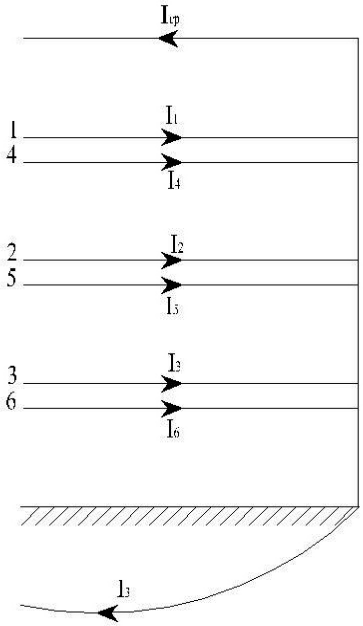


Рис. 2.1.3. Схематическое распределение токов при к.з. в конце двухцепной УСВЛ: 1-6 - номера проводов.

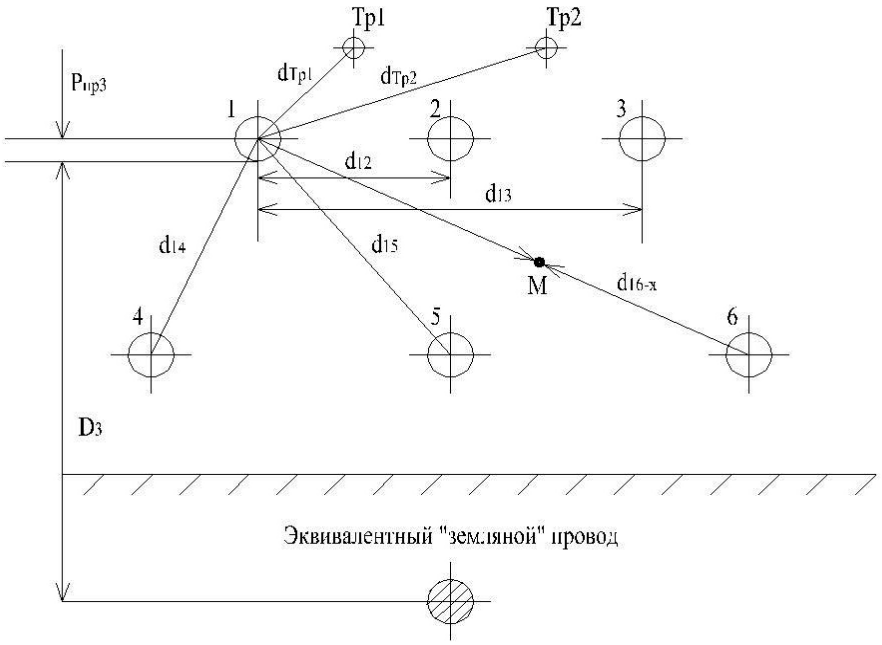


Рис. 2.1.4. Схематическое расположение фаз, тросов и эквивалентного «земляного» провода

ISSN 1857-3924

На рис. 2.1.3 показано распределение токов в двухцепной УСВЛ для случая 6-ти фазного короткого замыкания. В «земляном» проводе протекают условные токи, равные токам каждой реальной фазы, т.е. токам в фазах $\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$, $\dot{I}_3$, $\dot{I}_4$, $\dot{I}_5$, $\dot{I}_6$, но обратные по знаку, т.е. токи: $-\dot{I}_1$, $-\dot{I}_2$, $-\dot{I}_3$, $-\dot{I}_4$, $-\dot{I}_5$, $-\dot{I}_6$.

Параметры проводов фаз определяются их материалом, сечением и количествам составляющих в расщепленных фазах. Параметры грозозащитных тросов определяются также материалом и сечением проводов. Обычно применяются тросы, состоящие из одиночных проводов.

Параметры «земляного» провода определяются «глубиной» залегания и расчетным радиусом. Согласно [4]:

$$r_{\text{зем}} = 2\sqrt{h_{cp} \cdot D_{\text{зем}}},$$

где $r_{\text{зем}}$ - радиус «земляного» провода;

$h_{\text{ср}}$ – средняя высота проводов линии над землей;

$D_{\text{зем.}}$ – глубина залегания «земляного» провода, определяется по формуле [4]:

$$D_{\text{зем.}} = \frac{2{,}085}{\sqrt{f \cdot \lambda \cdot 10^{-9}}} \cdot 10^{-3} + h_{cp,\ \text{м}}$$

Здесь:

f – частота тока, Гц; λ – удельная проводимость земли 1/Ом·см;

(Принимаются согласно справочным данным).

В рассматриваемый многопроводной системе имеются следующие соотношения токов:

$$\dot{I}_{\text{зем}} + \sum_{i=1}^{n_T} \dot{I}_{TPi} = -\sum_{m=1}^{n} \dot{I_m}\ , \qquad (1)$$

где $\dot{I}_{\text{зем}}$ - ток в «земляном» проводе; $\dot{I}_{TPi}$ - ток в тросе i; $\dot{I}_m$ – ток в фазе m; n - число фаз УСВЛ.

Для 1-ой фазы ток равен:

$$\dot{I}_1 = -\sum_{m=2}^{n} \dot{I}_m - \dot{I}_{\text{зем}} - \sum_{i=1}^{n_T} \dot{I}_{TPi} \qquad . \qquad (2)$$

Для рассматриваемого варианта УСВЛ, показанной на рис. 2.1.2; 2.1.4, n_T=2 и n=6.

Напряженность магнитного поля в пространстве между фазой 1 и остальными составляющими системы можно записать в виде:

$$\dot{\text{H}}_1 = \frac{\dot{I}_1}{2\pi x} + \sum_{m=2}^{6} \frac{\dot{I}_m}{2\pi(d1m - x)} + \frac{\dot{I}_{\text{зем}}}{2\pi(D_{\text{зем}} - x)} + \sum_{m=1}^{n_T} \frac{\dot{I}_{TPm}}{2\pi(d_{1TPm} - x)} \qquad . \qquad (3)$$

Запишем выражение (3) в развернутом виде:

$$\dot{\text{H}}_1 = \frac{\dot{I}_1}{2\pi x} + \frac{\dot{I}_2}{2\pi(d_{12} - x)} + \frac{\dot{I}_3}{2\pi(d_{13} - x)} + \frac{\dot{I}_4}{2\pi(d_{14} - x)} + \frac{\dot{I}_5}{2\pi(d_{15} - x)} +$$

$$+ \frac{\dot{I}_6}{2\pi(d_{16} - x)} + \frac{\dot{I}_{\text{зем}}}{2\pi(D_{1\text{зем}} - x)} + \frac{\dot{I}_{TP1}}{2\pi(d_{1TP1} - x)} + \frac{\dot{I}_{TP2}}{2\pi(d_{1TP2} - x)} \ , \quad (4)$$

ISSN 1857-3924

или:

$$\dot{\text{H}}_1 = \frac{1}{2\pi}\left(\frac{\dot{I}_1}{\text{x}} + \frac{\dot{I}_2}{d_{12}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_3}{d_{13}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_4}{d_{14}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_5}{d_{15}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_6}{d_{16}-\text{x}} + \right.$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{\text{зем}}}{D_{1\text{зем}}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_{TP1}}{d_{1TP_1}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_{TP2}}{d_{1TP_2}-\text{x}}\right) \quad . \tag{5}$$

Заменим в выражении (5) $\dot{I}_1$ согласно равенству (2):

$$\dot{\text{H}}_1 = \frac{1}{2\pi x}\left[\left(-\frac{\dot{I}_2}{\text{x}} - \frac{\dot{I}_3}{\text{x}} - \frac{\dot{I}_4}{\text{x}} - \frac{\dot{I}_5}{\text{x}} - \frac{\dot{I}_6}{\text{x}} - \frac{\dot{I}_{\text{зем}}}{\text{x}} - \frac{\dot{I}_{\text{TP1}}}{\text{x}} - \frac{\dot{I}_{\text{TP2}}}{\text{x}}\right) + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_2}{d_{12}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_3}{d_{13}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_4}{d_{14}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_5}{d_{15}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_6}{d_{16}-\text{x}} + \tag{6}$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{\text{зем}}}{D_{1\text{зем}}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_{TP1}}{d_{1TP_1}-\text{x}} + \frac{\dot{I}_{TP2}}{d_{1TP_2}-\text{x}}\right)\Big]$$

Сгруппируем в выражении (6) слагаемые с одинаковыми по модулю токами:

$$\dot{\text{H}}_1 = \frac{1}{2\pi}\left[-\dot{I}_2\left(\frac{1}{\text{x}} - \frac{1}{d_{12}-\text{x}}\right) - \dot{I}_3\left(\frac{1}{\text{x}} - \frac{1}{d_{13}-\text{x}}\right) - \dot{I}_4\left(\frac{1}{\text{x}} - \frac{1}{d_{14}-\text{x}}\right) - \right.$$
$$-\dot{I}_5\left(\frac{1}{\text{x}} - \frac{1}{d_{15}-\text{x}}\right) - \dot{I}_6\left(\frac{1}{\text{x}} - \frac{1}{d_{16}-\text{x}}\right) - \dot{I}_{\text{зем}}\left(\frac{1}{\text{x}} - \frac{1}{d_{1\text{зем}}-\text{x}}\right) - \tag{7}$$
$$\left. -\dot{I}_{TP1}\left(\frac{1}{\text{x}} - \frac{1}{d_{1TP_1}-\text{x}}\right) - \dot{I}_{TP2}\left(\frac{1}{\text{x}} - \frac{1}{d_{1TP_2}-\text{x}}\right)\right]$$

Далее запишем выражение величины полного магнитного потока контура, образованного фазой 1 и остальными фазами, а также «земляным» проводом и тросами, пронизывающего элементарную площадку (ds) линии длиной (*l*). При этом:

$$ds = l \cdot dx \quad . \tag{8}$$

В результате получим:

$$d\Phi = \dot{B} \cdot ds = B \cdot l \cdot dx \quad , \tag{9}$$

где B – магнитная индукция, определяемая по выражению:

$$\dot{\text{B}} = \mu_0 \dot{\text{H}}, \tag{10}$$

здесь μ_0=1,256·10^{-8} Гн/см – магнитная постоянная.

Величину полного магнитного потока (Ф), пронизывающего контур, образованный фазой 1 и остальными фазами, тросами и «земляным» проводом (см. рис. 2.1.4), можно получить путем интегрирования выражения (9) с учетом (10) и (7):

ISSN 1857-3924

$$\Phi = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\Big[-\dot{I}_2\left(\int_r^{d_{12}-r}\frac{dx}{x}-\int_{d_{12}-r}^{r}\frac{dx}{d_{12}-x}\right)- -\dot{I}_3\left(\int_r^{d_{13}-r}\frac{dx}{x}-\int_{d_{13}-r}^{r}\frac{dx}{d_{13}-x}\right)- -\dot{I}_4\left(\int_r^{d_{14}-r}\frac{dx}{x}-\int_{d_{14}-r}^{r}\frac{dx}{d_{14}-x}\right)- -\dot{I}_5\left(\int_r^{d_{15}-r}\frac{dx}{x}-\int_{d_{15}-r}^{r}\frac{dx}{d_{15}-x}\right)- -\dot{I}_6\left(\int_r^{d_{16}-r}\frac{dx}{x}-\int_{d_{16}-r}^{r}\frac{dx}{d_{16}-x}\right)- -\dot{I}_{\text{зем}}\left(\int_r^{D_{1\text{зем}}-r_{\text{зем}}}\frac{dx}{x}-\int_{d_{1\text{зем}}-r_{\text{зем}}}^{r}\frac{dx}{d_{1\text{зем}}-x}\right)- -\dot{I}_{\text{ТР1}}\left(\int_r^{d_{1\text{ТР1}}-r_{\text{ТР}}}\frac{dx}{x}-\int_{d_{1\text{ТР1}}-r_{\text{ТР}}}^{r}\frac{dx}{d_{1\text{Тр1}}-x}\right)- -\dot{I}_{\text{ТР2}}\left(\int_r^{d_{1\text{ТР2}}-r_{\text{ТР}}}\frac{dx}{x}-\int_{d_{1\text{ТР2}}-r_{\text{ТР}}}^{r}\frac{dx}{d_{1\text{ТР2}}-x}\right).\quad (12)$$

В разности d_{12}-r величина r<< d_{12}, в последующих разностях d_{13}-r величина r<< d_{13} и т.д. Поэтому можно принять d_{12}-r ≈ d_{12}, d_{13}-r ≈ d_{13} и т.д.

Кроме того, в выражении (12) в круглых скобках вторые слагаемые имеют знак «минус». Заменить его на знак «плюс» можно при условии, если поменять местами пределы интегрирования [6].

С учетом этого выражение (12) можно переписать в виде:

$$\Phi = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\Big[-\dot{I}_2\left(\int_r^{d_{12}}\frac{dx}{x}+\int_r^{d_{12}}\frac{dx}{d_{12}-x}\right)-\dot{I}_3\left(\int_r^{d_{13}}\frac{dx}{x}+\int_r^{d_{13}}\frac{dx}{d_{13}-x}\right)- -\dot{I}_4\left(\int_r^{d_{14}}\frac{dx}{x}+\int_r^{d_{14}}\frac{dx}{d_{14}-x}\right)-\dot{I}_5\left(\int_r^{d_{15}}\frac{dx}{x}+\int_r^{d_{15}}\frac{dx}{d_{15}-x}\right)- -\dot{I}_6\left(\int_r^{d_{16}}\frac{dx}{x}+\int_r^{d_{16}}\frac{dx}{d_{16}-x}\right)-\dot{I}_{\text{зем}}\left(\int_r^{d_{1\text{зем}}}\frac{dx}{x}+\int_r^{d_{1\text{зем}}}\frac{dx}{d_{1\text{зем}}-x}\right)- -\dot{I}_{\text{ТР1}}\left(\int_r^{d_{1\text{ТР1}}}\frac{dx}{x}+\int_r^{d_{1\text{ТР1}}}\frac{dx}{d_{1\text{ТР1}}-x}\right)-\dot{I}_{\text{ТР2}}\left(\int_r^{d_{1\text{ТР2}}}\frac{dx}{x}+\int_r^{d_{1\text{ТР2}}}\frac{dx}{d_{1\text{ТР2}}-x}\right).\quad (13)$$

Интегрируя выражение (13) получаем:

$$\Phi = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\Big[-\dot{I}_2\big(lnx|_r^{d_{12}}+ln(d_{12}-x)|_r^{d_{12}}\big)- -\dot{I}_3\big(lnx|_r^{d_{13}}+ln(d_{13}-x)|_r^{d_{13}}\big)- -\dot{I}_4\big(lnx|_r^{d_{14}}+ln(d_{14}-x)|_r^{d_{14}}\big)- -\dot{I}_5\big(lnx|_r^{d_{15}}+ln(d_{15}-x)|_r^{d_{15}}\big)- -\dot{I}_6\big(lnx|_r^{d_{16}}+ln(d_{16}-x)|_r^{d_{16}}\big)- -\dot{I}_{\text{зем}}\big(lnx|_r^{d_{1\text{зем}}}+ln(d_{1\text{зем}}-x)|_r^{d_{1\text{зем}}}\big)- -\dot{I}_{\text{ТР1}}\big(lnx|_r^{d_{1\text{ТР1}}}+ln(d_{1\text{ТР1}}-x)|_r^{d_{1\text{ТР1}}}\big)- -\dot{I}_{\text{ТР2}}\big(lnx|_r^{d_{1\text{ТР2}}}+ln(d_{1\text{ТР2}}-x)|_r^{d_{1\text{ТР2}}}\big).\quad (14)$$

После подстановки пределов интегрирования выражение (14) примет вид:

ISSN 1857-3924

$$\Phi = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\left[-\dot{I}_2(lnd_{12} - lnr + lnd_{12} - lnr) - \right.$$
$$-\dot{I}_3(lnd_{13} - lnr + lnd_{13} - lnr) -$$
$$-\dot{I}_4(lnd_{14} - lnr + lnd_{14} - lnr) -$$
$$-\dot{I}_5(lnd_{15} - lnr + lnd_{15} - lnr) -$$
$$-\dot{I}_6(lnd_{16} - lnr + lnd_{16} - lnr) -$$
$$-\dot{I}_{\text{зем}}(lnd_{1\text{зем}} - lnr + lnd_{1\text{зем}} - lnr) -$$
$$-\dot{I}_{\text{TP1}}(lnd_{1\text{TP1}} - lnr + lnd_{1\text{TP1}} - lnr) -$$
$$\left.-\dot{I}_{\text{TP2}}(lnd_{1\text{TP2}} - lnr + lnd_{1\text{TP2}} - lnr)\right. \quad . \quad (15)$$

Запишем выражение (15) в виде:

$$\Phi = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\left[-\dot{I}_2 \cdot 2\left(ln\frac{d_{12}}{r}\right) - \dot{I}_3 \cdot 2\left(ln\frac{d_{13}}{r}\right) - \right.$$
$$-\dot{I}_4 \cdot 2\left(ln\frac{d_{14}}{r}\right) - \dot{I}_5 \cdot 2\left(ln\frac{d_{15}}{r}\right) -$$
$$-\dot{I}_6 \cdot 2\left(ln\frac{d_{16}}{r}\right) - \dot{I}_{\text{зем}} \cdot 2\left(ln\frac{d_{1\text{зем}}}{r}\right) -$$
$$\left.-\dot{I}_{\text{TP1}} \cdot 2\left(ln\frac{d_{1\text{TP1}}}{r}\right) - \dot{I}_{\text{TP2}} \cdot 2\left(ln\frac{d_{1\text{TP2}}}{r}\right)\right. \quad . \quad (16)$$

Учитывая, что каждое из слагаемых является отрицательным можно записать их в виде положительных величин, изменив места числителя и знаменателя под логарифмом. В результате получаем:

$$\Phi = \frac{\mu_0 l}{\pi}\left(\dot{I}_2 \cdot ln\frac{r}{d_{12}} + \dot{I}_3 \cdot ln\frac{r}{d_{13}} + \dot{I}_4 \cdot ln\frac{r}{d_{14}} + \right.$$
$$+\dot{I}_5 \cdot ln\frac{r}{d_{15}} + \dot{I}_6 \cdot ln\frac{r}{d_{16}} + \dot{I}_{\text{зем}} \cdot ln\frac{r}{d_{1\text{зем}}} +$$
$$\left.+\dot{I}_{\text{TP1}} \cdot ln\frac{r}{d_{1\text{TP1}}} + \dot{I}_{\text{TP2}} \cdot ln\frac{r}{d_{1\text{TP2}}}\right) \quad . \quad (17)$$

Выражение (17) определяет величину полного магнитного потока петли, образованной фазой 1 с остальными фазами, а также с «земляным» проводом и тросами.

По отношению к фазе (1) все остальные являются как бы обратным эквивалентным проводом, т.е. по аналогии с двухпроводной линией фаза 1 - это прямой провод, а остальные составляют обратный провод.

В связи с этим магнитный поток, относящийся к 1-ой фазе, составляет половину суммарного потока, т.е.

$$\dot{\Phi}_1 = \frac{\Phi}{2} \quad (18)$$

Известно, что индуктивность фазного провода равна отношению потока к току, протекающему по данному фазному проводу, т.е.

$$\dot{L}_1 = \frac{\dot{\Phi}_1}{\dot{I}_1} \quad (19)$$

Выражение (19) индуктивности фазы с учетом (17) и (18) примет вид:

ISSN 1857-3924

$$\dot{L}_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\left(\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{12}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_1} \quad ln\frac{r}{d_{13}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{14}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{15}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{16}} + \frac{\dot{I}_{\text{зем}}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1\text{зем}}} +$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{\text{ТР1}}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1\text{ТР1}}} + \frac{\dot{I}_{\text{ТР2}}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1\text{ТР2}}}\right).$$

Индуктивность единицы длины фазы (1), т.е. удельная индуктивность, будет равна :

$$\dot{L}_{i\text{уд}} = \frac{\dot{L}_1}{l}, \left[\frac{\text{в}\delta}{\text{км}}\right],$$

т.е.

$$\dot{L}_{1\text{уд}} = \frac{\mu_0}{2\pi}\left(\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{12}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_1} \quad ln\frac{r}{d_{13}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{14}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{15}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{16}} + \frac{\dot{I}_{\text{зем}}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1\text{зем}}} + \quad (20)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{\text{ТР1}}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1\text{ТР1}}} + \frac{\dot{I}_{\text{ТР2}}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1\text{ТР2}}}\right).$$

Согласно [7] индуктивность измеряется величинами:

$$[L] = \left[\frac{\text{Вб}}{\text{А}}\right] = \text{Ом} \cdot \text{сек}. \quad (21)$$

Удельное индуктивное сопротивление фазы (1) будет равно:

$$\text{X}_{1\text{уд.}} = \omega L_{1\text{уд}} = 2\pi f \cdot \dot{L}_{1\text{уд}}, \quad \left[\frac{1}{\text{сек}} \cdot \frac{\text{Ом·сек}}{\text{км}}\right] \quad . \quad (22)$$

Выражение (22) удельного индуктивного сопротивления фазы (1) с учетом (20) будет иметь следующий вид:

$$\text{X}_{1\text{уд.}} = f \cdot \mu_0 \left(\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{12}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_1} \quad ln\frac{r}{d_{13}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{14}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{15}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{16}} + \frac{\dot{I}_{\text{зем}}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1\text{зем}}} + \quad (23)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{\text{ТР1}}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1\text{ТР1}}} + \frac{\dot{I}_{\text{ТР2}}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1\text{ТР2}}}\right).$$

Уточним размерности полученных величин.

Выражения в круглых скобках в уравнении (23) являются безразмерными величинами.

Частота *f* измеряется в рад/сек (1/сек);

Магнитная постоянная

$$\mu_0 = 1{,}256 \cdot 10^{-8} \frac{\text{Гн}}{\text{см}} = 1{,}256 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Гн}}{\text{м}},$$

или $$\mu_0 = 1{,}256 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Гн}}{\text{км}}.$$

ISSN 1857-3924

При частоте f=50 Гц (1/сек) произведение

$$f \cdot \mu_0 = 50 \cdot 1{,}256 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{сек}} \cdot \frac{\text{Гн}}{\text{км}} = 62{,}8 \cdot 10^{-3} \left[\frac{1}{\text{сек}} \cdot \frac{\text{Гн}}{\text{км}}\right] = 6{,}28 \cdot 10^{-2} \left[\frac{\text{Гн}}{\text{км} \cdot \text{сек}}\right] = 0{,}0628 \left[\frac{\text{Гн}}{\text{км} \cdot \text{сек}}\right] \quad . \tag{24}$$

Следовательно, удельное индуктивное сопротивление (23) с учетом (21) и (24) будет иметь размерность:

$$\left[\text{X}_{1\text{уд}}\right] = \left[\frac{\text{Ом}\cdot\text{сек}}{\text{км}\cdot\text{сек}}\right] = \left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}}\right].$$

С учетом вычислений (24) запишем выражение (23) в следующем виде:

$$\left[\text{X}_{1\text{уд}}\right] = 0{,}0628 \left(\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} ln \frac{r}{d_{12}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_1} ln \frac{r}{d_{13}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} ln \frac{r}{d_{14}} + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_1} ln \frac{r}{d_{15}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_1} ln \frac{r}{d_{16}} + \frac{\dot{I}_{\text{зем}}}{\dot{I}_1} ln \frac{r}{d_{1\text{зем}}} + \frac{\dot{I}_{\text{тр1}}}{\dot{I}_1} ln \frac{r}{d_{1\text{тр1}}} + \frac{\dot{I}_{\text{тр2}}}{\dot{I}_1} ln \frac{r}{d_{1\text{тр2}}}\right), \left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}}\right] \tag{25}$$

В выражении (25) приняты натуральные логарифмы.

При вычислении удельного индуктивного сопротивления ВЛ обычного типа используют десятичные логарифмы. Например, в книге [8] удельное индуктивное сопротивление одноцепной трехфазной ВЛ записано в виде:

$$\text{X}_0 = 0{,}1445 \, lg \frac{\text{Д}_{\text{ср}}}{r_э}, \left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}}\right] \tag{26}$$

где $\text{Д}_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между фазами ВЛ;

$r_э$ – эквивалентный радиус расщепленной фазы.

При переходе к натуральным логарифмам надо принять к сведению соотношение [6]:

$$lnN=2{,}3 \, lgN. \tag{27}$$

Таким образом, формуле (26) в десятичных логарифмах

$$\text{X}_0 = 0{,}1445 \, lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_э}, \left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}}\right]$$

соответствует формула в натуральных логарифмах:

$$\text{X}_0 = \frac{0{,}1445}{2{,}3} ln \frac{D\text{ср}}{r_э} = 0{,}0628 \ln \frac{D_{\text{ср}}}{r_э}, \left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}}\right] \tag{28}$$

Для того, чтобы вычисления удельного индуктивного сопротивления многопроводных ВЛ, в том числе и рассматриваемой нами двухцепных УСВЛ, проводить с использованием десятичных логарифмов, надо осуществить переход в выражении (25) от натуральных логарифмов к десятичным, что отразится в замене в нем множителя 0,0628 на множитель 0,1445. Таким образом, для выполнения расчета удельного индуктивного сопротивления УСВЛ при использовании десятичных логарифмов формулу (25) следует записать в виде:

ISSN 1857-3924

$$X_{1уд} = 0{,}1445\left(\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} lg\frac{r}{d_{12}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_1} lg\frac{r}{d_{13}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} lg\frac{r}{d_{14}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_1} lg\frac{r}{d_{15}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_1} lg\frac{r}{d_{16}} + \frac{\dot{I}_{зем}}{\dot{I}_1} lg\frac{r}{d_{1зем}} +$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{тр1}}{\dot{I}_1} lg\frac{r}{d_{1тр1}} + \frac{\dot{I}_{тр2}}{\dot{I}_1} lg\frac{r}{d_{1тр2}}\right).$$

В дальнейших выкладках использованы натуральные логарифмы.

Введем обозначение: $X_{1уд} = X_{01}$, и с учетом этого перепишем выражение (25) удельного индуктивного сопротивления для фазы 1:

$$X_{01} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{12}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{13}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{14}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{15}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{16}} + \frac{\dot{I}_{зем}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1зем}} + \quad (29)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{тр1}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1тр1}} + \frac{\dot{I}_{тр2}}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{1тр2}}\right).$$

Аналогично выражению (29) удельного индуктивного сопротивления для фазы 1 запишем выражения удельного индуктивного сопротивления остальных фаз двухцепной УСВЛ.

Для фазы 2:

$$X_{02} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{21}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{23}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{24}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{25}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{26}} + \frac{\dot{I}_{зем}}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{2зем}} + \quad (30)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{тр1}}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{2тр1}} + \frac{\dot{I}_{тр2}}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{2тр2}}\right).$$

Для фазы 3:

$$X_{03} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{31}} + \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{32}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{34}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{35}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{36}} + \frac{\dot{I}_{зем}}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{3зем}} + \quad (31)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{тр1}}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{3тр1}} + \frac{\dot{I}_{тр2}}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{2тр2}}\right).$$

Для фазы 4:

$$X_{04} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_4} ln\frac{r}{d_{41}} + \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_4} ln\frac{r}{d_{42}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_4} ln\frac{r}{d_{43}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_4} ln\frac{r}{d_{45}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_4} ln\frac{r}{d_{46}} + \frac{\dot{I}_{зем}}{\dot{I}_4} ln\frac{r}{d_{4зем}} + \quad (32)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{тр1}}{\dot{I}_4} ln\frac{r}{d_{4тр1}} + \frac{\dot{I}_{тр2}}{\dot{I}_4} ln\frac{r}{d_{4тр2}}\right).$$

Для фазы 5:

ISSN 1857-3924

$$X_{05} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_5} ln\frac{r}{d_{51}} + \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_5} ln\frac{r}{d_{52}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_5} ln\frac{r}{d_{53}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_5} ln\frac{r}{d_{54}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_5} ln\frac{r}{d_{56}} + \frac{\dot{I}_{зем}}{\dot{I}_5} ln\frac{r}{d_{5зем}} + \quad (33)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{тр1}}{\dot{I}_5} ln\frac{r}{d_{5тр1}} + \frac{\dot{I}_{тр2}}{\dot{I}_5} ln\frac{r}{d_{5тр2}}\right).$$

Для фазы 6:

$$X_{06} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_6} ln\frac{r}{d_{61}} + \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_6} ln\frac{r}{d_{62}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_6} ln\frac{r}{d_{63}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_6} ln\frac{r}{d_{64}} + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_6} ln\frac{r}{d_{65}} + \frac{\dot{I}_{зем}}{\dot{I}_6} ln\frac{r}{d_{6зем}} + \quad (34)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{тр1}}{\dot{I}_6} ln\frac{r}{d_{6тр1}} + \frac{\dot{I}_{тр2}}{\dot{I}_6} ln\frac{r}{d_{6тр2}}\right).$$

Для земляного провода:

$$X_{0зем} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_{зем}} ln\frac{r_{зем}}{d_{зем1}} + \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_{зем}} ln\frac{r_{зем}}{d_{зем2}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_{зем}} ln\frac{r_{зем}}{d_{зем3}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_{зем}} ln\frac{r_{зем}}{d_{зем4}} + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_{зем}} ln\frac{r_{зем}}{d_{зем5}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_{зем}} ln\frac{r_{зем}}{d_{зем6}} + \quad (35)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{тр1}}{\dot{I}_{зем}} ln\frac{r_{зем}}{d_{земтр1}} + \frac{\dot{I}_{тр2}}{\dot{I}_{зем}} ln\frac{r_{зем}}{d_{земтр2}}\right).$$

Для троса 1 (тр1):

$$X_{0тр1} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_{тр1}} ln\frac{r_{тр1}}{d_{тр11}} + \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_{тр1}} ln\frac{r_{тр1}}{d_{тр12}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_{тр1}} ln\frac{r_{тр1}}{d_{тр13}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_{тр1}} ln\frac{r_{тр1}}{d_{тр14}} + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_{тр1}} ln\frac{r_{тр1}}{d_{тр15}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_{тр1}} ln\frac{r_{тр1}}{d_{тр16}} + \quad (36)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{зем}}{\dot{I}_{тр1}} ln\frac{r_{тр1}}{d_{тр1зем}} + \frac{\dot{I}_{тр2}}{\dot{I}_{тр1}} ln\frac{r_{тр1}}{d_{тр1тр2}}\right).$$

Для троса 2 (тр2):

$$X_{0тр2} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_{тр2}} ln\frac{r_{тр2}}{d_{тр21}} + \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_{тр2}} ln\frac{r_{тр2}}{d_{тр22}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_{тр2}} ln\frac{r_{тр2}}{d_{тр23}} + \right.$$
$$+ \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_{тр2}} ln\frac{r_{тр2}}{d_{тр24}} + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_{тр2}} ln\frac{r_{тр2}}{d_{тр25}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_{тр26}} ln\frac{r_{тр2}}{d_{тр26}} + \quad (37)$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_{зем}}{\dot{I}_{тр2}} ln\frac{r_{тр2}}{d_{тр2зем}} + \frac{\dot{I}_{тр1}}{\dot{I}_{тр2}} ln\frac{r_{тр2}}{d_{тр2тр1}}\right).$$

2.1.2.1. Пример расчета параметров «земляного» провода

Основные формулы параметров «земляного» провода были приведены выше.

Для удобства выпишем их.

Глубина залегания обратного «земляного» провода определяется по выражению [4]:

ISSN 1857-3924

$$Д_{зем} = \frac{2{,}085}{\sqrt{f \cdot \lambda \cdot 10^{-9}}} \cdot 10^{-3} + h_{ср}, \text{м}$$

Где f=50 Гц; $h_{ср}$ - средняя высота подвеса провода над землей, примем среднюю высоту подвеса проводов ВЛ над поверхностью земли ($h_{ср}$) равной $h_{ср}$= 20 м;

λ – удельная проводимость земли, 1/Ом·см, принимается согласно [9, 10] в зависимости от вида структуры земляной среды (вода, влажная почва, сухая почва, каменистые структуры). Для дальнейших расчетов примем в качестве среды протекания токов в земляном проводе влажную почву, для которой $\lambda=10^{-4}$ Сименс/см.

Следовательно:

$$Д_{зем} = \frac{2{,}085}{\sqrt{50 \cdot 10^{-4} \cdot 10^{-9}}} \cdot 10^{-3} + 20 \quad = 955\text{ , м}$$

Удельное активное сопротивление «земляного» провода согласно [4]:

$$r_{озем} = \pi^2 \cdot 10^{-4}, [\text{Ом/км}]$$

т.е. $r_{озем} = 3{,}14^2 \cdot 10^{-4} = 0{,}0492 \approx 0{,}05$ [Ом/км].

Удельное индуктивное сопротивление «земляного» провода с учетом выражения 7.2.10 (индуктивности земляного провода) и соотношения (24) примет следующий вид:

$$X_{0зем} = 0{,}0628 \ln \frac{Д_З}{r_{зем}},$$

здесь $Д_З$=955 м;

$r_{зем}$=1,66 см, принят равным эквиваленту радиусу сталеалюминевого провода, обладающего удельным активным сопротивлением, равным $r_{зем} = 0{,}05 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$; таким активным сопротивлением обладает провод АС-600/72 [11].

Следовательно:

$$X_{0зем} = 0{,}0628 \ln \frac{955}{0{,}0166} = 0{,}0628 \cdot ln57530 = 0{,}0628 \cdot 10{,}96 = 0{,}688 \text{ Ом/км}$$

Таким образом, результирующее удельное сопротивление «земляного» провода равно:

$$Z_{озем} = r_o + jX_{озем} = 0{,}05 + j0{,}688 \quad \left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}}\right].$$

Полученный результат внесем в таблицу 2.1.1.

ISSN 1857-3924

2.1.2.2. Расчет удельного индуктивного сопротивления грозозащитных тросов двухцепной УСВЛ.

2.1.2.2.1. Расчет удельного индуктивного сопротивления тросов УСВЛ при наличии двух тросов.

Примем условие, что оба троса УСВЛ-110 кВ находятся в одинаковых условиях.

Упростим выражение (36, 37) для возможности практических расчетов.

Примем $\dot{I}_{\text{зем}}$=0. При этом условии: $\dot{I}_{\text{тр1}} = \frac{1}{2}\left(\sum_{i=1}^{6} \dot{I}_i\right)(i = 1 \div 6)$, т. е. по каждому из двух тросов протекает половина суммарного тока всех фаз УСВЛ (при этом подразумевается короткое замыкание одной из 6-ти фаз УСВЛ в конце линии и обратное протекание токов через тросы.

При коротком замыкании фазы 1 на тросы тр1 и тр2 в тросах будет протекать ток короткого замыкания (к.з.) $\dot{I}_{\text{тр1}} = \dot{I}_{\text{тр2}} = -\frac{1}{2}\dot{I}_1$. В остальных фазах (кроме фазы 1) и в «земляном» проводе ток будет отсутствовать.

Следовательно, выражение (36) примет вид:

$$X_{\text{отр11}} = X_{\text{отр21}} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{-0{,}5\dot{I}_1} ln\frac{r_{\text{тр1}}}{d_{\text{тр1}}} + \frac{-0{,}5\dot{I}_1}{-0{,}5\dot{I}_{11}} ln\frac{r_{\text{тр1}}}{d_{\text{тр1тр2}}}\right) \quad . \tag{38}$$

В выражении (38) для того, чтобы 1-ое слагаемое было положительным, надо поменять местами числитель и знаменатель под логарифмом, т.е. из (38) получим:

$$X_{\text{отр11}} = X_{\text{отр21}} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{0{,}5\dot{I}_1} ln\frac{d_{\text{тр11}}}{r_{\text{тр1}}} + \frac{-0{,}5\dot{I}_1}{-0{,}5\dot{I}_1} ln\frac{r_{\text{тр1}}}{d_{\text{тр1тр2}}}\right),$$

или:

$$X_{\text{отр11}} = X_{\text{отр21}} = 0{,}0628\left(2ln\frac{d_{\text{тр11}}}{r_{\text{тр1}}} + ln\frac{r_{\text{тр1}}}{d_{\text{тр1тр2}}}\right) \quad . \tag{39}$$

Выражение (39) является расчетным для тросов УСВЛ-110 кВ, выполненной на двухстоечной портальной опоре.

В выражении (39) второе слагаемое представляет довольно малую величину из-за того, что $r_{\text{тр1}} << d_{\text{тр1тр2}}$, и поэтому им можно пренебречь.

В результате получим для определения удельного индуктивного сопротивления тросов УСВЛ с двумя тросами следующее выражение:

$$X_{\text{отр11}} = X_{\text{отр21}} = 0{,}0628\left(2ln\frac{d_{\text{тр11}}}{r_{\text{тр1}}}\right), \tag{40}$$

где $d_{\text{тр11}}$ – расстояние от троса 1 до фазы 1; $r_{\text{тр1}}$ – радиус троса 1.

В выражении (40) подразумевается, что радиусы тросов тр1 и тр2 равны, поэтому можно записать:

$$r_{\text{тр1}} = r_{\text{тр2}} = r_{\text{тр}} . \tag{41}$$

ISSN 1857-3924

С учетом этого выражение (40) примет вид:

$$X_{\text{отр11}} = X_{\text{отр21}} = 0{,}0628\left(2ln\frac{d_{\text{тр11}}}{r_{\text{тр}}}\right) \quad (42)$$

Аналогичный вид будут иметь расчетные формулы для определения удельного индуктивного сопротивления при к.з. остальных фаз с тросами, а именно:

При к.з. фазы 2 с тросом 1:

$$X_{\text{отр12}} = X_{\text{отр22}} = 0{,}0628\left(2ln\frac{d_{\text{тр12}}}{r_{\text{тр}}}\right) \quad . \quad (43)$$

При к.з. фазы 3 с тросом 1:

$$X_{\text{отр13}} = X_{\text{отр23}} = 0{,}0628\left(2ln\frac{d_{\text{тр13}}}{r_{\text{тр}}}\right) \quad . \quad (44)$$

При к.з. фазы 4 с тросом 1:

$$X_{\text{отр14}} = X_{\text{отр24}} = 0{,}0628\left(2ln\frac{d_{\text{тр14}}}{r_{\text{тр}}}\right) \quad . \quad (45)$$

При к.з. фазы 5 с тросом 1:

$$X_{\text{отр15}} = X_{\text{отр25}} = 0{,}0628\left(2ln\frac{d_{\text{тр15}}}{r_{\text{тр}}}\right) \quad . \quad (46)$$

При к.з. фазы 6 с тросом 1:

$$X_{\text{отр16}} = X_{\text{отр26}} = 0{,}0628\left(2ln\frac{d_{\text{тр16}}}{r_{\text{тр}}}\right) \quad . \quad (47)$$

2.1.2.2.2. Расчет удельного индуктивного сопротивления троса УСВЛ при наличии одного троса.

На базе использования приведенного выше подхода для варианта УСВЛ - с одним тросом из условия при коротком замыкании фазы 1 и троса 1 можно записать с учетом того что $I_{\text{тр1}} = \sum_{i=1}^{6} \dot{I}_i$ и при этом в тросе будет протекать ток короткого замыкания (к.з.) $\dot{I}_{\text{тр1}} = -\dot{I}_1$. В остальных фазах (кроме фазы 1) и в «земляном» проводе ток будет отсутствовать. При этих условиях формулу для расчета удельного сопротивления троса 1 можно записать следующем виде:

$$X_{\text{отр11}} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{\text{тр11}}}{r_{\text{тр}}}\right) \quad , \quad (48)$$

где $d_{\text{тр11}}$ - расстояние от троса до фазы 1.

Аналогично запишем выражения удельного индуктивного сопротивления троса при к.з. остальных фаз с тросом:

При к.з. фазы 2 с тросом:

$$X_{\text{отр12}} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{\text{тр12}}}{r_{\text{тр}}}\right) \quad . \quad (49)$$

ISSN 1857-3924

При К.З. фазы 3 с тросом:

$$X_{\text{отр13}} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{\text{тр13}}}{r_{\text{тр}}}\right) . \quad (50)$$

При к.з. фазы 4 с тросом 1:

$$X_{\text{отр14}} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{\text{тр14}}}{r_{\text{тр}}}\right) . \quad (51)$$

При к.з. фазы 5 с тросом 1:

$$X_{\text{отр15}} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{\text{тр15}}}{r_{\text{тр}}}\right) . \quad (52)$$

При к.з. фазы 6 с тросом 1:

$$X_{\text{отр16}} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{\text{тр16}}}{r_{\text{тр}}}\right) . \quad (53)$$

2.1.2.2.3. ***Пример расчета удельного индуктивного сопротивления троса УСВЛ при наличии двух тросов***

Пример расчета удельного индуктивного сопротивления троса для УСВЛ - 110 кВ на двухстоечных портальных опорах, показанной на рис. 2.1.2, выполнен при следующих исходных данных:

Количество тросов – 2; $d_{\text{тр11}}$=6,5 м, $d_{\text{тр16}}$=10,9 м.

Тросы марки ЛК-0 сечением 50,45 мм^2 [6, стр. 446], с радиусом $r_{\text{тр}} = 4{,}6$ мм = 0,0046м.

Используем для расчета формулу (42) и (47):

$$X_{\text{отр11}} = X_{\text{отр21}} = 0{,}0628\left(2ln\frac{6{,}5}{0{,}0046}\right) =$$
$$= 0{,}0628\,(2ln1413) = 0{,}0628\,(2\cdot 7{,}25) = 0{,}91\ \text{Ом/км}$$

$$X_{\text{отр16}} = X_{\text{отр26}} = 0{,}0628\left(2ln\frac{10{,}9}{0{,}0046}\right) =$$
$$= 0{,}0628\ \cdot\ 2\ \cdot 7{,}77 = 0{,}975\ [\text{Ом/км}]$$

При к.з. других фаз с тросом 1 значения удельного индуктивного сопротивления тросов будут иметь промежуточные значения, находящиеся в пределах $X_{\text{отр}} = 0{,}91 \div 0{,}97$ Ом/км.

Результирующее суммарное удельное индуктивное сопротивление двух тросов УСВЛ-110 кВ составит:

$$X_{\text{отр11}}\frac{X_{\text{отр1}}}{2} = \frac{0{,}91}{2} = 0{,}455\ \text{Ом/км}$$

$$X_{\text{отр16}}\frac{X_{\text{отр16}}}{2} = \frac{0{,}97}{2} = 0{,}485\ \text{Ом/км}$$

ISSN 1857-3924

Полученный результат внесем в таблицу 2.1.1.

2.1.3. Примеры расчета удельного индуктивного сопротивления фаз УСВЛ-110 кВ

Для расчета удельного индуктивного сопротивления фаз УСВЛ воспользуемся выражениями (29÷34) для условий работы УСВЛ в двух режимах при θ=0° и при θ=120°.

2.1.3.1. Пример расчета удельного индуктивного сопротивления фаз УСВЛ в режиме при θ=0°

Примем условие, что угловые сдвиги токов фаз совпадают с угловыми сдвигами напряжений, т.е.

$$\dot{I}_1 = I_1; \quad \dot{I}_2 = \dot{I}_1 e^{-j120^\circ}; \quad \dot{I}_3 = \dot{I}_1 e^{+j120^\circ};$$
$$\dot{I}_4 = I_1; \quad I_5 = \dot{I}_1 e^{-j120^\circ}; \quad \dot{I}_6 = \dot{I}_1 e^{+j120^\circ}.$$

Примем к сведению, что

$$e^{-j120^\circ} = cos(+60^\circ) - jsin60^\circ = -0{,}5 - j0{,}86$$
$$e^{+j120^\circ} = cos(+60^\circ) + jsin60^\circ = -0{,}5 + j0{,}86.$$

С учетом этого запишем и преобразуем выражения (29-34).

Примем условие, что токи всех фаз по модулю равны и различаются только фазовыми сдвигами, а также что токи в тросах и «земляном» проводе отсутствуют. При этих условиях для фазы 1 получим:

$$X_{o1} = 0{,}0628\left[(-0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{r}{d_{12}} + (-0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{r}{d_{13}} + \right.$$
$$\left. +1 \cdot ln\frac{r}{d_{14}} + (-0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{r}{d_{15}} + (-0{,}5 + j0{,}86)\, ln\frac{r}{d_{16}}\right]$$

или:

$$X_{o1} = 0{,}0628\left[(-0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{d_{12}}{r} + (0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{d_{13}}{r} - \right.$$
$$\left. -1 \cdot ln\frac{d_{14}}{r} + (0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{d_{15}}{r} + (0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{d_{16}}{r}\right] \qquad (54)$$

По формуле (54) выполним расчет удельного индуктивного сопротивления фазы 1 (фазы А первой цепи УСВЛ-110 кВ) при следующих исходных данных (см. рис. 2):

Провода АС-150/24; $r_{пр} = \frac{17{,}1}{2} = 8{,}55$ мм $= 0{,}00855$ м; r_o=0,198 Ом/км.

Расстояния: d_{12}=5,7 м; d_{13}=11,4 м; d_{14}=1,1 м; d_{15}=6,8 м; d_{16}=12,4 м.

Таким образом:

$$X_{01} = 0{,}0628\left[(0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{5{,}7}{0{,}00855} + (0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{11{,}4}{0{,}00855} - \right.$$
$$\left. -1 \cdot ln\frac{1{,}1}{0{,}00855} + (0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{6{,}8}{0{,}00855} + (0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{12{,}4}{0{,}00855}\right]$$

или:

ISSN 1857-3924

$$X_{01} = 0{,}0628\,[(0{,}5 + j0{,}86)ln666 + (0{,}5 - j0{,}86)ln1333 -$$
$$-ln128{,}6 + (0{,}5 + j0{,}86)ln795{,}3 + (0{,}5 - j0{,}86)\,ln1450] =$$
$$= 0{,}0628[(0{,}5 + j0{,}86)\cdot 6.5 + (0{,}5 - j0{,}86)\cdot 7{,}19 - 4{,}8 +$$
$$+(0{,}5 + j0{,}86)6{,}67 + (0{,}5 - j0{,}86)7{,}28] =$$
$$= 0{,}0628[3{,}25 + j5{,}73 + 3{,}64 - j6{,}18 - 4{,}8 +$$
$$+3{,}33 + j5{,}73 + 3{,}64 - j6{,}26] =$$
$$= 0{,}0628[3{,}25 + 3{,}64 - 4{,}8 + 3{,}33 + 3{,}64 +$$
$$+j(5{,}73 - 6{,}18 + 5{,}73 - 6{,}26) =$$
$$0{,}0628(9{,}06 - j0{,}98) = 0{,}568 - j0{,}061$$

Итак:

$$X_{01} = 0{,}568 - j0{,}061\ [\text{Ом/км}] \tag{55}$$

Учитывая симметричность расположения фаз на опоре, можем записать $X_{01} = X_{06}$,

т.е.

$$X_{06} = 0{,}568 - j0{,}061\ [\text{Ом/км}] \tag{56}$$

Далее вычислим удельное индуктивное сопротивление фазы 2 по формуле (30) при следующих исходных данных: d_{21}=5,7 м; d_{23}=5,7 м; d_{24}=4,6 м; d_{25}=1,1 м; d_{26}=6,8 м.

Расчетная формула (30):

$$X_{02} = 0{,}0628\,\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{21}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{23}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{24}} + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{25}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{26}}\right).$$

Запишем отношения токов:

$$\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_2} = \frac{1}{e^{-j120^\circ}} = e^{j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_2} = \frac{e^{j120^\circ}}{e^{-j120^\circ}} = e^{j240^\circ} = (-0{,}5 - j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_2} = \frac{1}{e^{-j120^\circ}} = e^{j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_2} = \frac{e^{-j120^\circ}}{e^{-j120^\circ}} = 1;$$
$$\frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_2} = \frac{e^{j120^\circ}}{e^{-j120^\circ}} = e^{j240^\circ} = (-0{,}5 - j0{,}86).$$

Подставим эти значения отношения токов в формулу (30) и произведем вычисления:

$$X_{02} = 0{,}0628\,\left[(-0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{r}{d_{21}} + (-0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{r}{d_{23}} +\right.$$
$$\left.+(-0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{r}{d_{24}} + 1ln\frac{r}{d_{25}} + (-0{,}5 - j0{,}86)\,ln\frac{r}{d_{26}}\right]$$

или:

ISSN 1857-3924

$$X_{02} = 0{,}0628\left[(0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{d_{21}}{r} + (0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{d_{23}}{r} + \right.$$
$$\left. + (0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{d_{24}}{r} - 1ln\frac{d_{25}}{r} + (0{,}5 + j0{,}86)\, ln\frac{d_{26}}{r}\right].$$

После подстановки геометрических расстояний получаем:

$$X_{02} = 0{,}0628\left[(0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{5{,}7}{0{,}00855} + (0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{5{,}7}{0{,}00855} + \right.$$
$$\left. + (0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{4{,}6}{0{,}00855} - ln\frac{1{,}1}{0{,}00855} + (0{,}5 + j0{,}86)\ ln\frac{6{,}8}{0{,}00855}\right] =$$
$$= 0{,}0628[(0{,}5 - j0{,}86) \cdot 6{,}5 + (0{,}5 + j0{,}86) \cdot 6{,}5 +$$
$$+ (0{,}5 - j0{,}86) \cdot 6{,}67 - 4{,}85 + (0{,}5 + j0{,}86) \cdot 6{,}6] =$$
$$= 0{,}0628[3{,}25 - j5{,}59 + 3{,}25 + j5{,}59 + 3{,}33 -$$
$$- j5{,}73 - 4{,}85 + 3{,}3 + j5{,}6) =$$
$$= 0{,}0628[(3{,}25 + 3{,}25 + 3{,}33 - 4{,}85 + 3{,}3) +$$
$$+ j(-5{,}59 + 5{,}59 - 5{,}73 + 5{,}6)] =$$
$$0{,}0628(8{,}28 - j0{,}13) = 0{,}519 - j0{,}008.$$

Итак:

$$X_{02} = 0{,}519 - j0{,}008 \qquad \left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}}\right].$$

В силу симметрии расстояния фаз:

$$X_{05} = X_{02} = 0{,}519 - j0{,}008 \qquad [\text{Ом/км}].$$

Далее вычислим удельное индуктивное сопротивление фазы 3 по формуле (31):

$$\text{X}_{03} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{31}} + \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{32}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{34}} + \right.$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{35}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{36}}\right).$$

Определим отношение токов:

$$\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_3} = \frac{1}{e^{j120^\circ}} = e^{-j120^\circ} = (-0{,}5 - j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_3} = \frac{e^{-j120^\circ}}{e^{j120^\circ}} = e^{-j240^\circ} = e^{j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_3} = \frac{1}{e^{j120^\circ}} = e^{-j120^\circ} = (-0{,}5 - j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_3} = \frac{e^{-j120^\circ}}{e^{j120^\circ}} = e^{-j240^\circ} = e^{j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_3} = \frac{e^{j120^\circ}}{e^{j120^\circ}} = 1.$$

ISSN 1857-3924

Исходные геометрические расстояния:

d_{31}=11,4 м; d_{32}=5,7 м; d_{34}=10,3 м; d_{35}=4,6 м; d_{36}=1,1 м.

После подстановки геометрических данных получаем:

$$X_{03} = 0{,}0628\left[(-0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{0{,}00855}{11{,}4} + (-0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{0{,}00855}{5{,}7} + \right.$$
$$\left. +(-0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{0{,}00855}{10{,}3} + (-0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{0{,}00855}{4{,}6} + 1 \cdot ln\frac{0{,}00855}{1{,}1}\right] =$$
$$= 0{,}0628[(0{,}5 + j0{,}86) \cdot 7{,}19 + (0{,}5 - j0{,}86) \cdot 6{,}5 +$$
$$+(0{,}5 - j0{,}86) \cdot 7{,}09 + (0{,}5 + j0{,}86) \cdot 6{,}28 - 4{,}8] =$$
$$= 0{,}0628(3{,}59 + j6{,}18 + 3{,}25 - j5{,}59 +$$
$$+3{,}54 + j6{,}09 + 3{,}14 - j5{,}4 - 4{,}8) =$$
$$= 0{,}06289(8{,}72 + j1{,}28) = 0{,}54 + j0{,}08\ [\text{Ом/км}].$$

Таким образом: $X_{03} = 0{,}54 + j0{,}08\ [\text{Ом/км}]$.

Учитывая симметрию расположения фаз можно записать

$$X_{04} = X_{03} = 0{,}54 + j0{,}08 \qquad [\text{Ом/км}]$$

Полученные результаты внесем в таблицу 2.1.1.

Таблица удельных сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей двухцепной УСВЛ-110 кВ с проводами АС-150/24 и двумя грозозащитными тросами ЛК-0 (сечением 50,45 мм)^2, без транспозиции фаз)

Таблица 2.1.1

№ п/п	Наименование	Величины удельных сопротивлений двухцепной УСВЛ-110 кВ, Ом/км, при режимах:	
		При θ=0°	При θ=120°
1	*2*	*3*	*4*
1.	Провод 1 (фаза А)	0,198+j0,568	0,198+j0,33
2.	Провод 2 (фаза В)	0,198+j0,519	0,198+j0,375
3.	Провод 3 (фаза С)	0,198+j0,54	0,198+j0,4
4.	Провод 4 (фаза А′)	0,198+j0,54	0,198+j0,4
5.	Провод 5 (фаза В′)	0,198+j0,519	0,198+j0,375
6.	Провод 6 (фаза С′)	0,198+j0,568	0,198+j0,33
7.	«Земляной» провод	0,05+j0,688	0,05+j0,688
8.	Трос 1: - при замыкании с фазой А - при замыкании с фазой С′	 0,6*+j0,91 0,6+j0,97	 0,6+j0,91 0,6+j0,97
9.	Трос 2: - при замыкании с фазой А - при замыкании с фазой С′	 0,6+j0,97 0,6+j0,91	 0,6+j0,97 0,6+j0,91
10.	Трос 1+Трос 2:	0,3+j(0,455÷0,485)	0,3+j(0,455÷0,485)
11.	Удельное индуктивное сопротивление нулевой последовательности фаз УСВЛ	0,198+j1,52	

ISSN 1857-3924

*) Удельное активное сопротивление троса принято равным удельному активному сопротивлению провода АС-50/8,0.

2.1.3.2. Пример расчета индуктивного сопротивления фаз УСВЛ при режиме УСВЛ при θ=120°

В режиме УСВЛ при *θ=120°* соотношения трехфазных систем токов имеют следующий вид:

$$\begin{matrix} \dot{I}_1 = I_1; & \dot{I}_2 = \dot{I}_1 e^{-j120^\circ}; & \dot{I}_3 = \dot{I}_1 e^{+j120^\circ}; \\ \dot{I}_4 = I_1 e^{-j120^\circ}; & I_5 = \dot{I}_1 e^{j120^\circ}; & \dot{I}_6 = \dot{I}_1 e^{+j0^\circ}. \end{matrix} \qquad (57)$$

где:

$$e^{-j120^\circ} = -0{,}5 - j0{,}86;$$
$$e^{j120^\circ} = -0{,}5 + j0{,}86.$$

Перевод УСВЛ из режима при θ=0° в режим при θ=120° будет сопровождаться только изменениями удельного индуктивного сопротивления фаз. Удельные индуктивные сопротивления «земляного» провода и тросов при этом останутся прежними.

Для удобства выполнения расчетов геометрические расстояния между фазами УСВЛ-110 кВ, выполненной на двухстоечных опорах, сведем в таблицу 2.1.2.

Запишем соотношения токов:

$$\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} = e^{-j120^\circ} = (-0{,}5 - j0{,}86); \quad \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_1} = e^{j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} = e^{-j120^\circ} = (-0{,}5 - j0{,}86); \quad \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_1} = e^{j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86);$$

$$\frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_1} = 1. \qquad (58)$$

Геометрические расстояния между фазами двухцепной УСВЛ-110 кВ, тросами и земляным проводом

Таблица 2.1.2

№ п/п	Обозначения	Размерность	Величины
	$d_{12}=d_{21}$	м	5,7
	$d_{13}=d_{31}$	м	11,4
	$d_{14}=d_{41}$	м	1,1
	$d_{15}=d_{51}$	м	6,8
	$d_{16}=d_{61}$	м	12,4
	$d_{23}=d_{32}$	м	5,7
	$d_{24}=d_{42}$	м	4,6
	$d_{25}=d_{52}$	м	1,1
	$d_{26}=d_{62}$	м	6,8

ISSN 1857-3924

	$d_{34}=d_{43}$	м	10,3
	$d_{35}=d_{53}$	м	4,6
	$d_{36}=d_{63}$	м	1,1
	$d_{зем}$	м	955
	$d_{тр11}$	м	6,5
	$d_{тр16}$	м	10,9

Запишем выражение (29) индуктивности фазы 1 (фаза А – первой цепи) с учетом соотношений (57) и (58):

$$X_{01} = 0{,}0628\left[\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{12}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{13}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{14}} + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{15}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{16}}\right] =$$
$$= 0{,}0628\left[(-0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{r}{d_{12}} + (-0{,}5 + j0{,}86) ln\frac{r}{d_{13}} + \right.$$
$$\left. +(-0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{r}{d_{12}} + (-0{,}5 + j0{,}86) ln\frac{r}{d_{15}} + 1 \cdot ln\frac{r}{d_{16}}\right]$$

Подставим численные значения расстояний и проведем расчет:

$$X_{01} = 0{,}0628\left[(0{,}5 + j0{,}86) ln\frac{d_{12}}{r} + (0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{d_{13}}{r} + \right.$$
$$\left. +(0{,}5 + j0{,}86) ln\frac{d_{14}}{r} + (0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{d_{15}}{r} - ln\frac{d_{16}}{r}\right] =$$
$$= 0{,}0628\left[(0{,}5 + j0{,}86) ln\frac{5{,}7}{0{,}00855} + (0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{11{,}4}{0{,}00855} + \right.$$
$$\left. +(0{,}5 + j0{,}86) ln\frac{1{,}1}{0{,}00855} + (0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{6{,}8}{0{,}00855} - ln\frac{12{,}4}{0{,}00855}\right] =$$
$$= 0{,}0628[(0{,}5 + j0{,}86) \cdot 6{,}5 + (0{,}5 - j0{,}86) \cdot 7{,}19 +$$
$$+(0{,}5 + j0{,}86) \cdot 4{,}85 + (0{,}5 - j0{,}86) \cdot 6{,}67 - 7{,}28] =$$
$$= 0{,}0628[3{,}25 + j5{,}59 + 3{,}59 - j6{,}18 + 2{,}42 + j4{,}17 +$$
$$+3{,}33 - j5{,}73 - 7{,}28] = 0{,}0628(5{,}31 - j2{,}15) = 0{,}33 - j0{,}13.$$

Итак, $X_{01} = 0{,}33 - j0{,}13, \left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}}\right]$.

В силу симметрии можем записать $X_{01}=X_{06}$, т.е.

$$X_{06} = 0{,}33 - j0{,}13, \quad [\text{Ом/км}].$$

Аналогичным образом выполним расчет удельного индуктивного сопротивления фазы 2 (фаза В – первой цепи) по формуле (30):

$$X_{02} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{21}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{32}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{42}} + \right.$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{25}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_2} ln\frac{r}{d_{26}}\right)$$

Здесь:

ISSN 1857-3924

$$\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_2} = \frac{1}{e^{-j120^\circ}} = e^{j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86);$$

$$\frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_2} = \frac{e^{j120^\circ}}{e^{-j120^\circ}} = e^{j240^\circ} = e^{-j120^\circ} = (-0{,}5 - j0{,}86);$$

$$\frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} = \frac{e^{-j120^\circ}}{e^{-j120^\circ}} = 1;$$

$$\frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_2} = \frac{e^{j120^\circ}}{e^{-j120^\circ}} = e^{-j240^\circ} = e^{-j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86);$$

$$\frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_2} = \frac{1}{e^{-j120^\circ}} = e^{j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86)$$

Следовательно:

$$X_{02} = 0{,}0628\left[(-0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{r}{d_{21}} + (-0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{r}{d_{23}} + \right.$$
$$\left. +1 \cdot ln\frac{r}{d_{24}} + (-0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{r}{d_{25}} + (-0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{r}{d_{26}}\right]$$

Сделаем перестановку числителя и знаменателя под логарифмом, в связи с чем поменяются знаки перед множителями в скобках:

$$X_{02} = 0{,}0628\left[(0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{d_{21}}{r} + (0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{d_{23}}{r} - \right.$$
$$\left. -ln\frac{d_{24}}{r} + (0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{d_{25}}{r} + (0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{d_{26}}{r}\right].$$

После подстановки геометрических размеров получим:

$$X_{02} = 0{,}0628\left[(0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{5{,}7}{0{,}00855} + (0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{5{,}7}{0{,}00855} - \right.$$
$$\left. - ln\frac{4{,}6}{0{,}00855} + (0{,}5 + j0{,}86)ln\frac{1{,}1}{0{,}00855} + (0{,}5 - j0{,}86)ln\frac{6{,}8}{0{,}00855}\right] =$$
$$= 0{,}0628[(0{,}5 - j0{,}86) \cdot 6{,}5 + (0{,}5 + j0{,}86) \cdot 6{,}5 -$$
$$-6{,}28 + (0{,}5 + j0{,}86) \cdot 4{,}85 + (0{,}5 - j0{,}86) \cdot 6{,}67] =$$
$$= 0{,}0628[3{,}25 - j5{,}59 + 3{,}25 + j5{,}59 - 6{,}28 + 2{,}42 +$$
$$+j4{,}17 + 3{,}33 - j5.73] = 0{,}0628(5{,}97 - j1{,}56).$$

Таким образом, получаем:

$$X_{02} = 0{,}375 - j0{,}098, \ [\text{Ом/км}]$$

Благодаря симметрии расположения фаз можем записать: $X_{02}=X_{05}$, т.е.

$$X_{05} = 0{,}375 - j0{,}098, \qquad [\text{Ом/км}].$$

Далее вычислим удельное индуктивное сопротивление фазы 3 (фаза С первой цепи) по формуле (31):

ISSN 1857-3924

$$X_{03} = 0{,}0628\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{31}} + \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{32}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{34}} + \right.$$
$$\left. + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{35}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_3} ln\frac{r}{d_{36}}\right)$$

Запишем отношения токов фаз:

$$\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_3} = \frac{1}{e^{j120^\circ}} = e^{-j120^\circ} = (-0{,}5 - j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_3} = \frac{e^{-j120^\circ}}{e^{+j120^\circ}} = e^{-j240^\circ} = e^{j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_3} = \frac{e^{-j120^\circ}}{e^{j120^\circ}} = e^{-j240^\circ} = e^{j120^\circ} = (-0{,}5 + j0{,}86);$$
$$\frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_3} = \frac{e^{j120^\circ}}{e^{j120^\circ}} = 1;$$
$$\frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_3} = \frac{1}{e^{j120^\circ}} = e^{-j120^\circ} = (-0{,}5 - j0{,}86).$$

С учетом этих соотношений запишем:

$$X_{03} = 0{,}0628\left[(-0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{r}{d_{31}} + (-0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{r}{d_{32}} + \right.$$
$$\left. (-0{,}5 + j0{,}86) ln\frac{r}{d_{34}} + 1 \cdot ln\frac{r}{d_{35}} + (-0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{r}{d_{36}}\right] \quad ,$$

или:

$$X_{03} = 0{,}0628\left[(0{,}5 + j0{,}86) ln\frac{d_{31}}{r} + (0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{d_{32}}{r} + \right.$$
$$\left. + (0{,}5 - j0{,}86) ln\frac{d_{34}}{r} - ln\frac{d_{35}}{r} + (0{,}5 + j0{,}86) ln\frac{d_{36}}{r}\right] =$$
$$= 0{,}0628[(0{,}5 + j0{,}86) \cdot 7{,}19 + (0{,}5 - j0{,}86) \cdot 6{,}5 + \quad .$$
$$+ (0{,}5 - j0{,}86) \cdot 7{,}09 - 6{,}28 + (0{,}5 + j0{,}86) \cdot 4{,}85] =$$
$$= 0{,}0628\ (3{,}59 + j6{,}18 + 3{,}25 - j5{,}59 + 3{,}54 - j6{,}09 -$$
$$- 6{,}28 + 2{,}42 + j4{,}17 = 0{,}0628(6{,}52 - j1{,}33) = 0{,}409 - j0{,}083$$

Таким образом, получено:

$$X_{03} = 0{,}409 - j0{,}083, \quad \text{Ом/км}.$$

Внесем полученные результаты в таблицу 2.1.1.

2.1.3.3. Пример расчета индуктивного сопротивления фаз двухцепной УСВЛ с разнесением на составляющие – собственное (в системе фаз своей цепи) и взаимное – междуцепное.

В ряде случаев необходимо представить индуктивное сопротивление прямой последовательности фаз в виде суммы составляющих:

- индуктивного сопротивления фаз в системе проводов своей цепи;

ISSN 1857-3924

- индуктивного сопротивления взаимоиндукции между цепями:

Для такого разнесения составляющих воспользуемся выражением (54) для УСВЛ-110 кВ при θ=0° в численном виде (на примере фазы 1) и выражением для режима θ=120°.

Результаты приведены ниже.

Для УСВЛ-110 кВ при θ=0°

$$X_{01} = 0{,}0628\,[(3{,}25 + j5{,}73) + (3{,}64 - j6{,}18) -$$

$$-4{,}8 + (3{,}33 + j5{,}73) + (3{,}64 - j6{,}26),\ \text{Ом/км}$$

Здесь: $X_{01}=X_{01\ соб.}+X_{01.\ вз}$,

где

$$X_{01\ соб.} = 0{,}0628\left[\left(3{,}25 + j5{,}73 + (3{,}64 - j6{,}18)\right)\right];$$

$$X_{01\ вз.} = 0{,}06284{,}8\,[-4{,}8 + (3{,}33 + j5{,}73) + (3{,}64 - j6{,}26)],\ \text{Ом/км}$$

или:

$$X_{01\ соб.}=0{,}204+j0{,}359+0{,}228-j0{,}388=0{,}432-j0{,}029;$$

$$X_{01\ вз.}= -\,0{,}3+0{,}209+j0{,}359+0{,}228-j0{,}393=0{,}137-j0{,}034,\ \text{Ом/км}.$$

Пренебрегая мнимыми составляющими, получим:

$$X_{01}=X_{01\ соб.}+X_{01.\ вз}=0{,}432+0{,}137,\ \text{Ом/км}.$$

Результирующее индуктивное сопротивление будет равно

$$X_{01}=0{,}432+0{,}137=0{,}569\ \text{Ом/км}.$$

Отношение взаимного индуктивного сопротивления к собственному составит:

$$\frac{X_{01\ вз}}{X_{01\ соб}} = \frac{0{,}137}{0{,}432} = 0{,}317\ \text{отн. ед.},$$

а к результирующему - $\frac{X_{01\ вз}}{X_{01}} = \frac{0{,}137}{0{,}569} = 0{,}24\ \text{отн. ед.}$.

Для УСВЛ-110 кВ при θ=120°

$$X_{01}=X_{01\ соб.}+X_{01.\ вз}=$$

$$=0{,}0628\{[(3{,}25 + j5{,}59) + (3{,}59 - j6{,}18)] +$$

$$+[(2{,}42 + j4{,}17) + (3{,}33 - j5{,}73) - 7{,}28]\} =$$

$$= [(0{,}204 + j0{,}351) + (0{,}225 - j0{,}388)] +$$

$$+[(0{,}1519 + j0{,}26) + (0{,}209 - j0{,}359) - 0{,}457] =$$

$$= [(0{,}429 - j0{,}037) + (-0{,}096 - j0{,}099)].$$

Здесь $X_{01\ соб.}$ = (0,429-j0,037), Ом/км;

ISSN 1857-3924

$X_{01.\,вз}$ = (-0,096-j0,099), Ом/км.

Результирующее сопротивление:

X_{01} = (0,333-j0,136), Ом/км

Отношение взаимного индуктивного сопротивления:

к собственному: $\frac{0,096}{0,429} = 0,22$ отн. ед.,

к результирующему: $\frac{0,096}{0,333} = 0,288$ отн. ед.

2.1.4. Вывод формул для расчета удельного индуктивного сопротивления нулевой последовательности двухцепной УСВЛ

Этот режим УСВЛ характеризуется протеканием токов по всем фазам в одном направлении, что может иметь место при шестифазном коротком замыкании на линии и замыкании на землю (Рис. 2.1.3.)

Токи во всех фазах текут в одном направлении, а обратным является суммарный ток, протекающий в «земляном» проводе и тросах в обратном направлении.

Согласно условию, определяемому выражением (1):

$$\dot{I}_{\text{зем}} + \dot{I}_{\text{тр}} = -\sum_{m=1}^{n} \dot{I}_m.$$

Чтобы не потерять наглядность дальнейших выводов расчетных формул, положим, что $I_{тр}$=0.

В этом случае.

$$\sum_{m=1}^{n} \dot{I}_m = -\dot{I}_{\text{зем}} \qquad (61)$$

Для рассматриваемой двухцепной УСВЛ число фаз равно 6.

Выражение (61) запишем в развернутом виде:

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dot{I}_4 + \dot{I}_5 + \dot{I}_6 = -\dot{I}_{\text{зем}} = \sum_{m=1}^{6} \dot{I}_m \ . \qquad (62)$$

Физический смысл выражения (62) можно пояснить так: каждому току, протекающему в любой фазе, соответствует такой же ток, но с обратным знаком, протекающий в «земляном» проводе, при принятом условии, что токи в заземленных тросах отсутствуют.

Ниже производится вывод удельного индуктивного сопротивления нулевой последовательности двухцепной УСВЛ при 6-ти фазном коротком замыкании на землю. Поэтому принимается условие, что токи во всех фазах имеют одно и то же направление. В частном случае может иметь место равенство токов:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_3 = \dot{I}_4 = \dot{I}_5 = \dot{I}_6$$

ISSN 1857-3924

Выражение напряженности магнитного поля, создаваемой током фазы 1 и токами остальных фаз, а также током, протекающим в обратном «земляном» проводе (см. рис. 2.1.3), для некоторой точки пространства между фазой 1 и остальными фазами и «земляным» проводом, можем записать аналогично выражению (3) в следующем виде:

$$\dot{\mathrm{H}}_1 = \frac{\dot{I}_1}{2\pi x} + \frac{\dot{I}_2}{2\pi(d_{12}-x)} + \frac{\dot{I}_3}{2\pi(d_{13}-x)} + \\ + \frac{\dot{I}_4}{2\pi(d_{14}-x)} + \frac{\dot{I}_5}{2\pi(d_{15}-x)} + \frac{\dot{I}_6}{2\pi(d_{16}-x)} - \frac{\dot{I}_{\text{зем}}}{2\pi(d_{\text{зем}}-x)}.$$

Сделаем некоторые преобразования в указанном с учетом (62):

$$\dot{\mathrm{H}}_1 = \frac{1}{2\pi}\left(\frac{\dot{I}_1}{x} + \frac{\dot{I}_2}{d_{21}-x} + \frac{\dot{I}_3}{d_{31}-x} + \frac{\dot{I}_4}{d_{41}-x} + \right. \\ + \frac{\dot{I}_5}{d_{51}-x} + \frac{\dot{I}_6}{d_{61}-x} - \frac{\dot{I}_1}{d_{\text{зем1}}-x} - \frac{\dot{I}_2}{d_{\text{зем2}}-x} - \\ \left. - \frac{\dot{I}_3}{d_{\text{зем3}}-x} - \frac{\dot{I}_4}{d_{\text{зем4}}-x} - \frac{\dot{I}_5}{d_{\text{зем5}}-x} - \frac{\dot{I}_6}{d_{\text{зем6}}-x}\right) \qquad (63)$$

Примем условие, что $d_{зем1} = d_{зем2} = d_{зем3} = d_{зем4} = d_{зем5} = d_{зем6} = d_{зем}$

Тогда выражение (63) можно переписать в виде:

$$\dot{H}_1 = \frac{1}{2\pi}\left(\frac{\dot{I}_1}{x} + \frac{\dot{I}_2}{d_{21}-x} + \frac{\dot{I}_3}{d_{31}-x} + \frac{\dot{I}_4}{d_{41}-x} + \right. \\ + \frac{\dot{I}_5}{d_{51}-x} + \frac{\dot{I}_6}{d_{61}-x} - \frac{\dot{I}_1}{d_{зем}-x} - \frac{\dot{I}_2}{d_{зем}-x} - \\ \left. - \frac{\dot{I}_3}{d_{зем}-x} - \frac{\dot{I}_4}{d_{зем}-x} - \frac{\dot{I}_5}{d_{зем}-x} - \frac{\dot{I}_6}{d_{зем}-x}\right)$$

Сгруппируем в последнем выражении слагаемые с одинаковыми токами:

$$\dot{H}_1 = \frac{1}{2\pi}\left[\dot{I}_1\left(\frac{1}{x} - \frac{1}{d_{зем}-x}\right) + \dot{I}_2\left(\frac{1}{d_{21}-x} - \frac{1}{d_{зем}-x}\right) + \right. \\ + \dot{I}_3\left(\frac{1}{d_{31}-x} - \frac{1}{d_{зем}-x}\right) + \dot{I}_4\left(\frac{1}{d_{41}-x} - \frac{1}{d_{зем}-x}\right) + \\ \left. + \dot{I}_5\left(\frac{1}{d_{51}-x} - \frac{1}{d_{зем}-x}\right) + \dot{I}_6\left(\frac{1}{d_{61}-x} - \frac{1}{d_{зем}-x}\right)\right] \qquad (64)$$

Через элементарную площадку (ds) пространства между фазой 1 и остальными $ds=ldx$, где l – длина линии, проходит элементарный магнитный поток:

$$d\Phi = B \cdot ds = B \cdot l \cdot dx,$$

где B – магнитная индукция: $B=\mu_0 H$,

Следовательно:

$$d\Phi = \mu_0 H \cdot l \cdot dx. \qquad (65)$$

Величину полного магнитного потока (Ф) сквозь пространство между фазой 1 и остальными можно получить путем интегрирования выражения (65) с учетом (64):

ISSN 1857-3924

$$\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\left[\dot{I}_1\left(\int_r^{d_{зем}-r}\frac{dx}{x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) + \right.$$
$$+\dot{I}_2\left(\int_{d_{21}-r}^{r}\frac{dx}{d_{21}-x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) +$$
$$+\dot{I}_3\left(\int_{d_{31}-r}^{r}\frac{dx}{d_{31}-x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) +$$
$$+\dot{I}_4\left(\int_{d_{41}-r}^{r}\frac{dx}{d_{41}-x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) +$$
$$+\dot{I}_5\left(\int_{d_{51}-r}^{r}\frac{dx}{d_{51}-x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) +$$
$$\left.+\dot{I}_6\left(\int_{d_{61}-r}^{r}\frac{dx}{d_{61}-x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right)\right] \quad (66)$$

В разностях $d_{зем}-r;\ d_{21}-r;\ d_{31}-r;\ d_{41}-r;\ d_{51}-r;\ d_{61}-r$ величина r<<d, поэтому принимаем:

$$d_{зем}-r \approx d_{зем};\ d_{21}-r \approx d_{21};\ d_{31}-r \approx d_{31};$$
$$d_{41}-r \approx d_{41};\ d_{51}-r \approx d_{51};\ d_{61}-r \approx d_{61}.$$

С учетом этого выражение (66) перепишем в виде:

$$\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\left[\dot{I}_1\left(\int_r^{d_{зем}-r}\frac{dx}{x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) + \right.$$
$$+\dot{I}_2\left(\int_{d_{21}-r}^{r}\frac{dx}{d_{21}-x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) +$$
$$+\dot{I}_3\left(\int_{d_{31}-r}^{r}\frac{dx}{d_{31}-x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) +$$
$$+\dot{I}_4\left(\int_{d_{41}-r}^{r}\frac{dx}{d_{41}-x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) +$$
$$+\dot{I}_5\left(\int_{d_{51}-r}^{r}\frac{dx}{d_{51}-x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) +$$
$$\left.+\dot{I}_6\left(\int_{d_{61}-r}^{r}\frac{dx}{d_{61}-x} - \int_{d_{зем}-r}^{r}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right)\right] \quad (67)$$

Далее в выражении (67) изменим пределы интегрирования во всех слагаемых, кроме 1-го, и в соответствии с этим изменим перед этими слагаемыми знак на обратный.

В результате запишем (67) в преобразованном виде:

$$\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\left[\dot{I}_1\left(\int_r^{d_{зем}}\frac{dx}{x} + \dot{I}_1\int_r^{d_{зем}}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) - \right.$$
$$-\dot{I}_2\left(\int_r^{d_{21}}\frac{dx}{d_{21}-x} - \int_r^{d_{зем}}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) -$$
$$+\dot{I}_3\left(\int_r^{d_{31}}\frac{dx}{d_{31}-x} - \int_r^{d_{зем}}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) -$$
$$+\dot{I}_4\left(\int_r^{d_{41}}\frac{dx}{d_{41}-x} - \int_r^{d_{зем}}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) -$$
$$+\dot{I}_5\left(\int_r^{d_{51}}\frac{dx}{d_{51}-x} - \int_r^{d_{зем}}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right) -$$
$$\left.+\dot{I}_6\left(\int_r^{d_{21}}\frac{dx}{d_{61}-x} - \int_r^{d_{зем}}\frac{dx}{d_{зем}-x}\right)\right] \quad (68)$$

Интегрируя выражение (68) получаем:

ISSN 1857-3924

$$\begin{aligned}\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\big[&\dot{I}_1 \cdot lnx\big|_{r}^{d_{\text{зем}}} + \dot{I}_1 \cdot \ln(d_{\text{зем}} - \text{x})\big|_{r}^{d_{\text{зем}}} - \\ &-\dot{I}_1\big(ln(d_{21} - x)\big|_{r}^{d_{21}} - ln(d_{\text{зем}} - x)\big|_{r}^{d_{\text{зем}}}\big) - \\ &-\dot{I}_3\big(ln(d_{31} - x)\big|_{r}^{d_{31}} - ln(d_{\text{зем}} - x)\big|_{r}^{d_{\text{зем}}}\big) - \\ &-\dot{I}_4\big(ln(d_{41} - x)\big|_{r}^{d_{41}} - ln(d_{\text{зем}} - x)\big|_{r}^{d_{\text{зем}}}\big) - \\ &-\dot{I}_5\big(ln(d_{51} - x)\big|_{r}^{d_{51}} - ln(d_{\text{зем}} - x)\big|_{r}^{d_{\text{зем}}}\big) - \\ &-\dot{I}_6\big(ln(d_{61} - x)\big|_{r}^{d_{61}} - ln(d_{\text{зем}} - x)\big|_{r}^{d_{\text{зем}}}\big)\big]\end{aligned} \tag{69}$$

После подстановки пределов получим:

$$\begin{aligned}\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\big[&\dot{I}_1(lnd_{\text{зем}} - lnr) + \dot{I}_1(lnd_{\text{зем}} - lnr) - \\ &-\dot{I}_2(lnd_{21} - lnr - lnd_{\text{зем}} + lnr) - \\ &-\dot{I}_3(lnd_{31} - lnr - lnd_{\text{зем}} + lnr) - \\ &-\dot{I}_4(lnd_{41} - lnr - lnd_{\text{зем}} + lnr) - \\ &-\dot{I}_5(lnd_{51} - lnr - lnd_{\text{зем}} + lnr) - \\ &-\dot{I}_6(lnd_{61} - lnr - lnd_{\text{зем}} + lnr)\big]\end{aligned} \tag{70}$$

После сокращения в выражении (70) отдельных слагаемых и преобразований получим:

$$\begin{aligned}\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\Big(&2 \cdot \dot{I}_1 ln\frac{d_{\text{зем}}}{r} - \dot{I}_2 ln\frac{d_{21}}{d_{\text{зем}}} - \\ &-\dot{I}_3 ln\frac{d_{31}}{d_{\text{зем}}} - \dot{I}_4 ln\frac{d_{41}}{d_{\text{зем}}} - \dot{I}_5 ln\frac{d_{51}}{d_{\text{зем}}} - \dot{I}_6 ln\frac{d_{61}}{d_{\text{зем}}}\Big)\end{aligned} \tag{71}$$

В отдельных слагаемых в выражении (71) поменяем местами числитель и знаменатель под логарифмами, в результате перед этими слагаемыми изменится знак на обратный, т.е. с «минуса» на «плюс». С учетом этого перепишем выражение (71) в виде:

$$\begin{aligned}\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\Big(&2 \cdot \dot{I}_1 ln\frac{d_{\text{зем}}}{r} + \dot{I}_2 ln\frac{d_{\text{зем}}}{d_{21}} + \dot{I}_3 ln\frac{d_{\text{зем}}}{d_{31}} + \\ &+ \dot{I}_4 ln\frac{d_{\text{зем}}}{d_{41}} + \dot{I}_5 ln\frac{d_{\text{зем}}}{d_{51}} + \dot{I}_6 ln\frac{d_{\text{зем}}}{d_{61}}\Big)\end{aligned} \tag{72}$$

Выполним преобразования в выражении (72):

$$\begin{aligned}\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{\pi}\Big(&\dot{I}_1 ln\frac{d_{\text{зем}}}{r} + 0{,}5 \cdot \dot{I}_2 ln\frac{d_{\text{зем}}}{d_{21}} + 0{,}5 \cdot \dot{I}_3 ln\frac{d_{\text{зем}}}{d_{31}} + \\ &+0{,}5 \cdot \dot{I}_4 ln\frac{d_{\text{зем}}}{d_{41}} + 0{,}5 \cdot \dot{I}_5 ln\frac{d_{\text{зем}}}{d_{51}} + 0{,}5 \cdot \dot{I}_6 ln\frac{d_{\text{зем}}}{d_{61}}\Big)\end{aligned} \tag{73}$$

Выражение (73) определяет полный магнитный поток петли между фазой 1 и всеми остальными фазами и «земляным» проводом.

Поэтому магнитный поток, относящийся к 1-ой фазе, будет составлять половину суммарного потока, т.е.

$$\Phi_{1\phi} = \frac{\Phi_1}{2}, \tag{74}$$

Выражение (74) с учетом (73) примет вид:

ISSN 1857-3924

$$\Phi_{1\phi} = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\left(\dot{I}_1 ln\frac{d_{зем}}{r} + 0{,}5\cdot\dot{I}_2 ln\frac{d_{зем}}{d_{21}} + 0{,}5\cdot\dot{I}_3 ln\frac{d_{зем}}{d_{31}} + \right.$$
$$\left. +0{,}5\cdot\dot{I}_4 ln\frac{d_{зем}}{d_{41}} + 0{,}5\cdot\dot{I}_5 ln\frac{d_{зем}}{d_{51}} + 0{,}5\cdot\dot{I}_6 ln\frac{d_{зем}}{d_{61}}\right) \quad (75)$$

Запишем выражение индуктивности фазы 1:

$$L_1 = \frac{\Phi_{1\phi}}{\dot{I}_1}, \quad (76)$$

Выражение (76) для определения удельной индуктивности фазы 1 (на единицу длины линии) будет иметь вид:

$$L_{01} = \frac{\Phi_{1\phi}}{\dot{I}_1 \cdot l}, \quad (77)$$

где l – длина линии.

Выражение (77) с учетом (75) можно записать в виде:

$$L_{01} = \frac{\mu_0 l}{2\pi\cdot l}\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{r} + \frac{0{,}5\dot{I}_2}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{d_{21}} + \frac{0{,}5\dot{I}_3}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{d_{31}} + \right.$$
$$\left. + \frac{0{,}5\dot{I}_4}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{d_{41}} + \frac{0{,}5\dot{I}_5}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{d_{51}} + \frac{0{,}5\dot{I}_6}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{d_{61}}\right) . \quad (78)$$

Дальнейшие преобразования проведем с учетом (61, 62) и при условии, что во всех фазах протекают одинаковые токи, как по модулю, так и по фазе, т.е. токи нулевой последовательности:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_3 = \dot{I}_4 = \dot{I}_5 = \dot{I}_6 \quad (79)$$

Выражение (78) с учетом (79) примет вид:

$$L_{01} = \frac{\mu_0}{2\pi}\left(1 ln\frac{d_{зем}}{r} + 0{,}5 ln\frac{d_{зем}}{d_{21}} + 0{,}5 ln\frac{d_{зем}}{d_{31}} + \right.$$
$$\left. +0{,}5\, ln\frac{d_{зем}}{d_{41}} + 0{,}5 ln\frac{d_{зем}}{d_{51}} + 0{,}5 ln\frac{d_{зем}}{d_{61}}\right) ,$$

или:

$$L_{01} = \frac{\mu_0}{2\pi}\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{21}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{31}}} + \right.$$
$$\left. + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{41}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{51}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{61}}}\right). \quad (80)$$

Далее запишем выражение удельного индуктивного сопротивления нулевой последовательности фазы 1:

$$X_{01} = \omega L_{01} = 2\pi\cdot f\cdot L_{01} \quad . \quad (81)$$

Выражение (81) с учетом (80) примет следующий вид:

ISSN 1857-3924

$$X_{01} = \frac{2\pi f \cdot \mu_0}{2\pi}\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{21}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{31}}} + \right.$$
$$\left. + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{41}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{51}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{61}}}\right). \quad (82)$$

В выражении (82) произведение $f \cdot \mu_0$ определяется выражением (24), т.е.

$$f \cdot \mu_0 = 50 \cdot 1{,}256 \cdot 10^{-3}, \left[\frac{1}{сек} \cdot \frac{Гн}{км}\right] = 0{,}0628 \left[\frac{Гн}{км \cdot сек}\right] \quad (83)$$

Таким образом, удельное индуктивное сопротивление нулевой последовательности фазы 1 (82) с учетом (83) будет равно:

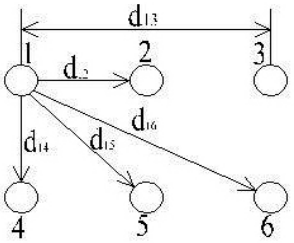
$$X_{01} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{21}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{31}}} + \right.$$
$$\left. + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{41}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{51}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{61}}}\right). \quad (84)$$

Выражения удельного индуктивного сопротивления нулевой последовательности остальных фаз будут иметь аналогичный вид.

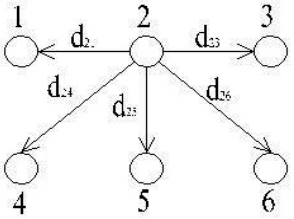
Запишем их без вывода, используя поясняющие рисунки конфигурации расположения фаз УСВЛ (рис. 2.1.3.3).

$$X_{02} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{12}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{32}}} + \right.$$
$$\left. + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{42}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{52}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{62}}}\right);$$
$$X_{03} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{13}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{23}}} + \right.$$
$$\left. + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{43}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{53}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{63}}}\right);$$
$$X_{04} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{54}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{64}}} + \right.$$
$$\left. + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{14}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{24}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{34}}}\right); \quad (85)$$
$$X_{05} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{45}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{65}}} + \right.$$
$$\left. + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{15}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{25}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{35}}}\right);$$
$$X_{06} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{46}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{56}}} + \right.$$
$$\left. + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{16}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{26}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{36}}}\right).$$

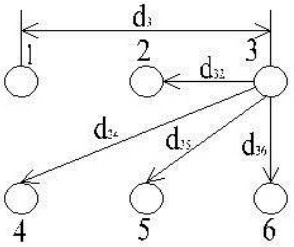
ISSN 1857-3924



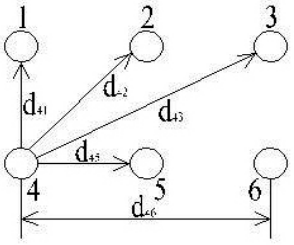
Для фазы 1



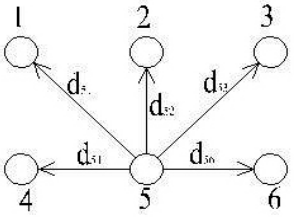
Для фазы 2



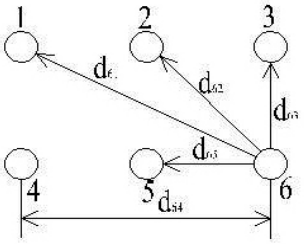
Для фазы 3



Для фазы 4



Для фазы 5



Для фазы 6

Рис. 2.1.3.3. Конфигурации расположения фаз УСВЛ и индикаций расстояний между ними.

ISSN 1857-3924

2.1.4.1. Расчетные выражения сопротивления нулевой последовательности двухцепной УСВЛ с разделением сопротивления нулевой последовательности каждой трехфазной цепи в отдельности и выделением взаимного (между цепями) сопротивления нулевой последовательности в режиме при θ=0° токов нулевой последовательности цепей.

Сопротивление нулевой последовательности фаз каждой из двух цепей УСВЛ будет определяться геометрическими расстояниями между фазами собственно каждой цепи в отдельности и протекающими токами, а взаимное сопротивление нулевой последовательности фаз будет зависеть от расстояния от фаз одной цепи до фаз второй цепи и токами нулевой последовательности, протекающими по этим цепям, при условии, что провода всех фаз УСВЛ имеют одинаковое сечение.

С учетом этого следует вернуться к рассмотрению расчетного выражения (78) индуктивности нулевой последовательности, в котором видны отношения токов нулевой последовательности фаз, а также все геометрические размеры.

Сгруппируем в выражении (78) слагаемые, определяющие ту часть индуктивности нулевой последовательности фазы 1 первой цепи, которая зависит только от параметров фаз (1, 2, 3) первой цепи, и назовем эту часть собственной индуктивностью нулевой последовательности фазы 1 в системе фаз 1-ой цепи, а остальные слагаемые сгруппируем во вторую часть, которая представляет взаимную индуктивность нулевой последовательности, обусловленной влиянием фаз (4, 5, 6) 2-ой цепи на фазу 1.

В результате получим:

$$L_{01} = \frac{\mu_0}{2\pi}\left[\left(\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{r} + \frac{0{,}5\dot{I}_2}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{d_{21}} + \frac{0{,}5\dot{I}_3}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{d_{31}}\right) + \left(\frac{0{,}5\dot{I}_4}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{d_{41}} + \frac{0{,}5\dot{I}_5}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{d_{51}} + \frac{0{,}5\dot{I}_6}{\dot{I}_1} ln\frac{d_{зем}}{d_{61}}\right)\right] . \quad (86)$$

Принимая далее условие, что $\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_3 = \dot{I}_1$, а также, что $\dot{I}_4 = \dot{I}_5 = \dot{I}_6 = \dot{I}_1$, получим с учетом (81 и 83) выражение:

$$\mathrm{X}_{01} = 0.0628\left[\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{21}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{31}}}\right) + \left(ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{41}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{51}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{61}}}\right)\right]. \quad (87)$$

С учетом выражений (81, 83, 84, 87) значение удельного индуктивного сопротивления нулевой последовательности фазы 1 первой цепи двухцепной УСВЛ запишем в виде:

$$\mathrm{X}_{01} = 0{,}0628\left[\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{21}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{31}}}\right) + \left(ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{41}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{51}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{61}}}\right)\right]. \quad (88)$$

Основываясь на выражении (88) введем обозначения:

$$\mathrm{X}_{0соб1} = 0{,}0628\left(ln\frac{d_{зем}}{r} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{21}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{31}}}\right);$$
$$\mathrm{X}_{0вз21} = 0{,}0628\left(ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{41}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{d_{51}}} + ln\sqrt{\frac{d_{зем}}{61}}\right) , \quad (89)$$

ISSN 1857-3924

где $X_{0соб1}$- удельное индуктивное сопротивление нулевой последовательности фазы 1 собственное (определяемое параметрами фаз первой цепи, т.е. фазами 1, 2, 3);

$X_{0вз21}$ - удельное индуктивное сопротивление нулевой последовательности фазы 1 первой цепи взаимное, (обусловленное влиянием параметров фаз второй цепи на первую, т.е. фазами 4, 5, 6).

В итоге можем записать:

$$X_{01} = X_{0соб1} + X_{0вз21} \quad (90)$$

2.1.4.1.1. Пример 1 расчета удельного индуктивного сопротивления нулевой последовательности фаз для двухцепной УСВЛ-110 кВ, выполненной в варианте на двухстоечных опорах при 6-ти фазном коротком замыкании на « землю» при θ=0° токов нулевой последовательности цепей.

Исходные данные для расчета:

Провода: АС-150/24, r=0,00855 м; r_0=0,198 Ом/км. Расстояния согласно таблице (2.1.2): $d_{зем}$=955 м; d_{21}=5,7 м; d_{31}=11,4 м; d_{41}=1,1 м; d_{51}=6,8 м; d_{61}=12,4 м.

Опора показана на рис. (2.1.2).

Расчет выполним по формуле (84) для фазы 1 первой цепи:

$$X_{01} = 0{,}0628\left(ln\frac{955}{0{,}00855} + ln\sqrt{\frac{955}{5{,}7}} + ln\sqrt{\frac{955}{11{,}4}} + ln\sqrt{\frac{955}{1{,}1}} + \right.$$

$$\left. + ln\sqrt{\frac{955}{6{,}8}} + ln\sqrt{\frac{955}{12{,}4}}\right) = 0{,}0628(11{,}62 + 2{,}5 + 2{,}2 + 3{,}38 + 2{,}47 + 2{,}17) =$$

$$= 0{,}0628 \cdot 24{,}34 = 1{,}52 \text{ Ом/км}$$

Таким образом, удельное индуктивное сопротивление нулевой последовательности фазы 1 УСВЛ-110 кВ составляет:

X_{01}=1,52 Ом/км

Результирующее удельное сопротивление нулевой последовательности фазы 1 двухцепной УСВЛ-110 кВ с проводами АС-150/24 будет равно:

Z_{01}=0,198+j1,52 Ом/км.

Полученные результаты удельных сопротивлений УСВЛ-110 кВ представлены в итоговой таблице 2.1.1.

2.1.4.1.2. Пример 2 расчета удельного индуктивного сопротивления нулевой последовательности фаз двухцепной УСВЛ-110 кВ, выполненной в варианте на двухстоечных опорах, с разнесением удельного индуктивного сопротивления нулевой последовательности на собственное и взаимное при θ=0° токов нулевой последовательности цепей .

ISSN 1857-3924

В качестве исходных данных для расчета используем данные, принятые выше в примере 1, а расчет проведем по выражениям (89, 90).

После подстановки в выражения (89, 90) численных значений исходных данных, указанных выше в примере 1, было получено:

X_{01}=0,0628(11,62+2,5+2,2+3,38+2,47+2,17), [Ом/км].

Первые три слагаемые в данном выражении определяются параметрами фаз первой цепи, а следующие три слагаемые определяют влияние фаз второй цепи на первую.

В соответствии с (89, 90) запишем: $X_{01} = X_{0соб1} + X_{0вз21}$.

Численные значения $X_{0соб1}$ и $X_{0вз21}$ будут равны:

$X_{0соб1}$=0,0628(11,62+2,5+2,2)=1,02 [Ом/км].

$X_{0вз21}$=0,0628(3,38+2,47+2,17)=0,5 [Ом/км].

Таким образом:

$$X_{01} = X_{0соб1} + X_{0вз21} = 1{,}02 + 0{,}5 \text{ [Ом/км]},$$

где $X_{0соб1} = 1{,}02$ [Ом/км] - собственное удельное сопротивление нулевой последовательности фазы 1 первой цепи;

$X_{0вз21} = 0{,}5$ [Ом/км] – взаимное удельное сопротивление нулевой последовательности фазы 1 первой цепи, обусловленное влиянием фаз второй цепи на фазу 1 первой цепи.

2.1.4.2. Вывод формул для расчета удельного индуктивного сопротивления нулевой последовательности фаз каждой цепи УСВЛ в отдельности в режиме противофазы (θ=180°) токов нулевой последовательности цепей.

При этом режиме предусматривается, что токи нулевой последовательности во всех трех фазах одной трехфазной цепи протекают в одном направлении, а токи нулевой последовательности в трех фазах второй цепи протекают обратно.

Расчетная схема для данного случая показана на рис. 2.1.6.

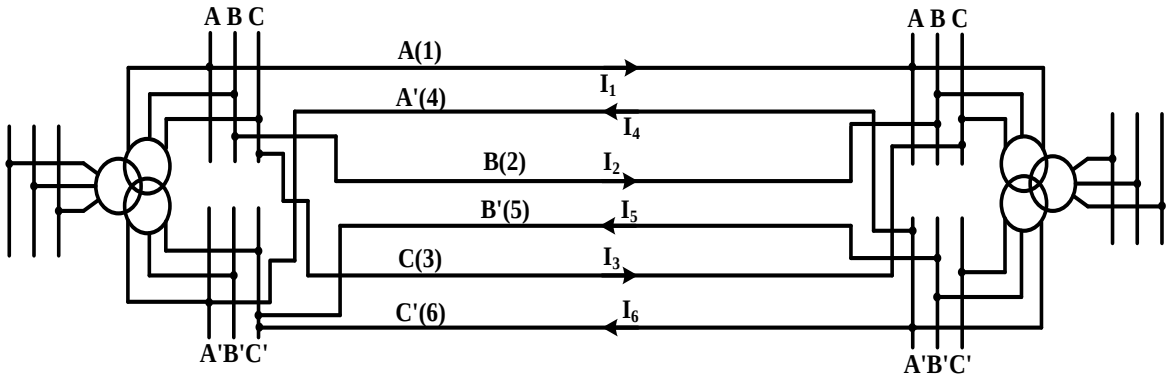


Рис. 2.1.6. Поясняющая схема протекания в режиме «противофазы» (при θ=180°) токов нулевой последовательности цепей

Согласно принятому условию запишем:

ISSN 1857-3924

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 = -\left(\dot{I}_4 + \dot{I}_5 + \dot{I}_6\right) \tag{91}$$

При этом токи в «земляном» проводе и грозозащитных тросах отсутствуют.

Запишем выражение тока в фазе 1:

$$\dot{I}_1 = -\dot{I}_2 - \dot{I}_3 - \dot{I}_4 - \dot{I}_5 - \dot{I}_6 \quad . \tag{92}$$

Напряженность магнитного поля в любой точке, отстоящей на расстоянии *x* от фазы 1 пространства между фазой 1 и остальными фазами, создаваемая протекающими в них токами будет определяться выражением:

$$\dot{\mathrm{H}}_1 = \frac{\dot{I}_1}{2\pi \mathrm{x}} + \frac{\dot{I}_2}{2\pi(d_{21}-\mathrm{x})} + \frac{\dot{I}_3}{2\pi(d_{31}-\mathrm{x})} + \\ + \frac{\dot{I}_4}{2\pi(d_{41}-\mathrm{x})} + \frac{\dot{I}_5}{2\pi(d_{51}-\mathrm{x})} + \frac{\dot{I}_6}{2\pi(d_{61}-\mathrm{x})} \quad . \tag{93}$$

Заменим ток $\dot{I}_1$ в выражении (93) на его величину согласно условию (92):

$$\dot{\mathrm{H}}_1 = \left(-\frac{\dot{I}_2}{2\pi \mathrm{x}} - \frac{\dot{I}_3}{2\pi \mathrm{x}} - \frac{\dot{I}_4}{2\pi \mathrm{x}} - \frac{\dot{I}_5}{2\pi \mathrm{x}} - \frac{\dot{I}_6}{2\pi \mathrm{x}}\right) + \\ + \frac{\dot{I}_2}{2\pi(d_{21}-\mathrm{x})} + \frac{\dot{I}_3}{2\pi(d_{31}-\mathrm{x})} + \frac{\dot{I}_4}{2\pi(d_{41}-\mathrm{x})} + \frac{\dot{I}_5}{2\pi(d_{51}-\mathrm{x})} + \frac{\dot{I}_6}{2\pi(d_{61}-\mathrm{x})} \quad . \tag{94}$$

Сгруппируем в выражении (94) отдельные слагаемые:

$$\dot{\mathrm{H}}_1 = \left(-\frac{\dot{I}_2}{2\pi \mathrm{x}} + \frac{\dot{I}_2}{2\pi(d_{21}-\mathrm{x})}\right) + \left(-\frac{\dot{I}_3}{2\pi \mathrm{x}} + \frac{\dot{I}_3}{2\pi \mathrm{x}(d_{31}-\mathrm{x})}\right) + \\ + \left(-\frac{\dot{I}_4}{2\pi \mathrm{x}} + \frac{\dot{I}_4}{2\pi \mathrm{x}(d_{41}-\mathrm{x})}\right) + \left(-\frac{\dot{I}_5}{2\pi \mathrm{x}} + \frac{\dot{I}_5}{2\pi(d_{51}-\mathrm{x})}\right) + \left(-\frac{\dot{I}_6}{2\pi \mathrm{x}} + \frac{\dot{I}_6}{2\pi(d_{61}-\mathrm{x})}\right) \tag{95}$$

Выражение элементарного потока, пронизывающего элементарную площадку пространства между фазой 1 и остальными фазами:

$$ds = l \cdot dx,$$

где l - длина линии, dx – ширина элементарной площадки.

Запишем в виде: $d\Phi = B \cdot ds = B \cdot l \cdot dx$

где B – магнитная индукция, равная $B = \mu_0 H$,

Следовательно:

$$d\Phi = \mu_0 H \cdot l \cdot dx \tag{96}$$

Подставив в формулу (96) выражения (95) и беря интеграл получим:

$$d\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\left[-\dot{I}_2\left(\frac{dx}{x} - \frac{dx}{d_{21}-x}\right) - \dot{I}_3\left(\frac{dx}{x} - \frac{dx}{d_{31}-x}\right) - \right. \\ \left. -\dot{I}_4\left(\frac{dx}{x} - \frac{dx}{d_{41}-x}\right) - \dot{I}_5\left(\frac{dx}{x} - \frac{dx}{d_{51}-x}\right) - \dot{I}_6\left(\frac{dx}{x} - \frac{dx}{d_{61}-x}\right)\right. \tag{97}$$

Проинтегрируем выражение (97):

ISSN 1857-3924

$$\begin{aligned}\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\Big[&\dot{I}_2\left(\int_r^{d_{21}}\frac{dx}{x} - \int_{d_{21}-r}^{r}\frac{dx}{d_{21}-x}\right) - \\ &-\dot{I}_2 - \\ &-\dot{I}_3\left(\int_r^{d_{31}}\frac{dx}{x} - \int_{d_{31}-r}^{r}\frac{dx}{d_{31}-x}\right) - \\ &-\dot{I}_4\left(\int_r^{d_{41}}\frac{dx}{x} - \int_{d_{41}-r}^{r}\frac{dx}{d_{41}-x}\right) - \\ &-\dot{I}_5\left(\int_r^{d_{51}}\frac{dx}{x} - \int_{d_{51}-r}^{r}\frac{dx}{d_{51}-x}\right) - \\ &-\dot{I}_6\left(\int_r^{d_{61}}\frac{dx}{x} - \int_{d_{51}-r}^{r}\frac{dx}{d_{61}-x}\right).\end{aligned} \tag{98}$$

Так как r<<d_{21}, r<<d_{31}, r<<d_{41} и т.д., то в разницах $d_{21}-r$, $d_{31}-r$ и т.д. им можно пренебречь.

Кроме того, перед вторыми слагаемыми в круглых скобках поменяем местами пределы интегрирования, изменив при этом знак перед этими слагаемыми. В результате после интегрирования выражения (98) получим:

$$\begin{aligned}\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\big[&-\dot{I}_2\big(lnx\big|_r^{d_{21}} + \ln(d_{21}-\mathrm{x})\big|_r^{d_{\text{зем}}}\big) - \\ &-\dot{I}_3\big(lnx\big|_r^{d_{31}} + \ln(d_{31}-\mathrm{x})\big|_r^{d_{31}}\big) - \\ &-\dot{I}_4\big(lnx\big|_r^{d_{41}} + \ln(d_{41}-\mathrm{x})\big|_r^{d_{41}}\big) - \\ &-\dot{I}_5\big(lnx\big|_r^{d_{51}} + \ln(d_{51}-\mathrm{x})\big|_r^{d_{51}}\big) - \\ &-\dot{I}_6\big(lnx\big|_r^{d_{61}} + \ln(d_{61}-\mathrm{x})\big|_r^{d_{61}}\big)\big].\end{aligned} \tag{99}$$

После подстановки пределов интегрирования получим:

$$\begin{aligned}\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\big[&-\dot{I}_2(\ln d_{21} - lnr + \ln d_{21} - lnr) - \\ &-\dot{I}_3(\ln d_{31} - lnr + \ln d_{31} - lnr) - \\ &-\dot{I}_4(\ln d_{41} - lnr + \ln d_{41} - lnr) - \\ &-\dot{I}_5(\ln d_{51} - lnr + \ln d_{51} - lnr) - \\ &-\dot{I}_6(\ln d_{61} - lnr + \ln d_{61} - lnr)\big]\end{aligned} \quad . \tag{100}$$

После сгруппирования слагаемых выражение (100) полного магнитного потока петли между фазой 1 и остальными фазами будет иметь вид:

$$\Phi_1 = \frac{\mu_0 l}{\pi}\left(\dot{I}_2 ln\frac{r}{d_{21}} + \dot{I}_3 ln\frac{r}{d_{31}} + \dot{I}_4 ln\frac{r}{d_{41}} + \dot{I}_5 ln\frac{r}{d_{51}} + \dot{I}_6 ln\frac{r}{d_{61}}\right) \tag{101}$$

Запишем выражение удельной индуктивности фазы 1, с учетом того, что магнитный поток, относящийся к фазе 1, составляет половину потока Φ_1:

$$L_{1\text{уд}} = \frac{\Phi_1}{2\cdot\dot{I}_1\cdot l} \quad . \tag{102}$$

Выражение (102) с учетом (101) примет вид:

$$L_{1\text{уд}} = \frac{\mu_0}{2\pi}\left(\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{21}} + \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{31}} + \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{41}} + \frac{\dot{I}_5}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{51}} + \frac{\dot{I}_6}{\dot{I}_1} ln\frac{r}{d_{61}}\right) \tag{103}$$

ISSN 1857-3924

Согласно принятым выше условиям

$$\begin{gathered} \dot{I}_1 = -\dot{I}_4; \qquad \dot{I}_2 = -\dot{I}_5; \qquad \dot{I}_3 = -\dot{I}_6; \\ \dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_3; \quad I_4 = \dot{I}_5 = \dot{I}_6. \end{gathered} \tag{104}$$

Кроме того, полагаем, что все токи по модулю равны.

С учетом этого в выражении (103) отношения токов будут иметь вид:

$$\begin{gathered} \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} = +1; \quad \frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_1} = +1; \quad \frac{\dot{I}_4}{\dot{I}_1} = -1; \\ \frac{-\dot{I}_5}{\dot{I}_1} = -1; \quad \frac{-\dot{I}_6}{\dot{I}_1} = -1. \end{gathered} \tag{105}$$

Перепишем выражение (103) с учетом соотношений (105):

$$L_{1\text{уд}} = \frac{\mu_0}{2\pi}\left(ln\frac{r}{d_{21}} + ln\frac{r}{d_{31}} - ln\frac{r}{d_{41}} - ln\frac{r}{d_{51}} - ln\frac{r}{d_{61}}\right)$$

или:

$$L_{1\text{уд}} = \frac{\mu_0}{2\pi}\left(ln\frac{r}{d_{21}} + ln\frac{r}{d_{31}} + ln\frac{d_{41}}{r} + ln\frac{d_{51}}{r} + ln\frac{d_{61}}{r}\right) \quad . \tag{106}$$

Известно, что в общем случае

$$lnx + lny = \ln(x \cdot y),$$

и

$$lnx - lny = ln\frac{x}{y} \quad . \tag{107}$$

С учетом (107) выражение (106) можно записать в виде:

$$L_{1\text{уд}} = \frac{\mu_0}{2\pi}\left(ln\frac{r^2}{d_{21}\cdot d_{31}} + ln\frac{d_{41}\cdot d_{51}\cdot d_{61}}{r^3}\right) \ , \tag{108}$$

или:

$$L_{1\text{уд}} = \frac{\mu_0}{2\pi}\left(ln\frac{r^2\cdot d_{41}\cdot d_{51}\cdot d_{61}}{d_{21}\cdot d_{31}\cdot r^3}\right) \ . \tag{109}$$

После сокращения, получаем:

$$L_{1\text{уд}} = \frac{\mu_0}{2\pi}\left(ln\frac{d_{41}\cdot d_{51}\cdot d_{61}}{d_{21}\cdot d_{31}\cdot r}\right) \quad . \tag{110}$$

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности для рассматриваемого случая при противофазе токов нулевой последовательности будет равно:

$$\mathrm{X}_{01} = \omega L_{1\text{уд}} = 2\pi \cdot f \cdot L_{1\text{уд}},$$

т.е.

$$\mathrm{X}_{01} = \mu_0 f\left(ln\frac{d_{41}\cdot d_{51}\cdot d_{61}}{d_{21}\cdot d_{31}\cdot r}\right) \quad . \tag{111}$$

ISSN 1857-3924

Так как $\mu_0 f = 0{,}0628 \left[\frac{\text{Гн}}{\text{км·с}}\right]$, то

$$X_{01} = 0{,}0628 ln \frac{d_{41} \cdot d_{51} \cdot d_{61}}{d_{21} \cdot d_{31} \cdot r} \quad . \tag{112}$$

2.1.4.2.1. Пример расчета удельного индуктивного сопротивления нулевой последовательности фазы 1 первой цепи УСВЛ-110 кВ с учетом взаимного влияния фаз второй цепи: для режима «противофазы» (при θ=180°) протекания токов нулевой последовательности в цепях.

Исходные данные основных расстояний между фазами для УСВЛ-110 кВ, показанной а рис. 2.1.2, приведены в таблице 2.1.2.:

d_{41}=1,1 м; d_{51}=6,8 м; d_{61}=12,4 м; d_{21}=5,7 м; d_{31}=11,4 м.

Радиус провода АС-150/24 составляет r=0,00855 м.

По формуле (112) определим:

$$X_{01} = 0{,}0628 ln \frac{1{,}1 \cdot 6{,}8 \cdot 12{,}4}{9{,}7 \cdot 11{,}4 \cdot 0{,}00855} = 0{,}0628 ln 166{,}9 = 0{,}0628 \cdot 5{,}1 = 0{,}32 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

В силу симметрии $X_{01} = X_{06}$ =0,32 Ом/ км.

Выводы

1. Полученные аналитические выражения позволяют выполнять расчеты индуктивного сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательностей двухцепных управляемых самокомпенсирующихся ВЛ (УСВЛ) при отсутствии транспозиции фаз для условий различных сочетаний токов и напряжений фаз и при учете «земляного» провода и заземленных грозозащитных тросов.
2. Выведенные аналитические выражения могут быть использованы при составлении схем замещения для расчетов нормальных, симметричных и несимметричных режимов, а также токов короткого замыкания, включая различные виды коротких замыканий: (однофазные, двухфазные, трехфазные, междуцепные с «землей» и без «земли» с учетом взаимного влияния фаз и цепей по указанным симметричным составляющим.
3. На примере двухцепной УСВЛ-110 кВ Бельцы - Беличены - Сынджерей, построенной и находящейся в промышленной эксплуатации в Молдавской энергосистеме, выполнены расчеты значений удельного индуктивного сопротивления прямой, (обратной) и нулевой последовательностей. Проведенные контрольные расчеты иллюстрируют возможности практического использования разработанных моделей.

Литература

1. Raport privind activitatea ştiinţifică şi inovaţională în anul 2013. F.1.2. Modelarea regimurilor staţionare în sistemul energetic naţional aderat la sistemul energetic regional cu proprietăţi de reţea „Smart grid” şi

ISSN 1857-3924

surse regenerabile de energie; Том 1. «Исследование статической и динамической устойчивости энергосистемы Молдовы при синхронной работе с энергосистемой Украины», ИЭ АНМ, Лаборатория управляемых электропередач, 2012, 149 с.
2. Астахов Ю.Н., Постолатий В.М., Чеботарь Ф.И.и др. Механические испытания элементов конструкции двухцепных воздушных линий напряжением 110 кВ со сближенными фазами. – В кн.: Электропередачи повышенной пропускной способности. – Кишинев: Штиинца, 1981, с. 11-20.
3. Постолатий В.М., Фейгис Ш.Л., Солдатов В.А. и др. Результаты опытно-промышленных испытаний СВЛ-110 кВ Бельцы – Н. Биличены. В кн.: Двухцепные электропередачи повышенной пропускной способности. – Кишинев: Штиинца, 1985, с. 3-14.
4. Федченко И.К. Теория земляного провода. Киев. Техника. 1964. с. 110.
5. Ю.Н. Астахов, В.М. Постолатий, И.Т. Комендант, Г.В. Чалый. Управляемые линии электропередачи. Изд-во «Штиинца», 1984. 296 с.
6. А.Г. Цыпкин. Справочник по математике. М. «Наука», 1979. 400 с.
7. А.С. Касаткин и М.А. Перекалин. Электротехника. Госэнергоиздат. М. –Л. 1958. 464 с.
8. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов / Ю.П. Рыжов. – М. Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.: ил.
9. Р. Рюденберг. Переходные процессы в электрических системах. Перевод с первого американского издания. Под ред. В.Ю. Ломоносова. Изд-во иностранной литературы. М. 1955. 714 с.
10. Ф. Оллендорф. Токи в земле. Теория заземлений. Государственное научно-техническое изд-во. М. – Л. 1932. 215 с.
11. Справочник по электротехническим установкам высокого напряжения. Под ред. И.А. Баумштейна и С.А. Бажанова. М. Энергоатомиздат. 1989. 767 с.

BACK

ISSN 1857-3924

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕХФАЗНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ УСТРОЙСТВ С ТРЕХСТЕРЖНЕВЫМ МАГНИТОПРОВОДОМ ДЛЯ ИНЖЕНЕРНЫХ РАСЧЕТОВ НЕСИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СХЕМАХ СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТОК

Бошняга В.А., Суслов В.М.
Институт энергетики Академии наук Молдовы

Аннотация. Предложена модель для расчета и исследования установившихся несимметричных режимов работы и переходных процессов трехфазного трансформаторного устройства с трехстержневой конструкцией магнитопровода и произвольной схемой соединения обмоток, учитывающая электромагнитную связь обмоток, расположенных на различных стержнях. На примере распределительного трансформатора 10/0,4 кВ проведены расчеты и анализ наиболее характерных установившихся несимметричных режимов, возникающих при коротких замыканиях, обрывах фаз, несимметриях нагрузки для наиболее распространенных традиционных схем соединения обмоток в треугольник, звезду и зигзаг, в том числе, при наличии магнитного потока нулевой последовательности. Также рассмотрены несимметричные режимы для схем автотрансформатора и одной из схем фазоповоротного трансформатора. Для рассмотренных режимов и схем построены векторные диаграммы токов, напряжений, а также относительных значений магнитных потоков в стержнях магнитопровода, которые дают наглядное представление об их особенностях.
Ключевые слова: модель, несимметричные режимы, трехстержневой магнитопровод, произвольные схемы соединения обмоток, автотрансформатор, фазоповоротный трансформатор, магнитный поток нулевой последовательности.

Modelarea dispozitivelor de tip transformator trifazat cu miez din trei coloane pentru calculele inginereşti a modurilor asimetrice pentru diferite scheme de conexiune a bobinelor

Boşneaga V.A., Suslov V.M.

Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei

Rezumat. Este propus modelul pentru efectuarea calculelor şi cercetărilor a modurilor permanente asimetrice şi proceselor tranzitorii a dispozitivului tip transformator trifazat cu miez cu trei coloane şi schema arbitrară de conexiune a bobinelor, ţinând cont de cuplarea electromagnetica dintre înfăşurările amplasate pe diferite coloane. Folosind ca exemplu transformatorul de distribuţie 10/0,4 kV s-au efectuat calcule şi analize a celor mai caracteristice moduri permanente asimetrice, care apar la scurtcircuit, rupturi de faze, sarcină dezechilibrată în diferite scheme de conectare a bobinelor şi, în special, asociate cu apariţia fluxului magnetic de secvenţă homopolară. Totodată sunt investigate modurile asimetrice pentru autotransformator şi o schema a transformatorului cu decalaj de fază. Pentru regimurile şi schemele luate în considerare sunt construite diagrame vectoriale pentru curenţi şi tensiuni, precum şi pentru valorile relative ale fluxului magnetic în coloane, care oferă o imagine clară despre particularităţile caracteristicilor acestor regimuri.
Cuvinte-cheie: Model, moduri asimetrice, miez din trei coloane, scheme arbitrare de conexiune a bobinelor, autotransformator, transformatorului cu decalaj de fază, fluxul magnetic de secvenţă homopolara.

Modelling of three-phase three leg transformer devices for engineering calculations of asymmetrical modes for different schemes of winding connections

V.A.Bosneaga, V.M. Suslov
Power Engineering Institute of Moldova Academy of Sciences

Abstract. The model is proposed for the calculation and research of steady state asymmetric modes and transients in three-phase three legs transformer devices with arbitrary diagram of windings connection, taking into account the electromagnetic coupling of the windings, located on different legs. Using as an example distribution transformer of 10/0.4 kV calculations and analysis were performed of the most characteristic steady asymmetrical modes, that occur during short circuit, phase failure, unbalanced load for the most common windings connections and, in particular, associated with the occurrence of zero- sequence magnetic flow. Also asymmetric modes were considered for autotransformer and for one diagram of windings connections of phase shifting transformer. For the considered regimes and schemes vector diagrams were constructed for currents and voltages as well as for the relative values of magnetic flow, which give a clear idea about their particular features.
Keywords: Model, asymmetric modes, three legs magnetic circuit, arbitrary windings connections, autotransformer, phase shifting transformer, zero-sequence magnetic flux.

ISSN 1857-3924

1. Введение.

Исследованию и расчету несимметричных режимов работы силовых трансформаторов посвящено достаточно большое количество работ. Начало было положено в классических книгах Петрова Г.Н., Вольдека А.И., Васютинского С.Б.[1-4], затем продолжено в [5,6] и др. Позднее вопросам моделирования трансформаторов для расчета несимметричных режимов электрической сети уделили внимание также Лосев С.Б, Берман А.П., Карасев Д.Д., Гусейнов А.М. и другие [7-10] (перечень не является исчерпывающим). Тем не менее, публикации на эту тему, развивающие различные аспекты этой проблемы (исследование переходных процессов, учет различных факторов, которые было затруднительно рассмотреть ранее, таких, как нелинейность кривой намагничивания, гистерезис и др.) продолжают появляться, в том числе и в последние годы [11-20].

Для конструктивного исполнения трансформаторов в виде трех однофазных групп была разработана методика и программа расчета установившихся несимметричных режимов участка электрической сети с такими устройствами при произвольной схеме соединения обмоток [21]. Упомянутая методика и программа апробирована и используется в одной из энергосистем Украины для расчетов с учетом пофазного регулирования под нагрузкой (РПН) или при разных параметрах трансформаторов резервных фаз. Однако, в упомянутой программе отсутствует модель трехстержневого трансформатора, попытка реализации которой была предпринята позднее, например, в [22].

Поэтому, в данной работе (с учетом опыта, полученного при изучении трансформаторных фазоповоротных устройств ([23-25]) авторы предлагают методику моделирования трехфазного трансформаторного устройства для случая трехстержневой конструкции магнитопровода и произвольной схемы соединения обмоток. Наряду с общераспространенными схемами на основе звезды, треугольника, зигзага, предложенный подход позволяет также моделировать специфические для фазоповоротных трансформаторов схемы, включающие, например, соединение обмоток в многоугольник, зигзаг многоугольника и др. [26-28].

Следует отметить, что имеются работы (см. например, [13-17]), в которых описаны математические модели трехстержневых трансформаторов в виде соответствующих систем уравнений, построенных на базе геометрических и/или каталожных данных, однако, к сожалению, лишь в некоторых из них (см., например, [11,14,16]) приведены конкретные примеры выполненных с их применением численных расчетов несимметричных режимов, основываясь на которых можно было бы оценивать и сравнивать результаты, полученные различными авторами.

Кроме того, в некоторых работах (см., например, [15]) при создании модели принято допущение об отсутствии электромагнитной связи между обмотками разных фаз, что не всегда справедливо для трехстержневого трансформатора. Например, при возбуждении обмотки, расположенной на одном из стержней, в невозбужденных разомкнутых обмотках других стержней [20], будет наводиться существенная эдс (немного меньше половины приложенного напряжения, в соответствии с параметрами трансформатора), что свидетельствует о наличии заметной электромагнитной связи в случае трехстержневого трансформатора. Кстати говоря, такой режим, наряду с аналогичным, но при закороченных обмотках других стержней (при котором в закороченных обмотках невозбужденных стержней возникают существенные токи) можно использовать в качестве своеобразного теста для определения работоспособности модели трехстержневого трансформатора.

ISSN 1857-3924

В работе [17] предложена математическая модель и заявлена возможность расчета несимметричных режимов, которая обеспечивает, по словам автора, в отличие от публикаций [18, 19] возможность моделирования трехстержневых трансформаторов с любыми схемами соединения обмоток. Однако, неясно, какие заложены в модель исходные данные по параметрам трансформатора, которые обеспечивают возможность учета электромагнитной связи обмоток разных стержней, что позволило бы моделировать все возможное разнообразие несимметричных режимов. В работе [20] описано расширение модели [18] на случай трех обмоток в каждой фазе, однако, (также как и в [17]) моделируются только стандартные схемы соединения обмоток, и нет возможности моделирования специальных схем соединения обмоток, применяемых в фазоповоротных трансформаторах.

В данной работе сделана попытка восполнить упомянутые пробелы, рассмотреть и проанализировать особенности некоторых характерных установившихся несимметричных режимов для наиболее распространенных схем соединения обмоток силовых трансформаторов и наглядно представить полученные результаты, с тем, чтобы они могли быть проверены другими численными или экспериментальными методами.

2. Описание модели трехфазного трехстержневого трансформатора и результатов расчетов несимметричных режимов для традиционных схем соединения обмоток.

Основой для построения модели является классическая трехлучевая схема замещения приведенного трехобмоточного трансформатора, распространенная на случай трехфазного трансформатора и дополненная идеальными трансформаторами для электрической развязки обмоток трансформатора и получения истинных (в отличие от приведенных) значений токов и напряжений, а также вспомогательными элементами, моделирующими процессы в магнитопроводе, в том числе и процессы циркуляции части основного потока по стенкам бака трансформатора через воздух от ярма к ярму.

Основные допущения, принятые в модели.

1. Параметры обмоток приняты одинаковыми как для уравновешенного режима, так для режима нулевой последовательности [3, стр. 322]. (Это допущение, кроме заметного упрощения модели, позволило не задавать отдельно для трансформатора труднодоступные параметры короткого замыкания для нулевой последовательности, которыми обычно не располагают производители трансформаторов.)
2. Все параметры модели приняты линейными (то есть, не зависящими от режима).

Модель трансформатора имеет блочную структуру и состоит из 3-х блоков, моделирующих процессы в обмотках, по одному на каждый стержень, а также дополнительного блока, моделирующего процессы в стали всех трех стержней трансформатора, который состоит из 3-х взаимосвязанных катушек индуктивности. Такая структура дополнительного блока позволяет учесть различие параметров ветви намагничивания трансформатора для прямой и нулевой последовательности и обеспечивает возможность реализации произвольной схемы соединений обмоток трансформатора.

Модель предусматривает ввод всех необходимых исходных данных и параметров трансформатора, характеризующих его как в нормальном нагрузочном режиме, так и в режимах холостого хода и короткого замыкания. Данная модель, дополненная отдельными блоками трехфазного источника и нагрузок, позволяет получить осциллограммы переходного процесса и параметры установившегося несимметричного режима, как в комплексном виде, так и в виде векторных диаграмм. Следует отметить, что более

ISSN 1857-3924

подробному описанию данной модели планируется посвятить отдельную работу, здесь же будут представлены некоторые результаты, полученные с ее использованием.

Рассмотрим несколько примеров для описания возможностей и получаемых с помощью упомянутой модели результатов. Для случая, например, распределительного трансформатора со схемой У/$у_0$, типичной является работа с изолированной нейтралью на стороне среднего напряжения и заземленной нейтралью на стороне низкого напряжения. При расчетах используем каталожные исходные данные Минского трансформаторного завода (http://metz.by/) для распределительных трансформаторов для прямой последовательности (применительно к трансформатору типа ТМГ мощностью 100 кВА, напряжением 10/0,4 кВ имеем: I_0 =2,6%, Uкз= 4,5 %, Рхх=270 Вт, Ркз=1970 Вт). Кроме того, для данного трансформатора изготовителем предоставлено измеренное сопротивление нулевой последовательности со стороны обмотки ВН (для схемы У/у0): Z_0=1,3 Ом и величина потерь в режиме холостого хода для нулевой последовательности P_{0xx} = 2000 Вт. На основании этих данных по общеизвестным формулам (см. например [29, стр.

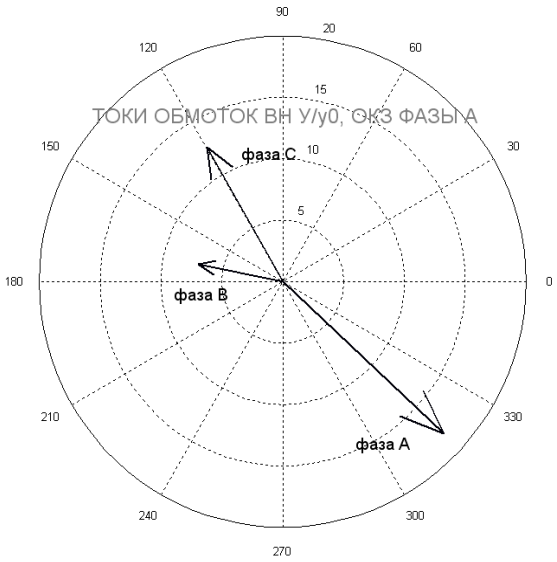


Рис. 1. Токи первичных обмоток при ОКЗ фазы А

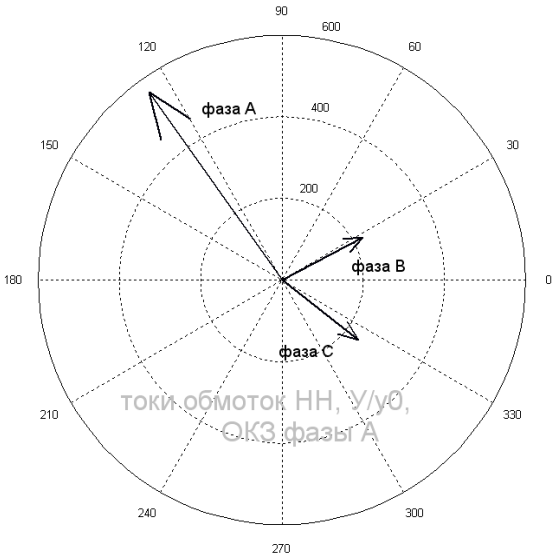


Рис.2. Токи вторичных обмоток при ОКЗ фазы А**.**

185-190]) можно рассчитать действующие значения номинальных токов обмоток ВН (Iвн =5,8 А) и НН (Iнн=152 А), тока холостого хода на стороне ВН I_0 =0,15 А, номинальных напряжений обмоток ВН (5,77 кВ) и НН (220 В), активных сопротивлений и сопротивлений короткого замыкания пар обмоток, а также всех других величин, которые необходимы для построения данной модели. Похожий вариант трансформатора рассмотрен, например, в работе [11], причем там приведена величина тока однофазного короткого замыкания (ОКЗ), равная 22 А для трансформатора с высшим напряжением 6 кВ. Для большей наглядности результаты расчета будем приводить не в виде таблиц с числами, а в виде векторных диаграмм, а численные значения – приводить по мере необходимости. По результатам проведенного в данной работе расчета ОКЗ из исходного режима номинальной нагрузки на рис.1,2 построены векторные диаграммы (ВД) токов в первичных и во вторичных обмотках, а на рис. 3 – векторная диаграмма напряжений на обмотках ВН. Ток однофазного к.з. поврежденной фазы А на стороне ВН трансформатора чуть больше 17 А (см. рис.1),

ISSN 1857-3924

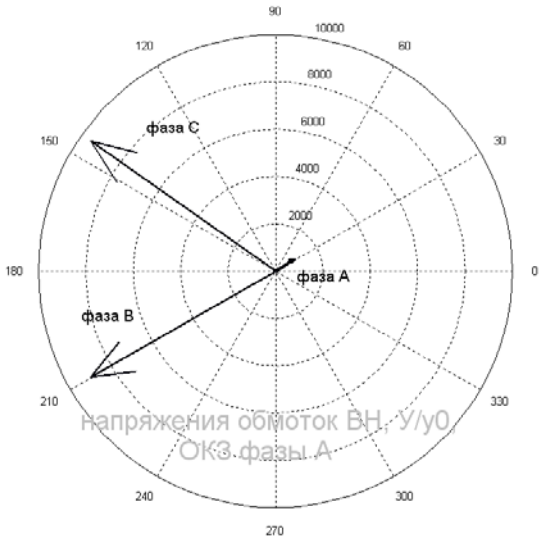


Рис. 3. Напряжения первичных обмоток при ОКЗ фазы А

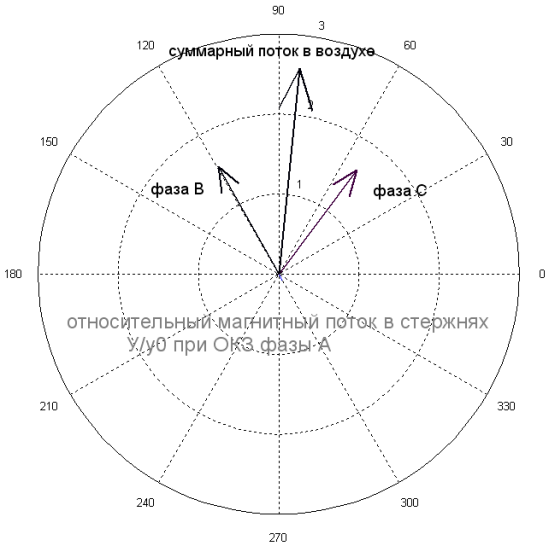


Рис.4. Относительные магнитные потоки в стержнях и в воздухе**.**

что вполне согласуется с результатом [11] с учетом того, что в данном случае напряжение стороны ВН равно 10 кВ (вместо 6 кВ). При этом токи в здоровых фазах (сильнее выражено на первичной стороне), как следует из приведенных результатов, неодинаковы по величине, а токи первичных и вторичных обмоток находятся приблизительно в противофазе (см. ВД токов рис. 1,2). Как видно из ВД рис. 3, звезда напряжений обмоток ВН (как и следовало ожидать) претерпевает сильное искажение с большим смещением нейтрали, поэтому система напряжений первичных обмоток содержит существенную нулевую составляющую, однако, вследствие изолированной нейтрали, токи нулевой последовательности по первичным обмоткам не протекают, и сумма токов первичных обмоток равна нулю. Напряжение на закороченной обмотке фазы А составляет порядка 670 В, в то время как на здоровых фазах, ввиду сильного смещения нейтрали, оно повышается до 9,3 кВ по сравнению с номинальным значением 5,77 кВ (здесь следует отметить, что это свидетельствует о необходимости

ISSN 1857-3924

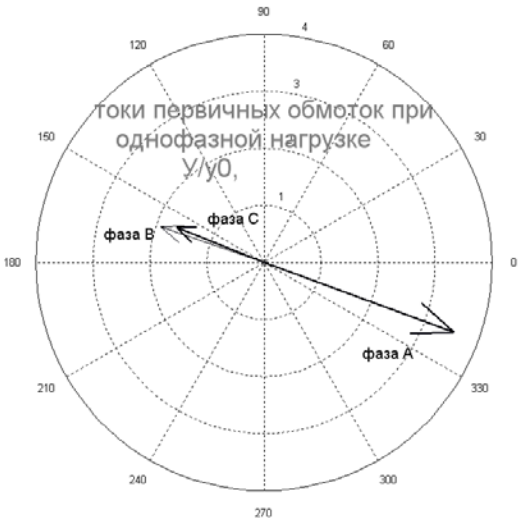


Рис. 5. Токи первичных обмоток при однофазной нагрузке

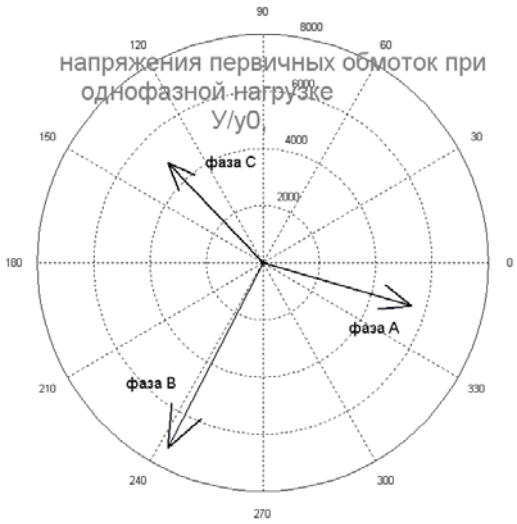


Рис.6. Напряжения первичных обмоток при однофазной нагрузке

учета в таких режимах нелинейности кривой намагничивания, что приведет в действительности к значительно большим токам намагничивания). Зато сумма токов во вторичных обмотках (рис. 2) не равна нулю, и через заземленную нейтраль протекает значительный ток (порядка 423 А), что свидетельствует о наличии несбалансированного тока нулевой последовательности, вызывающего поток нулевой последовательности, замыкающийся вне сердечника, что отмечено также и в [11]. На рис. 4 приведена ВД относительных значений

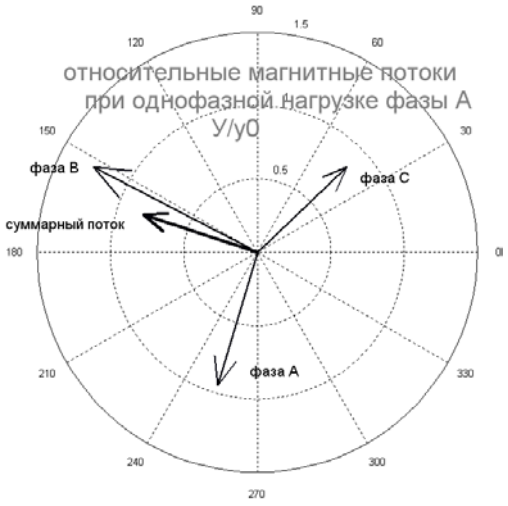


Рис.7. Относительные магнитные потоки

Рис. 8. Напряжения первичных обмоток при несимметричной нагрузке

стержней при однофазной нагрузке

потоков в стержнях, поток в закороченной фазе А практически незаметен на фоне потоков в стержнях фаз В и С, сумма которых образует суммарный поток нулевой последовательности, замыкающийся помимо магнитопровода. Аналогичный вид имеют ВД (см. рис 5-7) в случае

ISSN 1857-3924

однофазной активной нагрузки фазы А трансформатора (в фазах В и С нагрузки нет), с той лишь разницей, что искажения системы напряжений выражены значительно слабее, чем в случае ОКЗ, а токи близки к номинальным. При этом ток нагруженной фазы лишь немного отстает по фазе от напряжения, что обусловлено активным характером подключенной нагрузки. Смещение нейтрали в этом случае также выражено значительно слабее, а ток нейтрали и, соответственно, поток нулевой последовательности соответственно, меньше (см. рис. 7).

Рассмотрим далее результаты, полученные для данного трансформатора при несимметричной нагрузке, аналогичной той, которая приведена в [16, (см. таблицу)], при этом сопротивления нагрузки зададим соответствующие принятым в [16] (относительные значения сопротивлений нагрузок фаз Za=1, Zb=2, Zc=4). ВД диаграммы полученных напряжений и токов обмоток приведены на рис. 8 - 11.

Рис.9. Токи первичных обмоток при несимметричной нагрузке

Рис. 10. Токи вторичных обмоток при несимметричной нагрузке

Наблюдается искажение звезды напряжений на обмотках ВН (см. рис. 8), несимметрия токов первичных и вторичных обмоток, находящихся в противофазе (рис. 9, 10) и наличие потока нулевой последовательности, вызванного неуравновешенной системой токов в обмотке НН, где протекают токи нулевой последовательности. Качественно полученные

ISSN 1857-3924

Рис.11. Относительные магнитные потоки при несимметричной нагрузке

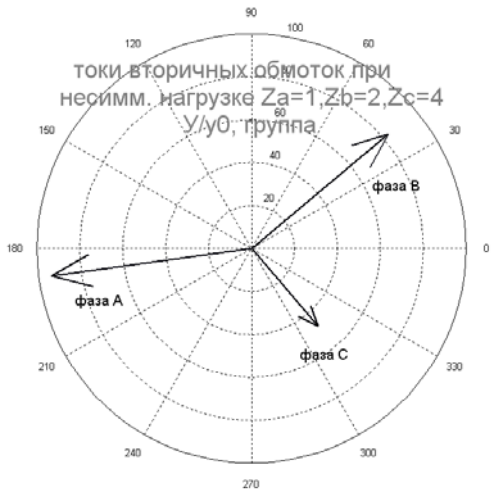


Рис. 12. Токи вторичных обмоток при несимметричной нагрузке группового трансформатора

результаты аналогичны [16], однако имеются и некоторые расхождения, причину которых еще предстоит выявить. Следует отметить, что по сравнению с [16], полученные с помощью

предложенной модели ВД дают информацию не только о модулях, но и о фазах величин, что обеспечивает более наглядное и полное представление об особенностях практически любых несимметричных режимов, включая несимметричную нагрузку по фазам, короткие замыкания, неполнофазные режимы и их различные комбинации.

Отметим, что, несмотря на то, что для обычных распределительных трехфазных трансформаторов нет необходимости применять групповой трансформатор, составленный из трех однофазных единиц, сравнение результатов расчетов несимметричных режимов для группового и трехстержневого трансформаторов (приведены также и в [16]) может быть полезно ввиду того, что групповые трансформаторы широко применяются для больших мощностей. Рассчитанные величины вторичных токов для рассматриваемого режима в случае группового трансформатора приведены на ВД рис. 12, которую можно сравнить с рис. 10 для трехстержневого трансформатора. Особых кардинальных отличий в данном режиме в поведении группового и трехстержневого трансформаторов, проявляющихся в ВД, не наблюдается, однако токи в нейтрали на стороне НН, тем не менее, отличаются заметно: в групповом трансформаторе ток составляет порядка 5 А (чуть более 3% номинального тока), в трехстержневом – около 86 А, т.е.более половины номинального тока, что свидетельствует о наличии в случае трехстержневого трансформатора заметного потока нулевой последовательности. Качественно похожий результат получен и в [16]. Аналогичный вид имеют и ВД напряжений обмоток, поэтому здесь не приводятся.

Приведем далее результаты расчетов одного неполнофазного режима с обрывом фазы А, рассмотренного также в [16], при относительных сопротивлениях нагрузки Za=Zc=1 и большом сопротивлении нагрузки Zb=100 в фазе В. На рис. 13 приведены ВД системы напряжений первичных обмоток, которая характеризуется существенной несимметрией и наличием напряжения нулевой последовательности, однако токи нулевой

ISSN 1857-3924

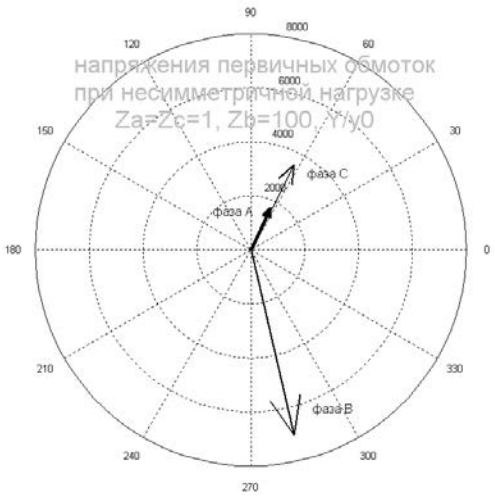


Рис. 13. Напряжения первичных обмоток в неполнофазном режиме при несимметричной нагрузке

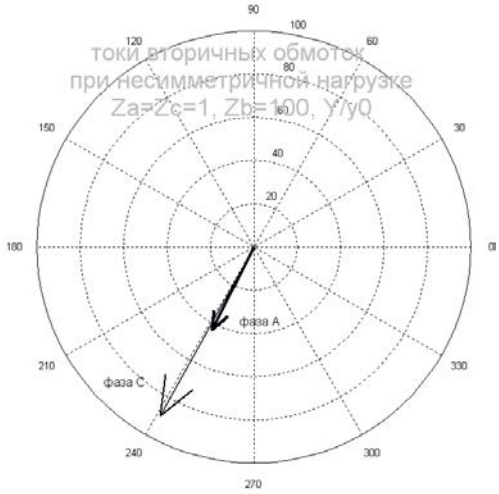


Рис.14. Токи вторичных обмоток в неполнофазном режиме при несимметричной нагрузке

последовательности, как уже было отмечено, в данном режиме по ним не протекают ввиду изолированной нейтрали. Для первичных токов ВД не приведена ввиду ее очевидного характера – ток в отключенной фазе равен нулю, а токи в фазах В и С равны по величине и противоположно направлены. .Далее на рис. 14 показана ВД вторичных токов, ток в фазе В с большим сопротивлением на ВД незаметен, токи в фазах А и С с одинаковой нагрузкой отличаются по величине практически в 2 раза, в соответствии с приложенными напряжениями (см. ВД рис.13). Вторичные напряжения выглядят аналогично ВД рис.13. Качественно величины токов и напряжений совпадают с [16], хотя имеются некоторые количественные отличия. Например, напряжение обмотки фазы В, где практически нет нагрузки (Zв=100), на рис. 13 превышает номинальное (в [16] приведено значение 0,659 о.е.). В этом режиме имеется заметный неуравновешенный ток нулевой последовательности в обмотках НН (ток нейтрали равен 130 А).

Расчеты данного режима для группового трансформатора показали, что для него этот режим является фактически режимом намагничивания, токов нагрузки вообще практически нет, напряжения обмоток фаз А, С близки к нулю, зато на обмотке фазы В, в которую, в отличие от фаз А, С, включено относительно большое сопротивление, напряжение несколько превышает номинальное и равно 7 кВ (в [16] это напряжение равно 0,99 о.е.). Таким образом, в тех случаях, когда возникает заметный магнитный поток нулевой последовательности, поведение трехфазного трансформатора ощутимо отличается от группового.

ISSN 1857-3924

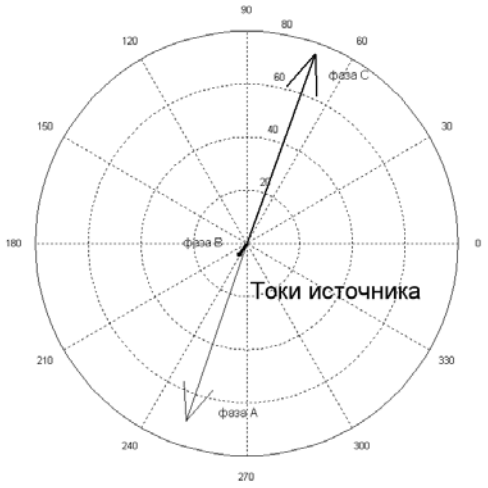


Рис. 15. Токи источника питания при ОКЗ на стороне НН

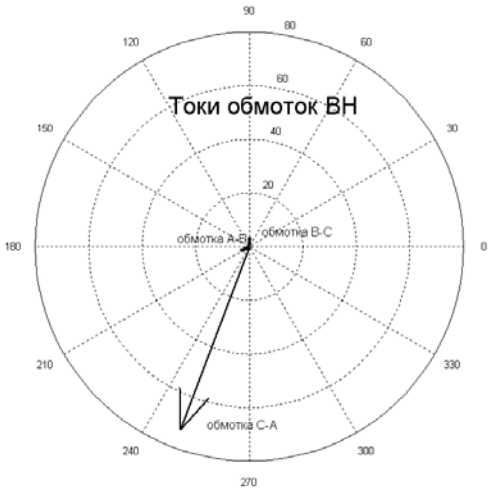


Рис. 16. Токи обмоток ВН при ОКЗ на стороне НН.

Рассмотрим далее результаты, полученные с использованием разработанной модели при расчете несимметричных режимов трансформатора со схемой Д/у0 той же мощности 100 кВА, напряжением 10/0,4 кВ. Сохраним для простоты те же параметры трансформатора, изменив в исходных данных для расчета только номинальное значение напряжения и тока в обмотках ВН, соединенных в треугольник, которые в данном случае будут равны соответственно 10 кВ и 3,33 А. На рис. 15, 16 показаны ВД токов источника питания и токов в обмотках ВН, соединенных в треугольник при ОКЗ на стороне НН, в качестве исходного взят режим симметричной номинальной нагрузки. Из ВД рис. 15 видно, что сумма токов источника, как и должно быть, равна нулю, токи к.з. замыкаются через 2 фазы источника, из рис. 16 видно, что токи обмоток неповрежденных фаз близки к номинальным (показаны

Рис.17. Относительные магнитные потоки фаз и суммарный поток нулевой последовательности

Рис. 18. Токи источника питания при двухфазном КЗ на стороне НН**.**

утолщенными линиями), ток к.з. наблюдается только в обмотке поврежденной фазы, а в треугольнике обмоток ВН циркулирует значительный ток нулевой последовательности, что

ISSN 1857-3924

согласуется с общепринятыми представлениями. Наибольший ток стороны ВН в 76 А при этом повреждении (без учета дополнительного сопротивления дуги) достигается в фазе С источника питания. В работе [16] приведен ток однофазного замыкания с учетом сопротивления дуги, равный 62 А. Таким образом, получаемые с помощью разработанной модели результаты близки к приведенным в [16]. ВД токов в обмотках на стороне НН, соединенных в звезду с заземленной нейтралью, имеют вид, аналогичный рис. 16, но вектора токов направлены встречно, в этих обмотках также протекает ток нулевой последовательности, в результате взаимодействия токов нулевой последовательности сторон ВН и НН возникает результирующий поток нулевой последовательности, замыкающийся вне магнитопровода. На рис. 17 приведена ВД относительных значений магнитного потока фаз, наглядно отражающая полученный результат.

Далее приведем основные результаты выполненных расчетов для режима двухфазного к.з. В качестве исходного принят симметричный режим холостого хода. Полученные данные представлены на ВД рис.18-21. Наибольший ток повреждения имеет место в фазе В источника питания и равен 126 А (см. рис.18). Сравнение с [11], где ток для двухфазного кз составляет 103 А, приводит к такому же выводу, который ранее при однофазном к.з., т.е.

Рис. 19. Токи обмоток ВН при двухфазном КЗ на стороне НН**.**

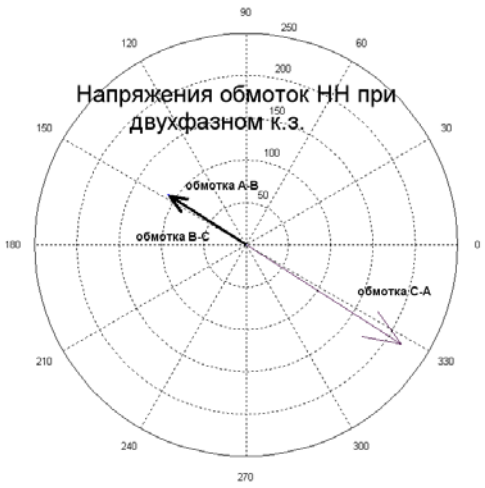


Рис. 20. Напряжения обмоток НН при двухфазном КЗ

качественно величины токов повреждения совпадают, однако для констатации удовлетворительного совпадения результатов необходимо убедиться в использовании одинаковых исходных данных при расчете. Токи в обмотках ВН показаны на рис. 19, ток обмотки СА (равен 3,2 А), выделенный более толстой линией, близок к номинальному току нагрузки, поэтому на диаграмме плохо различим по сравнению с гораздо большими токами повреждения в остальных двух обмотках. На рис. 20 приведены ВД напряжений обмоток НН, видно, что напряжения замкнутых между собой обмоток совпадают (U_{ab}=U_{bc}), а напряжение на «здоровой» обмотке U_{ca} близко к номинальному. На ВД рис. 21 показаны токи обмоток НН, ток «здоровой» обмотки I_{ca} близок к номинальному для вторичной обмотки (145 А, выделен более толстой линией) и намного меньше токов повреждения в обмотках АВ и ВС. В этом режиме, как показали проведенные расчеты, поток нулевой последовательности, замыкающийся вне магнитопровода, отсутствует. Это видно из ВД рис. 19, 21, где токи первичных и вторичных обмоток взаимно компенсируются.

ISSN 1857-3924

Рассмотрим еще один вариант несимметричной работы трехфазного трансформатора Д/у0, связанный с обрывом фазы нагрузки на стороне, соединенной в звезду с заземленной нейтралью, который представляет интерес в связи с тем, что позволяет передавать мощность по двум фазам линии (описан применительно к повышающему трансформатору, например, в [12]). На рис. 22 показана ВД токов источника питания, сумма этих токов при изолированной нейтрали равна нулю (токи нулевой последовательности в ней отсутствуют), видно, что источник питания загружен существенно несимметрично.

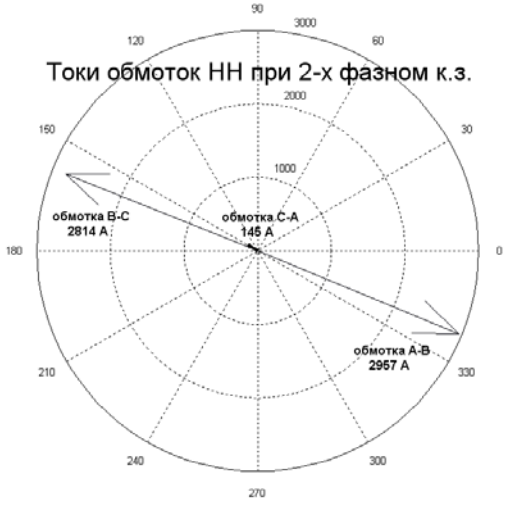


Рис.21. Токи обмоток НН при двухфазном КЗ

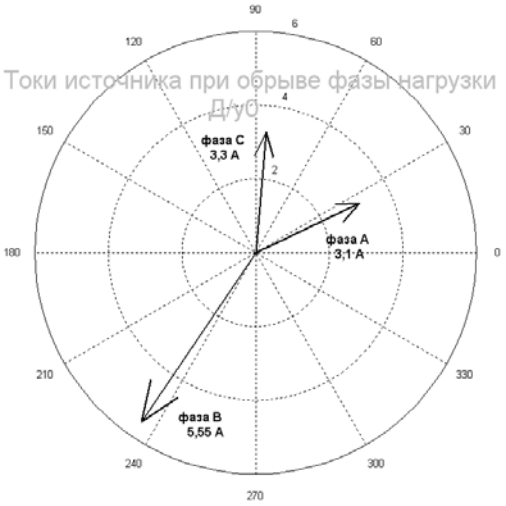


Рис. 22. Токи источника при обрыве фазы нагрузки на стороне звезды.

В этом режиме системы напряжений обмоток практически симметричны, поэтому не приводятся. На рис. 23 приведена ВД токов в обмотках, соединенных в треугольник, система токов существенно несимметрична и содержит, как известно, составляющие нулевой последовательности. ВД токов в обмотках звезды имеет аналогичный характер (поэтому не приведена), при этом токи соответствующих обмоток уравновешивают первичные токи. Соответственно, протекающие по обеим обмоткам токи нулевой последовательности, которые замыкаются в треугольнике и текут через заземленную нейтраль звезды, компенсируют друг друга, поэтому поток нулевой последовательности вне магнитопровода отсутствует, и, соответственно, в этом режиме нет дополнительных потерь от него в баке и деталях магнитопровода.

ISSN 1857-3924

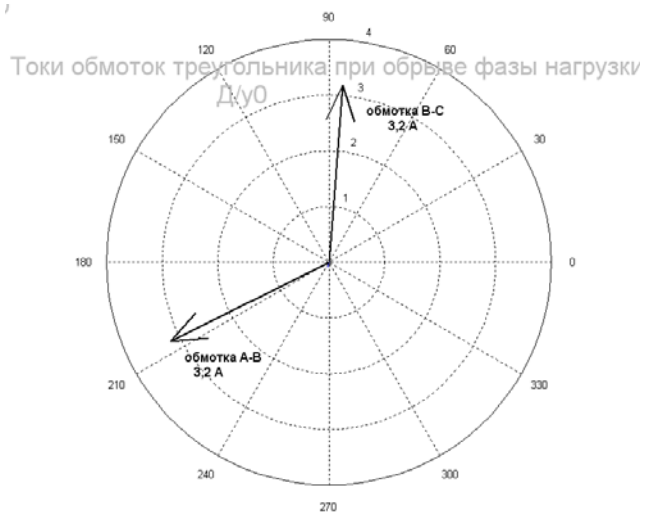


Рис. 23. Токи обмоток соединенных в треугольник при обрыве фазы нагрузки на стороне звезды.

При рассмотрении величины потерь в обмотках в этом режиме (см. также подход [12]) можно выделить два случая: неизменное **сопротивление** нагрузки (что при обрыве фазы приводит к уменьшению суммарной мощности нагрузки на одну треть) и неизменная **мощность** нагрузки. В первом случае, как следует из результатов расчета, по обмоткам (кроме той, где имеется обрыв) протекают токи, близкие к номинальным, поэтому в этом режиме потери уменьшаются на треть по сравнению с симметричным режимом. Во втором случае, для сохранения той же передаваемой мощности, необходимо увеличить токи в «здоровых» обмотках, и это, естественно (что подтвердили и проведенные расчеты), приводит к повышению суммарных потерь в обмотках приблизительно в 1,5 раза.

Выводы по разделу 2

- Предложена модель для расчета и исследования установившихся несимметричных режимов работы и переходных процессов трехфазного трансформаторного устройства с трехстержневой конструкцией магнитопровода и произвольной схемой соединения обмоток, учитывающая электромагнитную связь обмоток, расположенных на различных стержнях.
- Модель позволяет рассчитать модули и углы векторов токов и напряжений в обмотках трехстержневого (а также попутно и группового) трансформатора при любых несимметричных режимах и схемах соединения

3. Применение разработанной модели для исследования особых режимов трехфазных трехстержневых автотрансформаторов

Как уже было отмечено, исследованию и расчету несимметричных режимов работы силовых трансформаторов посвящено большое количество работ, публикации, посвященные этой проблеме, включая методики расчета разнообразных режимов, в том числе и сложные комбинированные повреждения, продолжают появляться и в последние годы [13-17]. Значительно меньше публикаций, которые описывают полученные с помощью предложенных моделей конкретные результаты расчетов, или доведенные до практической реализации расчетные модели, позволяющие на основе доступных каталожных исходных заданных трансформатора провести расчет несимметричного установившегося режима для трехстержневого трансформатора, за исключением, пожалуй [18, 20], где упоминается возможность использования разработанной модели также и для моделирования автотрансформатора, однако не приведено конкретных примеров расчета. В доступной авторам литературе нет какой-либо публикации, где были бы детально рассмотрены особые несимметричные режимы, заключающиеся, например, в одновременном обрыве фазы и ее

ISSN 1857-3924

коротком замыкании на землю со стороны автотрансформатора. В данной работе, на основе разработанной модели трехстержневого трансформатора рассмотрен далее ряд подобных режимов, встречающихся в практике работы энергосистем.

Рассмотрим особенности некоторых установившихся несимметричных режимов трехстержневого силового автотрансформатора с глухозаземленной нейтралью, с последовательной и общей обмотками, соединенными в звезду с заземленной нейтралью, и третичной обмоткой, соединенной в треугольник (см. схему рис.24). Будем рассматривать наиболее простой случай с отсутствием нагрузки или компенсирующих устройств на третичной обмотке (отметим, что расчет варианта с нагруженной третичной обмоткой также возможен при наличии соответствующих исходных данных). При этом, учитывая, что для нулевой

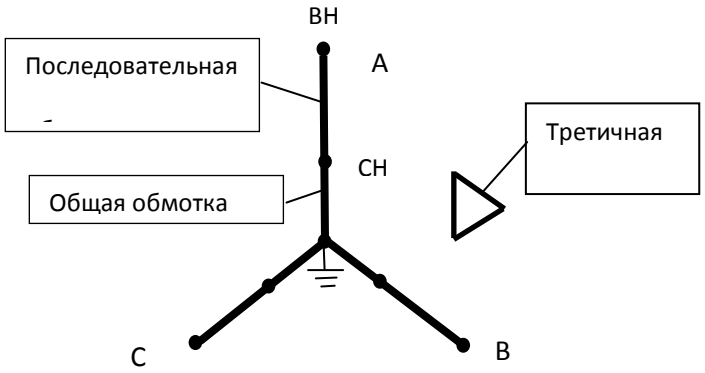


Рис.24. Условная схема соединения обмоток фаз АТ

последовательности она является короткозамкнутой, учтем для упрощения этот факт в параметрах нулевой последовательности для данного автотрансформатора (АТ). При расчетах используем каталожные исходные данные для силового автотрансформатора 330/150 кВ, мощностью 250 МВА для прямой последовательности (I_0 =0,5%, UкВН-СН = 10 %, Рхх= 180 кВт, Ркз= 600 кВт). На основании этих данных по общеизвестным формулам (см. например [29], стр. 192-193]) можно рассчитать действующие номинальные фазные напряжения последовательной (Uнпосл. =180/√3≈ 104 кВ) и общей обмоток (Uнобщ=150/√3≈ 87 кВ), значения номинальных токов последовательной (Iпосл =437 А) и общей обмоток (Iобщ=523 А), необходимые при сравнительном анализе получаемых результатов. Отметим также, что номинальные значения фазных напряжений на выводах АТ составляют: ВН-330/√3≈190 кВ, СН- 150//√3≈ 87 кВ.

Кроме того, для построения модели данного автотрансформатора необходимо задать параметры для нулевой последовательности, аналогичные используемым для прямой последовательности, такие как потери холостого хода P_{0xx} и ток холостого хода I_{0xx}. Ввиду отсутствия опубликованных каталожных данных для нулевой последовательности для рассматриваемого АТ (в некоторых случаях они могут быть получены по запросу непосредственно у производителя автотрансформатора), примем в первом приближении их соответствующими 100% значению тока холостого хода для нулевой последовательности (см. например, [30]). В дальнейшем, при необходимости, или при получении уточненных данных, несложно пересчитать рассмотренные режимы и уточнить полученные результаты. Для большей наглядности результаты расчетов будем приводить не только в виде таблиц с числами, а также в виде векторных диаграмм (ВД), дающих наглядное представление об

ISSN 1857-3924

особенностях рассматриваемых режимов, а численные значения – будем приводить по мере необходимости. В качестве базы для сравнения и анализа получаемых результатов расчетов несимметричных режимов используем как исходный симметричный режим работы АТ в схеме рис. 25, близкий к режиму номинальной нагрузки.

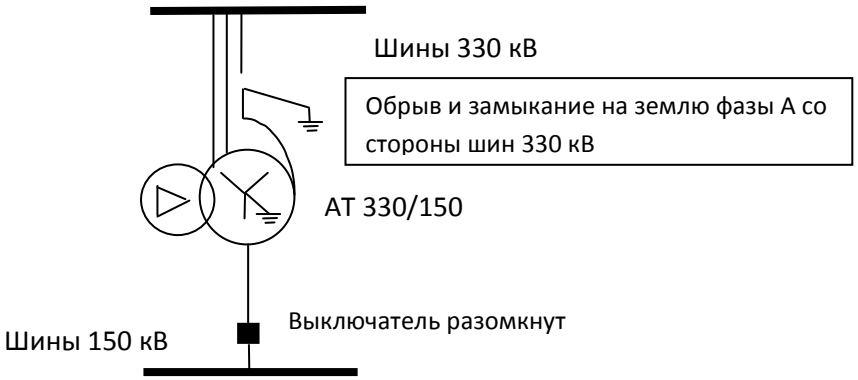


Рис.25. Однолинейная схема включения АТ между шинами 330 и 150 кВ подстанции

Полученные на расчетной модели результаты для данного режима приведены в табл. 1

Таблица 1. Токи и напряжения обмоток в симметричном режиме нагрузки**.**

Обозначения обмоток		**Токи обмоток, А**		**Напряжения обмоток, В**	
		модуль	**Угол, град.**	**модуль**	**Угол, град.**
Последовательная обмотка	A	403.4	-4.212	1.067e+005	-1.086
	B	403.9	-124.2	1.068e+005	-121
	C	404	115.8	1.068e+005	118.9
Общая обмотка	A	483.2	176.4	8.866e+004	-3.9
	B	483.9	56.42	8.878e+004	-123.8
	C	484	-63.68	8.88e+004	116.1

Обмотки, расположенные на одном стержне и относящиеся к одной из фаз последовательной или общей обмотки обозначены, соответственно, буквами А, В, С. Как видно из приведенных значений токов и напряжений, режим симметричен с достаточной для инженерных расчетов точностью.

Рассмотрим далее сначала один из несимметричных режимов, возникновение которого в одной из энергосистем, послужило толчком для написания настоящего раздела, а именно, обрыв одной из фаз питающего напряжения со стороны шин высшего напряжения (ВН)

ISSN 1857-3924

подстанции и замыкание ее на землю со стороны АТ. При этом выключатель со стороны шин СН разомкнут (см. рис.25).

В известной авторам литературе отсутствует рассмотрение подобных режимов для случая трехфазного трехстержневого АТ, в котором обмотки, расположенные на разных стержнях имеют существенную электромагнитную связь. Результаты проведенных расчетов упомянутого режима приведены в таб.2 и на рис. 26,27. На рис.26 показана векторная диаграмма напряжений последовательной и общей обмоток в режиме обрыва фазы А и ее замыкания на землю со стороны АТ. (в расчете принято металлическое замыкание на землю, хотя в используемой модели не представляет принципиальной трудности учет реального сопротивления в месте замыкания). Токи на стороне СН равны нулю при разомкнутом выключателе со стороны шин 150 кВ (на рис.25 зачернен). В таблице 2 приведены полученные значения токов и напряжений обмоток АТ.

Таблица 2. *Токи и напряжения обмоток при обрыве фазы А и ее замыкании на землю со стороны АТ (нагрузка на стороне СН отключена).*

Обозначения обмоток		**Токи обмоток, А**		**Напряжения обмоток, В**	
		модуль	**Угол, град.**	**модуль**	**Угол, град.**
Последовательная обмотка	A	370.2	90.79	181.3	179.6
	B	370.6	91.13	1.044e+005	-117
	C	371.8	90.54	1.039e+005	117.2
Общая обмотка	A	370.2	90.79	181.3	-0.8344
	B	371.3	91.07	8.682e+004	-116.9
	C	371	90.48	8.646e+004	117

Напряжения обмоток короткозамкнутой фазы А малы (порядка 180 В) и не видны на ВД, напряжения обмоток фаз В и С близки к их величинам в нормальном симметричном режиме нагрузки и несколько смещены по фазе от их нормального положения (см. рис.26 3). В фазах В и С со стороны шин 330 кВ текут практически одинаковые по модулю и фазе токи в 370А, а в закороченных обмотках фазы А текут такие же токи. В нейтрали течет значительный ток, равный 1112 А. В данном режиме возникает большой поток нулевой последовательности, замыкающийся вне магнитопровода. На рис.27 4 показана соответствующая ВД относительных значений магнитных потоков в стержнях фаз В и С, а также суммарного потока нулевой последовательности, замыкающегося вне магнитопровода (утолщенная линия).

ISSN 1857-3924

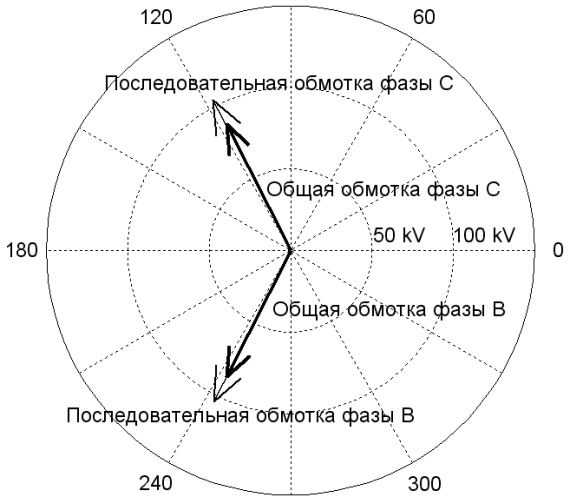


Рис. 26. 3 ВД напряжений обмоток при к.з. фазы А на землю

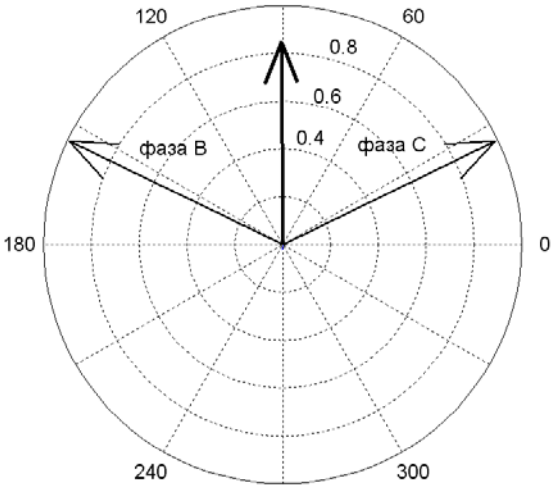


Рис.27 4. ВД относительных значений магнитных потоков в стержнях и суммарного потока в воздухе

Таким образом, рассмотренный режим характеризуется возникновением токов замыкания, близких по величине к нагрузочным токам в «здоровых» обмотках, появлением значительного тока в нейтрали и потока нулевой последовательности, замыкающегося вне магнитопровода.

Рассмотрим далее особенности этого же режима при наличии симметричной нагрузки близкой к номинальной на стороне СН. В таблице 3 приведены полученные значения токов и напряжений обмоток, а на рис. 28-30 - построенные по полученным данным ВД. Напряжения обмоток, как следует из сравнения данных таблиц 2,3 и ВД рис.26, 28 несколько падают по модулю вследствие влияния токов нагрузки, и, кроме того, незначительно сдвигаются по фазе друг относительно друга. На рис.29 приведена построенная по данным таб. 3 ВД токов обмоток, которые значительно изменяются по фазе и величине при появлении нагрузки. Токи в закороченных на землю последовательной и общей обмотках фазе А, как и следовало ожидать, одинаковы и практически не изменились при появлении нагрузки. Однако заметно изменились величины токов в обмотках фаз В и С, которые увеличились приблизительно в 2 раза в фазе С последовательной обмотки и уменьшились в той же фазе общей обмотки и, наоборот, увеличились в общей обмотке фазы В и, соответственно, уменьшились в последовательной обмотке той же фазы. Таким образом, в некоторых обмотках токи в данном режиме могут значительно превышать номинальные. На рис.30 приведена ВД магнитных потоков для данного случая, которая практически мало отличается от предыдущего варианта. Отсюда следует, что токи нагрузки не оказывают существенного влияния на прохождение потока нулевой последовательности, однако приводят к увеличению приблизительно в 2 раза сверх номинальных значений токов в некоторых обмотках АТ.

ISSN 1857-3924

Таблица 3. *Токи и напряжения обмоток при обрыве фазы А и ее к.з. на землю со стороны АТ и наличии симметричной нагрузки.*

Обозначения обмоток		**Токи обмоток, А**		**Напряжения обмоток, В**	
		модуль	**Угол, град.**	**модуль**	**Угол, град.**
Последовательная обмотка	A	368	87.45	180.3	174.9
	B	189.6	169.9	1.036e+005	-118.2
	C	743.7	100.5	1.043e+005	115.9
Общая обмотка	A	368.1	87.73	180	-5.615
	B	811.7	71.78	8.594e+004	-120.8
	C	211.5	-18.16	8.652e+004	112.9

Как следует также из полученных данных, напряжение на закороченной обмотке фазы А остается равным 180 В, а ток в нейтрали увеличивается до значения 1170 А.

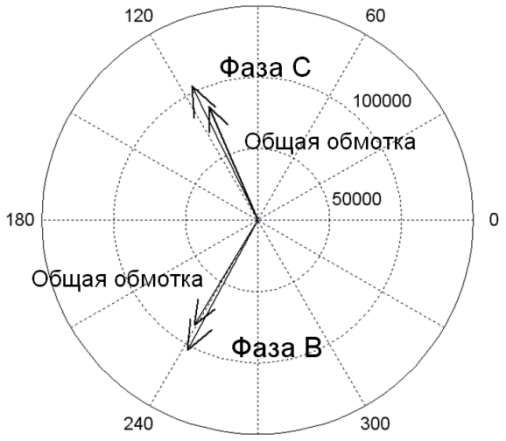


Рис. 28. Напряжения на обмотках при обрыве питания и замыкании фазы А (нагрузка подключена)

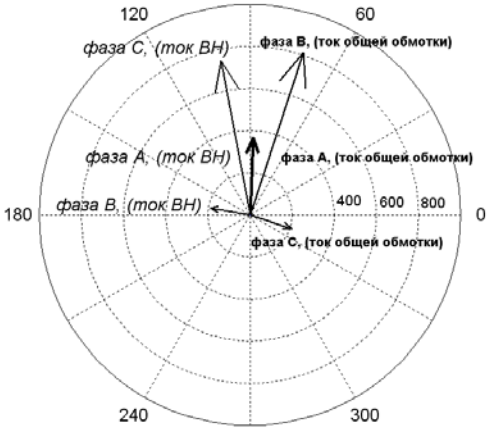


Рис.29. Распределение токов по обмоткам АТ при обрыве питания и замыкании фазы А (нагрузка подключена)

ISSN 1857-3924

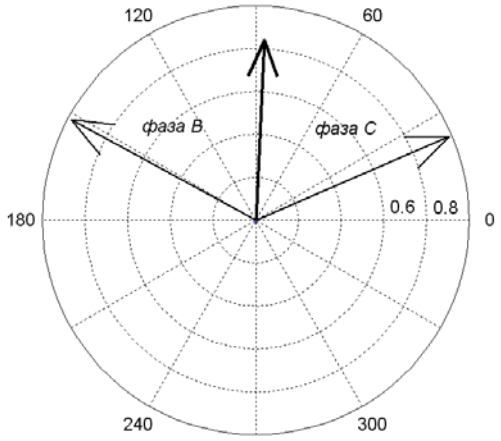


Рис. 30. Относительные значения магнитных потоков при наличии нагрузки

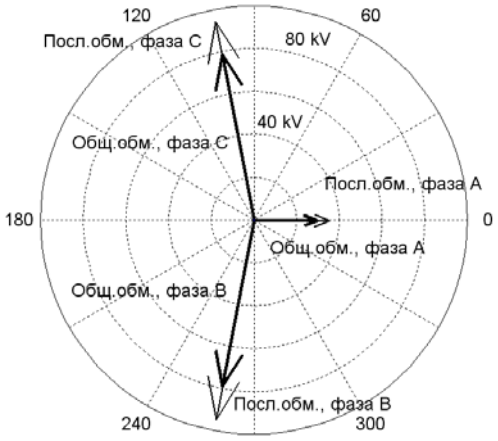


Рис. 31. Напряжения на обмотках АТ при обрыве фазы А, ее замыкании на землю со стороны АТ и разземлении нейтрали (нагрузка на стороне СН отсутствует)

Таким образом, обрыв фазы питающего напряжения со стороны ВН и ее замыкание на землю не приводит к возникновению в обмотках АТ сверхтоков такого порядка, как токи обычных к.з. Эти токи при отсутствии нагрузки на стороне СН даже меньше номинальных, а при наличии симметричной нагрузки, в некоторых фазах превышают номинальные в 1,5-1,7 раза. При этом также наблюдаются значительные токи в нейтральном проводе, превышающие 1000 А, что необходимо учитывать при выборе сечения заземляющего проводника.

Если по какой-либо причине соединение с заземляющим устройством нарушается, режим кардинально изменится. Рассмотрим более подробно режимы, аналогичные предыдущим, однако сопровождающиеся разземлением нейтрали АТ. В таблицах 4,5 приведены результаты расчета токов и напряжений обмоток для двух упомянутых режимов, а на рис. 29-32 приведены соответствующие ВД. Из данных табл. 4 следует, что в рассматриваемом режиме (при разземленной нейтрали и отсутствии нагрузки) АТ переходит в режим намагничивания, по обмоткам протекают только небольшие намагничивающие токи.

ISSN 1857-3924

Таблица 4. *Токи и напряжения обмоток в режиме обрыва фазы А и ее замыкания на землю со стороны АТ (нагрузка на стороне СН отсутствует) и разземлении нейтрали АТ.*

Обозначения обмоток		**Токи обмоток, А**		**Напряжения обмоток, В**	
		модуль	**Угол, град.**	**модуль**	**Угол, град.**
Последовательная обмотка	A	3.312	-167.7	3.554e+004	-0.5061
	B	5.503	-177.6	9.465e+004	-100.8
	C	1.975	148.8	9.414e+004	100.9
Общая обмотка	A	2.966	-166.1	2.961e+004	-0.4973
	B	4.73	173.5	7.886e+004	-100.8
	C	0.9237	164.5	7.846e+004	100.9

Как видно из ВД напряжений обмоток, исходящих из точки нейтрали, показанной на рис.31, система напряжений обмоток искажена, а модули в «здоровых» фазах несколько ниже номинального напряжения, в закороченной фазе А напряжения обмоток более чем вдвое ниже номинальных значений. В данном режиме имеет место существенное увеличение потенциала нейтрали относительно земли, равное 65 кВ. Вследствие этого, несмотря на одинаковые фазовые углы напряжений самих обмоток, происходит фазовое смещение векторов напряжений на выводах ВН и СН автотрансформатора относительно земли, наглядно представленное на рис. 32. Там же показано положение нейтральной точки соединения обмоток. Таким образом, разземление нейтрали, как и следовало ожидать, приводит к значительному повышению ее потенциала относительно земли.

Таблица 5. *Токи и напряжения обмоток в режиме обрыва фазы А и ее замыкания на землю со стороны АТ (имеется нагрузка на стороне СН) и разземлении нейтрали АТ.*

Обозначения обмоток		**Токи обмоток, А**		**Напряжения обмоток, В**	
		модуль	**Угол, град.**	**модуль**	**Угол, град.**
Последовательная обмотка	A	417.8	137.2	3.051e+004	-57.43
	B	510.7	-176.6	1.162e+005	-106.4
	C	810.8	124.5	7.914e+004	111.8
Общая обмотка	A	144.9	169.4	2.541e+004	-53.53
	B	416.6	76.5	9.429e+004	-108
	C	434.1	-84.03	6.658e+004	106.5

ISSN 1857-3924

Поток нулевой последовательности в этом режиме не возникает. Рассмотрим далее этот же режим при подключенной нагрузке на стороне СН. В таблице 5. представлены значения токов и напряжений обмоток для этого режима, сразу видно, что подключение нагрузки существенно его изменяет. Для анализа этого режима построены ВД на рис. 33-37.

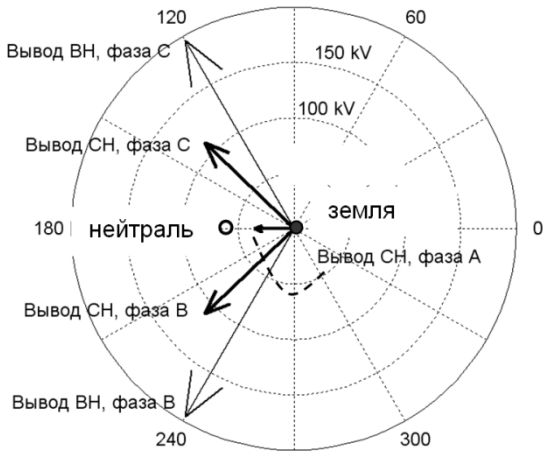


Рис. 32. Напряжения на выводах ВН и НН АТ в режиме обрыва фазы А и ее к.з. на землю со стороны АТ при разземленной нейтрали (нагрузка отсутствует)

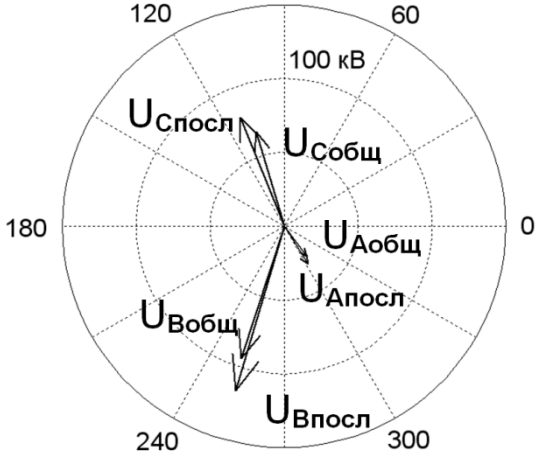


Рис. 33. Напряжения на обмотках АТ при обрыве фазы А, ее замыкании на землю со стороны АТ и разземлении нейтрали (есть нагрузка на стороне СН)

Из сравнения рис. 31 и 33 видно, что подключенная нагрузка заметно изменяет картину напряжений на обмотках АТ, однако величины напряжений остаются приблизительно такими же. На рис. 34 приведена ВД токов в фазах последовательной (обозначены соответственно Ап, Вп и Сп) и общей обмоток АТ (обозначения приняты соответственно Ао, Во, Со).

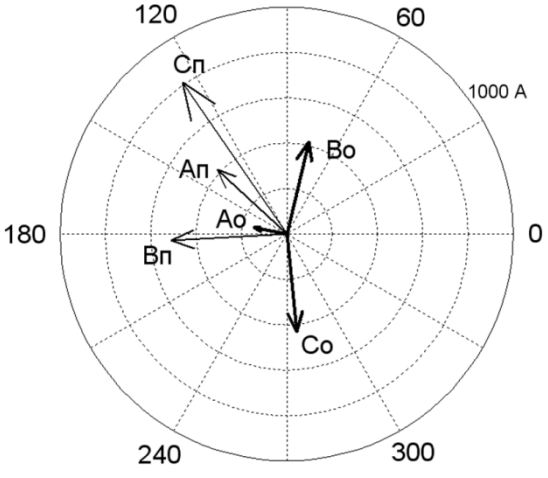


Рис. 34. ВД токов в фазах последовательной (Ап, Вп и Сп) и общей (Ао, Во, Со) обмоток АТ

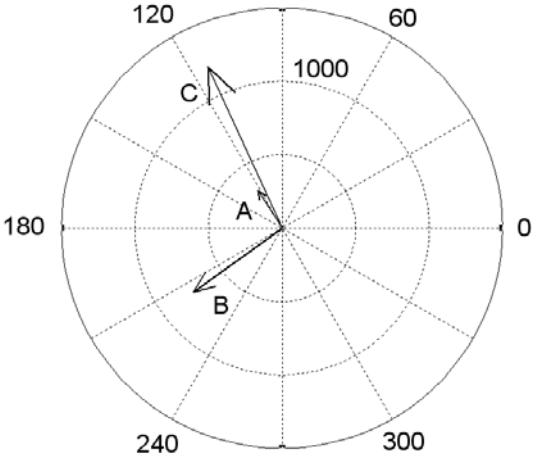


Рис. 35. ВД токов в фазах нагрузки (А, В и С) на стороне СН АТ общей (Ао, Во, Со) обмоток АТ

ISSN 1857-3924

Видно, что системы токов последовательной и общей обмоток существенно несимметричны, причем заметно больше несимметрия на стороне ВН, а один из токов (Сп-ток последовательной обмотки фазы С) заметно превышает номинальное значение.

На рис. 35 приведена ВД токов в фазах нагрузки, которые также существенно несимметричны, и соответствуют токам обмоток на рис.34, т.е. ток нагрузки какой-либо из фаз равен геометрической разности векторов токов последовательной и общей обмоток соответствующей фазы. На рис. 36 приведена ВД магнитных потоков для данного режима. Видно, что, несмотря на разземленную нейтраль и отсутствие тока в нейтральном проводе, поток нулевой последовательности, замыкающийся вне магнитопровода и равный геометрической сумме векторов потоков во всех трех стержнях, имеет заметную величину и равен Φ_0.

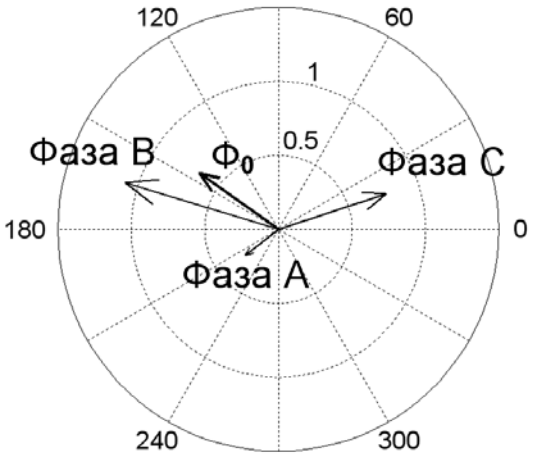


Рис. 36. Относительные значения магнитного потока в стержнях и суммарный поток в воздухе Φ_0

Выводы по разделу 3

- Таким образом, предложенный подход позволяет рассчитать модули и углы векторов токов и напряжений в обмотках трехфазного трехстержневого автотрансформатора в одном из особых несимметричных режимов, при обрыве одной из фаз питающего напряжения и ее одновременном коротком замыкании на землю со стороны АТ с учетом электромагнитной связи обмоток разных стержней.
- Рассмотренный особый режим с разрывом фазы питающего напряжения и ее одновременным замыканием на землю со стороны АТ при заземленной нейтрали характеризуется возникновением значительных токов во всех обмотках, такого же порядка, что и номинальные токи. Напряжения обмоток при этом изменяются незначительно по сравнению с номинальными величинами, за исключением закороченной фазы. Кроме того, возникает заметный поток нулевой последовательности, что может привести к дополнительному нагреву АТ
- При разземлении нейтрали в рассмотренном режиме его особенности связаны с наличием или отсутствием нагрузки на стороне СН. При отсутствии нагрузки реализуется режим намагничивания АТ с малыми токами и значительным смещением нейтрали. При наличии нагрузки, несмотря на отсутствие тока в нейтрали, появляется поток нулевой последовательности и токи в обмотках, сравнимые с номинальными. В общем случае, токи данного повреждения (как и в предыдущем случае) значительно меньше обычных токов к.з., и недостаточны для срабатывания релейной защиты, что может потребовать принятия дополнительных мер для защиты от подобных повреждений.

ISSN 1857-3924

4. Исследование несимметричных режимов трехфазных трехстержневых трансформаторов со схемой соединения обмоток в зигзаг

Разработанная модель является довольно универсальной и позволяет также рассчитывать несимметричные режимы работы трансформаторов с менее распространенными, однако, находящими в последнее время все более широкое применение (как в обычных электрических сетях, так и в качестве специальных преобразовательных трансформаторов) схемами с соединением обмоток в зигзаг. В данной работе сделана попытка восполнить этот пробел и рассмотреть в рамках одной работы более подробно несимметричные режимы для схемы с соединением обмоток в зигзаг.

Рассмотрим с помощью упомянутой модели особенности характерных установившихся несимметричных режимов трехстержневого силового распределительного трансформатора со схемой У/z_0 при изолированной нейтрали на стороне среднего напряжения и заземленной нейтрали на стороне низкого напряжения. При расчетах используем уже упомянутые каталожные исходные данные Минского трансформаторного завода (http://metz.by/) для распределительных трансформаторов для прямой последовательности (применительно к трансформатору типа ТМГ мощностью 100 кВА, напряжением 10/0,4 кВ имеем: I_0 =2,6%, Uкз= 4,7 %, Рхх=270 Вт, Ркз=2270 Вт).

Кроме того, для данного трансформатора изготовителем предоставлено измеренное сопротивление нулевой последовательности со стороны обмотки ВН (для схемы У/у0): Z_0=1,3 Ом, величина потерь в режиме холостого хода для нулевой последовательности принята равной P_{0xx} = 2000 Вт. На основании этих данных по общеизвестным формулам (см. например [29, стр. 185-190]) можно рассчитать действующие значения номинальных токов обмоток ВН (Iвн =5,8 А) и НН (Iнн=152 А), тока холостого хода на стороне ВН I_0 =0,15 А, номинальных напряжений обмоток ВН (5,77 кВ) и НН (127 В), активных сопротивлений и сопротивлений короткого замыкания пар обмоток, а также всех других величин, которые необходимы для построения данной модели.

Похожий вариант трансформатора рассматривается, например, в работах [11, 31]. Во второй работе приведены более подробные данные о величинах токов короткого замыкания для различных схем трансформаторов с высшим напряжением 6 кВ, в том числе и для схемы зигзага, однако для корректного сравнения результатов необходимо располагать полными исходными данными по параметрам трансформаторов, использованными в [31]. Для большей наглядности результаты расчетов будем приводить не в виде таблиц с числами, а в виде векторных диаграмм (ВД), а численные значения - приводить по мере необходимости. На ВД рис. 37, 38 приведены в качестве характеристики исходного режима вектора напряжений первичных и вторичных обмоток трансформатора по схеме равноплечего зигзага (при этом количества витков и величины напряжений вторичных полуобмоток, образующих зигзаг, одинаковы). Обмотки, расположенные на одном стержне и относящиеся

ISSN 1857-3924

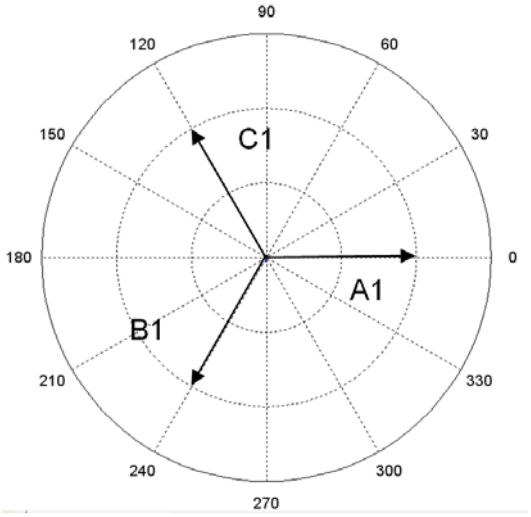


Рис. 37. ВД напряжений первичных обмоток, соединенных в звезду в симметричном режиме нагрузки.

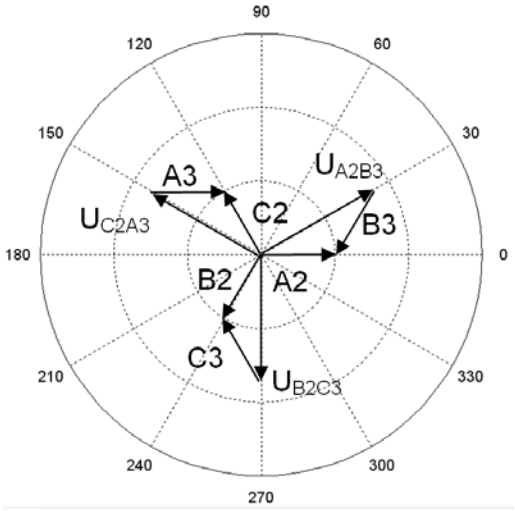


Рис.38. ВД напряжений нагрузки и вторичных обмоток, соединенных в зигзаг в симметричном режиме нагрузки**.**

к одной из фаз, обозначены буквами А, В, С, цифры 1,2,3 относятся к первичной и вторичным обмоткам. Соответственно, напряжения фаз нагрузки содержат в индексе обозначения обмоток, напряжения которых суммируются для получения соответствующего плеча нагрузки (причем первой записана обмотка, соединенная с нейтральной точкой – т.е., например, имеется фаза нагрузки $U_{\mathbf{A2B3}}$). На последующих рисунках приведены в виде

векторных диаграмм токов результаты расчетов различных несимметричных режимов. На рис.39 построены ВД напряжений на обмотках НН и на нагрузке при однофазном коротком

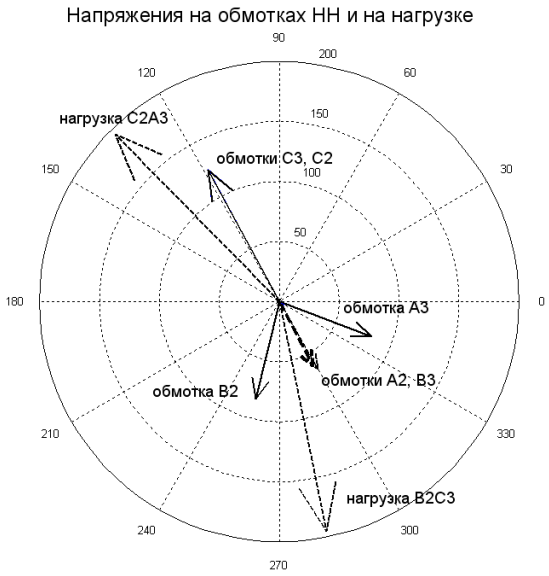


Рис. 39. Напряжения на обмотках НН и на нагрузке при замыкании одной из фаз нагрузки

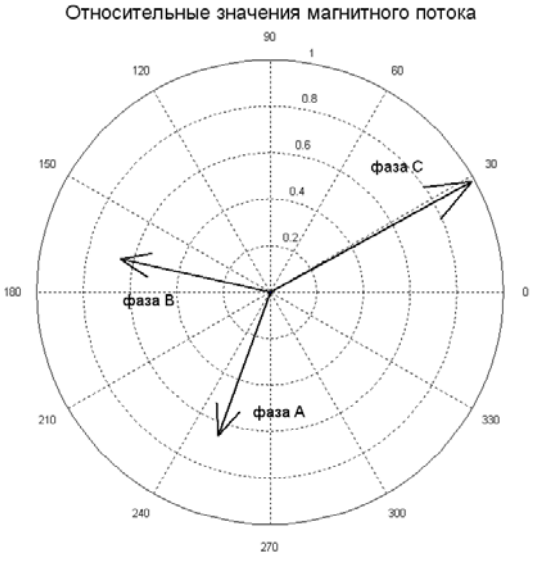


Рис.40. Относительные значения магнитных потоков в стержнях при ОКЗ нагрузки**.**

ISSN 1857-3924

замыкании (ОКЗ, закорочена нагрузка А2В3) , в качестве исходного, принят симметричный режим нагрузки по рис. 37. 38. Как видно из ВД рис. 39, напряжения в «здоровых» фазах нагрузки U_{B2C3} и U_{C2B3} (показаны пунктиром) несколько меньше номинального, а фазовый угол больше обычных 120° градусов. Система напряжений вторичных обмоток, составляющих зигзаг (напряжения первичных обмоток А1, В1, С1 выглядят аналогично, поэтому не показаны) искажена, при этом напряжения на закороченных полуобмотках А2В3 (как и следовало ожидать) одинаковы, на оставшихся полуобмотках А3, В2, составляющих здоровые фазы нагрузки, напряжения значительно ниже номинального значения в 127 В и имеют фазовый сдвиг менее нормального, а напряжения полуобмоток фазы С2,С3 также одинаковы, а их величина близка к номинальной. Ток ОКЗ, полученный в результате расчета, равен 113 А, что приблизительно согласуется с результатом, приведенным в [31] для напряжения 6 кВ. Картина магнитных потоков в стержнях в этом режиме приведена на рис. 40, из которого видно, что сумма потоков в стержнях приблизительно равна нулю, и

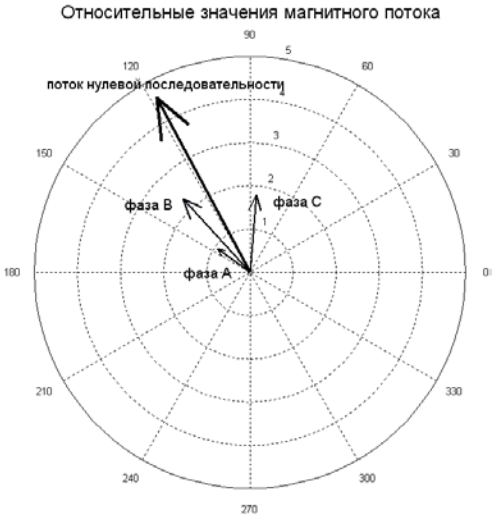


Рис. 41. Относительные значения магнитных потоков при ОКЗ нагрузки и неравноплечих обмотках, составляющих зигзаг

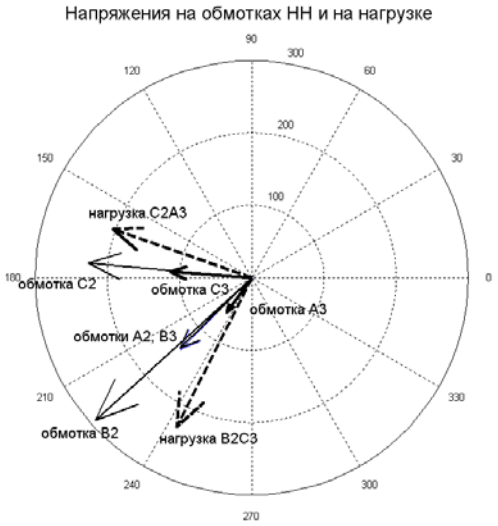


Рис.42. Напряжения на обмотках НН и на нагрузке при соотношении плеч зигзага 2:1 при однофазном к.з. нагрузки (U_{A2B3}=0)

следовательно, поток нулевой последовательности при данных условиях отсутствует, что, как известно, является существенным преимуществом схемы зигзага. Кроме того, расчеты подтверждают, что звезда напряжений обмоток ВН остается симметричной и отсутствует смещение нейтрали. Следует отметить, что упомянутые положительные свойства схемы соединения в зигзаг имеют место только в случае одинакового числа полуобмоток, составляющих плечи зигзага. На рис. 41,42 показаны ВД для рассмотренного режима ОКЗ нагрузки, соответствующие соотношению чисел витков полуобмоток 2:1. Из рис. 41, где приведены относительные значения потоков в стержнях, следует появление в этом случае значительного потока нулевой последовательности, кроме того, появляется смещение нейтрали на стороне ВН. Кардинально изменяется также не только картина магнитных потоков в стержнях, но и ВД напряжений на нагрузке и обмотках (см. рис. 42). Таким образом, при отличающихся числах витков полуобмоток, составляющих «плечи» зигзага,

ISSN 1857-3924

положительные свойства, свойственные данной схеме в несимметричных режимах работы, практически утрачиваются.

Рассмотрим далее менее вероятный, но также возможный режим замыкания двух плечей нагрузки между собой без земли (ДКЗ без земли) на стороне НН, при этом на них, естественно, будут одинаковые напряжения ($U_{A2B3}=U_{B2C3}$). На рис. 43 показана ВД напряжений обмоток НН и нагрузок при ДКЗ без земли. Напряжение на замкнутых нагрузках

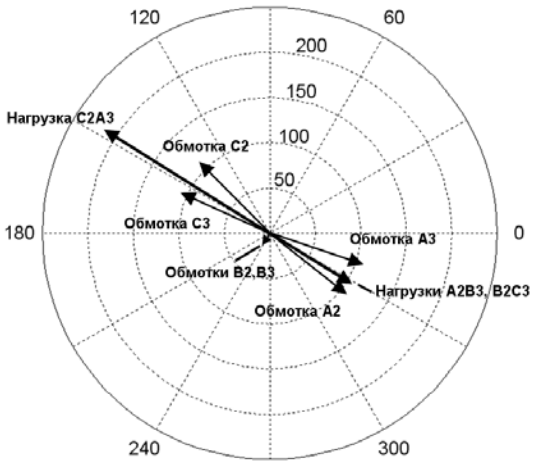


Рис.43. Напряжения нагрузок и обмоток НН при двухфазном к.з. (исходный режим-симм. нагрузка)

Рис. 44. ВД токов источника при двухфазном к.з. без земли и при симметричной нагрузке

резко падает и трехфазная система напряжений на нагрузке сильно искажается. Видно также, что напряжения на обмотках В2 и В3 совпадают и почти не видны на ВД ввиду относительно небольшой величины. Кроме того, на всех обмотках стороны НН напряжение значительно ниже номинального. Как видно из рис.44, сумма токов источника питания нулевая, что понятно, так как на стороне ВН нет пути для протекания токов нулевой последовательности, из расчета следует, что тока в нейтрали на стороне НН также нет, соответственно, нет и тока нулевой последовательности и потока нулевой последовательности. Величина наибольшего тока к.з. в этом режиме достигается в фазе В источника питания и равна 150 А.

Далее рассмотрим двухфазного короткого замыкания (ДКЗ) с землей. При этом напряжения двух плечей нагрузки $U_{A2B3}=U_{B2C3}=0$. На рис. 45, 46 представлены ВД, построенные для данного случая. На рис 45 представлены напряжения обмоток на стороне НН, видно, что при таком повреждении напряжения обмоток еще больше уменьшаются, однако система токов от источника питания остается уравновешенной и становится даже более симметричной, хотя наибольшее значение тока замыкания (см. рис. 46) остается практически таким же. Токи от источника питания (см.рис.46) в этом режиме более симметричны, чем при ДКЗ без земли и также уравновешены. Рассмотрим далее для полноты особый несимметричный режим, связанный с возможным внутренним

ISSN 1857-3924

Рис.45. Напряжения обмоток на стороне НН при двухфазном к.з. с землей

Рис. 46. Токи источника при двухфазном к.з. с землей**.**

повреждением трансформатора, а именно - однофазное замыкание одной из полуобмоток на стороне НН, примыкающей к нейтрали (в данном случае, фазы А). На рис. 47-50 приведены соответствующие ВД, построенные по результатам расчета. Как следует из рис. 47, где показаны токи замыкания от источника, они относительно невелики, значительно меньше тока ОКЗ, вследствие чего при таком повреждении релейная защита не сработает, однако трансформатор будет перегружаться повышенным током, поэтому желательно предусмотреть защиту от этого режима. Токи и напряжения нагрузки в этом режиме (см. рис.48) близки к симметричным, однако напряжения «здоровых» обмоток В2, В3 и С2, С3

Рис.47. Токи источника при ОКЗ полуобмотки, соединенной с нейтралью

Рис. 48. Напряжения обмоток на стороне НН и токи нагрузки при КЗ полуобмотки, соединенной с нейтралью**.**

ISSN 1857-3924

сильно смещены по фазе относительно нормального положения. Из рис.49, где представлены напряжения первичных обмоток, соединенных в звезду с изолированной нейтралью, видно, что система напряжений первичных обмоток существенно несимметрична и имеет место значительное смещение нейтрали. Кроме того, в этом режиме (см. рис.50) имеется значительный поток нулевой последовательности.

Рис. 49. Напряжения первичных обмоток при ОКЗ одной полуобмотки на стороне нагрузки**.**

Рис. 50. Относительное значение магнитного потока в стержнях и суммарный поток в воздухе при ОКЗ полуобмотки**.**

Выводы по разделу 4

- Рассчитаны модули и углы векторов токов и напряжений в обмотках трехфазного трехстержневого трансформатора с соединением вторичных обмоток в «зигзаг» при различных режимах короткого замыкания с учетом электромагнитной связи обмоток разных стержней, по этим данным построены векторные диаграммы, дающие наглядное представление об особенностях таких режимов.
- В режимах обычных однофазных и двухфазных коротких замыканий схема равноплечего «зигзага» обеспечивает отсутствие тока и потока нулевой последовательности и, соответственно, меньшие искажения напряжений и токов в режимах несимметричных к.з. и нагрузки. Однако, при неодинаковых числах витков обмоток, составляющих плечи «зигзага», эта схема уже не обладает отмеченными преимуществами. Кроме того, эти преимущества также исчезают при однофазном замыкании любой из полуобмоток, что, в свою очередь, очевидно, означает, что похожий эффект будет иметь место также при витковых замыканиях в полуобмотках.
- Величины токов, возникающих при замыкании одной из полуобмоток, на порядок меньше токов короткого замыкания нагрузки и недостаточны для надежного срабатывания релейной защиты от К.З., что, может потребовать принятия дополнительных мер для защиты от подобных повреждений.

ISSN 1857-3924

5. Моделирование и расчет несимметричных режимов фазоповоротного трансформатора с трехстержневым магнитопроводом по схеме треугольника с дополнительными обмотками

Исследованию и расчету несимметричных режимов работы силовых фазоповоротных трансформаторов (ФПТ), построенных на основе трехфазной группы, состоящей из однофазных единиц, посвящены работы [7,10, 22-25] и др., в [22-25], например, для расчетов была использована матрица узловых проводимостей рассмотренных устройств, построенная на основе парных сопротивлений короткого замыкания (к.з) обмоток. В [21] описана разработанная на основе данного подхода программа для расчета несимметричных режимов участка электрической сети, содержащей (помимо обычных автотрансформаторов с вольтодобавками для продольного и поперечного регулирования напряжения) в том числе и фазоповоротные трансформаторы, состоящие из трех однофазных трансформаторов. В данной работе, являющейся по существу продолжением упомянутых работ, предпринята попытка расширить возможности исследования несимметричных режимов такого рода устройств и распространить их на схемы, содержащие также трехстержневые трансформаторы, в которых имеется существенная электромагнитная связь между обмотками, расположенными на различных стержнях. Предлагаемый подход основан на разработанной авторами модели трехфазного трехстержневого трансформатора. В отличие от [18, 20] применяемая здесь модель позволяет рассчитать и проанализировать несимметричные режимы устройства с практически любой схемой соединения обмоток. Известные модели фазоповоротных трансформаторов [32], [33] не позволяют смоделировать рассматриваемую здесь схему.

Рассмотрим с помощью упомянутой модели особенности характерных установившихся несимметричных режимов трехстержневого силового фазоповоротного трансформатора со схемой соединения обмоток в «зигзаг треугольника» (см. схему [34]). с учетом трехстержневой конструкции магнитопровода. В данной схеме (см. рис.51 1) переключение регулировочных отводов обмоток осуществляется под фазным потенциалом, а в устройстве отсутствует заземленная нейтраль. Все обмотки, относящиеся к одной фазе (как обычно изображают схемы ФПТ) параллельны, начала обмоток обозначены звездочками, входная трехфазная система напряжений прикладывается к точкам 1,3,5, а выходная – снимается с зажимов 2,4,6. Величина фазового сдвига при этом зависит от числа включенных витков регулировочных обмоток, снабженных ответвлениями, а диапазон регулирования фазового угла - от соотношения полных чисел витков регулировочной и основной обмотки. В данной работе рассматривается диапазон угла 60°(достигаемый в режиме холостого хода), как наиболее распространенный, при этом числа витков основной обмотки и регулировочных обмоток относятся как 3:1:1. На рис.52 2 представлена векторная диаграмма (ВД) напряжений обмоток для исходного симметричного режима номинальной нагрузки. Буквами A,B,C обозначены вектора напряжений обмоток фаз, расположенных на трех различных стержнях магнитопровода. В дальнейшем, при построении ВД напряжений, токов обмоток, магнитных потоков будем придерживаться обозначений рис.52 2.

ISSN 1857-3924

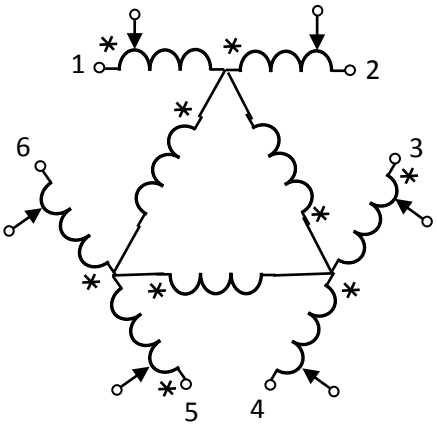


Рис. 51. Схема соединения обмоток рассматриваемого трехстержневого трансформатора

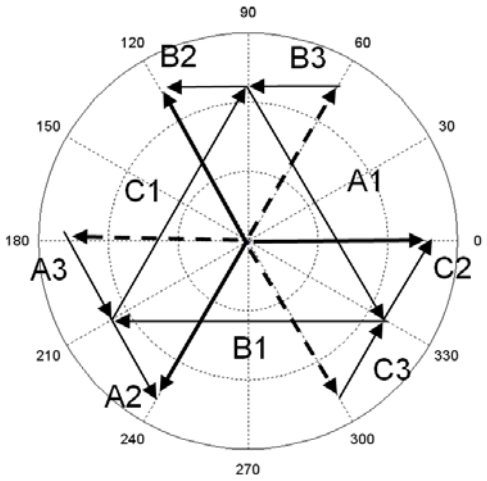


Рис.52. Векторная диаграмма напряжений обмоток для исходного симметричного режима

Рассмотрение проведем на базе распределительного трансформатора класса напряжения 10 кВ, мощностью 100 кВА, причем, ввиду отсутствия данных для трансформатора с рассматриваемым соотношением чисел витков, за основу возьмем трансформатор Y/d с номинальным напряжением первичной обмотки 10 кВ и параметрами холостого хода и короткого замыкания, соответствующими трехфазному распределительному трансформатору такой же мощности Минского трансформаторного завода (http://metz.by/) для прямой и нулевой последовательностей. Указанное допущение, позволяет получить качественную картину распределения токов и напряжений в обмотках, а также потоков по стержням в несимметричных режимах, которая в дальнейшем может быть уточнена применительно к конкретному устройству с заданными параметрами.

Рассмотрим сначала наиболее распространенное повреждение – однофазное короткое замыкание (ОКЗ) на землю одного из выходных зажимов устройства. В качестве исходного был принят режим симметричной номинальной нагрузки.

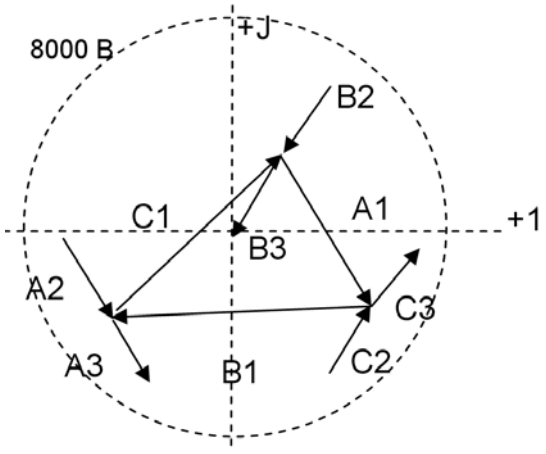


Рис. 53. ВД напряжений обмоток при ОКЗ зажима В3 на землю

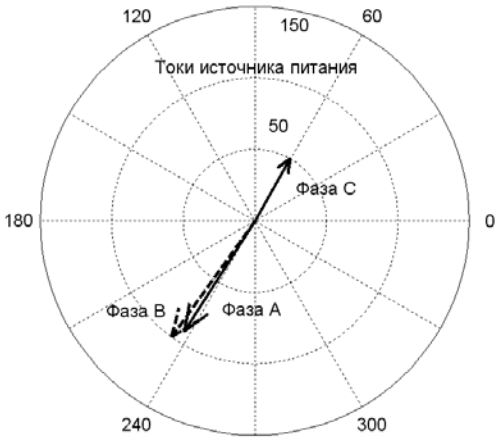


Рис.54. Векторная диаграмма токов источника питания при ОКЗ на стороне нагрузки

ISSN 1857-3924

Из рис. 53 видно, как изменились фазы и модули напряжений обмоток в результате ОКЗ, конец вектора В3 «притянут» к земле, параллельность векторов напряжений на обмотках фазы В существенно нарушена, в то же время на неповрежденных фазах вектора остаются почти параллельными (величина напряжений соответствует масштабу в 8000 В для радиуса окружности, показанной пунктиром, такой же масштаб выбран и для остальных ВД напряжений). Система токов на стороне источника питания становится резко несимметричной, ток к.з. протекает через нейтрали источника питания и нагрузки (см. рис.54, цифры снаружи внешней окружности у радиальных лучей показывают фазовые углы в градусах, цифры внутри – величину тока в А, аналогично и на остальных ВД токов). Похожий вид имеет ВД токов в обмотках устройства, токи всех обмоток делятся на две группы, которые находятся приблизительно в противофазе друг по отношению к другу, поэтому здесь не приводятся. Наибольший ток при таком к.з возникает в закороченной обмотке В3.

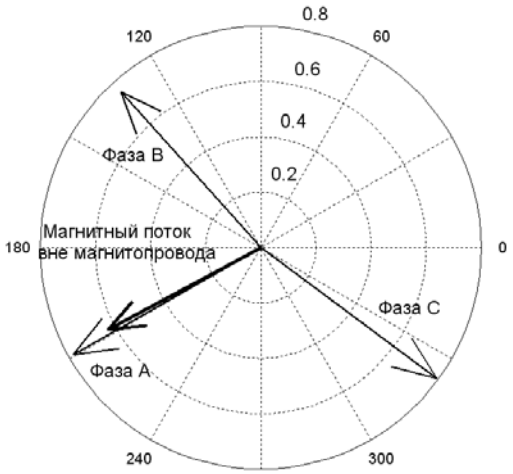


Рис. 55. Относительные значения магнитных потоков в стержнях при ОКЗ на стороне нагрузки

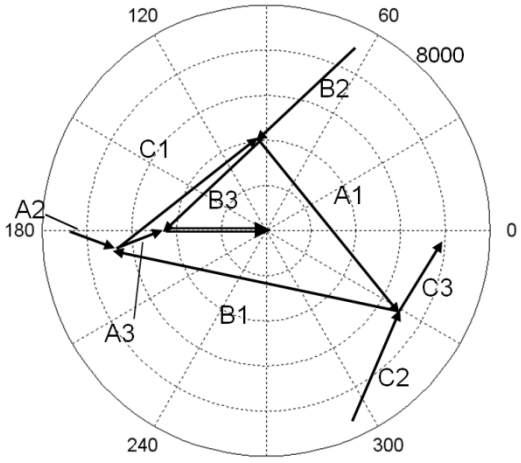


Рис.56. Напряжения обмоток при ДКЗ без земли на стороне нагрузки

На рис.55 показана ВД относительных значений магнитных потоков в стержнях в данном режиме ОКЗ (относительные величины обозначены цифрами у соответствующих окружностей). Из приведенных результатов следует, что режим ОКЗ сопровождается возникновением значительного потока нулевой последовательности (показан на рис.55 утолщенной линией), который появляется в результате того, что сумма магнитных потоков стержней не равна нулю (система неуравновешенна). Такой поток не может возникать в групповых трансформаторах ввиду того, что потоки разных фаз замыкаются независимо друг от друга в пределах магнитной системы каждой фазы.

Рассмотрим далее режим двухфазного к.з. (ДКЗ) на выходных зажимах А3, В3 устройства. ВД напряжений обмоток в указанном режиме приведены на рис.56 (масштаб напряжений, как и ранее, составляет 8000 В). На рис.56 наглядно представлено искажение системы векторов напряжений обмоток по сравнению с симметричным режимом при данном повреждении. Видно, что концы векторов напряжений А3 и В3 (отображающих соответствующие обмотки) стянуты в одну точку, потенциал которой не равен нулю, так как имеет место замыкание без земли. Потенциал этой точки относительно земли отображен

ISSN 1857-3924

утолщенным вектором. Вектора напряжений замкнутых между собой фаз А и В претерпевают значительные изменения как по величине, так и по фазе, а напряжения обмоток «здоровой» фазы С изменены значительно меньше. На рис.57 показаны токи источника питания при ДКЗ фаз А, В без земли, ток неповрежденной фазы С почти не виден на ВД (отображен более толстой линией)

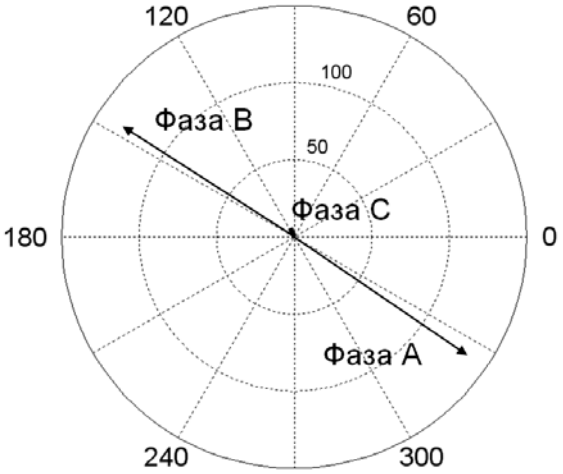


Рис. 57. Токи источника питания при ДКЗ фаз А, В без земли на стороне нагрузки

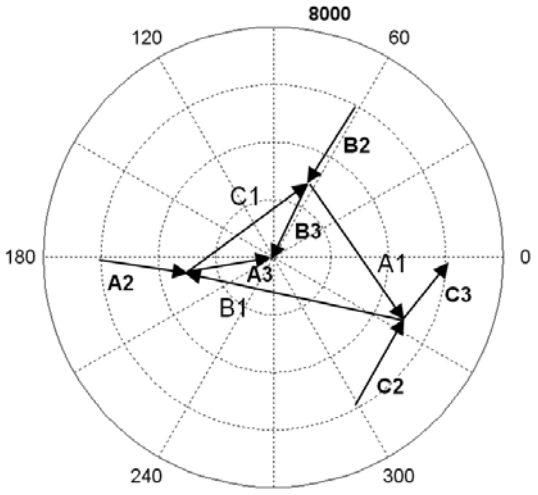


Рис.58. Напряжения обмоток при ДКЗ фаз А, В с землей на стороне нагрузки

ввиду его относительно небольшой величины, а токи поврежденных фаз находятся приблизительно в противофазе. В этом режиме токи обмоток создают уравновешенную (хотя и несимметричную) систему магнитных потоков, и поток нулевой последовательности отсутствует.

Рассмотрим далее другое возможное повреждение - двухфазное к.з. с землей. ВД напряжений обмоток для этого случая приведена на рис. 58. Видно, что вектора напряжений закороченных обмоток А3 и В3 стянуты к началу координат, напряжение на концах обмоток, как и должно быть, равно нулю. Как и в предыдущем случае, наименьшее искажение претерпевают напряжения «здоровой» фазы С. На рис.59 показана ВД токов от источника питания, из которой следует, что при данном повреждении токи к.з. есть во всех трех фазах, причем система токов существенно несимметрична. Как следует из проведенных расчетов, в этом режиме (как и в случае ОКЗ) появляется поток нулевой последовательности, соответствующая ВД относительных значений потоков в стержнях магнитопровода приведена на рис. 60. Таким образом, при повреждениях с наличием земли в устройстве появляется существенный магнитный поток нулевой последовательности, замыкающийся вне магнитопровода.

ISSN 1857-3924

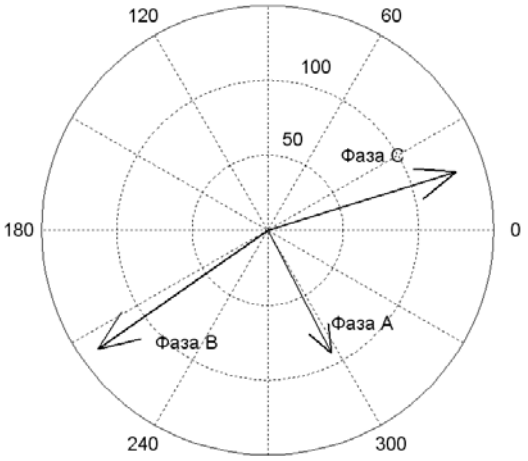


Рис. 59. Токи источника при ДКЗ с землей на стороне нагрузки

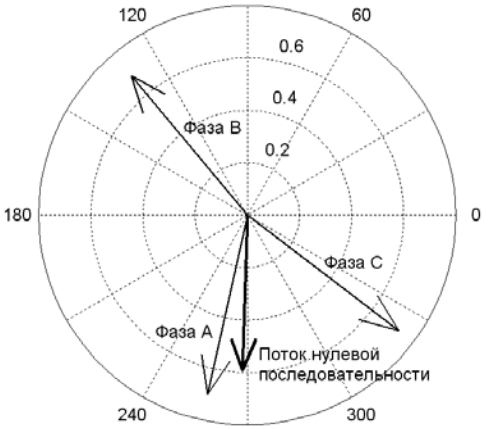


Рис. 60. Относительные значения потоков в стержнях при ДКЗ с землей

Выводы по разделу 5

- Реализована модель фазоповоротного трансформатора для схемы соединения обмоток в «зигзаг треугольника», которая позволяет рассчитать модули и углы векторов токов и напряжений в обмотках данного трехстержневого ФПТ при любых несимметричных режимах, включая короткие замыкания, обрывы фаз, несимметричную систему питающих напряжений, несимметричную нагрузку и их комбинации. Она является удобным инструментом, позволяющим исследовать все многообразие несимметричных режимов на основе единого подхода.
- Модель обеспечивает построение векторных диаграмм токов и напряжений в обмотках, а также относительных магнитных потоков в стержнях данного трансформаторного устройства, что дает наглядное представление об особенностях несимметричных режимов работы рассматриваемой схемы, кроме того, она может быть использована при проектировании и реализации подобных устройств (определение требований к изоляции обмоток, к механической стойкости проводников и др.), а также при разработке релейной защиты.

Заключение

- Предложенная в работе модель позволяет рассчитать модули и углы векторов токов и напряжений в обмотках трехстержневого (а также попутно и группового) трансформатора при любых несимметричных режимах (в том числе вызванных несимметриями системы питающих напряжений и нагрузки) и схемах соединения обмоток и является удобным инструментом, позволяющим исследовать все многообразие несимметричных режимов на основе единого подхода.
- Продемонстрировано применение модели для исследования особых несимметричных режимов работы автотрансформатора, показано, что при разрыве одной из фаз питающего напряжения и ее замыкании на землю со стороны АТ в обмотках могут протекать значительные токи, сравнимые с номинальными, а при разземлении

ISSN 1857-3924

нейтрали и наличии нагрузки появляются потоки нулевой последовательности, вызывающие дополнительный нагрев элементов конструкции автотрансформатора.

- Рассмотрение несимметричных режимов трансформатора с соединением обмоток в зигзаг подтвердило отсутствие токов и потоков нулевой последовательности при коротких замыканиях в случае равноплечего зигзага и их появление при нарушении этого условия. Кроме того, в некоторых режимах токи повреждения могут быть значительно меньше обычных токов к.з., и, несмотря на вызываемый ими дополнительные потери и нагрев, недостаточны для срабатывания релейной защиты, что может потребовать принятия дополнительных мер для защиты от подобных повреждений.
- Исследование несимметричных режимов работы одной из схем фазоповоротного трансформатора показало, что в них также могут возникать потоки нулевой последовательности, а результаты расчетов величин токов и напряжений на обмотках, а также и между обмотками предоставляют возможность обеспечения необходимой электромеханической стойкости обмоток и прочности изоляции в различных режимах.

Литература.

[1] Петров Г.Н. Трансформаторы, том.1, Основы теории, ГЭИ, 1934, 445 стр.
[2] Петров Г.Н. Электрические машины. В 3-х частях. Ч.1. Введение. Трансформаторы. М., «Энергия», 1974, 240 стр.
[3] Вольдек А.И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1978, 832 с.
[4] Васютинский С.Б. Вопросы теории и расчета трансформаторов. Л., Энергия, 1970, 432 стр.
[5] Сергеенков Б.Н. Электрические машины. Трансформаторы. Под редакцией Копылова И.П., М. Высшая школа, 1989, 352 стр.
[6] Забудский Е.И. Электрические машины. Ч.1. Трансформаторы. М, 2002, 168 стр.
[7] Лосев С.Б., Чернин А.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. М, Энергоатомиздат, 1983, 527 стр.
[8] Берман А.П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат. Электричество, 1985 г. №12, стр. 6-12.
[9]. Гусейнов А.М. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах. Электричество, 1989, № 3.
[10]. Карасев Д. Д., Карасев Е.Д. Расчет режимов электрических сетей по программе «ФАЗАН». Под ред. А.И. Артемова. М.: Моск. энерг. ин-т., 1989.
[11] Фишман В., Федоровская А. Силовые трансформаторы 10(6)/0,4 кВ. Области применения разных схем соединения обмоток. Новости Электротехники, №5, 2006 г.
[12] Александров Г.Н. Режимы работы трансформаторов. Учебное пособие. Санкт-Петербург, 2006, 143 стр.
[13] Евдокунин Г.А., Дмитриев М.В. Трансформаторы в электрической сети. Моделирование переходных процессов с учетом конфигурации магнитной системы. "Новости электротехники" №5 (53) 2008 год.
[14] В.П. Закарюкин, А.В. Крюков. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Издательство Иркутского государственного университета, 2005 г. – 274 с. (стр. 45 –модель трансформатора).
[15] Гусев А.С., Свечкарёв С.В., Плодистый И.Л. Универсальная математическая модель трёхфазных трансформаторов и авто- трансформаторов // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 311. – № 4. – С. 77–81.
[16] Мартынов В.А. Несимметричные режимы работы силовых трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y0. «Вестник ИГЭУ» Вып. 2, 2009 г, стр. 1-5.
[17] Пустоветов М.Ю. Математическая модель трехфазного трансформатора, Известия Томского политехнического университета. 2012. Т. 321. № 4.

ISSN 1857-3924

[18] Three-Phase Transformer Inductance Matrix Type (Two Windings) 2012. URL:http://www.mathworks.com/help/toolbox/physmod/powersys/ref/threephasetransformerinductancematrixtypetwowindings.html (дата обращения: 06.04.2012).
[19] Three-Phase Transformer 12 Terminals. 2012. URL:http://www.mathworks.com/help/toolbox/physmod/powersys/ref/threephasetransformer12terminals.html (дата обращения:06.04.2012).
[20] URL: http://www.mathworks.com/help/physmod/powersys/ref/threephasetransformerinductancematrixtypethreewindings. html (дата обращения: 20.09.2013).
[21] Бошняга В.А. Расчет и анализ несимметричных режимов участка электрической сети с трансформаторными устройствами. Электрические станции, 1997, №3, стр. 58-63.
[22] Бошняга В.А. Моделирование трехфазных трансформаторов для расчета несимметричных режимов работы электрических сетей. Известия вузов и энергетических объединений СНГ, Энергетика, №1-2, 1997, стр. 14-19.
[23] Бошняга В.А. , Гримальский О.В. Несимметричные режимы работы фазорегулирующего трансформатора Известия Академии наук СССР, Энергетика и транспорт, N 2, 1989 г
[24] Бошняга В.А. Расчет несимметричных режимов работы фазорегулирующего трансформатора с соединением обмоток в зигзаг. Электричество, N 11, 1990 г.
[25] Бошняга В.А. Расчет и исследование несимметричных режимов работы фазоповоротного трансформатора Известия вузов, "Энергетика" N 11, 1991 г.
[26] Evenepoel Walter. Problemes poses par la conception et la realization du decale traversante. Revue Electr. 1967.Vol.5. Nr.5, pp 177-183.
[27] Mc. Cormick L.S., Hedding R.A. Phase angle regulators optimize transmission line power flow. Westinhouse Engineer. July. 1974, pp 87-91.
[28] Perco D. Special transformer will control power flow between Ontario-Manitoba. Electrical News and Engineering. July, 1972.
[29] Электротехнический справочник: в 3-х томах, Т.2. М, Энергоатомиздат, 1986, 712 стр.
[30]ABB_11_E_03_druck.pdf,стр.88.
http://www.dii.unipd.it/~gobbo/didattica/corsi/Componenti_tecnologie_elettrici/ABB_swithgear_manual_E11/ (дата обращения 04.04.2014)
[31] Фишман В., Федоровская А. Силовые трансформаторы 10(6)/0,4 кВ. Области применения разных схем соединения обмоток. Новости Электротехники, №6 (60) 2009 год.
[32] Three-Phase OLTC Phase Shifting Transformer Delta-Hexagonal (Phasor Type). 2014, URL http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/threephaseoltcphaseshiftingtransformerdeltahexagonalphasortype.html (дата обращения:
13.10.2014)
[33]Zigzag Phase-Shifting Transformer. 2014, URL
http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/zigzagphaseshiftingtransformer.html
[34] Бошняга В.А. Расчет и исследование несимметричных режимов фазоповоротного трансформатора по схеме «зигзаг треугольника». Сборник статей «Управляемые электропередачи», вып.4., 1991 г. стр.65-74.

BACK

ISSN 1857-3924

АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ МОЛДОВЫ В КОНТЕКСТЕ ИНТЕГРАЦИИ В ENTSO-E С УЧЕТОМ ПОЛОЖЕНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ ДО 2030 ГОДА.

Зайцев Д., Калинин Л., Тыршу М., Голуб И., Узун.М., Морару Л.
Институт энергетики Академии наук Молдовы

Аннотация. Объектом исследования являются энергосистема Молдовы, особенности ее работы при анализе мероприятий связанных с перспективным развитием до 2030 года. Цель работы – анализ возможностей интегрирования энергосистемы Республики Молдова в ENTSO-E с учетом направлений, изложенных в Энергетической Стратегии Развития Молдовы до 2030 года и Национального Плана Действий в Области Энергоэффективности. Результаты исследований могут способствовать оценке целесообразности и технической эффективности сценариев развития Молдавской энергосистемы при различных вариантах интегрирования в ENTSO-E ЕС в перспективе.
***Ключевые слова*:** линия электропередачи, межсистемная связь, энергообмен, активная и реактивная мощность, потери мощности, нормальный режим, запас статической устойчивости.

Analiza variantelor dezvoltării sistemului energetic al Moldovei în contextul integrării la ENTSO-E, luând în considerare prevederile Strategiei energetice până în 2030

Zaiţev D., Kalinin L., TirşuM., Golub I., Uzun M., Moraru L.
Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei

Rezumat. Obiect de cercetare este sistemul energetic al Republicii Moldova, particularităţile funcţionării lui şi analiza măsurilor asociate cu dezvoltarea în perspectivă până în a.2030. Scopul cercetării - analiza posibilităţilor de integrare a sistemului energetic al Republicii Moldova în ENTSO-E cu luarea în considerare a direcţiilor stabilite în Strategia de dezvoltare energetică a Republicii Moldova până în 2030 şi Planul Naţional de acţiunш privind eficienţa energetică. Rezultatele cercetărilor vor contribui la estimarea rentabilităţii şi eficienţei tehnice a scenariilor de dezvoltare ale sistemului energetic moldovenesc în diferite variante de integrare la ENTSO-E UE în perspectivă.
Cuvinte-cheie: linie electrică aeriană (LEA), interconexiune dintre sisteme, schimb de putere, putere activă şi reactivă, pierderi de putere, regim normal de funcţionare, rezervă de stabilitate statică.

Analysis of different scenarios concerning Moldavian power system development at jointing ENTSO-E with counting energy strategy requirements by 2030

Zaitev D. Kalinin L. Tirsu M. Golub I., Uzun M. Moraru L.
Institute of Power Engineering of Academy of Sciences of Moldova

Abstract. The object of study is Moldavian Power System and its functional features, including association measures necessary for future development by 2030. The purpose was analysis of possibilities of Republic Moldova power system integration into ENTSO-E considering requirements of Moldova Energy Strategy by 2030 and National action plan on energy efficiency. Results of the study will help to estimate competitiveness and technical efficiency of proposed scenarios of future power system development inside of different variants for ENTSO-E integration.
Keywords: power transmission, interconnection, energy transfer, active and reactive power, power losses, steady-state condition, margin of static stability.

1. Introducere

Una dintre direcţiile de cercetare ştiinţifică desfăşurate la IE AŞM este asociată cu elaborarea şi analiza scenariilor de dezvoltare a sistemului energetic al Republicii Moldova în cadrul integrării în ENTSO-E UE (European Network of Transmission System Operators For Electricity). Poziţia geografică a republicii oferă posibilitatea realizării diferitor scenarii de soluţionare a acestei sarcini. Analiza comparativă a diferitor variante de dezvoltare a sistemului energetic, ţinând cont de regulamentele normative în vigoare din republică pot facilita adoptarea unei decizii ponderate şi argumentate.

ISSN 1857-3924

În cadrul cercetărilor bazate pe simularea regimurilor din sistemul energetic moldovenesc, ca bază a fost luat regimul de iarnă maxim obţinut în urma analizei pronosticului pentru anii 2015-2020 a proiectului dezvoltării sistemului de transport a energiei electrice în regiunea bazinului Mării Negre (Black Sea Transmission Project). Bază de date conţine informaţii necesare privind sistemele energetice ale ţărilor: Rusia, România, Georgia, Ucraina, Bulgaria, Armenia, Moldova, Turcia, Letonia, Estonia, Lituania, Belarus, Polonia, Slovacia, Ungaria, Macedonia, Serbia, Azerbaidjan.

Calculele au fost efectuate cu ajutorul pachetului software standard pentru calcularea şi analiza regimurilor sistemelor energetice "RASTR».

Lucrarea este dedicată analizei comparative a variantelor dezvoltării pe termen lung a sistemului energetic republican în cadrul realizării celor trei scenarii de integrare la ENTSO-E a UE: 1) cu Ucraina; 2) fără Ucraina; 3) fără Ucraina şi Transnistria. În procesul studiului au fost luate în considerare materialele Strategiei Energetice a Republicii Moldova până în 2030 [1]. În cadrul scenariilor analizate s-au examinat diferite variante de dezvoltare, s-au construit modele de simulare corespunzătoare, s-au realizat calculele necesare şi s-a efectuat analiza rezultativă.

2. Aderarea Moldovei la ENTSO-E în comun cu Ucraina

Interpretarea grafică a acestui scenariu este prezentată în figura 1. Această variantă de aderare preconizează implementarea următoarelor măsuri:

1 Includerea în funcţionare sincronă cu sistemul energetic românesc a LEA 400kV CERS Moldova - Isaccea;

2. Construcţia şi punerea în funcţionare sincronă a LEA 400kV Bălţi-Suceava cu parametrii prezentaţi în Tabelul 1.

*Tabelul 1.*Parametrii LEA 400kV Bălţi-Suceava

Denumirea liniei	Conductor	*l* (km)	R(Ohm)	X(Ohm)	B (μS)
Bălţi 400– Suceava 400	AC-300	128	4.1	39.42	-412.2

ISSN 1857-3924

Fig.1. Strategia de integrare cu Ucraina

Strategia de aderare propusă posedă următoarele caracteristici:

1.Menţinerea capacităţilor de tranzitare a sistemului energetic al Moldovei în direcţia de Nord-Sud.

2. Menţinerea capacităţii de tranzitare şi consolidarea tranzitul Est-Vest.

3. Existenţa oportunităţii de diversificare a canalelor de alimentare cu energie a Moldovei.

4. Selectarea strategiei care necesită cele mai mici cheltuieli financiare.

5. Schema reţelelor electrice a sistemului energetic nu trebuie modificată.

6. Menţinerea capacităţii de funcţionare atât cu pieţele energetice din Occident, cât şi din Est.

7. Respectiv, cerinţe favorabile de majorare a volumului de energie electrică generată în Republica Moldova.

Modelul de calcul descris în acest paragraf este acceptat fiind drept de bază la analiza variantelor de dezvoltare a sistemului energetic republican în cadrul elaborării strategiei adoptate.

ISSN 1857-3924

3. Aderarea Moldovei la ENTSO-E fără Ucraina

Interpretarea grafică a acestui scenariu este prezentată în figura 2.

Fig.2. Strategia de aderare fără Ucraina

Realizarea acestui scenariu de aderare presupune implementarea următoarelor măsuri:

- debranşarea LEA 330kV Bălţi-CHE Dnestrovsc;

- deconectarea LEA 330kV cu dublu circuit Cotovsk-Rîbniţa;

- separarea secţiei de bare 330kV la CERS Moldova pentru transferul pe ele a LEA 330kV CERS Moldova-Cotovsc, CERS Moldova-Usatovo, CERS Moldova - Novoodesskaia, CERS Moldova-Arţîz;

- punerea în exploatare a LEA400kV Bălţi-Suceava;

- construirea LEA 330kV Bălţi–Rîbniţa şi Străşeni–Rîbniţa pentru alimentare cu putere a nodului energetic Rîbniţa din direcţia de Vest;

- conectarea în funcţionare sincronă cu sistemul energetic al României a LEA 400kV CERS Moldova-Isaccea;

- debranşarea interconexiunilor LEA110kV cu Ucraina (Vasilievca - Crasnîe Ocna, CERS Moldova - Starocazacie, CERS Moldova - Razdelinaia, CERS Moldova - Beleaevca, Vulcăneşti - Bolgrad 1, Vulcăneşti - Bolgrad 2, Vulcăneşti - Etalon, Vulcăneşti raion - Reni, Etulia - Budjac, CHE Dnestrovsc - Uzina de zahăr Briceni, Ocniţa - Şahtî, Nemia - Otaci, Soroca - Poroghi, Nelipovţî - Larga).

Parametrii LEA incluse în modelul de calcul sunt prezentate în Tabelul 2.

ISSN 1857-3924

*Tabelul2.*Parametrii LEA incluse în modelul de calcul

Denumirea liniei	Conductor	l (km)	R (Ohm)	X (Ohm)	B (μS)
Rîbniţa 330– Bălţi 330	AC-300	104.4	4.45	22.71	-337.0
Rîbniţa 330– Străşeni 330	AC-300	91.0	4.05	20.54	-306.0
Bălţi 400– Suceava 400	AC-300	128	4.1	39.42	-412.2

Încercările de construire a acestui model de calcul fără punerea în funcţiune a LEA 400kV Bălti-Suceava au eşuat din cauza reducerii inacceptabile a nivelului de tensiune în nodurile din partea de nord a sistemului energetic republican şi, în consecinţă, este imposibilă echilibrarea regimului.

Principalele caracteristici ale regimului acceptat pentru analiză sunt: distribuirea fluxurilor în reţeaua de transport, nivelul pierderilor de putere activă în elementele reţelei, puterea de generare activă şi reactivă de energie şi de sarcină în noduri, nivelul de tensiune în noduri, etc.

Astfel regimul de bază obţinut poate fi caracterizat în modul următor:

1. Realizarea acestui scenariu ameliorează fiabilitatea aprovizionării cu energie electrică a consumatorilor din Republica Moldova, deoarece înlocuieşte alimentarea sistemului energetic de la CHE Dnestrovsc cu un singur circuit LEA 330kV Bălţi-Dnestrovsk şi cu alimentare prin LEA 400kV cu un singur circuit (Bălţi-Suceava).

2. În schimbul alimentării energetice relativ independente a nodului energetic Rîbniţa prin LEA 330kV cu dublu circuit de la SE Cotovsk a sistemului energetic ucrainean, persistă necesitatea alimentării SE Rîbniţa 330kV de la Bălţi şi Străşeni prin liniile ce trebuie construite.

3. De asemenea, linii ce reduc fiabilitatea de alimentare a consumatorilor republicii sunt LEA 400kV CERS Moldova-Vulcăneşti-Isaccea şi LEA 330kV cu un singur circuit Chişinău-Bălţi-Străşeni.

4. Astfel, întregul sistem energetic moldovenesc se află practic pe două LEA 400kV cu un singur circuit de la Nord şi de la Sud, fapt ce nu ameliorează indicii de securitate energetică a Moldovei.

5. Sistemul energetic republican pierde oportunităţile de tranzit.

6. Costul realizării acestui scenariu este mai mare, decât în integrare împreună cu Ucraina.

7. Pierderea posibilităţii de diversificare a căilor de alimentare cu energie electrică a ţării.

8. Apare posibilitatea conectării la piaţa energetică a Uniunii Europene.

9. Cerinţe relativ favorabile la majorarea volumului producerii de energie electrică.

Principalele caracteristici ale regimului în varianta de bază pentru sistemele energetice ale Moldovei şi a ţărilor adiacente sunt prezentate în Tabelul 3.

ISSN 1857-3924

*Tabelul 3.*Caracteristicile regimului sistemului energetic al Moldovei şi sistemelor energetice adiacente

Np-н	Raionul	Pgen	Qgen	Psarc	Qsarc	ΔP	ΔQ	Pвн	Qвн
3	Moldova	1126,8	197,7	1151,4	434,4	33,9	-311,9	-58,6	75,2
4	România	10266,8	2256,9	9416,5	3449,2	281,1	-873,1	569,2	-319,2
7	Ucraina	32461,6	13520,1	30468,6	10032,6	1049,4	5078,9	943,6	-1591,4
1	Restul reţelei	78262,1	30640,1	77768,9	32591,1	1947,5	-3786,5	-1454,2	1835,5
	SEU	**122117,3**	**46614,7**	**118805,4**	**46507,3**	**3311,9**	**107,4**	**0,0**	**0,0**

Din analiza informaţiei prezentate este vizibil că pierderile de putere activă în sistemul energetic al Republicii Moldova constituie 33.9MW, iar în sistemul energetic al României - 281.1MW, adică rămâne practic neschimbat (280.8MW) comparativ cu regimul de bază cu funcţionare sincronă a sistemului energetic al Moldovei cu Ucraina [2]. De remarcat faptul că debranşarea sistemului energetic al Moldovei de la Ucraina şi conectarea ei la ENTSO-E va conduce la o creştere semnificativă (de la 916.4MW până la 1049.4MW, adică cu133MW sau 12,7%) a pierderilor de putere activă în sistemul energetic ucrainean. Aceşti indici vor fi folosiţi mai târziu în evaluarea eficienţei tehnice a unei sau altei variante de calcul.

Valorile schimbului reciproc de putere activă pentru Moldova, Ucraina şi România în regimul de bază sunt prezentate în Tabelul 4. Analizând datele, se poate estima schimbul de energie dintre cele două ţări în procesul efectuării calculelor alternative în viitor. Este clar că, dacă sistemul energetic al Moldovei funcţionează în paralel cu ENTSO-E, schimbul de energie cu Ucraina este la zero, iar sistemul energetic românesc ajunge la 58,7 MW, ceea ce corespunde fluxul total prin interconexiunile de 400kV Bălţi-Suceava şi Vulcăneşti-Isaccea. De remarcat utilizarea slabă a regimului de bază a LEA 400kV Vulcăneşti-Isaccea (flux de 4,2 + j46.3).

Informaţia ce permite analiza pierderilor active din toate elementele schemei, pentru fiecare clasă de tensiune în cazul variantei examinate este prezentată în Tabelul 5

Din analiza informaţiilor se poate concluziona că pierderile active de putere sunt concentrate, în general, în reţelele cu clasa tensiunii de 110kV şi 330kV.

Modelul de calcul descris în acest capitol este acceptat ca de baza la analiza variantelor dezvoltării sistemului energetic republican în cadrul elaborării strategiei adoptate.

*Tabelul 4.*Puterea de schimb

№	**Denumirea**	**Ps**
1	Restul reţelei	
4	România	510,5
7	Ucraina	943,6
3	Moldova	0,1
3	Moldova	

*Tabelul 5.*Structura pierderilor de putere activă

Unom	**ΔP**	**ΔPsarc**	**ΔP_{LEA}**	**ΔPтр**	**ΔPxx**
Moldova	33,9	30,2	26,75	3,45	3,71
6 kV		□,07		0,07	
10 kV		0,6		0,6	
15 kV		1,35		1,35	

ISSN 1857-3924

7	Ucraina	0,0
1	Restul reţelei	-0,1
4	România	58,7
4	România	
1	Restul reţelei	-510,5
3	Moldova	-58,7
7	Ucraina	
1	Restul reţelei	-943,6
3	Moldova	0,0

35 kV		0,38		0,38	
110 kV		16,29	16,25	0,04	0,41
330 kV		11,05	10,22	0,84	2,3
400 kV		0,46	0,29	0,18	1

4. Integrarea Moldovei la ENTSO-E fără Ucraina şi Dnestrenergo

Interpretarea grafică a acestui scenariu de integrare a Republicii Moldova în ENTSO-E este ilustrată în figura 3.

Realizarea acestui scenariu preconizează următoarele măsuri:
- debranşarea LEA 330kV Bălţi - CHE Dnestrovsc;
- deconectarea LEA 330kV cu dublu circuit ram. Combinatul de textile Tiraspol - CERS Moldova;
- construirea ramificaţiei 400kV de la LEA CERS Moldova-Vulcăneşti în raionul Ştefan Vodă până la SE Combinatul de textile 330kV cu construirea SE 400/330kV;
- includerea LEA 400kV Bălţi-Suceava (fără conectarea acestei linii în cadrul scenariului examinat este imposibil de realizat regimul stabil);
- deconectarea segmentelor LEA 110kV: Cuziminchi-Vertiujanî, Camenca-Raduleni-Floreşti (pe porţiunea Camenca-Raduleni), Rîbniţa-SCG-Şoldăneşti (pe segmentul Rîbniţa-SCG), Rîbniţa-Rezina, CHE Dnestrovsc-Orhei (pe segmentul CHE Dnestrovsc-Mărcăuţi), Dubăsari-Vadul lui Vodă (pe segmentul Dubăsari-Criuleni), Dubăsari-CET-2

ISSN 1857-3924

Fig.3. Scenariul posibil de aderare al Moldovei la ENTSO-E cu excluderea Ucrainei şi Transnistriei

Chişinău (pe segmentul Dubăsari-Criuleni),
- alimentarea SE Varniţa prin LEA Varniţa-Anenii Noi (cu deconectarea segmentelor Varniţa-Borisovca, Varniţa-Vladimirovca Nouă,Varniţa-Beregovaia);
- alimentarea SE Lesnaia prin LEA 110kV Anenii Noi-Şerpeni-Lesnaia construită cu lungime de 17,478km şi conductor de marca AC-150 (cu debranşarea segmentelor Dubăsari-Lesnaia şi Grigoriopol-Lesnaia şi transferarea lor pe sistemul de bare de ocolire a SE Lesnaia),

- debranşarea LEA Bender Sud-Ursoaia (cu construirea ramificaţiei de 31,535km lungime între LEA Anenii Noi-Calfa şi Căuşeni-Ursoaia),

- deconectarea LEA CERS Moldova-Ciobruci (ambele circuite), (cu transferarea sarcinii de pe SE Ciobruci la SE Răscăeţii Noi, considerând că alimentarea se va efectua din partea inferioară a inelelor 10kV),

- deconectarea LEA CERS Moldova-Purcari şi Nezavertailovca-Purcari (cu alimentarea SE Purcari de la Olăneşti, conectând în prealabil secţiunile barelor pe SE Olăneşti şi SE Purcari),

- deconectarea LEA Rîbniţa-Uzina de ciment (cu conectarea ambelor secţiuni a SE Uzina de ciment şi alimentarea de la SE ГКС,

- deconectarea interconexiunilor LEA 110kV dintre partea dreaptă a Moldovei şi Ucrainei (Ocniţa-Şahtî, Nemia-Otaci, Soroca-Poroghi, Nelipovţî-Larga, CHE Dnestrovsc-Uzina de zahăr Briceni, Vulcăneşti-Bolgrad 1, Vulcăneşti-Bolgrad 2).

Parametrii LEA incluse în modelul de calcul sunt prezentate în Tabelul 6.

Tabelul 6. Parametrii LEA incluse în modelul de calcul

Denumirea	**L,** km	**r_0,** Ohm/km	**x_0,** Ohm/km	**b_0** μS	**R,** Ohm	**X,** Ohm	**B**	**Tip con-ductor.**
Anenii Noi - ram.Căuşeni	0,83	0,27	0,428	-2,64	0,224	0,355	-2,16	AC-120
ram.Căuşeni - Calfa	13,02	0,27	0,428	-2,64	3,516	5,575	-34,51	AC-120
ram. Anenii Noi - Căuşeni	1,44	0,17	0,41	-2,75	0,24	0,59	-3,96	AC-185
Ursoaia - ram.Anenii Noi	9,03	0,21	0,42	-2,68	1,89	3,79	-24,2	AC-150
ram. Anenii Noi - ram.Căuşeni	31,53	0,17	0,41	-2,75	5,36	12,93	-86,72	AC-185

ISSN 1857-3924

Şerpeni - Lesnaia	17,478	0,21	0,42	-2,68	3,67	7,34	-46,84	AC-150
Chişinău - ram. Şt.Vodă 1	67,35	0,056	0,366	-3,39	3,83	24,68	-228,6	ACO-300
Chişinău - ram. Şt.Vodă 2	65,93	0,035	0,371	-3,61	2,35	24,52	-237,9	ACO-500
Bălţi 400 - Suceava 400	128	0,032	0,307	-3,22	4.1	39.42	-412.2	AC-300
Combinatul de textile Tiraspol 400–Şt.Vodă 400	37,3	0,031	0,305	-3,21	1,19	11,4	-120,1	AC-300

Încercările de a construi acest model de calcul fără conectarea LEA 400kV Bălţi-Suceava au eşuat, fiind cauzate de problemele nivelelor de tensiune în nodurile de sarcină din nordul sistemului energetic republican şi, ca urmare, imposibilitatea echilibrării regimului.
Modelul de calcul astfel obţinut şi regimul stabilit este acceptat ca de bază pentru aderarea Moldovei la ENTSO-E fără regiunea Ucrainei şi Transnistriei.

Astfel, regimul de bază obţinut se poate caracteriza prin:

Realizarea acestui scenariu nu va favoriza fiabilitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor, deoarece în locul alimentării de la CHE Dnestrovsk prin LEA 330kV cu un singur circuit Bălţi-CHE Dnestrovsk, sistemul energetic se va alimenta de la nord prin LEA 400kV cu un singur circuit Bălţi-Suceava.

În locul unei alimentări destul de puternice şi cu o reţea electrică ramificată a nodului energetic CERS din Moldova, sistemul energetic moldovenesc se alimentează prin LEA 400kV cu un singur circuit Isaccea-Vulcăneşti-CERS Moldova şi cu necesitatea construirii segmentului LEA 400kV cu ramificare Ştefan Vodă-Combinatul de Textile Tiraspol şi construirea SE 400/330kV.

La realizarea acestui scenariu se ridică problema acută de proprietate asupra terenurilor LEA 400kV Isaccea-Vulcăneşti-CERS Moldova, care trece prin teritoriul Ucrainei.

Astfel, întregul sistem energetic al Moldovei stă, în esenţă, pe două LEA 400kVcu un singur circuit la Nord şi la Sud.

Pierderea puterilor de generare de la CERS Moldova, ceea ce va afecta semnificativ securitatea energetică a Republicii Moldova.

Scenariul examinat necesită cele mai mari investiţii pentru realizare, ţinând cont de compensarea deficitului propriilor surse de generare.

Abilitatea de a intra pe piaţa energetică a Uniunii Europene.

Pierderea posibilităţilor de tranzitare a sistemului energetic în direcţia Est-Vest.

Imposibilitatea diversificării livrărilor de energie electrică în Moldova

ISSN 1857-3924

Caracteristicile principale ale regimului în varianta de bază pentru ţările adiacente sunt prezentate în Tabelul 7.

Tabelul 7. Caracteristicile regimului sistemului energetic a Moldovei şi interconexiunilor adiacente

N	Regiunea	P_{gen}	Q_{gen}	P_{sar}	Q_{sar}	ΔP	ΔQ	P_{cons}	P_{BH}	ΔP (%)
1	Restul reţelei	78402	33169,3	77768,9	32591,1	2183,2	-1177,1	79952,1	-1550	2,73
3	Moldova	246,4	181,2	788,6	328,2	23,5	-262,1	812,1	-565,7	2,89
4	România	10266,8	2287,6	9416,5	3449,2	280,1	-874,5	9696,6	570,2	2,89
7	Ucraina	32461,6	12801,8	30468,6	10032,6	949,8	4470,2	31418,4	1043,2	3,02
5	Dnestr-energo	880,4	198,7	362,1	105,8	15,9	-24,8	378	502,4	4,21
	SEU	122257,2	48638,6	118804,7	46507	3452,5	2131,7	122257,2	0	2,82

Din analiza informaţiei prezentate este clar că pierderile de putere activă în sistemul energetic al Moldovei constituie 23.59MW sau 2,89%, iar în sistemul energetic al României - 280.1MW, adică rămâne practic neschimbat (280.8MW) în comparare cu regimul de bază la funcţionare sincronizată a sistemului energetic al Moldovei cu Ucraina [2]. Regimul de tensiune este satisfăcător.

*Tabelul 8.*Valorile schimbului reciproc de putere activă

№	Denumirea	Ps
1	**Restul reţelei**	78402,0
4	România	4,5
7	Ucraina	1545,5
3	Moldova	0,0
3	**Moldova**	246,4
7	Ucraina	0,0
1	Restul reţelei	0,0
5	Dnestrenergo	0,0

Valorile schimbului reciproc de putere activă pentru Republica Moldova, Transnistria, Ucraina şi România pentru regimul de bază sunt prezentate în tabelul 8.

Datele din tabelul 8 permit estimarea schimbului de energie dintre ţări în decursul variantelor de calcul. Este vizibil că, datorită faptului că partea dreaptă a sistemului energetic moldovenesc funcţionează în paralel cu ENTSO-E, schimbul de energie cu Ucraina şi Transnistria este la zero, iar cu sistemul energetic românesc este egală cu 565.7 MW, ceea ce corespunde fluxului total prin interconexiunile LEA 400kV Bălţi-Suceava şi Vulcăneşti-Isaccea. Astfel, alimentarea externă a întregii ţari, practic, este realizat prin două LEA 400kV.

ISSN 1857-3924

4	România	565,7
4	**România**	10266,8
1	Restul reţelei	-4,5
3	Moldova	-565,7
7	**Ucraina**	32461,6
1	Restul reţelei	-1545,5
3	Moldova	0,0
5	Dnestrenergo	502,4
5	**Dnestrenergo**	880,4
7	Ucraina	-502,4
3	Moldova	0,0

5. Analiza comparativă a regimurilor de bază în cadrul diferitor strategii de aderare a MOLDOVEI la ENTSO-E

În acest capitol s-a efectuat o analiză comparativă a variantelor de bază pentru diferite strategii de aderare a Republicii Moldova la ENTSO-E. Variantele de bază s-au format, reieşind din costuri minime de realizare şi sunt descrise detaliat în punctele 1.1, 1.2,1.3. Pentru analiza comparativă s-a examinat, de asemenea regimul schemei existente în prezent. Astfel, la estimare au participat următoarele variante de aderare la ENSO-E:

Varianta de aderare a Moldovei la ENTSO-E cu excluderea Ucrainei şi Transnistriei (numai malul drept al Moldovei);
Varianta de aderare a Moldovei la ENTSO-E cu excluderea Ucrainei, dar în comun cu Transnistria;
Varianta de aderare a Moldovei la ENTSO-E în comun cu Ucraina şi Transnistria;
Varianta schemei existente (fără aderare la ENTSO-E).

Parametrii pentru analiza estimativă sunt prezentaţi în Tabelul 9.

ISSN 1857-3924

Tabelul 9. Parametrii pentru analiza estimativă a regimurilor de bază

Regimul	$\Delta P_{УКР}$, *MW*	$\Delta P_{РУМ}$ *MW*	ΔP, *MW*	ΔP_{110}, *MW*	ΔP_{330}, *MW*	ΔP_{400}, *MW*	ΔP, %	$P_{ВН}$, *MW*	K_P, *o.e.*	K_{U1}, *o.e.*	K_{U2}, *o.e.*
1. Fără Transnistria şi Ucraina	949,8	280,1	23,5	13,71	1,93	4,88	2,89	-565,7	0,396	0,250	0,233
2. Cu Transnistria şi fără Ucraina	1049,9	281,1	33,9	16,29	11,05	0,46	2,86	-59,0	0,923	0,303	0,236
3. Cu Transnistria şi Ucraina	900,1	292,4	47,8	20	17,6	4,09	3,99	-72,0	1,025	0,265	0,250
4. Schema existentă	902,9	280,8	40,2	19,82	13,90	0,60	3,38	-65	1,022	0,161	0,250

Pentru comoditate parametrii analizaţi sunt prezentaţi în diagrame. Astfel, nivelul pierderilor în sistemele energetice a Moldovei, României şi Ucrainei este prezentat respectiv în Fig.4,5,6.

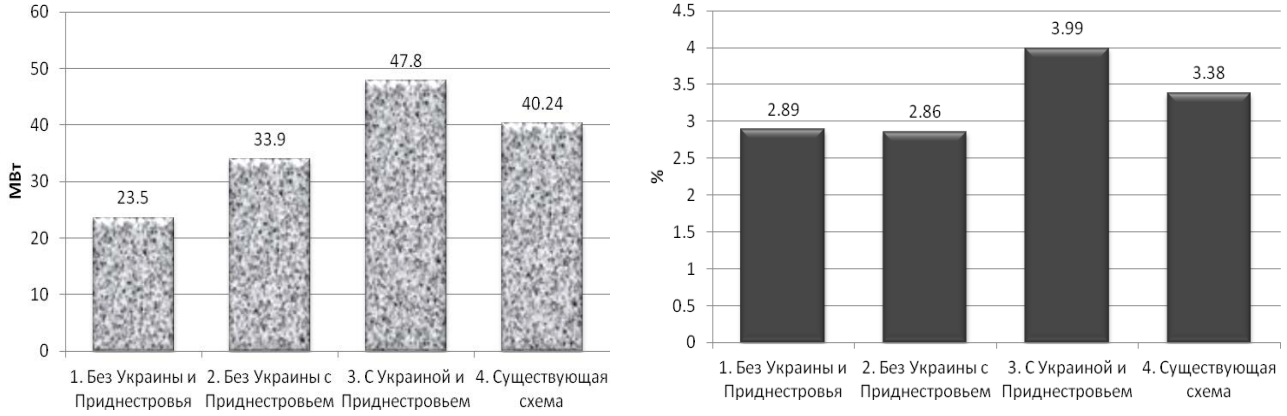


Fig.4. Pierderile de putere activă în sistemul energetic al Moldovei la realizarea diferitor strategii de aderare la ENTSO-E, în MW şi %

Din analiza fig.4 în ceea ce priveşte pierderile de putere activă în sistemul energetic moldovenesc, se poate face concluzia că scenariile mai convenabilele le reprezintă cele de aderare la ENTSO-E fără Ucraina. Pierderile în regimurile 1 şi 2, atât în unităţi nominale, cât şi unităţi relative, constituie aproximativ 2,9% din consum. În cazul aderării împreună cu Ucraina nivelul pierderilor se ridică la 4%. Aceasta se explică prin prezenţa unui tranzit esenţial din Est-Vest (aproximativ 395MW), care creează pierderi suplimentare în reţeaua sistemului energetic al Republicii Moldova

ISSN 1857-3924

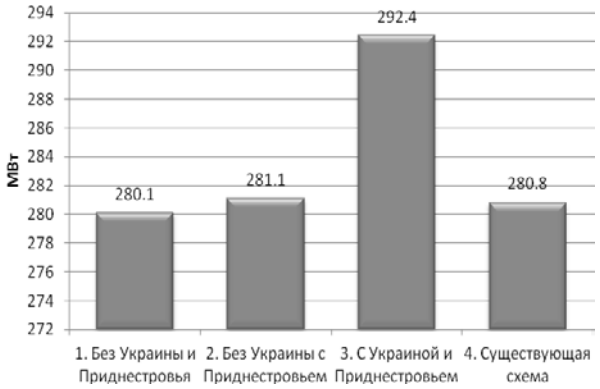


Fig.5. Pierderile de putere activă în sistemul energetic al României la realizarea diferitor strategii de aderare a Moldovei la ENTSO-E

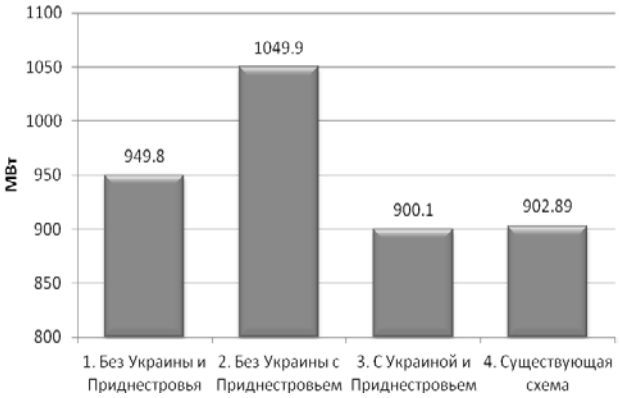


Fig.6. Pierderile de putere activă în sistemul energetic al Ucrainei la realizarea diferitor strategii de aderare a Moldovei la ENTSO-E

Pierderile din sistemul energetic românesc (fig.5) sunt, de astfel, maxime (3,01%) în cazul aderării la ENTSO-E cu Ucraina şi din acelaşi motiv, rămânând în acelaşi timp practic neschimbate în celelalte variante (circa 2,9%). Totodată (fig.6), pierderile din sistemul energetic ucrainean sunt la nivel minim (circa 2,9%) în cadrul strategiei de conectare în comun la ENTSO-E şi cresc considerabil la întreruperea conexiunilor electrice între Moldova şi Ucraina până la 3% şi 3,33%, respectiv, în variantele 1 şi 2.

Diagramele din fig.7 arată că pentru diferite scenarii de aderare a Republicii Moldova la ENTSO-E nivelul pierderilor minimal în reţeaua de 110kV (aceasta este principala componentă a pierderilor după valoare) are loc în a doua variantă (1,37%). Motivul acesteia este descris în [3] şi constă în reducerea pierderilor pe interconexiunile LEA 110kV la deconectare de Ucraina în partea sudică a Moldovei. În toate celelalte variante de aderare pierderile în reţeaua de 110kV sunt aproximativ egale şi variază în limita 1.66-1.69%.

Pierderi minime în reţeaua de 330kV demonstrează varianta 1 (0,24%), datorită faptului că la alimentarea sistemului energetic de la nord prin LEA 400kV Bălţi-Suceava şi de la sud prin LEA 400kV Vulcăneşti-Isaccea, sarcină pe LEA 330kV se reduce semnificativ. Pierderi maxime în reţeaua 330kV sunt la realizarea variantei 3 de aderare împreună cu Ucraina şi Transnistria, ca urmare a suprapunerii pe reţeaua de 330kVa fluxului de tranzitare Nord-Sud şi Est-Vest.

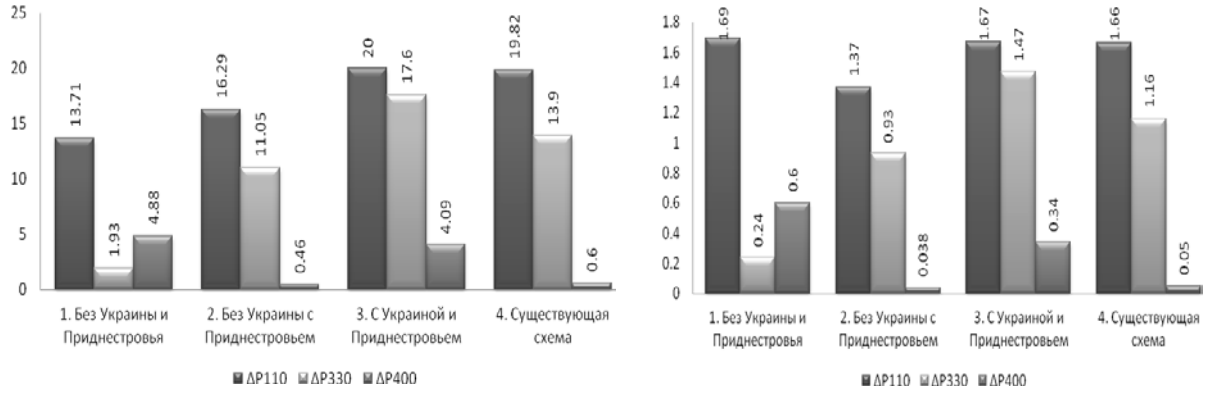


Fig.7. Pierderile de putere activă în reţelele de diferite clase de tensiune din sistemul energetic al Moldovei la realizarea diferitor strategii de aderare la ENTSO-E, în MW şi %.

ISSN 1857-3924

Referitor la pierderile din reţeaua de 400kV, pierderi minime demonstrează varianta 2 de aderare fără Ucraina, dar în comun cu Transnistria. Cauza constă în menţinerea puterilor la CERS din Moldova şi, ca urmare, descărcarea a LEA 400kV. Pierderi maximale se obţin în varianta 1 de aderare fără Ucraina şi Transnistria din cauza importului esenţial de energie electrică prin aceste reţele din partea ENTSO-E.

După cum se poate vedea din fig.8, scenariul aderare la ENTSO-E fără Ucraina şi Transnistria conduce la o creştere esenţială a importului de energie electrică cauzată, în primul rând, de pierderea livrărilor de la CERS din Moldova şi Ucraina. Nivelul minim de energie electrică importată este fixat la varianta de aderare fără Ucraina, din cauza restricţiei de tranzitare Nord-Sud prin reţelele Moldovei şi, ca rezultat, reducerea pierderilor (59MW). Pentru schema existentă, acest tranzit este caracteristic şi, respectiv, împrumuturile externe cresc în valoarea pierderilor, constituind 65MW. La aderare la ENTSO-E împreună cu Ucraina şi Transnistria pierderile în reţele cresc, ca urmare a suprapunerii pe regim a tranzitului suplimentar Vest-Est, fapt ce conduce la creşterea importurilor până la valoarea de 72MW.

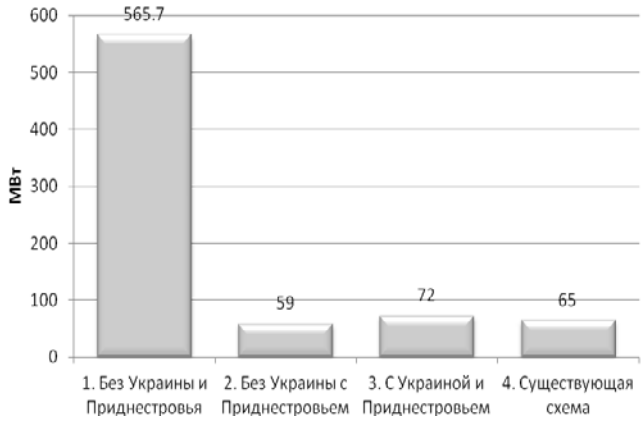


Fig.8. Puterea importată de Moldova pentru acoperirea propriilor sarcini la diferire strategii de aderare la ENTSO-E

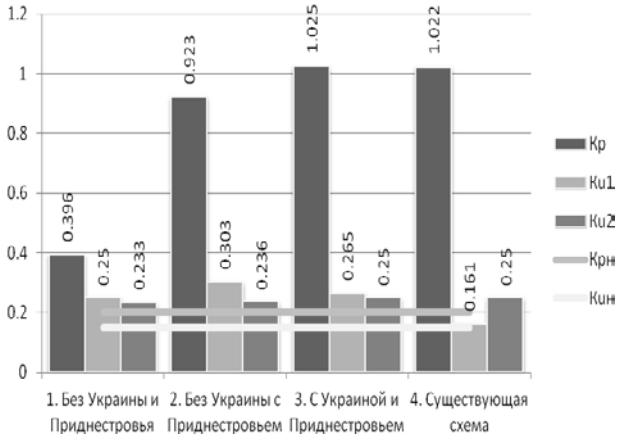


Fig.9. Diagrama coeficienţilor de stabilitate statică pentru putere activă şi tensiune în diferite scenarii de aderare a Moldovei la ENTSO-E

Calculul indicatorilor de stabilitate a fost efectuat în conformitate cu [4]. Analizând diagrama Fig.9, facem următoarele concluzii:

- Indicii rezervei de stabilitate statică pentru toate scenariile enumerate se afla mai sus decât indicii normativi;

- Rezerva maximă de putere activă se atinge la schema actual existentă de funcţionare a sistemului energetic (102.2%), de astfel, şi la aderarea la ENTSO-E în comun cu Ucraina şi Transnistria (102.5%). Un indice mai mic de (92.3%) posedă varianta de aderare fără Ucraina din cauza restricţiei semnificative a profilului liniei 110-330 kV în legătură cu deconectarea liniilor de interconexiune. Cel mai scăzut indice de 39.6% are scenariul de aderare fără Ucraina şi Transnistria, în primul rând, din cauza pierderii de putere de la sistemul energetic ucrainean şi pierderii puterilor de generare de la CERS din Moldova;

ISSN 1857-3924

- rezerva de tensiune variază de la 23,3% la 25% la normativul de 15% în toate scenariile examinate.

A fost efectuată o analiză preliminară a costurilor (în unităţi conv.) pentru realizarea integrării scenariilor comparate. Rezultatele sunt prezentate în Fig.10.

Din analiza diagramelor Fig.10 se vede că cheltuieli optime posibile sunt la varianta de aderare cu Ucraina, fapt destul de justificat, ţinând cont de lista minimă a măsurilor necesare pentru realizarea acestui scenariu.

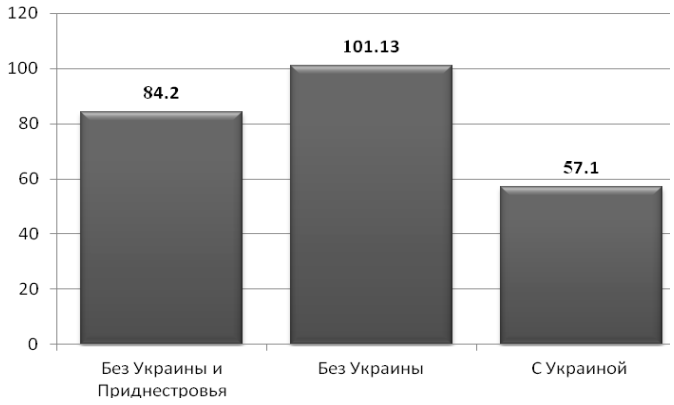


Fig.10. Estimarea investiţiilor la realizarea variantelor de bază la integrarea Moldovei în ENTSO-E

Astfel, cele mai de perspectivă din punct de vedere al valorilor parametrilor analizaţi, poate fi considerată varianta de aderare a Republicii Moldova la ENTSO-E în comun cu Ucraina şi Transnistria. Această variantă de integrare are următoarele avantaje:

O creştere relativ scăzută a nivelului pierderilor active, ţinând cont de tranzitul bidirecţional, cât în sistemul energetic al Moldovei, atât şi în sistemele electroenergetice adiacente.

Cererea scăzută în importul de energie electrică.

Valori sporite ale indicatorilor de stabilitate statică.

Obţinerea statutului sistemului energetic cu tranzitare atât în direcţia de Nord-Sud, cât şi în direcţia de Vest-Est.

Analiza variantelor de dezvoltare a cogenerării distribuite în cadrul diferitor concepţii de aderare a MOLDOVEI la ENTSO-E

Instalaţia cu turbine pe gaze şi abur (ITGA) este formată din două agregate energetice: turbina cu gaze şi turbina cu abur. Turbina cu gaze este acţionată de produsele gazoase de ardere ale combustibilului. Ca combustibil pot servi atât gazele naturale, cât şi produsele petroliere (păcură, motorină). Pe acelaşi ax se află primul generator, care datorită rotaţiei rotorului generează curent electric. Trecând prin turbina cu gaze, produsele de ardere dau numai o parte din energia sa şi la ieşire din turbină au încă o temperatură ridicată. De la ieşirea din turbina cu gaze produsele de ardere intră în cazanul recuperator în care se încălzeşte apa şi aburul produs în astfel se utilizează pentru acţionarea turbinei cu abur cuplată cu al doilea generator electric. Temperatura gazelor de ardere este suficientă pentru a aduce aburul la starea necesară pentru utilizarea în turbina cu abur (temperatura gazelor arse este de aproximativ 500 grade Celsius permite obţinerea aburului supraîncălzit la presiunea necesară. Turbina cu abur pune în mişcare al doilea generator electric.

Principalele avantaje ale ITGA:

ISSN 1857-3924

- Instalaţiile cu ciclu combinat permit atingerea randamentului electric de peste 60%. Pentru comparare, la agregatul cu turbină pe abur, de obicei, randamentul variază în limita de 33-45%, iar la agregatul cu turbină cu gaze randamentul variază în intervalul de 28-42%.
- Costul redus pe unitate de putere instalată.
- ITGA consumă semnificativ mai puţină apă pe unitate de energie electrică generată în comparare cu agregatul cu turbină pe abur.
- Termen scurt de construcţie (9-12 luni).
- Nu este necesitate de aprovizionare permanentă cu combustibil.
- Dimensiunile compacte permit construirea lor direct la consumator (pe teritoriul uzinei sau în oraş), ceea ce reduce costul LEA şi transportarea de energie electrică.
- Sunt ecologic pure în comparaţie cu agregatul turbinei cu abur.

În acest capitol se analizează regimurile normale de funcţionare a sistemului energetic republican la includerea în unele noduri ale reţelei ITGA. Nodurile de conectare a instalaţiilor combinate s-au selectat din criteriul prezenţei în ele a sarcinii termice centralizate în conformitate cu datele ANRE pentru a.2012 în scopul asigurării eficienţei maxime a instalaţiilor racordate. Aceste localităţi sunt: 1.Ungeni, 2.Călăraş, 3.Orhei, 4.Chimişlia, 5.Comrat, 6.Anenii Noi, 7.Ştefan Vodă, 8.Glodeni, 9.Cahul, 10.Criuleni, 11.Bălţi, 12.Chişinău (trei puncte de conexiune). În modelele de calcul ITGA erau conectate la cele mai apropiate staţii electrice de 110 kV. Puterea electrică a fiecărei instalaţii este calculată reieşind din volumul de energie termică generată în anul de raportare.

Scenariile calculate au fost realizate pentru trei strategii de aderare: 1) cu excluderea Ucrainei şi Transnistriei, 2) cu excluderea Ucrainei, 3) în comun cu Ucraina. Parametrii analizaţi pentru fiecare localitate de amplasare a ITGA sunt prezentate respectiv în tabelele 10,11,12.

Tabelul 10. Parametrii analizaţi pentru strategia de aderare fără Ucraina şi fără Transnistria

Localitatea	Generare Pg+jQg, (MW+jMVar)	Pierderi ΔP la producerea separată a energiei electrice şi termice, (MW)	P_{cons}, (MW)	Flux extern P_{ex}, (MW)	Dinamica nivelului pierderilor ΔP la producerea separată a energiei, (MW)	Pierderi ΔP la producerea separată, (%)
Fără ITGA		23.37	812	-566	0	2.88
Ungheni	6+j3,18	22.11	811	-559	-1.26	2.73
Călăraş	2,5+j1,3	23.21	812	-563	-0.16	2.86
Orhei	2,5+j1,3	23.18	812	-563	-0.19	2.85
Cimişlia	2,5+j1,3	23.2	812	-563	-0.17	2.86
Comrat	2,5+j1,3	23.2	812	-563	-0.17	2.86

ISSN 1857-3924

Anenii Noi	2,5+j1,3	23.12	812	-563	-0.25	2.85
Şt.Vodă	2,5+j1,3	23.06	812	-563	-0.31	2.84
Glodeni	2,5+j1,3	23.2	812	-563	-0.17	2.86
Cahul	2,5+j1,3	23.3	812	-563	-0.07	2.87
Criuleni	2,5+j1,3	23.24	812	-563	-0.13	2.86
Bălţi	6+j3,18	23.06	812	-559	-0.31	2.84
Chişinău AC	12+j6,36	22.84	811	-553	-0.53	2.82
Sect. Malina Mică	16+j8,48	22.13	811	-548	-1.24	2.73
Sect. Sculeni	24+j12,72	21.52	810	-540	-1.85	2.66
Generare totală	86,5+j45,62	17.85	806	-474	-5.52	2.21

Tabelul 11. Parametrii analizaţi pentru strategia de aderare fără Ucraina

Localitatea	Generare Pg+jQg, (MW+jMVar)	Pierderi ΔP la producerea separată a energiei electrice şi termice, (MW)	P_{cons}, (MW)	Flux extern P_{ex}, (MW)	Dinamica nivelului pierderilor ΔP la producerea separată a energiei, (MW)	Pierderi ΔP la producerea separată, (%)
Fără ITGA		33.9	1185	-59	0	2,86
Ungheni	6+j3,18	33.29	1185	-52	-0.61	2.81
Călăraş	2,5+j1,3	33.79	1185	-56	-0.11	2.85
Orhei	2,5+j1,3	33.79	1185	-56	-0.11	2.85
Cimişlia	2,5+j1,3	33.81	1185	-56	-0.09	2.85
Comrat	2,5+j1,3	33.8	1185	-56	-0.1	2.85
Anenii Noi	2,5+j1,3	33.85	1185	-56	-0.05	2.86
Şt.Vodă	2,5+j1,3	33.92	1185	-56	0.02	2.86
Glodeni	2,5+j1,3	33.74	1185	-56	-0.16	2.85
Cahul	2,5+j1,3	33.87	1185	-56	-0.03	2.86

ISSN 1857-3924

Criuleni	2,5+j1,3	33.83	1185	-56	-0.07	2.85
Bălţi	6+j3,18	33.6	1185	-52	-0.3	2.84
Chişinău AC	12+j6,36	33.7	1185	-46	-0.2	2.84
Sect. Malina Mică	16+j8,48	33.18	1185	-42	-0.72	2.80
Sect. Sculeni	24+j12,72	32.72	1184	-33	-1.18	2.76
Generare totală	86,5+j45,62	30.25	1182	32	-3.65	2.56

Tabelul 12. Parametrii analizaţi pentru strategia de aderare în comun cu Ucraina

Localitatea	Generare Pg+jQg, (MW+jMVar)	Pierderi ΔP la producerea separată a energiei electrice şi termice, (MW)	P_{cons}, (MW)	Flux extern P_{ex}, (MW)	Dinamica nivelului pierderilor ΔP la producerea separată a energiei, (MW)	Pierderi ΔP la producerea separată, (%)
Fără ITGA		47.83	1199	-72	0	3,99
Ungheni	6+j3,18	47.5	1199	-66	-0.33	3.96
Călăraş	2,5+j1,3	47.78	1199	-70	-0.05	3.98
Orhei	2,5+j1,3	47.83	1199	-70	0	3.99
Cimişlia	2,5+j1,3	47.73	1199	-70	-0.1	3.98
Comrat	2,5+j1,3	47.71	1199	-70	-0.12	3.98
Anenii Noi	2,5+j1,3	47.78	1199	-70	-0.05	3.98
Şt.Vodă	2,5+j1,3	47.8	1199	-70	-0.03	3.99
Glodeni	2,5+j1,3	47.85	1199	-70	0.02	3.99
Cahul	2,5+j1,3	47.74	1199	-70	-0.09	3.98
Criuleni	2,5+j1,3	47.85	1199	-70	0.02	3.99
Bălţi	6+j3,18	47.83	1199	-66	0	3.99
Chişinău AC	12+j6,36	47.84	1199	-61	0.01	3.99

ISSN 1857-3924

Sect. Malina Mică	16+j8,48	47.25	1199	-56	-0.58	3.94
Sect. Sculeni	24+j12,72	46.99	1198	-48	-0.84	3.92
Generare totală	86,5+j45,62	45.89	1197	16	-1.94	3.83

Valorile puterii de generare calculate relativ scăzute sunt cauzate, în primul rând, de reducerea semnificativă a producerii de energie termică la centralele termice existente şi, de regulă, din lipsă de sarcini industriale şi refuzul consumatorilor casnici de utilizare a sistemului centralizat de termoficare şi apă caldă.

Diagramele care descriu dinamica reducerii pierderilor de putere activă sunt prezentate pentru strategii de integrare, respectiv în fig. 11,12,13.

După analizarea efectului includerii fiecărui generator în parte asupra nivelului pierderilor de putere activă, putem concluziona că cea mai mare reducere a pierderilor în toate strategiile de integrare, o asigură conectarea ITGA, respectiv în Ungheni şi la centralele termice Vest şi Sud din Chişinău, respectiv cu 1.26, 1.85 şi 1.24MW sau 0.15, 0.22 şi 0.15% pentru strategia de aderare fără Ucraina şi Transnistria; cu 0.61, 1.18 şi 0.72MW sau 0.05, 0.1şi 0.06% pentru strategia de aderare fără Ucraina; cu 0.33, 0.84 şi 0.58MW sau 0.03, 0.07 şi 0.05% pentru strategia de aderare împreună cu Ucraina.

Trebuie remarcat faptul că efectul maxim de reducere a pierderilor la funcţionarea tuturor generatoarelor se realizează în cazul aderării la ENTSO-E numai a malului drept al Moldovei şi constituie 5.52MW sau 0.67%, ceea ce este destul de semnificativ. Din analiza informaţiei se vede că scăderea pierderilor se produce, în general, în reţelele de 110kV în toate scenariile de integrare a Moldovei la ENTSO-E.

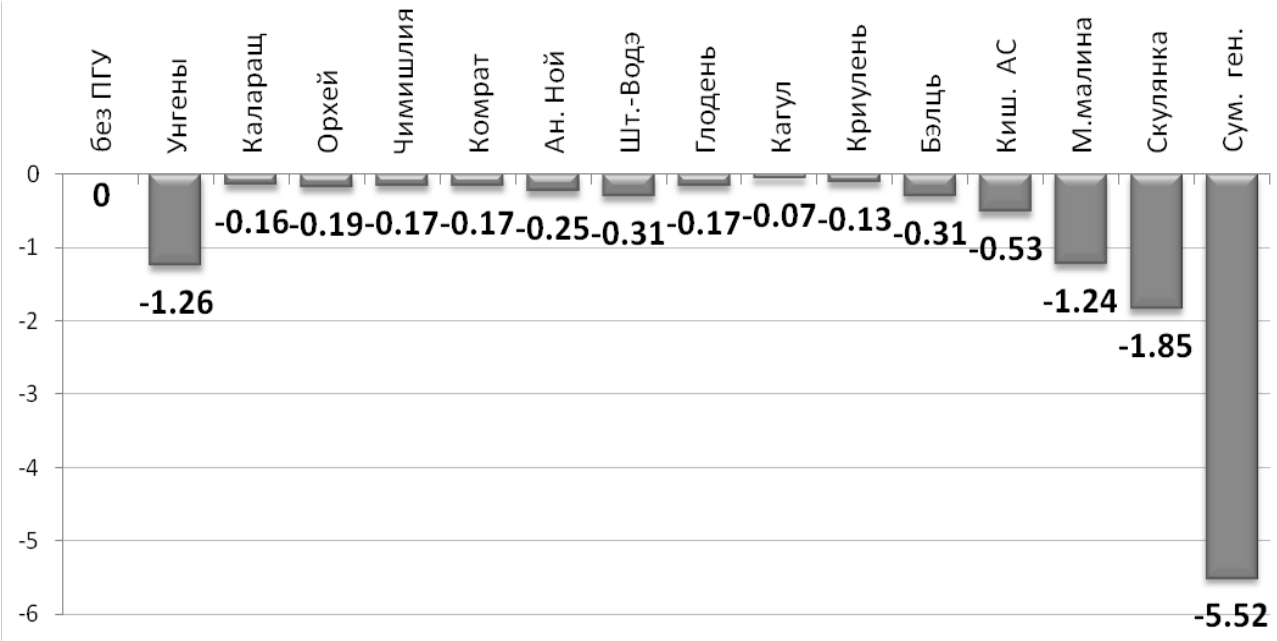


Fig.11. Reducerea pierderilor de putere activă la conectarea separată a surselor distribuite de cogenerare după ciclul combinat

ISSN 1857-3924

la realizarea strategiei de aderare fără Ucraina şi Transnistria

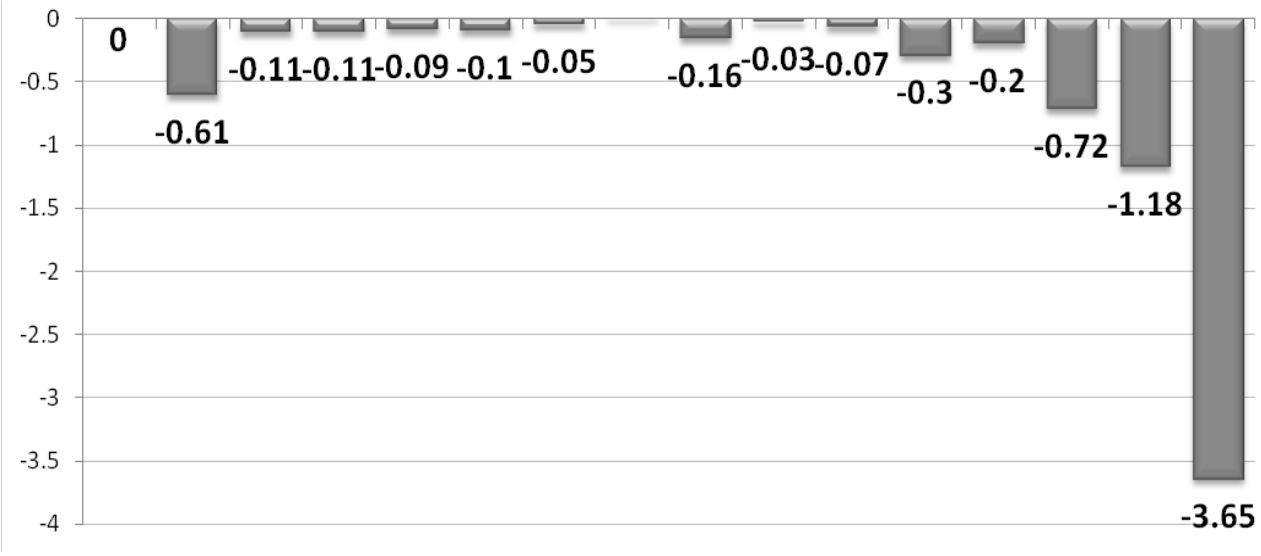


Рис.12 . Reducerea pierderilor de putere activă la conectarea separată a surselor distribuite de cogenerare după ciclul combinat la realizarea strategiei de aderare fără Ucraina

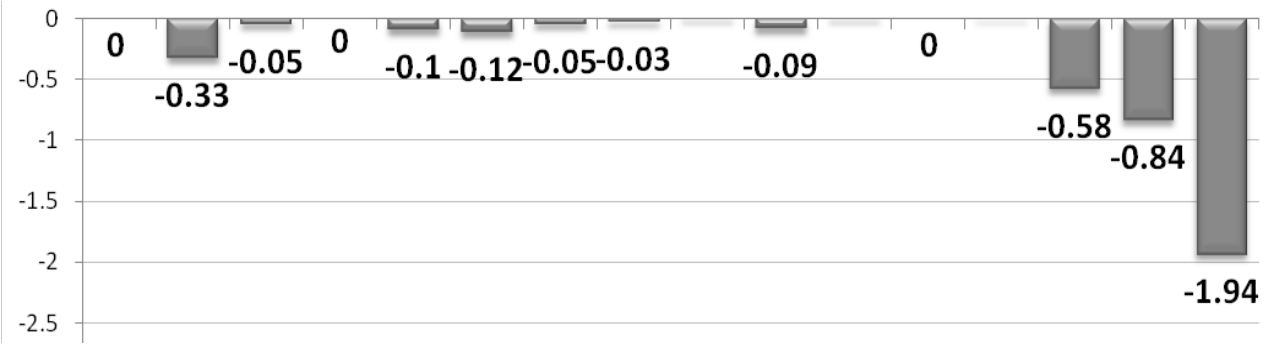


Fig.13. Reducerea pierderilor de putere activă la conectarea separată a surselor distribuite de cogenerare după ciclul combinat la realizarea strategiei de aderare împreună cu Ucraina

7. Analiza dezvoltării puterilor de generare în Moldova cu luarea în considerare a Strategiei dezvoltării energeticii până în a.2030 şi integrare la ENTSO-E

Pe baza direcţiilor stabilite în Strategia Energetică a Republicii Moldova până în a.2030 pentru analiza estimativă au fost selectate următoarele variante de dezvoltare a puterilor de generare:

1. Varianta de bază.

2. Construirea CET-3 Chişinău cu puterea de 650MW.

3. Construirea CET-3 Chişinău cu puterea de 650MW cu LEA 330kV cu dublu circuit CET-3 Chişinău-Străşeni 330kV.

ISSN 1857-3924

4. Realizarea conceptului de cogenerare distribuită.

5. Construirea în or. Bălţi a unei centrale electrice de 450MW.

Dezvoltarea CET-3 Chişinău şi ridicarea puterii instalate la nivel de 650 MW conduce la o creştere semnificativă a nivelului pierderilor de putere activă în sistemul energetic. Aceasta se datorează faptului, că livrarea puterii CET Chişinău are loc prin reţeaua de 110kV proiectată pentru furnizarea şi distribuirea a 240MW (puterea instalată la CET Chişinău existentă). În legătură cu cele expuse de mai sus, pentru comparaţie s-a examinat varianta de durificare a reţelei prin ridicarea tensiunii până la 330kV în direcţia SE Străşeni-330kV pentru livrarea de energie de la CET-3 Chişinău modernizată.

Toate variantele de dezvoltare a puterii de generare enumerate anterior au fost luate în considerare în cadrul celor trei strategii de integrare a Republicii Moldova la ENTSO-E. Diagramele corespunzătoare care arată nivelul pierderilor de putere activă pentru diferite strategii de aderare sunt prezentate respectiv în fig.14,15,16.

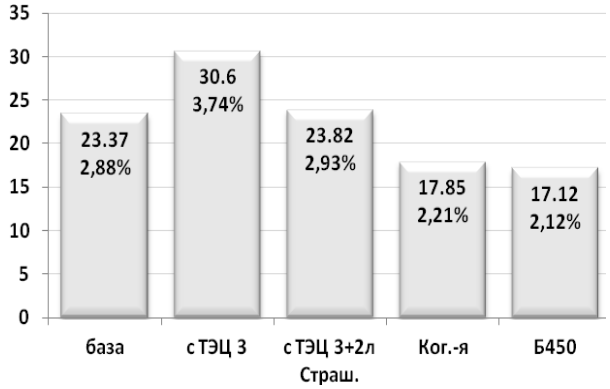


Fig.14. Pierderile de putere activă la dezvoltarea puterii de generare şi realizarea strategiei de aderare fără Ucraina şi Transnistria

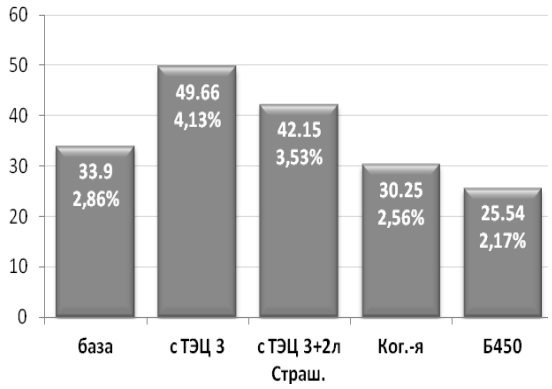


Fig.15. Pierderile de putere activă la dezvoltarea puterii de generare şi realizarea strategiei de aderare fără Ucraina

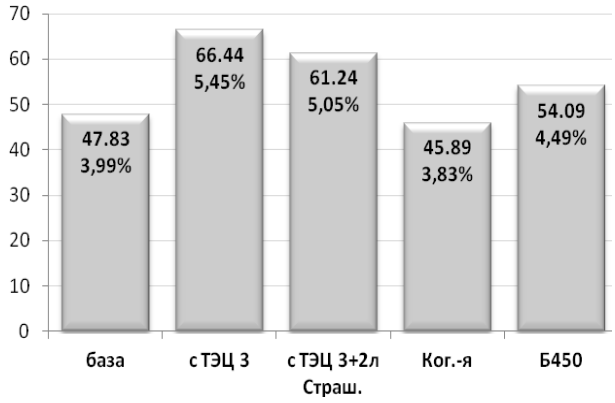


Fig.16. Pierderile de putere activă la dezvoltarea puterii de generare şi realizarea strategiei de aderare în comun cu Ucraina

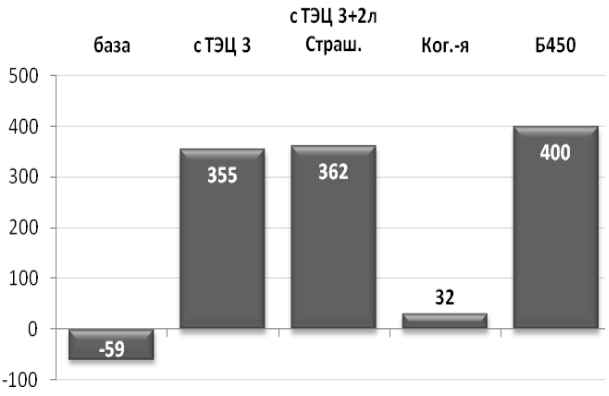


Fig.17. Nivelul de import/export de putere activă la dezvoltarea puterii de generare şi realizarea strategiei de aderare fără Ucraina şi fără Transnistria

Analizând informaţia prezentată, putem formula următoarele concluzii:

ISSN 1857-3924

- Pierderile de putere active maxime sunt la dezvoltarea puterii de generare în nodul energetic Chişinău în toate variantele de integrare la ENTSO-E. Acest lucru este cauzat în primul rând, de problema preluării energiei de la CET-3 Chişinău prin reţele de 110kV. Astfel, pierderile de putere activă în strategiile de integrare examinate sunt respectiv de 3.74, 4.13 şi 5.45%.
- Se îmbunătăţeşte semnificativ situaţia privind pierderile puterii active în porţiunea reţelei de racord a CET-3 Chişinău prin două circuite a LEA 330kV în direcţia SE Străşeni 330kV. Astfel, pierderile se diminuează respectiv până la valoarea de 2.93, 3.53 şi 5.05%, ceea ce reduce semnificativ pierderile în valorile determinate ca mărimi dimensionate, respectiv cu 6.78, 7.51 şi 5.2MW.
- Cei mai buni indicatori privind nivelul pierderilor la dezvoltarea CET-3 Chişinău demonstrează strategia de integrare la ENTSO-E numai pentru scenariul de aderare separată a malului drept al Moldovei, iar realizarea strategiei de integrare împreună cu Ucraina aceşti indicatori se înrăutăţesc.
- Rezultate bune se depistează la realizarea conceptului de cogenerare distribuită pentru toate strategiile de integrare. Astfel, nivelul pierderilor de putere activă este semnificativ mai mic decât cel al indicatorilor analogici a regimurilor de bază examinate pentru alte scenarii de aderare.
- Efectul maxim în dezvoltarea cogenerării distribuite, din punct de vedere al reducerii pierderilor, este atins la aderarea Moldovei la ENTSO-E cu excluderea Ucrainei şi Malului Stâng al Moldovei şi constituie 5.52MW sau 0.67%.
- Cel mai mare efect în toate conceptele de aderare la ENTSO-E se realizează la dezvoltarea generării din nordul republicii în or. Bălţi. Aceasta se datorează, în primul rând, lipsei puterii de generate în partea de nord a Moldovei şi deficitului privind alimentarea nodului energetic Bălţi.
- Unul din parametrii de analiză estimativă este nivelul de import/export a puterii activă în diferite variante de dezvoltare a puterii de generare. Diagramele ce ilustrează dinamica schimbării acestui parametru în strategiile de integrare examinate sunt prezentate respectiv în fig.17, 18, 19.
- Din analiza informaţiei prezentate în fig.17, 18, 19, reiese că oricare din variantele de dezvoltare a puterilor de generare pe teritoriul Republicii Moldova conduce nu numai la autobalansarea deplină a sistemului energetic, dar şi la apariţia posibilităţii de exportare a energiei electrice în sistemele energetice adiacente. Cele expuse anterior nu se referă la realizarea strategiei de aderare la ENTSO-E fără includerea Ucrainei şi Transnistriei. În acest caz, sistemul energetic este echilibrat din contul importurilor de energie electrică, deoarece se expune pierderea puterii de generare la CERS din Moldova. Din punct de vedere al reducerii importurilor şi creşterii posibilităţii de export, cele mai atractive variante de dezvoltare a generării sunt în regiunea de nord a Moldovei.

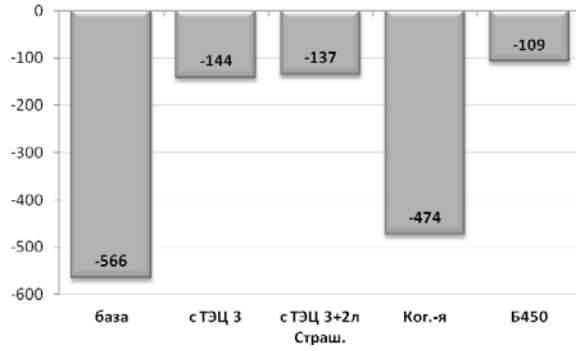


Fig.18. Nivelul de import/export de putere activă la dezvoltarea puterii de generare şi realizarea strategiei de aderare fără Ucraina

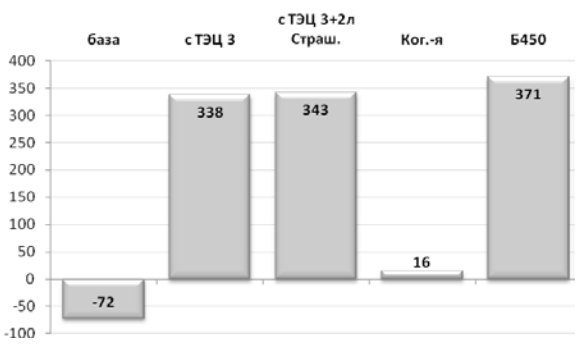


Fig.19. Nivelul de import/export la dezvoltarea puterii de generare şi realizarea strategiei de aderare împreună cu Ucraina

ISSN 1857-3924

8. Analiza variantelor de dezvoltare a reţelelor electrice din cadrul sistemului energetic al Moldovei cu luarea în considerare a Strategiei energetice până în a.2030 şi diferitor strategii de integrare la ENTSO-E

În baza direcţiilor stabilite în Strategia Energetică a Republicii Moldova până în 2030, pentru analiza estimativă au fost selectate următoarele variante de dezvoltare a reţelelor:

- Varianta de bază.
- Construirea LEA 400kV Străşeni-Ungheni-Iaşi.
- Construirea ramificaţiei la SE Donduşeni de la LEA Bălţi-CHE Dnestrovsk cu trecerea SE Donduşeni la tensiunea de 330kV.
- Construirea a celui de al doilea circuit al reţelei de 330kV SE Chişinău-Străşeni-Bălţi.
- Toate variantele dezvoltării reţelelor sistemului energetic au fost analizate în cadrul celor trei strategii de integrare a Moldovei la ENTSO-E. Diagramele ce arată nivelul pierderilor de putere activă sunt prezentate pentru diferite concepte de aderare respectiv în fig.20,21,22.

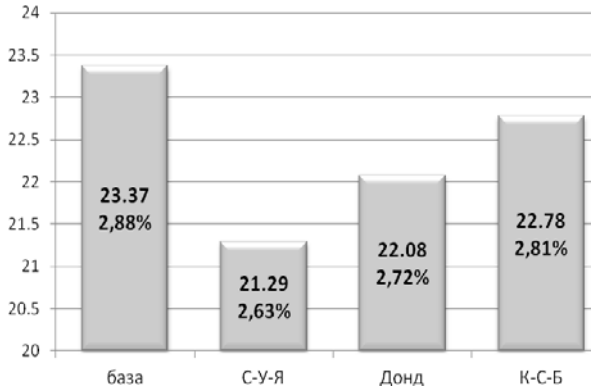


Fig.20. Pierderile de putere activă la dezvoltarea reţelelor de tensiune înaltă şi realizarea strategiei de aderare a Moldovei la ENSO-E cu excluderea Ucrainei şi Transnistriei

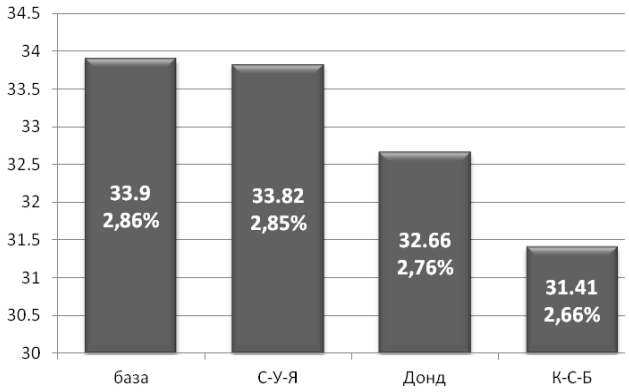


Fig.21. Pierderile de putere activă la dezvoltarea reţelelor de tensiune înaltă şi realizarea strategiei de aderare a Moldovei la ENSO-E fără Ucraina

Analizând informaţia dată, ajungem la următoarele concluzii:

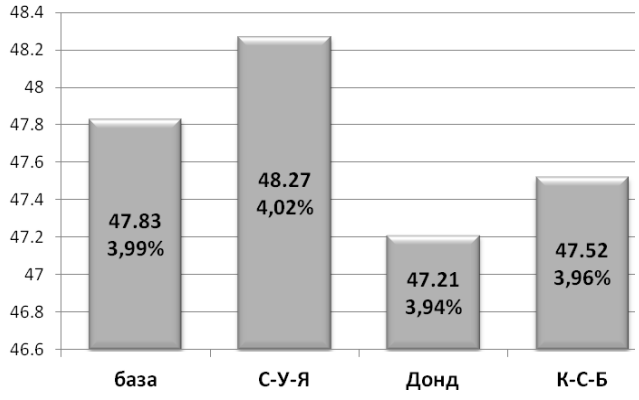


Fig.22 Pierderile de putere activă la dezvoltarea reţelelor de tensiune înaltă şi realizarea strategiei de aderare a Moldovei la ENSO-E împreună cu Ucraina.

Scenariul construirii LEA 400kV Străşeni-Ungheni-Iaşi este eficient din punct de vedere al pierderilor de putere activă numai la aderarea Moldovei la ENTSO-E cu excluderea Ucrainei şi Transnistriei. Astfel, pierderile se reduc cu 2.08MW sau 0.25% (fig.20). Reducerea este cauzată de micşorarea sarcinii pe LEA 330kV, în special, de întreruperea tranzitului şi transferului sarcinii de bază în reţeaua de 400kV. În celelalte cazuri, construirea şi conectarea acestei LEA nu conduce la schimbarea nivelului pierderilor de putere activă (fig.21) sau la creşterea nivelului pierderilor (fig.22).

ISSN 1857-3924

Scenariul construirii ramificării spre SE Donduşeni de la LEA Bălţi - CHE Dnestrovsk cu trecerea SE Donduşeni la tensiunea de 330kV, în ceea ce priveşte pierderile de putere activă demonstrează eficienţă sa în toate schemele de integrare. Cea mai mare reducere a pierderilor în unităţi absolute se urmăreşte la varianta de integrare fără Ucraina şi Transnistria şi fără Ucraina, respectiv cu 1.29MW şi 1.24MW. Eficienţa acestei soluţii se realizează din contul injectării de putere în partea de nord-vest a Republicii Moldova nemijlocit din reţeaua de 330kV cu pierderi minime şi, de astfel, descărcarea relativă a LEA 110kV prin care în prezent se efectuează alimentarea cu energie în regiune.
Construirea celui de al doilea circuit al LEA 330kV pe segmentul Chişinău-Străşeni-Balti este eficientă din privinţa reducerii pierderilor în toate politicile de integrare. Reducerea pierderilor constituie respectiv 0.59, 2.49 şi 0.31MW. Aceasta se explică prin existenţa tranzitului Nord-Sud şi consolidarea acestei secţiuni conduce în mod natural la o scădere a pierderilor de putere activă. Aceasta este vizibil mai ales la realizarea strategiei de aderare cu excluderea Ucrainei.

Diagramele componentelor pierderilor de putere activă după clase de tensiune sunt prezentate în figurile 23, 24, 25.

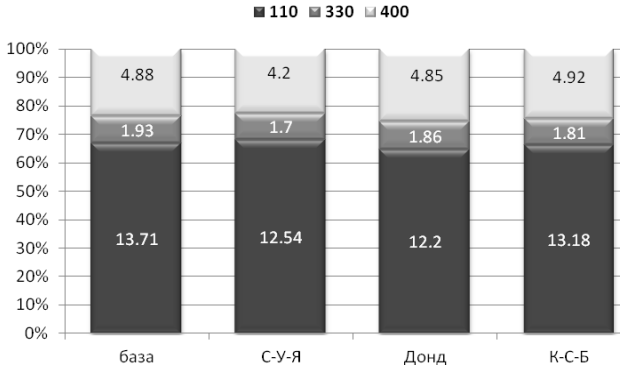


Fig.23 Pierderi de putere activă după clasa de tensiune la realizarea strategiei de aderare cu excluderea Ucrainei şi Transnistriei.

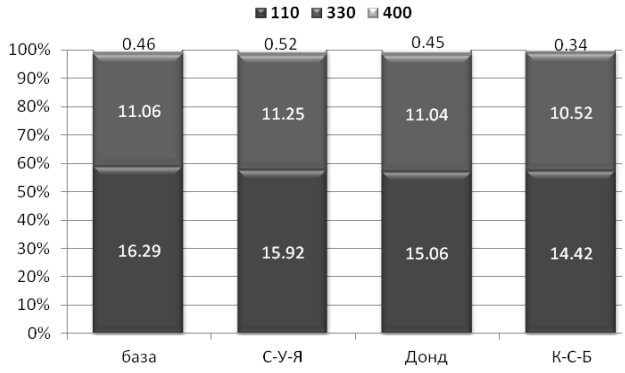


Fig.24. Pierderi de putere activă după clasa de tensiune la realizarea strategiei de aderare cu excluderea Ucrainei.

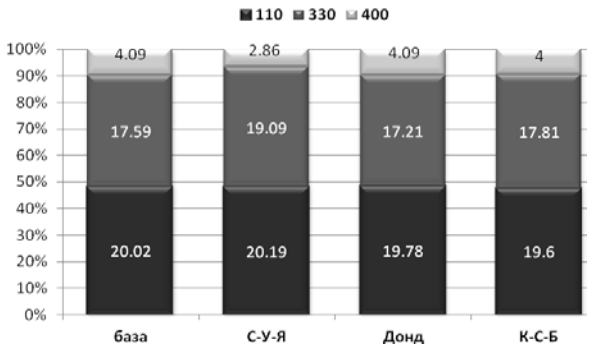


Fig.25. Pierderile de putere activă după clasa de tensiune la realizarea strategiei de aderare în comun cu Ucraina.

Analiza diagramelor permite efectuarea următoarelor concluzii:

a) Pierderile de putere activă sunt argumentat localizate în reţeaua de 110 kV,

b) Caracterul pierderilor după nivelul de tensiune este identic pentru strategia de aderare a Moldovei fără Ucraina şi cu Ucraina, cu singura diferenţă că în ultima sunt puţin mai mari pierderile în reţeaua de 400kV. Aceasta se datorează prezenţei tranzitului de Est-Vest,

c) Variantele dezvoltării reţelelor la realizare a strategiei de integrare cu excluderea Ucrainei şi Transnistriei sunt semnificativ diferite de restul scenariilor. Astfel, creşte semnificativ componenta pierderilor în LEA 400kV şi se reduc pierderile din LEA 330kV. Aceasta se datorează faptului că Moldova se alimentează de la sistemul energetic al României prin LEA 400kV, care suportă toată sarcina, iar sarcina pe reţeaua 330kV este redusă substanţial datorită lipsei tranzitului de energie.

ISSN 1857-3924

Toate variantele dezvoltării reţelelor conduc la creşterea nivelului stabilităţii statice pentru puterea activă şi tensiune. Asupra nivelului exporturilor/importurilor de energie electrică variantele de dezvoltare a reţelelor nu au nici un efect semnificativ.

Încheiere

Metodologia de cercetare s-a bazat pe aplicarea programului-soft "RASTR», care este un instrument oficial recunoscut pentru efectuarea lucrărilor referitoare la simularea regimurilor normale de funcţionare în sistemele energetice.

În rezultatul lucrărilor efectuate s-a realizat şi constatat:

Analiză estimativă a regimurilor de bază iniţiale la realizarea diferitor strategii de aderare a Republicii Moldova la ENTSO-E. Dintre toate variantele posibile s-a selectat cea mai acceptabilă, din viziunea autorilor, variantă de aderare (în comun cu Ucraina şi Transnistria), care permite dezvoltarea potenţialului de tranzitare a sistemului energetic al Moldovei în direcţia de nord-sud şi în direcţia de est-vest. Se demonstrează că, în acest caz regimul mai are, totodată, şi caracteristici atractive din punct de vedere al rezervei de stabilitate statică, pierderi de putere activă,energie electrică importată, etc.

S-au propus (în baza prevederilor Strategiei Energetice a Republicii Moldova până în 2030 şi Planului de dezvoltare a cogenerării) un şir de măsuri care prevăd atât dezvoltarea reţelelor magistrale (cu utilizarea segmentului LEA 330kV Bălţi-CHE Dnestrovsk cu trecerea SE Donduşeni la tensiunea de 330kV, construirea LEA 400kV Străşeni-Ungheni-Iaşi), cât şi a surselor de generare pe teritoriul Republicii Moldova: în centrul ţării (CET-3 Chişinău), în partea de nord (Bălţi) şi surse de cogenerare în întreaga ţară. Variantele de dezvoltare propuse s/au studiat ca modele de calcul.

S-a efectuat analiza fiecărei variante în ceea ce priveşte evaluarea principalilor indicatori ai regimului. S-a constatat necesitatea consolidării reţelelor de evacuare a energiei la sporirea capacităţii de generare a CET-3 Chişinău. S-au propus şi analizat variante de consolidare a reţelelor de tensiune înaltă. S-a demonstrat că dezvoltarea surselor proprii de generare distribuită a energiei electrice conduce la o creştere semnificativă a rezervei de stabilitate statică, la reducerea pierderilor de putere activă în reţelele pentru toate clasele de tensiune şi, prin urmare, contribuie la ameliorarea siguranţei aprovizionării cu energie electrică a consumatorilor.

S-a selectat cel mai potrivit scenariu, din punct de vedere al autorilor, care preconizează dezvoltarea surselor de generare în or. Bălţi şi permite regimul optim de funcţionare fără dezvoltarea suplimentară a reţelelor.

Rezultatele pot fi folosite în luarea deciziilor legate de dezvoltarea reţelelor sistemului energetic şi surselor de generare din cadrul realizării Strategiei Energetice a Republicii Moldova până în 2030. Drept întreprinderi cointeresate pot fi ÎS "Energoproiect" şi ÎS "Moldelectrica", precum şi Ministerul Economiei al RM. Efectul economic poate fi atins la implementarea recomandărilor elaborate de soluţii optime şi eficiente pentru dezvoltarea în perspectivă a sistemului energetic al Moldovei.

Bibliografie

1. Strategia Energetică a Republicii Moldova până în a.2030 (MO№27-30, st.№146,08.02-2013).
2. Л.Калинин, Д.Зайцев, М.Тыршу, И.Голуб, Варианты развития транспортной сети Молдовы при параллельной работе с энергосистемой Украины, Problemele energeticii regionale. nr.1(18)/2012. www.ie.asm.md.
3. Л.Калинин, Д.Зайцев, М.Тыршу, И.Голуб, Влияние межсистемных связей 110кВ на уровень потерь активной мощности в энергосистеме Молдовы, Problemele energeticii regionale. nr.2(19)/2012. www.ie.asm.md

BACK

ISSN 1857-3924

IDENTIFICAREA SOLUŢIILOR DE ACOPERIRE A CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ A R. MOLDOVA CARE AR CUPRINDE SURSE ALTERNATIVE ŞI DE IMPORT

Comendant I. icomendant@gmail.com
Institutul de Energetică al AŞM

Rezumat. Factorii economici, tehnici, sociali şi politici, aflaţi în evoluţie, fac ca tema identificării opţiunilor de dezvoltare a surselor de energie electrică să rămână la ordinea zilei, impunând necesitatea efectuării de studii respective. Pornind cu anul 2011, de actualitate s-au evidenţiat mai multe întrebări la acest capitol, inclusiv aferente identificării oportunităţii promovării centralelor nucleare de mică capacitate, care nu cer crearea industriei respective în ţară; analizei capacităţii ţărilor vecine de a îndestula şi cererea de energie electrică crescândă a R. MOLDOVA; oportunităţii dezvoltării surselor eoliene de energie electrică; asigurării securităţii energetice, drept urmare a incapacităţii Ucrainei de a mai fi a doua sursă de energie pentru teritoriul aflat în dreapta Nistrului; motivaţiei de a investi în dezvoltarea surselor de energie în republică, etc. Lucrarea de faţă încearcă să vină cu răspunsuri calculate la provocările menţionate, propunându-se soluţii concrete spre depăşirea problemei fundamentale a ţării – acoperirea cererii de energie cu costuri minime şi în regim sigur de operare. Se utilizează modelul de calcul WASP şi altele, dezvoltate de autor.
Cuvinte cheie: dezvoltarea surselor, surse regenerabile, preţul energiei electrice, capacitatea de plată, import energie, securitatea energetică.

Identification of solutions to cover Moldova electricity demand, implying alternative sources and import

I. Comendant, Ph.d, icomendant@gmail.com
Institute of Power Engineering of ASM

Abstract. Economic, technical, social and policy factors, all being in evolution, make subject of identification plausible power sources development options be on the agenda, requiring the need of appropriate studies. Starting with 2011, there have been revealed some problems in this respect, including on identification the opportunity to promote small capacity nuclear power plants that do not require the creation of the appropriate industry in the country; analysis the capacity of neighbouring countries to satisfy growing electricity demand of Moldova as well; opportunity to develop wind farms; ensuring energy security due to failure of Ukraine to be more as a second power source for the territory of the right bank; motivation to invest in the country power sources development, etc. This paper tries to come up with calculated answers to the abovementioned challenges, proposing concrete solutions to overcome the fundamental country problem – to cover the growing electricity demand at minimum cost and in a safe operation regime
WASP model and ones developed by the author are used for calculation.
Keywords: power source development, renewable, capacity to pay, electricity import, energy security.

Выявление возможностей покрытия потребности в электроэнергии Р. Молдова на основе альтернативных источников и импорта

И. Комендант, к.т.н., icomendant@gmail.com
Институт энергетики АНМ

Аннотация. Экономические, технические, социальные и политические факторы, находящиеся постоянно в эволюции, предопределяют актуальность проблемы выявления вариантов развития источников электрической энергии, требуя, при этом, проведения своевременных соответствующих исследований. Начиная с 2011, на повестку дня оказались много такого рода вопросов, в том числе относящихся к выявлению возможности внедрения атомных электростанций малой мощности, которые не требуют создания соответствующей отрасли в стране; анализу потенциала генерирующих мощностей соседних стран по удовлетворению растущего спроса на электроэнергию и Молдовы; исследованию целесообразности развития ветровых электростанций; обеспечению энергетической безопасности республики из-за потери способности Украины выступать, и в дальнейшем, в качестве второго источника электроэнергии для территории, находящейся на правом берегу Днестра; мотивации инвестировать в развитие источников электроэнергии страны, и т.д. Эта статья пытается ответить на вышеуказанные вопросы, обосновывая их соответствующими расчетами, а также предложить конкретные решения по преодолению основной проблемы страны - покрытие растущего спроса на электроэнергию при минимальных затратах и обеспечения бесперебойного электроснабжения.
С целью проведения расчетов использовались модель WASP, а также модели, разработанные автором.
Ключевые слова: развитие источников электроэнергии, возобновляемые источники электроэнергии, платежеспособность потребителей, импорт электроэнергии, энергетическая безопасность.

ISSN 1857-3924

Introducere

De la declararea independenţei şi până la momentul de faţă, R. Moldova continuă să se găsească pe poziţia de a importa mai bine de 70% din energia necesară teritoriului aflat în partea dreapta a Nistrului, fapt, care afectează însemnat securitatea energetică a ţării. În atare împrejurări rămâne să se evidenţieze pe ordinea zilei întrebarea: cum dezvoltăm în continuare sursele de aprovizionare cu energie electrică, în condiţiile în care soluţia optimă depinde de o multitudine de factori aflaţi în dinamică: evoluţia cererii şi a curbei sarcinii de consum, a preţului la combustibil şi energia importată, tehnologiilor de producere a energiei electrice şi a costului acestora, procentului creditelor investiţionale, - pe de o parte, pe de alta – prezenţa de capacităţi limitate la capitolul luarea deciziilor, investiţiilor în sector, precum şi onorarea plăţii pentru energia electrică consumată, etc. Din aceste considerente, identificarea opţiunilor optime de dezvoltare a surselor de energie electrică rămâne a fi considerate actuale.

1. Cercetarea centralelor nucleare de capacitate mică spre acoperirea cererii de energie pe medie şi lungă durată

După cum este bine cunoscut, scenariile de dezvoltare a surselor de energie electrică reflectate în Strategia energetică a ţării pentru anii până în 2020 au făcut miză pe existenţa sarcinii termice suficiente pentru extinderea şi construcţia de centrale electrice de termoficare (CET) fezabile, lucru mult discutabil. Chiar dacă sarcina în cauză ar putea fi asigurată, gazele naturale vor continua să vină dintr-o singură sursă, cea estică, fapt care puţin contribuie la depăşirea problemei securităţii energetice. Din aceste considerente căutarea de surse alternative de energie electrică continue a fi provocarea zilei. În şirul unor atare surse merită a fi analizate celea bazate pe energia nucleară.

În studiile precedente ale IE ASM a fost demonstrat că construcţia în R. Moldova a centralelor nucleare de mare capacitate este irelevantă din motivul imposibilităţii asigurării rezervei de putere în momentul refuzului unui grup nuclear, nu mai vorbind de valoarea investiţiei necesare, comparabilă cu PIB-ul republicii. Adică, pentru condiţiile ţării este oportună punerea în funcţiune de centrale atomice mici. Studiul a demonstrat că atare centrale există şi ele pot fi atrase pentru acoperirea sarcinii. Cea mai adecvată soluţie o reprezintă grupul nuclear Petersen. Acesta este îndeplinit în formă de modul, se instalează sub nivelul suprafeţei pământului, termenul de construcţie şi punere în funcţiune ne depăşind mai mult de 1-2 ani, este inofensiv din motivul realizării unui fenomen fizic care asigură lipsa creşterii necontrolate a temperaturii reactorului, modulul fiind adus, instalat si reîncărcat de către producătorul reactorului, perioada de reîncărcare fiind de 5 ani, ne fiind cerute spaţii însemnate pentru instalarea acestuia. Reactorul Petersen este în proces de autorizare la Agenţia Nucleară ale SUA.

În eventualitatea realizării proiectului dat în R. Moldova, acesta va contribui substanţial la ridicarea securităţii energetice ale ţării, dat fiind că se diversifică tipul de combustibil utilizat în ţară în prezent, iar amplasarea centralelor de acest gen este aşteptată a fi distribuită pe teritoriul ţării, contribuind astfel şi la reducerea de pierderi de energie.

Studiul a fost efectuat cu ajutorul modelului de calcul WASP elaborat de Agenţia Internaţională a Energiei Atomice (AIEA), utilizându-se informaţiile obţinute din diferite surse cu privire la parametrii tehnici şi economici ai grupurilor energetice, produse de diferite companii cu renume ce activează în acest domeniu. De asemenea au fost studiate sursele informaţionale la capitolul stabilirii evoluţiei preţului la diferite tipuri de combustibil pe parcursul anilor studiului, inclusiv prognozele efectuate de Agenţia Internaţională a Energiei şi publicate în World Energy Outlook.

ISSN 1857-3924

Rezultatele obţinute vor permite, de asemenea, stabilirea factorilor ce trebuie luaţi în consideraţie în scopul atragerii investiţiilor în construcţia centralelor electrice, precum şi cunoaşterea influenţei acestor factori asupra preţului mediu unitar de producere a energiei electrice.

1-1. Scenariile de acoperire a cererii de energie electrică considerate în analiză

În ultimii ani cererea de energie electrică a Republicii Moldova a fost acoperită preponderent de cea produsă la CTEM, centralele electrice de termoficare existente şi provenită din import, din Ucraina. În limitele acestui studiu energia electrică importată este considerată energia electrică care nu este produsă pe teritoriul Republicii Moldova (import din Ucraina, posibil din România sau altă ţară).

Pentru a acoperi cererea de energie electrică pe viitor au fost analizate următoarele opţiuni:

a) import de resurse primare de energie în vederea construcţiei centralelor proprii, importul de energie electrică fiind limitat (acoperirea cererii din surse proprii de energie electrică);
b) importul de energie la nivelul de până la 25 % din consumul total de energie electrică, nivel înregistrat aproximativ în 2014, cu retehnologizarea unor grupurilor existente la centralele electrice autohtone;
c) opţiunea intermediară, adică, a construi un număr limitat de grupuri noi de generare a energiei electrice, cu unele retehnologizări ale centralelor existente şi de a importa o parte din volumul necesar de energie electrică;
d) utilizarea pe viitor a unui număr limitat de grupuri nuclearo-electrice de mică capacitate pentru producerea energiei electrice.

În scopul studierii acestor patru opţiuni s-au efectuat calculele cu ajutorul modelului WASP [1,2] pentru scenariile de acoperire a cererii de energie electrică, descrise mai jos.

Scenariul	Construcţia de noi centrale	Import de energie	Construcţia de interconexiuni
1.	Nu	Proporţional creşterii cererii de energie	da
2.	mini CET, 120 MW până în 2020	da	da
3.	120 MW mini CET, extinderea CET-1, CET-2, CET-Nord cu 296 MW către 2020	da	da
4.	Identic 3, cu punerea în funcţiune mai accelerată a noilor capacităţi	da	da
5.	Alegere liberă a grupurilor candidat, fără nucleare	25 % din consumul total de energie electrică	da
6.	Alegere liberă a grupurilor candidat, inclusiv nucleare de 25 MW, 2000$/kW	25 % din consumul total de energie electrică	da
7.	Alegere liberă a grupurilor candidat, inclusiv nucleare de 25 MW, 2500$/kW	25 % din consumul total de energie electrică	da
8.	Alegere liberă a grupurilor candidat, fără nucleare	După 2014, importul la minim, 2-3%	nu
9.	Alegere liberă a grupurilor candidat, inclusiv nucleare de 25 MW, 2000$/kW	După 2014, importul la minim, 2-3%	nu
10	Alegere liberă a grupurilor candidat, inclusiv nucleare de 25 MW, 2500$/kW	După 2014, importul la minim, 2-3%	nu

ISSN 1857-3924

Parametrii tehnici şi economici ai grupurilor candidat au fost preluaţi din internet[5]. Spre deosebire de grupurile tradiţionale de producere a energiei electrice, cel nuclear de mică capacitate este utilizat în premieră în studiul WASP. De aceia se cere o descriere separată a acestuia în formă mai detaliată.

1-2. Reactorul Petersen 25 MW

Aşa cum deja s-a menţionat mai sus şi a fost demonstrat în cercetările precedente ale IE AŞM[6], centralele nucleare de capacitate mare nu sunt indicate Republicii Moldova din motivul indicelui Loss of Load Probability foarte ridicat, inacceptabil pentru republică. Din acest considerent s-a propus ca în loc de grupuri nucleare de capacitate mare să se aplice cele de putere mică.
În acest sens au fost identificate următoarele reactoare de atare putere:

Denumirea	**Capacitatea**	**Tipul**	**Elaboratorul**
KLT-40S	35 MWe	PWR	OKBM, Russia
VK-300	300 MWe	BWR	Atomenergoproekt, Russia
CAREM	27 MWe	PWR	CNEA & INVAP, Argentina
IRIS	100-335 Mwe	PWR	Westinghouse-led, international
Westinghouse SMR	200 MWe	PWR	Westinghouse, USA
mPower	125 MWe	PWR	Babcock & Wilcox, USA
SMART	100 MWe	PWR	KAERI, South Korea
NuScale	45 MWe	PWR	NuScale Power, USA
HTR-PM	2x105 MWe	HTR	INET & Huaneng, China
PBMR	80 MWe	HTR	Eskom, South Africa
GT-MHR	285 MWe	HTR	General Atomics (USA), Rosatom (Russia)
BREST	300 MWe	FNR	RDIPE, Russia
SVBR-100	100 MWe	FNR	Rosatom/En+, Russia
Hyperion PM	**25 MWe**	**FNR**	**Hyperion, USA**
Prism	311 MWe	FNR	GE-Hitachi, USA
FUJI	100 MWe	MSR	ITHMSO, Japan-Russia-USA

Dintre acestea, cel mai indicat pentru ţara noastră s-a dovedit a fi reactorul Hyperion PM 25 MW, producătorul fiind SUA. Având o securitate foarte înaltă, fără exigenţe de a avea propria industrie nucleară, reactorul în cauză a fost recomandat pentru studiul tehnic şi economic de mai departe.

Grupul nuclear Hyperion 25 MW se distinge prin următoarele:

- Puterea 25-27 MW
- Producere de energie: 5-10 ani la puterea nominală
- Modulul este îmbrăcat într-o cămaşă de oţel plus beton
- Se plasează sub pământ, afară – doar racordarea la reţele
- Reîncărcarea se face la uzină prin înlocuirea modulului cu altul nou
- Perioada de construcţie 1-2 ani
- Practic nu cere exploatare, se autogestionează

[5] http://iea-etsap.org/web/Supply.asp
[6] Ion Comendant şi alţii. Dezvoltarea surselor de energie electrică a Republicii Moldova, inclusiv cu posibila participare a centralelor nucleare. Problemele energetice regionale, nr. 2, 2007, IE ASM, pag. 1-20. http://ieasm.webart.md/contents_ro/?volume_id=13.

ISSN 1857-3924

- Producerea energiei electrice are loc în regim fiabil, fără a avea necesitate de care părţi rotative sau în mişcare, de flux de apă sau a intervenţiei omului. Dacă hibridul de Uraniu se prea încălzeşte, hidrogenul este eliminat din Uraniul metalic, iar reacţia nucleară încetează.
Însă, din cauza că reactorul este sigilat, hidrogenul se întoarce înapoi în Uraniu după ce s-a răcit, permiţând astfel reacţia nucleară să reînceapă. Adică, temperatura şi concentraţia de hidrogen se stabilizează, însă, în eventualitatea că învelişul reactorului s-ar fisura, hidrogenul se va elimina din reactor, cu stoparea reacţiei nucleare.

Reactorul este uşor de transportat, nu cere crearea industriei nucleare în Moldova. Pentru perioada 2013-2023 se planifică a fi produse cca. 4000 unităţi

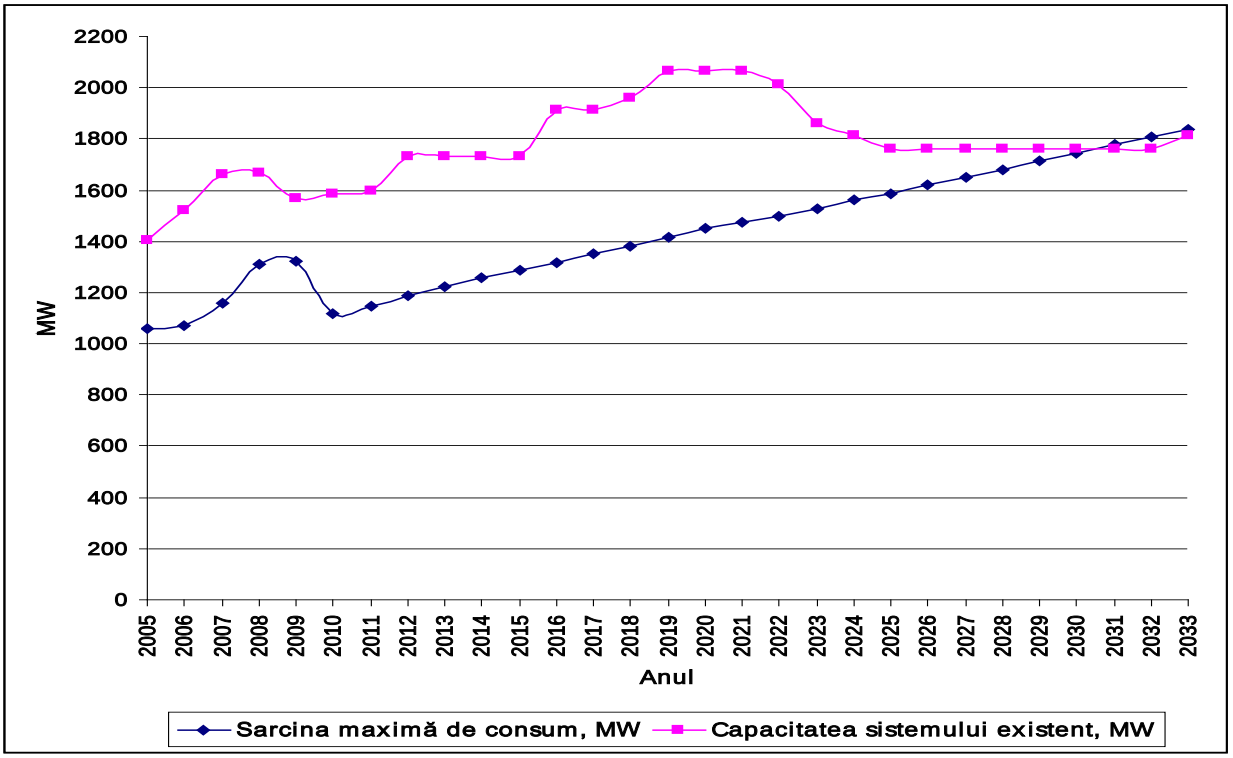


Fig. 1-1. Sarcina maximă a sistemului electroenergetic şi capacitatea grupurilor existente (inclusiv malul stâng), scenariul de bază

Analiza rezultatelor obţinute şi reflectate în Tab. 1-1, permit a stabili următoarele:

<u>La capitolul Investiţii şi Cheltuieli</u>

1. Dacă comparăm scenariile de dezvoltare a surselor de energie electrică considerate vom constata că cel mai ieftin din punct de vedere a cheltuielilor total actualizate (CTA) este Scenariul 6, care prevede menţinerea importului de energie electrică în mărime de aproximativ 25% pe parcursul perioadei de studiu, construcţia unor grupuri ciclu combinat, retehnologizări la centralele electrice existente şi respectiv construcţia grupurilor nuclearo-electrice de mică capacitate – 25 MW, investiţia fiind de 2000 $/kW. Acest scenariu asigură un efort investiţional mediu, de circa 861 milioane $ SUA, vizavi de 336 milioane $ SUA conform scenariului 1 şi 1189 milioane $ conform scenariului 10.

ISSN 1857-3924

2. Punerea în funcţiune a grupurilor nucleare Petersen de 25MW este optimă a fi realizată în perioada 2015-2025, puterea totală fiind de 175 MW.

3. Grupurile nuclearo-electrice de mică capacitate sunt alese în toate scenariile aferente includerii lor în analiză, deşi investiţia specifică a acestor grupuri este cea mai mare, în comparaţie cu investiţia specifică în alte grupuri. Explicaţia rezidă în costul semnificativ mai mic al combustibilului nuclear în comparaţie cu costul gazelor naturale şi al cărbunelui.

4. Grupul candidat pe cărbune, de asemenea este ales în toate scenariile în care a fost inclus în analiză, deşi investiţia specifică a lui este mai mare în comparaţie cu investiţia specifică în grupurile ciclu combinat. Totodată, datorită preţului echivalent la cărbune mai mic, decât a gazelor naturale, grupul pe cărbune devine mai oportun economic, decât cel pe gaze.

ISSN 1857-3924

Tab. 1-1. Rezultatele calculului scenariilor considerate

Indicatorii		Scenariul Liniei de bază, creştere import proporţional cererii	CET distribuite, 179 MW către 2020	Extindere CET existente + capacitaţi CET distribuite 179 MW către 2020	Extindere accelerată CET + capacitaţi CET distribuite 179 MW către 2020	Import energie electrica 25 %	Import energie electrica 25 %, cu CNE 25 MW, 2000 $/kW	Import energie electrica 25 %, cu CNE 25 MW, 2500 $/kW	Alegere liberă a grupurilor candidat, fără CNE, import 0 %	Alegere libere, inclusive CNE 25 MW, 2000 $/kW, import 0 %	Alegere libere, inclusive CNE 25 MW, 2500 $/kW, import 0 %
		1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Cheltuieli totale actualizate (mil USD)	2005-2015	2192.5	2223.5	2223.5	2247.6	2192.5	2192.5	2192.5	2268.4	2284.6	2268.4
	2005-2025	3713.7	3852.7	3952.4	3960.3	3735.2	3710.9	3719.0	3901.2	3877.2	3887.9
	2005-2033	4410.2	4585.9	4733.9	4742.8	4420.7	4392.0	4399.8	4619.3	4571.0	4582.5
Investiţiile capitale actualizate (mil. USD)	2005-2015	142.0	162.0	162.0	187.4	142.0	142.0	142.0	215.8	236.6	215.8
	2005-2025	151.7	194.4	250.6	257.3	202.7	197.9	198.7	299.9	333.1	339.3
	2005-2033	154.5	194.4	250.6	257.3	214.5	237.4	237.3	309.8	351.6	359.5
Opţiunile selectate de dezvoltare											
Perioade de ani	2005-2015	0	9xCETS 5	9xCETS 5	9xCETS 5, 2xCB1N 12, 2xCB2N 37	0	0	0	CCSS 100, *CETM 135*	CCSS 100, CETM 135, CNE 25	CCSS 100, CETM 135
	2005-2025	0	24xCETS 5	CC2M 202, 24xCETS	CC2M 202, 24xCETS	GC 180	3xCNE 25	3xCNE 25	GC 180, CCSS 100,	GC 180, CCSS	GC 180, CCSS 100,

ISSN 1857-3924

				5, 2xCB1N 12, 2xCB2N 37	5, 2xCB1N 12, 2xCB2N 37				2xCETM 135	100, CETM 135, 3xCNE 25	CETM 135, 3xCNE 25
	2005-2033	0	24xCETS 5	CC2M 202, 24xCETS 5, 2xCB1N 12, 2xCB2N 37	CC2M 202, 24xCETS 5, 2xCB1N 12, 2xCB2N 37	GC 180, CETM 135	GC 180, 4xCNE 25	GC 180, 4xCNE 25	GC 180, CCSS 100, 3xCETM 135	GC 180, CCSS 100, 2xCETM 135, 4xCNE 25	GC 180, CCSS 100, 2xCETM 135, 4xCNE 25
Import de energie electrica (GWh)	2005-2015	14770	14629	14629	14628	17126	17126	17126	13774	13771	13774
	2005-2025	24535	21719	20991	20280	35426	35700	35877	13943	13928	13937
	2005-2033	35808	29266	26459	24315	53518	53938	54843	14072	14076	14085
Preţul mediu actualizat de generare ($/MWh)	2005-2015	51.64	52.37	52.37	52.94	51.64	51.64	51.64	53.43	53.81	53.43
	2005-2025	61.83	64.15	65.81	65.94	62.19	61.79	61.92	64.95	64.55	64.73
	2005-2033	65.66	68.27	70.48	70.61	65.81	65.39	65.50	68.77	68.05	68.22

Notă: CCSS – ciclu combinat, 100 MW; CC2M – ciclu combinat, 202MW; CETS – CET de mică capacitate, 5MW; CETM – ciclu combinat, 135 MW; CB1N – modernizarea CET 1, 12 MW; CB2N – Turbină pe gaze la CET-Nord, 37 MW; GCAR – centrală pe cărbune, 180 MW; CNE – grup nuclear de mică capacitate, 25 MW.

ISSN 1857-3924

5. Este de menţionat că scenariile 5, 6, 7, ce presupun importul energiei electrice, în valoare procentuală de aproximativ 25 % din necesarul total de energie electrică, sunt scenarii cu cele mai mici valori ale costurilor totale de exploatare, care includ şi costul combustibililor utilizaţi la producerea energiei electrice. De asemenea la aceste scenarii sunt stabilite cele mai mici valori ale indicatorului agregat – investiţii + costuri totale de exploatare. Scenariile 3 şi 4, care presupun construcţia de centrale electrice de termoficare de mică capacitate şi majorarea capacităţilor centralelor electrice de termoficare existente sunt scenariile cu cele mai mari costuri de exploatare şi respectiv valorile indicatorului agregat, investiţii + costuri totale de exploatare, la aceste scenarii sunt cele mai mari.

La capitolul preţul mediu anual al energiei electrice produse

Preţul mediu anual al energiei electrice produse de grupul ales în analiză depinde de mai mulţi factori, cei mai importanţi fiind: preţul combustibilului; cheltuielile de exploatare; eşalonarea investiţiilor pe parcursul perioadei de studiu, perioada de recuperare a investiţiilor şi rata de rentabilitate a investiţiilor, inclusiv investiţiile ce se presupun a fi efectuate în retehnologizările centralelor electrice existente. Era evident că scenariile cu valori mici ale indicatorul agregat, investiţii + costuri totale de exploatare, vor conduce la preţuri medii anuale mai mici pentru energia electrică produsă, ceea ce poate fi observat din analiza Tab. 1-1.

La capitolul emisiilor de CO_2

Ţinând cont că producerea energiei electrice de grupurile nuclearo-electrice nu duce la emisii de CO_2 putem conchide că scenariile în care sunt incluse în analiză grupurile nuclearo-electrice de mică capacitate vor rezulta în emisii de CO_2 mai mici în comparaţie cu alte scenarii. Odată cu creşterea numărului de grupuri nuclearo-electrice de mică capacitate şi, respectiv, creşterea cantităţii de energie electrică produse de ele, se va micşora şi cantitatea de emisii de CO_2 în rezultatul producerii energiei electrice.

2. Cercetarea capacităţii interconexiunilor cu ţările vecine în vederea acoperirii cererii de energie cu preţuri mai mici

2-1. Pronosticul cererii şi a deficitului de putere

Pronosticul cererii de energie, care include şi pierderile tehnologice în reţeaua de transport şi distribuţie, sunt prezentate în Tabelul 2-1 şi Figura 2-1. După cum observăm, pronosticul creşterii cererii de energie şi putere, stipulate în Strategia energetică 2030, este mult optimist şi implică o creştere anuală de cca. 4,4% în perioada anilor 2012-2030, pe când cel aferent de autor este de 2,16%, chiar mai mică, decât cea înregistrată în perioada anilor 2001-2011, de 2,26%. Acceptarea unei creşteri de 4,4% ar însemna o dezvoltare a economiei pe căi energetic intensive, pe când competitivitatea pe piaţa produselor poate fi asigurată doar prin utilizarea pe scară largă a eficienţii energetice, la care Strategia energetică 2030 cheamă prin Obiectivul său nr. 4. „Îmbunătăţirea eficienţei energetice şi creşterea utilizării surselor regenerabile de energie". În susţinerea componentei date face parte şi indicatorul creşterii Produsului Intern Brut măsurat prin Paritatea Puterii de Cumpărare. În perioada anilor 2001-2011 acesta a avut o creştere medie anuală de 3,59%, iar în perioada anilor 2012-2030 – este prevăzută o creştere medie de 3,73%[7]. Adică, creşterea PIB-ului, practic, îşi păstrează acelaşi ritm, pe când consumul de energie mediu anual aproape că se dublează, conform Strategiei Energetice 2030, lucru inexplicabil.

[7] Comunicarea Naţională Trei a Republicii Moldova

ISSN

Tabelul 2-1. Pronosticul cererii de energie şi putere

Anul	Energia				Puterea maxima			
	Strategia energetică		Autorul art.		Strategia energetică		Autorul art.	
	mil. kWh	% creştere	mil. kWh	% creştere	MW	% creştere	MW	% creştere
2011	3994		3994		820		820	
2012	4216	5,6	4050	1,4	865	5,5	831	1,3
2013	4426	5,0	4070	0,5	904	4,5	831	0,0
2014	4682	5,8	4134	1,6	954	5,5	842	1,3
2015	4914	5,0	4204	1,7	999	4,8	855	1,5
2016	5160	5,0	4288	2,0	1047	4,8	870	1,7
2017	5423	5,1	4387	2,3	1098	4,9	888	2,0
2018	5681	4,7	4501	2,6	1149	4,6	910	2,4
2019	5955	4,8	4631	2,9	1201	4,6	934	2,6
2020	6240	4,8	4761	2,8	1256	4,5	958	2,5
2021	6516	4,4	4890	2,7	1301	3,6	976	1,8
2022	6804	4,4	5017	2,6	1348	3,6	994	1,8
2023	7103	4,4	5142	2,5	1397	3,6	1011	1,7
2024	7387	4,0	5266	2,4	1441	3,2	1027	1,6
2025	7682	4,0	5387	2,3	1486	3,1	1042	1,4
2026	7990	4,0	5505	2,2	1534	3,2	1057	1,4
2027	8273	3,6	5621	2,1	1576	2,8	1071	1,3
2028	8568	3,6	5733	2,0	1620	2,8	1084	1,2
2029	8874	3,6	5842	1,9	1666	2,9	1097	1,2
2030	9152	3,1	5947	1,8	1705	2,3	1108	1,0

Pornind de la puterea electrică disponibilă în prezent şi cea cerută în anii până în 2030, conform pronosticului autorului din Tabelul 2-1, obţinem deficitul de putere în evoluţie reprezentat în Tabelul 2-2, în conceptul lipsei de putere de rezervă.

Este evident că într-un scenariu de „a nu face nimic” securitatea energetică a ţării va continua să fie mult ameninţată, din care considerente Strategia Energetică 2030 planifică întreprinderea de acţiuni corespunzătoare. În ce măsură, însă, acestea sunt relevante?

Tabelul 2-2. Evoluţia deficitului de putere în teritoriul malului drept al râului Nistru

Anul	2012	2015	2020	2025	2030	2033
Deficitul de putere pe malul drept al Nistrului în lipsa dezvoltării de noi surse de energie electrică pe acest teritoriu	530	620	730	830	940	1010

2.2. Opţiuni de acoperire a cererii

ISSN

Aşa cum s-a menţionat în Introducerea de mai sus, Strategia Energetică prevede acoperirea cererii de energie şi putere atât prin construcţia propriilor surse de energie, precum şi construcţia de interconexiuni cu ţările vecine în vederea importului de energie prin intermediul acestora. La prima vedere abordarea este una logică, în condiţiile în care se iau în consideraţie realităţile care dictează reuşita valorificării ei. Care sunt aceste realităţi şi cum ele ar putea influenţa scenariile concrete de dezvoltare a surselor de energie pentru Republica Moldova? Să le examinăm în continuare.

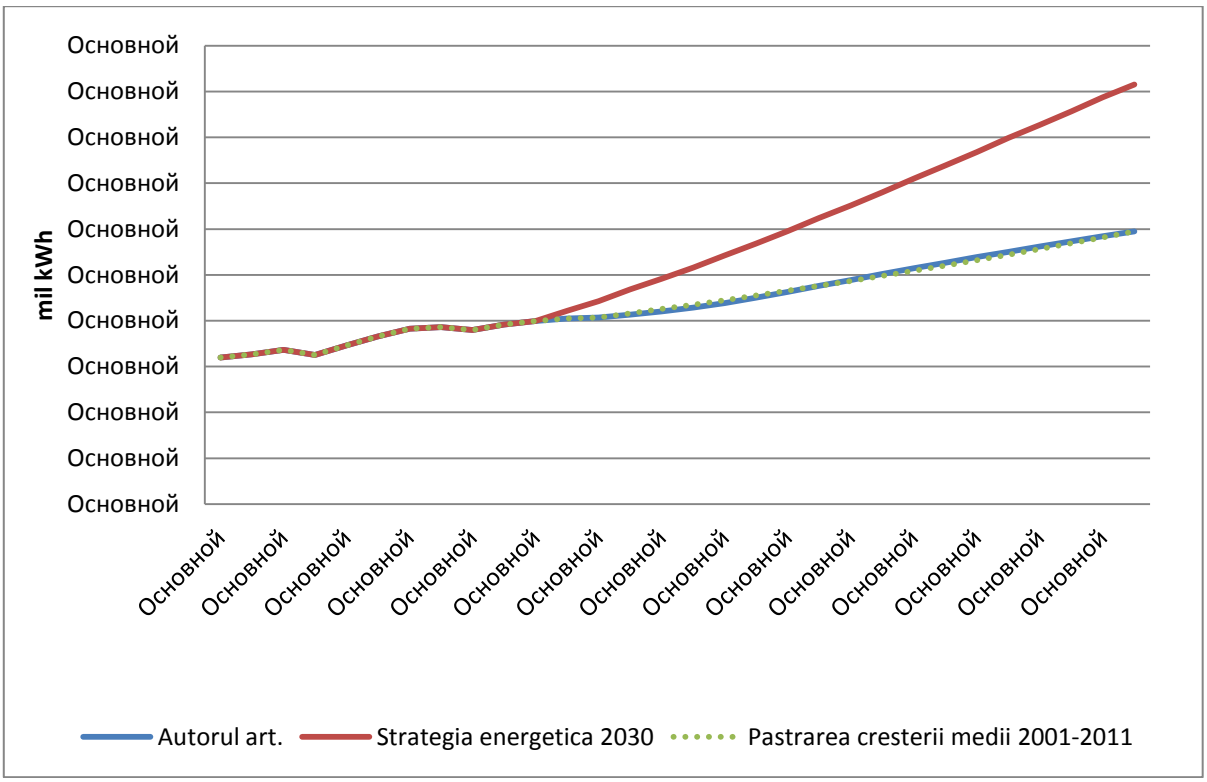


Figura 2-1. Pronosticul cererii energiei electrice

2.3. Acoperire din sursele proprii

Scenariul de autobalansare a cererii de energie presupune construcţia de noi centrale ciclu combinat şi surse regenerabile.

2.4. Capacitatea de acoperire a Ucrainei

Conform surselor bibliografice ucrainene, centralele electrice din această ţară sunt mult depreciate[8].

- La sfârşitul anului 2010, 81 % din centralele electrice au depăşit durata de viaţă planificată de 200 000 de ore de funcţionare şi au nevoie de modernizare sau de înlocuire.
- Multe unităţi nucleare sunt închise din cauza expirării duratei lor de viaţă: mai mult de 70 % din unităţile nucleare vor necesita o prelungire a perioadei de funcţionare în următoarea perioadă de 10 ani.
- sistemul energetic ucrainean resimte un deficit de putere atât pentru menţinerea frecvenţei, cât şi a puterii de reglaj. Ponderea capacităţilor necesare pentru menţinerea frecvenţei nu depăşeşte 9% din puterea maximă în orele de vârf, în timp ce cea optimală ar corespunde nivelului de 15 % . Drept consecinţă, unităţile pe cărbune, concepute să funcţioneze cu

[8] http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/MEMBERS/PARTIES/UKRAINE

ISSN

putere de bază în curba sarcinii de consum sunt utilizate pentru a susţine partea variabilă a curbei de sarcină.

- În prezent, 35 % din linii electrice aeriene 220 - 330 kV au fost în funcţiune mai mult de 40 de ani, iar 55% din echipamentul principal al posturilor de transformare a ajuns la sfârşitul duratei lor de viaţă.

Mai mulţi experţi ucraineni unanim declară că în scurt timp Ucraina se va ciocni cu un iminent deficit de putere electrică. Astfel, conform pronosticului Bursei energetice a Ucrainei[9], efectuat în anul 2010, către anul 2014 ţara se va trezi cu o lipsa de capacitate disponibilă în vederea acoperirii puterii de vârf, în condiţiile în care nu vor fi efectuate investiţii corespunzătoare. Este greu a crede că atare investiţii se vor produce în condiţiile în care piaţa energiei electrice nu oferă pârghii sigure pentru atragerea investiţiilor în sector, din motivul că doar o mică parte din piaţa energiei electrice este efectiv liberalizată, economia continuând să fie în recesiune (creştere PIB 0,2% în 2012; 0%[10] - în 2013). De aceiaşi opinie este alt expert, exprimată recent, în 2013[11]. Conform acestuia, obiectivele Ucrainei de reformare a pieţei energiei electrice nu sunt clar definite, iar lipsa de orientative clare spre realizarea reformei nu va permite evaluarea eficacităţii punerii sale în aplicare.

Adică, devine mult riscant a conta pe Ucraina în acoperirea necesităţilor de putere ale Republicii Moldova, mai ales în ceia ce priveşte balansarea puterii fluctuante a SRE, în condiţiile în care şi Ucraina promovează pe scară largă sursele regenerabile de energie[12]. Drept consecinţă, din partea estică se accentuează poziţia CTEM ca monopol de acoperire a cererii de putere şi energie a teritoriului aflat în partea dreaptă a râului Nistru, cu consecinţe de înrăutăţire şi mai importantă a nivelului de securitate energetică. Depăşirea acutizării problemelor sus abordate, deci, rămâne a fi căutată în piaţa din vest, mai precis – în România. Care sunt disponibilităţile acesteia în atare sens?

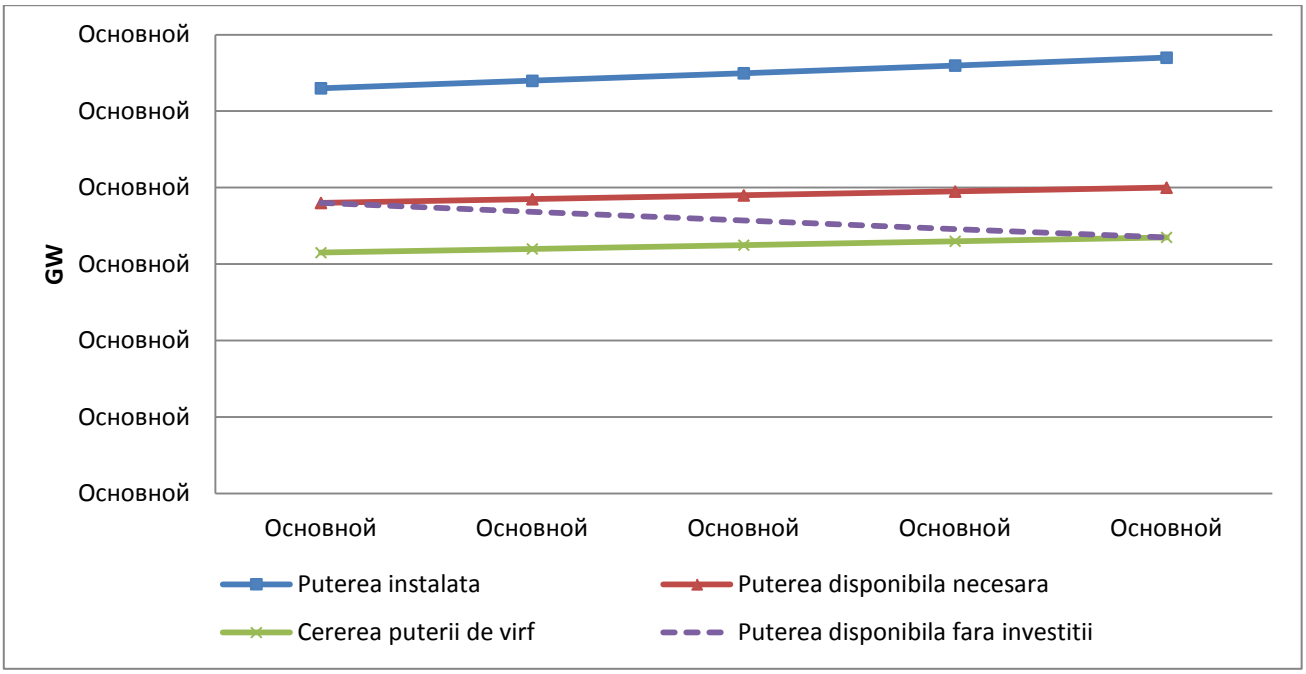


Figura 2-2. Provocările Ucrainei spre acoperirea puterii electrice de vârf

2.5. Capacitatea României de acoperire a cererii R. Moldova

[9] http://www.slideshare.net/EnergotradingUA/pres-ueex-v30rus
[10] http://www.reuters.com/article/2013/10/07/us-ukraine-wbank-forecast-idUSBRE99607W20131007
[11] Andrei Pereverta. The restructuring of Ukrainian Power Market. International Conference "European choice: New opportunities and challenges for Ukrainian nuclear power sector". Kyiv, July 2, 2013
[12] http://imepower.files.wordpress.com/2013/06/tws-7_uself_29-05-2013_romanov_rus.pdf

ISSN

În baza datelor disponibile pe site-ul Transelectrica (România)[13], în rapoartele ANRE[14], în proiectul actualizat al Strategiei Energetice 2020 al României[15] s-a identificat că rezervele disponibile de capacitate generatoare pentru export a variat în termenii anilor 2010-2013 între 6700-7800 MW. Aceasta nu înseamnă că rezervele în cauză vor fi disponibile şi pe viitor. În România există o bună parte din centrale care necesită retehnologizare sau retragere din funcţiune. În Figura 2-3 este prezentată evoluţia necesarului puterii de vârf şi a capacităţii de acoperire a acesteia, expusă în /3/, din care putem concluziona că în condiţiile în care nu s-ar investi deloc în menţinerea puterii disponibile, România ar intra în deficit de capacitate electrică în anul 2023, nu în 2014 după cum aceasta ar avea loc în Ucraina. Având în vedere că piaţa energiei electrice din Romania este bazată exclusiv pe mecanisme de competiţie, există tot temeiul a crede că semnalele venite de la atare piaţă vor fi adecvate pentru asigurarea puterii disponibile conform cererii, inclusiv pentru satisfacerea cererii R. Moldova. Rămâne a majora capacităţile de transport între ţările date, foarte limitate la moment (3LEA 110kV şi 1LEA 400kV, dar care pot fi utilizate doar în baza principiului insular), precum şi a crea platformele adecvate de funcţionare în comun ale pieţelor de energie electrică vecine.

2.6. Modalităţile de majorare a capacităţilor de transport între sistemele electroenergetice ale României şi R. Moldova

Modalităţile de majorare a capacităţilor de transport între sistemele electroenergetice ale României şi R. Moldova sunt cunoscute, pe marginea lor dezbaterile fiind încă pe ordinea zilei. Conform Strategiei Energetice 2030, o racordare între sistemele energetice nominalizate poate avea loc atât prin aplicarea principiului sincron, cât şi cel asincron. Ambele modalităţi prevăd construcţia a două interconexiuni 400kV Suceava-Bălţi şi Străşeni-Iaşi, astfel ca împreună cu interconexiunea Isaccea-Vulcăneşti să se asigure respectarea principiului N-2 de fiabilitate a furnizării energiei. În condiţiile unei economii în tranziţie, cum este cea din R. Moldova, este greu a accepta promovarea unei atare fiabilităţi înalte.

[13] http://vvv.transelectrica.ro/
[14] http://www.econet-romania.com/files/documents/27April12/Vortrag%20ANRE.pdf
[15] http://export.gov/romania/static/MinistryofEconomy_Latest_eg_ro_041294.pdf

ISSN

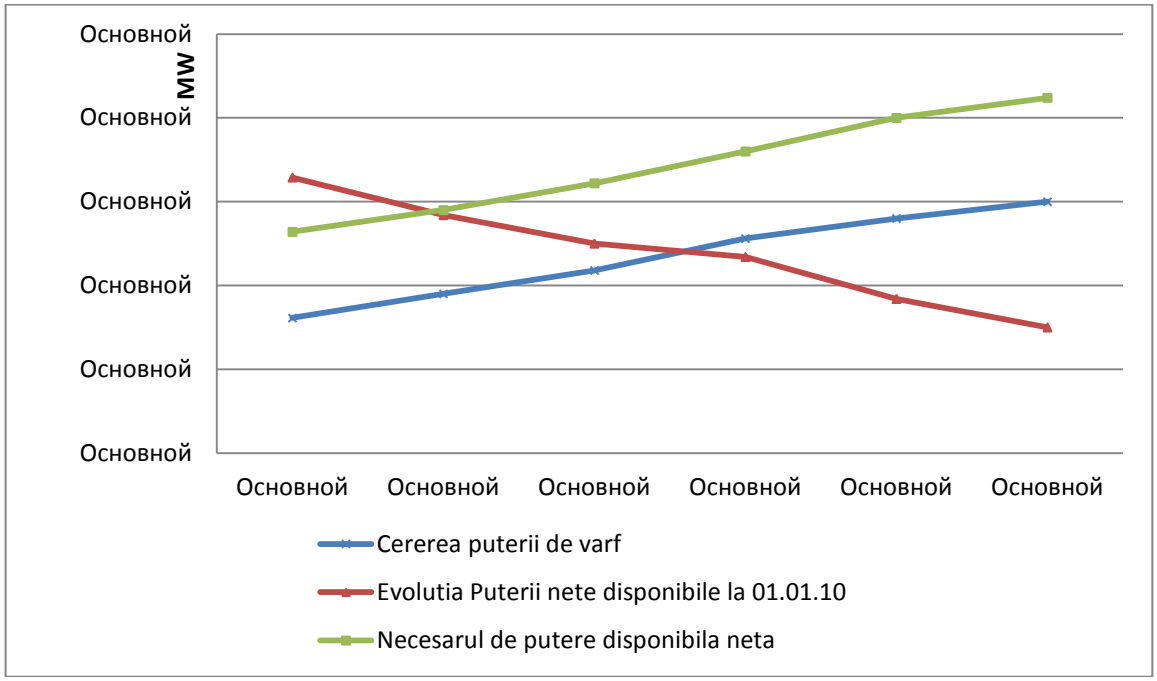


Figura 2-3. Evoluţia necesarului puterii de vârf şi a capacităţii de acoperire a acesteia în Romania

Sunt state mult mai dezvoltate, decât R. Moldova, cum este Germania şi alte ţări nordice Vest Europene[16], care-şi dezvoltă sistemul electroenergetic naţional în baza principiului N-1. Trecerea la gradul N-2 implică investiţii importante în sectorul de transport al energiei, cu consecinţe respective asupra tarifului la energia electrică, aplicat consumatorii finali. R. Moldova nu are şi nu va avea în curând capacitate suficientă să îndure atare costuri. Astfel că în perioada celor 20 ani următori legăturile la nivelul de 400kV ar urma să fie efectuate în baza a maxim 2 interconexiuni puternice. Una deja există – Vulcăneşti-Isaccea proiectată la capacitatea de 820MW. Împreună cu capacitatea celor trei linii LEA 110kV de total cca. 220MW (Tutora-Ungheni, Ciora-Huşi, Stânca-Costeşti) puterea de tranzit ar ajunge la 1010MW, suficient pentru acoperirea deficitului de putere a R. Moldova până în anul 2033 (a se vedea Tabelul 2-2). În condiţiile în care ar refuza LEA 400kV Isaccea-Vulcăneşti, puterea de tranzit de 820MW va trebui preluată de o altă interconexiune, deja prevăzută în Strategia Energetică 2030: fie Suceava-Bălţi, fie Străşeni-Iaşi. Odată ce răspunsul la întrebarea dată va fi identificat, prin intermediul unui studiu de fezabilitate, va fi stabilită şi modalitatea de racordare a sistemelor energetice din România şi R. Moldova.

Racordarea sincronă ar putea fi examinată de pe două poziţii: aderarea la ENTSO-E împreună cu Ucraina sau aderarea R. Moldova de sine stătător. În vederea identificării realizării primei opţiuni, ENTSO-E a lansat un studiu adecvat, demarat în 2014 pentru o perioadă de doi ani. Fără a aştepta rezultatele acestuia, este evident că o atare aderare nu va avea sorţi de izbândă în următorii 20 ani, cel puţin, din cauza dificultăţilor tehnice, investiţionale şi de alt gen, recunoscute deja şi de partea ucraineană/4/.

În ce priveşte aderarea de sine stătător, aceasta ar necesita depunerea unei noi cereri de aderare la ENTSO-E, abrogând cea depusă împreună cu Ucraina în 2006. Totodată, o racordare sincronă ar putea avea loc şi fără depunerea unei aşa cereri. În condiţiile în care este posibil exportul energiei electrice din România spre R. Moldova în baza creării insulelor de consum, este rezonabil a admite o insulă care ar cuprinde întregul teritoriu aflat pe malul drept al Nistrului. Dacă la nivelul de tensiune 330-400kV realizarea ideii este relativ simplă, ea întâlneşte dificultăţi importante la nivelul

[16] http://www.aemc.gov.au/Media/docs/KEMA%20Final%20Report-f57c7305-c716-4a40-9bfe-49bae3b798c1-0.PDF

ISSN

de tensiune 110kV, dat fiind că râul Nistru traversează cca. 12 LEA 110kV, care servesc, fie pentru alimentarea cu energie electrică a uneia dintre localităţile megieşe, fie că liniile respective sunt chemate a asigura principiul de fiabilitate N-1. Adică, în vederea păstrării în continuare a fiabilităţii furnizării energiei electrice în localităţile cu pricina vor trebui efectuate investiţii importante. Totuşi, nu această provocare este una greu de depăşit. CTEM şi Ucraina vor fi puse în situaţii foarte dificile, fie că îşi vor pierde piaţa de desfacere, fie că fiabilitatea de transport a energiei va avea mult de suferit. Bunăoară, deconectarea liniei Dnestrovsc (Ucraina)-Bălţi (R. Moldova) va afecta important fiabilitatea furnizării energiei electrice în regiunea Odesa. Suprapunând aici posibilele impacturi ai conflictului transnistrean, scenariul racordării sincrone de sine stătător devine unul foarte riscant. Din aceste motive este puţin probabil să aibă sorţi de izbândă.

Scenariul asincron de racordare la sistemul electroenergetic român presupune construcţia în secţiunea interconexiunilor cu România a instalaţiilor gen convertoare de curent (numite staţii Back-to-Back sau BtB), destinate dezlegării frecvenţilor sistemelor electroenergetice ale României şi cel comun al R. Moldova şi Ucrainei. Dacă până nu demult se considera că coridorul de tranzit al energiei electrice prin intermediul instalării BtB, R. Moldova ar putea avea de câştigat beneficii economice, drept urmare a tranzitării energiei electrice de la CTEM şi Ucraina spre România, sau invers, la finele anului 2013 Ucraina a întreprins paşi care fac atare perspective mult problematice. Printr-o decizie a Guvernului ucrainean, toate liniile electrice aflate pe teritoriul Ucrainei şi totodată conectate fie cu CTEM, fie cu reţeaua din România, au trecut în componenţa Ministerului de combustibil al Ucrainei. Majoritatea lungimii LEA 400kV Vulcăneşti-Isaccea se află pe teritoriul Ucrainei. O bună parte a LEA 400kV Vulăneşti-CTEM de asemenea se află pe teritoriul acestei ţări. Drept urmare, decizia luată de autorităţile ucrainene schimbă însemnat importanţa strategică a viitoarei instalaţii BtB de la Vulcăneşti, utilizarea ei putând fi mult condiţionată de noul deţinător al LEA 400kV de pe teritoriul ucrainean. Astfel că înainte de a se lua decizia de construcţie a instalaţiei în cauză ar trebui efectuate analize detaliate, precum şi negocieri cu partea ucraineană şi CTEM. Doar după semnarea unui acord legal între părţi ar avea deplina justificare construcţia acestui obiectiv. În caz contrar, investiţiile efectuate ar putea fi irecuperabile, ne mai vorbind de pierderea securităţii energetice la care R. Moldova miza să o atingă prin această instalaţie.

3. Impactul promovării surselor eoliene asupra dezvoltării sistemului energetic naţional

După cum este cunoscut, dezvoltarea surselor regenerabile de energie are ca obiectiv major atenuarea emisiilor gazelor cu efect de seră, la securitatea energetică ele contribuind în proporţie substanţial mai mică, mai ales celea care transformă energia vântului şi a soarelui în energie electrică. Incapacitatea acestora din urmă a răspunde în orice clipă la cererea de putere le face a fi ne sigure. În ce priveşte alte surse, pe biomasă sau biogaz, capacitatea lor maxime nu ar atinge 50MW în Republica Moldova.

Strategia Energetică 2030 planifică a avea către anul 2020 în balanţa de putere electrică cel puţin 250MW SRE, ne excluzându-se punerea în funcţiune a cca 400MW, în timp ce angajamentele luate în faţa Comunităţii Energetice constituie cca. 150MW către acelaşi an.

Spre deosebire de alte ţări, care dispun pe teritoriul său centrale tradiţionale de energie, care pot prelua puterea surselor regenerabile atunci, când ele nu pot produce energie din lipsa de vânt şi iluminatul solar, în Republica Moldova atare surse sunt lipsă. Drept urmare, în vederea asigurării puterii de balansare pentru SRE, pe teritoriul malului drept al ţării urmează a fi construite centrale electrice tradiţionale, capabile să îndeplinească funcţia sursei de echilibrare. Cele mai relevante în acest sens sunt Turbinele pe Gaze (TG) sau ciclul combinat (CCPP). Având în vedere teritoriul mic al R. Moldova, este greu a presupune că puterea vântului şi ora manifestării acestuia diferă mult în spaţiul geografic al ţării, fapt care ne permite a considera puterea creditară a tuturor surselor eoliene,

ISSN

dar şi a celor fotovoltaice, egală cu zero. Adică, în curba clasată a producerii energiei electrice din sursele în cauză nu poate fi identificată o putere care este asigurată în toate cele 8760 ore ale anului. Drept urmare, puterea de balansare a sursei tradiţionale de energie corespunde puterii surselor eoliene (şi fotovoltaice) construite. Adică, alături de puterea sursei eoliene (fotovoltaice) „x" urmează a fi disponibilă şi o putere tradiţională de aceiaşi mărime „x". În vederea identificării impactului promovării unui atare îmbinări de centrale, în studiul /2/ a fost analizat tandemul 200MW sursă eoliană (SE) plus 200MW ciclu combinat (CCPP). Alegerea CCPP în defavoarea TG are ca obiectiv obţinerea unui impact de cost mai mic. Rezultatele sun următoarele:
Adică, valorificarea energiei vântului expusă în strategiile Republicii Moldova a avut ca scop reducerea dependenţei de sursele externe de energie, diminuarea emisiilor cu efect de seră şi ridicarea securităţii energetice. Dar, aşa cum s-a menţionat mai sus, sursele în cauză au un impact nu tocmai corespunzătoare aşteptărilor, fiind chiar contrar obiectivelor trasate.

În cele ce urmează se încearcă a da răspuns la întrebarea: în ce măsură acest impact afectează atingerea scopurilor strategice de medie şi lungă durată ale statului privind dezvoltarea sectorului energetic. Studiul este efectuat în baza examinării ca sursă de preluare a puterii centralei eoliene una corespunzătoare ciclului combinat care, datorită performanţelor tehnice şi economice avansate aduce cel mai mic impact negativ asupra obiectivelor susmenţionate.

ISSN

Tab. 3-1. Prioritizarea centralelor în preluarea puterii sursei eoliene

Tip combustibil	Tehnologia	Timpul de pornire			Costul de pornire	Viteza preluării puterii		Puterea minimă generatoare	
		Din stare fierbinte	Din stare rece	Flexibilitatea relativă**	Flexibilitatea relativă **	(% din puterea nominală/minută)	Flexibilitatea relativă **	Valoarea de la cea nominală	Flexibilitatea relativă **
Gas natural	Turbine pe gaze	10-40 minute	10-40 minute	++	++	20%-30%	++	25%-30%	++
	Ciclu combinat	10-40 minute*	10-40 minute*	++	+	5%-10%	+	40%	+
Cărbune	Cazane pe abur	40-60 minute	1-10 ore	-	-	1%-5%	-	40%-50%	-
Nuclear	Cazane pe abur	60-120 minute	13-24 ore	- -	- -	1%-5%	-	50%-60%	- -

* După acest timp CCPP îşi are disponibile doar capacităţile turbinelor pe gaze.

**Simbolul arată flexibilitatea relativă a diferitor tehnologii; ++ arată cea mai flexibilă tehnologie, -- arată cea mai puţin flexibilă tehnologie

ISSN

3.1. Modul de rezolvare a temei

Se examinează un set de centrale eoliene cu o putere totală de 200 MW, planificat a fi construit pe teritoriul aflat în partea dreaptă a râului Nistru. Având în vedere că puterea generatoare a SE are toată şansa de a căpăta valori zero (din cauza lipsei vântului) în orice oră pe parcursul anului, locul ei va fi preluat de către o centrală tip ciclu combinat pe gaze de aceiaşi capacitate de 200 MW (CCPP). Aceasta din urmă este programată să funcţioneze 8000 ore pe an la capacitatea maximă, în lipsa sursei eoliene respective, dat fiind că pe teritoriul aflat pe malul drept al râului Nistru deficitul energiei locale pentru acoperirea cererii este mai mare de 70% /3/.
Producerea energiei de către sursa eoliană este simulată printr-un grafic zilnic mediu de generare a energiei, care reflectă media anuală. El este prezentat în Fig. 3-1. Timpul utilizării puterii maxime al centralei eoliene caracteristic Republicii Moldova este de 2663 ore /6/. Bineînţeles, graficul real va fi unul diferit de acesta, dar în lipsa lui, modelarea în cauză se consideră suficientă din punct de vedere a erorii, avându-se în vedere că scopul este de a evidenţia posibilele urmări de pe urma realizării politicii de implementare pe larg a surselor eoliene.
Dacă în ora „x” se înregistrează o valoare „y” de putere generatoare a sursei eoliene, CCPP îşi va diminua în aceiaşi oră „x” puterea generatoare cu valoarea „y”. O încărcare a CCPP cu o putere diferită de cea apropiată capacităţii nominale duce la descreşterea randamentului centralei, cu consecinţe respective asupra preţului energiei şi a emisiilor de CO2. În vederea modelării consumului specific (Cs) al CCPP funcţie puterea dezlocuită la această centrală (Pd) au fost utilizate caracteristicile de consum pentru genul de ciclu combinat expus în /13/ (STAG 200) şi prezentat în Fig. 3-2.
Având curba din Fig.3-1 şi cea din Fig.3-2 a fost obţinută următoarea relaţie, care descrie cu mici erori curba reală căutată (doar pentru intervalul de puteri 120-130 MW eroarea atinge – 4,5%, în rest ea este în limitele ±3%):

$$Cs = 0{,}006739*P_d^2 - 2{,}53086*P_d + 473{,}1,$$

unde,

$$P_d = Pcc_x - Pe_x,$$

în care

Pcc_x – puterea CCPP în ora „x” în lipsa surselor eoliene, în calcul egală cu 200 MW;
Pe_x – puterea efectivă de producere a energiei electrice de către sursa eoliană în ora „x”.

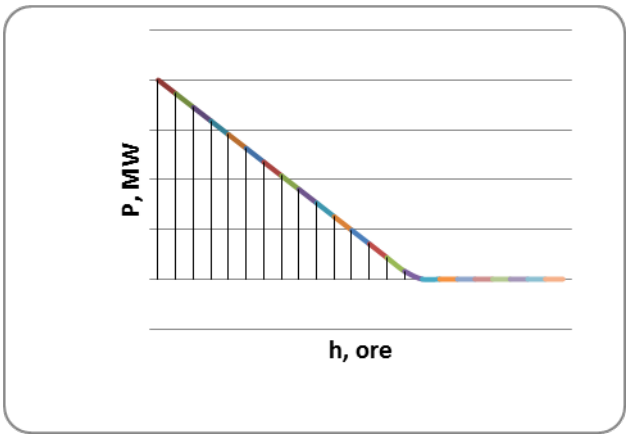


Fig. 3-1. Curba medie zilnică de producere a energiei electrice de către sursa eoliană la Tm=2663h.

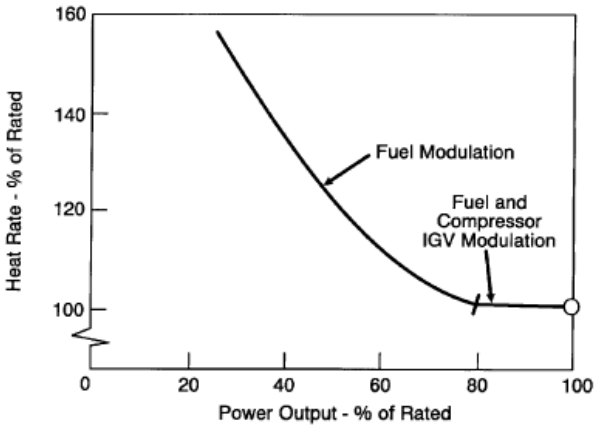


Fig. 3-2. Consumul de combustibil funcţie nivelului de încărcare la ciclul combinat.

Pentru x=0, adică sursa eoliană funcţionează la puterea maximă, apropiată de 200 MW, consumul specific al CCPP este egal cu 473,1 g.c.c./kWh, adică centrala produce energia electrică la un randament mult scăzut şi egal cu 26%, corespunzător lipsei regimului de ciclu combinat, CCPP funcţionând doar cu turbinele pe gaze la capacităţi mult reduse faţă de cea nominală. În cazul în care setul de centrale eoliene staţionează din lipsa de vânt, CCPP produce energia electrică la capacitatea sa nominală, egală cu 200MW, randamentul ei fiind cel maxim şi egal cu 52 %, corespunzător consumului specific de cca 236,5 g.c.c./kWh.
Având relaţia susmenţionată şi caracteristicile tehnice şi economice ale surselor eoliene şi ciclului combinat, a fost alcătuit un model de calcul în formatul Excel cu ajutorul căruia a fost determinat impactul funcţionării surselor eoliene în Republica Moldova asupra:

a) randamentului mediu anual al CCPP;
b) reducerii consumului de gaze naturale;
c) preţului la energia electrică;
d) efortului investiţional în acoperirea cererii de energie din sursele noi, dezvoltate pe malul drept ale Nistrului;
e) emisiilor de gaze cu efect de seră;
f) securităţii energetice a statului.

Calculele au fost efectuate pentru puterea creditară a surselor eoliene egală cu zero, datorită, aşa cum s-a menţionat mai sus, teritoriului mărginit al ţării, în condiţiile căruia vântul, la un moment dat, poate lipsi pe întreg spaţiu. Dacă datele experimentale pentru o perioadă mai îndelungată de ani ar confirma existenţa unei valori a puterii creditare, atunci se va cere reexaminarea calculelor de mai jos, luându-se în consideraţie dependenţa randamentului CCPP de această putere creditară, prezentată în Fig. 3-3.

3.2. Rezultatele obţinute şi analiza acestora

În Tab. 3-2 sunt prezentate rezultatele calculului, unde găsim valorile parametrilor a) - e) menţionaţi mai sus pentru trei scenarii de dezvoltare a surselor examinate: separat CCPP; separat SE; combinată CCPP+SE. Scenariul „separat SE" este unul teoretic, pentru că realizarea lui nu are sorţi de izbândă din cauza neglijării sursei, care ar completa cererea de energie în lipsa vântului. Astfel că comparaţia urmează a fi efectuată între scenariul „separat CCPP" şi „combinat CCPP+SE". Analiza vom efectua-o pentru fiecare parametru în parte.

Tabela 3-2. Impactul surselor eoliene asupra indicilor de asigurare cu energie electrică

Indicatorii	u.m.	Ciclul combinat (CCPP) 200 MW	Sursa eoliana (SE) 200MW[1]	CCPP+SE, 400MW
Randamentul	%	52	-	43
Reducerea consumului de gaze naturale	mil. M3	0	110[2]	64
Preţul energiei produse	US$ c/kWh	12,20	13,60[1]	14,75
Investiţiile	mil. US$	130	300	430
Reducerea de emisii CO2	mii CO2	0	209[2]	121
Securitatea energetica	-	Asigură	nu asigură[3]	asigură

Note:
[1)] examinată fără luarea în consideraţie a energiei de balansare, menită să substituie energia SE în lipsa vântului
[2)] la o centrala electrică cu randamentul de 52%
[3)] pentru condiţiile Republicii Moldova puterea creditară este luată egală cu zero

3.2.1. Randamentul

În condiţiile în care energia pentru acoperirea cererii de 1,6 mlrd. kWh (=200MW*8000h) va fi acoperită doar de către CCPP, randamentul producerii energiei electrice de către această centrală va fi egal cu 52%. Participarea la acoperirea acestei cereri şi a surselor eoliene duce la micşorarea randamentului funcţionării ciclului combinat până la 43%, fapt care influenţează negativ asupra preţului la energia produsă de această centrală, precum şi asupra intenţiei investitorului de a investi în CCPP.

3.2.2. Reducerea consumului de gaze naturale

Reducerea consumului de gaze naturale în urma implementării SE nu este tocmai acea, care ar corespunde dezlocuirii producerii energiei electrice de către o centrală electrică tip ciclu combinat care funcţionează cu randamentul de 52%, ci este mai mic cu 42% şi este egală cu 64 mil. m3, sau echivalentă micşorării cu 19% a gazului consumat de CCPP în condiţiile lipsei sursei eoliene. Aceasta se produce din motivul înrăutăţirii randamentului CCPP drept urmare a preluării de către CCPP a puterii SE în lipsa vântului.

3.2.3. Efortul investiţional

Realizarea scenariului combinat de acoperire a cererii energiei electrice se va solda cu creşterea efortului investiţional de 3,3 ori faţă de cazul construcţiei CCPP fără sursa eoliană, majorându-se de la 130 mil. US$ la cca. 430 mil. US$, adică investiţiile specifice cresc până la 2150 US$/kW, corespunzătoare centralelor pe cărbune performante /14/, implementarea cărora în ţară ar contribui la diversificarea surselor de energie în balanţa energetică a ţării şi, totodată, ar exclude dependenţa de un singur furnizor de combustibil, la care contribuie adiţional CCPP, gazul pentru care este achiziţionat de la un singur furnizor.

3.2.4. Preţul energiei produse

Scenariul combinat de producere a energiei electrice duce şi la majorarea preţului la energia electrică, de la 12,2 US$ c/kWh în cazul scenariului „separat CCPP" până la 14,75 US$ c/kWh aferent „CCPP+SE" , adică cu 21%. Totodată, preţul energiei produse la CCPP va creşte de la 12,2 US$ c/kWh până la 15,33 US$ c/kWh, adică cu 26%, în timp ce preţul energiei produse de centrala eoliană este de 13,6 US$ c/kWh.

Aşa cum a fost menţionat în p. 3.2.3, investiţiile specifice pentru scenariul CCPP+SE sunt la nivelul centralelor pe cărbune performante. O centrală de acest gen construită în Republica Moldova ar

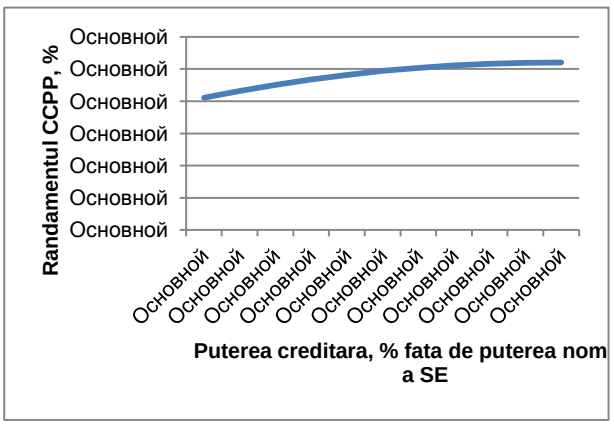


Fig. 3-3. Dependenţa randamentului CCPP de puterea creditară a SE

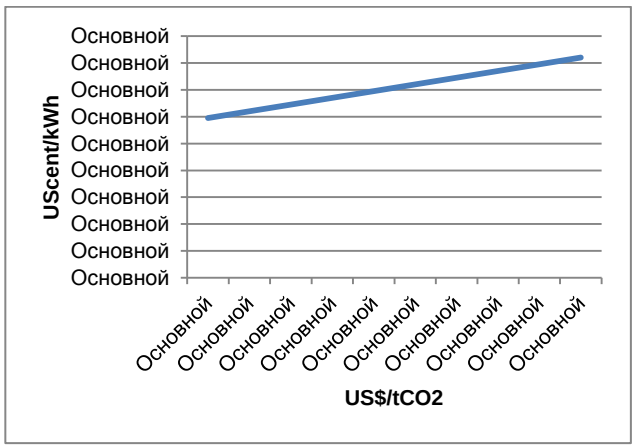


Fig. 3-4. Dependenţa preţului la energia electrică a centralei pe cărbune de preţul 1tone de CO2.

produce energia electrică la un preţ mai mic cu 24%, decât în cazul CCPP+SE, el fiind egal cu 11,9 US$ c/kWh[17].

3.2.5. Securitatea energetică

Implementarea surselor eoliene fără suportul unei surse (fie de producere a energiei electrice în baza combustibilului fosil sau biomasă, fie acumulator de energie) de preluare a puterii acestora în lipsa vântului nu duce deloc la ridicarea securităţii energetice a Republicii Moldova, dat fiind că datorită puterii creditare a acestora egală cu zero, ele nu contribuie la acoperirea cererii consumatorilor atunci, când ea este solicitată pe parcursul întregului an. Totodată, preluarea puterii în cauză de către o centrală tip ciclu combinat face ca o atare combinaţie să fie după preţul la energia electrică mult dezavantajoasă, decât construcţia unei centrale electrice pe cărbune de aceiaşi capacitate. Tipul de combustibil utilizat la aceasta ridică semnificativ securitatea energetică a statului, dat fiind că cărbunele este accesibil din mai multe surse, rezervele pe glob fiind suficiente pentru următorii 200 ani[18], în conceptul păstrării nivelului curent de consum al acestuia.

3.2.6. Reducerea de emisii CO2

Datorită reducerii randamentului CCPP, micşorarea emisiilor de CO2 nu este cea aşteptată, de cel puţin 209 mii tone CO2 pe an, ci doar cca. 60% din aceasta, egală cu 121 mii tone CO2. În condiţiile în care scenariul CCPP+SE iar lua locul construcţia unei centrale pe cărbune de 200 MW fără participarea SE, emisiile de CO2 ar constitui 1304 mii tone CO2, faţă de 507 mii tone în scenariul CCPP+SE şi 628 mii tone în cazul funcţionării ciclului combinat fără prezenţa sursei eoliene, adică, centrala pe cărbune duce la majorarea considerabilă a nivelului emisiilor gazelor cu efect de seră, respectiv, cu 157 şi 108%. În condiţiile în care ţara şi-a luat angajamentul să atingă către anul 2020 o reducere cu 25% a emisiilor de gaze cu efect de seră faţă de cele înregistrate în 1990[19], construcţia unei centrale pe cărbune, s-ar părea, va îngreuna atingerii acestui obiectiv. Totodată, o analiză mai detaliată a cazului arată că problema dată poate fi depăşită, fie prin instalarea la centrala dată a sistemelor orientate spre captarea şi stocarea emisiilor de CO2, fie prin intermediul achiziţiei reducerilor de emisii pe piaţa de carbon. Conform informaţiilor prezentate în analizele /16-17/, costul captării CO2 la centrala pe cărbune variază între 35-88 US$/tonă CO2. Pornind de la aceste valori, apare logica întrebare: la ce preţ a CO2 preţul la centrala pe cărbune devine egal cu cel al CCPP+SE, emisiile la centrala pe cărbune fiind egale cu celea de la CCPP+SE, adică cu 507 mii tone CO2? În Fig. 3-4 este prezentată dependenţa preţului la energia produsă la centrala pe cărbune funcţie preţul reducerii unei tone de CO2. De aici se vede că preţului de 14,75 US$ c/kWh îi revine un preţ pentru CO2, egal cu 57 US$/tCO2, nivel substanţial mai mare decât preţul la CO2 înregistrat pe piaţa internaţională, care nu depăşeşte 10 US$/tCO2[20]. Această importantă discrepanţă justifică încă odată avantajul centralei pe cărbune în faţa opţiunii CCPP+SE. Sigur, pe viitor evoluţia preţului la CO2 ar putea fi de natură să crească, însă, şi tehnologiile de captare a CO2 la centralele pe cărbune ar putea evalua în direcţia micşorării costurilor respective, tehnologii, cărora până nu demult nu li s-a acordat atenţia cuvenită /17/.

Pornind de la cele relatate în capitolul 3 putem concluziona următoarele:

[17] La calcularea preţului centralei pe cărbune au fost aplicate următoarele date: preţul la cărbune, egal cu 150 US$/tonă, la poarta centralei, puterea calorifică fiind de 6000kcal/kg. Randamentul centralei este egal cu 41%. Celelalte date au fost luate egale cu celea ale CCPP, inclusiv creşterea anuală a preţului la cărbune, egal cu 3%

[18] http://www.referatele.com/referate/fizica/online6/Carbunele-Rezervele-de-petrol-Gazele-naturale-Energia-nucleara-Pro-sau-contra-energiei-nucleare-refe.php

[19] Being guided by the principles and provisions of the UNFCCC, the Republic of Moldova associated itself with the Copenhagen Accord and submitted an emission reduction target to be specified in its Appendix II, expressing the national willingness to undertake mitigation measures focused on reducing its total national GHG emissions by 2020 with no less than 25% of the base year (1990) level.

[20] http://www.businessgreen.com/bg/news/2166311/bloomberg-worlds-carbon-markets-cent-2012

1. În vederea ridicării securităţii energetice şi reducerii consumului de energie, conducerea ţării programează acoperirea balanţei energetice a statului la nivelul de 20%, către anul 2020, prin intermediul eficienţei energetice şi surselor regenerabile de energie, producerea energiei electrice din aceste din urmă fiind stabilită la nivelul de 10% către acelaşi an. Sursele cele mai atractive în sensul producerii energiei electrice regenerabile sunt cele eoliene (SE). Atingerea dezideratului de 10% menţionat, corespunde construcţiei a cca. 200MW putere către 2020. Sursele în cauză, însă, din motivul variaţiei imprevizibile pe medie şi lungă durată a vitezei vântului, nu pot fi examinate ca unele care satisfac cererea de energie prestabilită, din care motive se cere prezenţa de surse tradiţionale de energie în vederea preluării puterii sursei eoliene, atunci când lipseşte vântul prognozat. Cele mai rezonabile surse tradiţionale în acest sens sunt turbinele pe gaze şi ciclul combinat (CCPP). Examinarea în tandem a CCPP cu SE a demonstrat că:
a) preţul la energia electrică creşte de la 12,2 US$ c/kWh, aferent CCPP în lipsa SE în sistem,- până la 14,75 US$ c/kWh, datorită diminuării randamentului CCPP drept urmare a dezlocuirii de către SE a energiei produse de CCPP şi reducerii randamentului la aceasta de la 52% la 43%;
b) efortul investiţional creşte de la 130 milioane US$ în cazul funcţionării separate a CCPP, - până la 430 milioane US$ în cazul CCPP+SE, echivalent construcţiei unei centrale pe cărbune performante de aceiaşi capacitate de 200MW, investiţiile specifice pentru care ar fi de 2150 US$/kW;
c) reducerea de gaze naturale este de doar 64 mil.m3/an, nu 110 mil.m3/an, după cum se aştepta dacă sursa eoliană ar fi capabilă să funcţioneze fără CCPP;
d) sursa eoliană practic nu duce la ridicarea securităţii energetice a statului, cu excepţia diminuării doar a consumului de gaze la CCPP cu cca. 19%.
e) Micşorarea randamentului CCPP duce şi la o pondere mai mică a reducerilor de emisii CO2, constituind 60% faţă de cazul în care SE nu ar cere funcţionarea în tandem cu CCPP.

2. Pentru cazul Republicii Moldova există o soluţie mai benefică decât implementarea surselor eoliene. Aceasta corespunde construcţiei unei centrale pe cărbune, care asigură:
a) un preţ la energia electrică net inferior tandemului CCPP+SE, şi egal cu 11,9 US$ c/kWh, nu 14,75 US$ c/kWh, adică un preţ mai mic cu 24%. Chiar dacă s-ar lua în consideraţie costul reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră până la nivelul emis în tandemului CCPP+SE, preţul la centrala pe cărbune va fi mai mic atâta timp cât preţul CO2 nu depăşeşte 57 US$/tonă CO2. Pentru comparaţie, menţionăm că în prezent preţul CO2 pe piaţa de carbon nu depăşeşte 10 US$/tonă CO2.

3.Centrala pe cărbune permite dezlocuirea din balanţa energetică a cca 331 mil. m3 de gaze naturale, nu 64 cum are loc în cazul CCPP+SE, diversificând în acest mod genurile de combustibil utilizate, cărbunele putând fi achiziţionat de pe piaţa mondială, rezervele lui fiind substanţial mai însemnate, decât a gazelor naturale. O atare soluţie ridică însemnat securitatea energetică a ţării, incomparabilă cu cea a cazului promovării surselor eoliene de aceiaşi capacitate.

4.Pe scurtă durată, promovarea surselor eoliene, dar şi a celor fotovoltaice, duc la scumpirea considerabilă a energiei electrice, fără a rezolva palpabil obiectivele energetice strategice ale ţării. Practic, aceleaşi rezultate sunt obţinute pentru termene medii şi lungi, iar lipsa de luare a deciziei privind preluarea puterii centralelor eoliene în lipsă de vânt ameninţă însemnat securitatea energetică a statului, cu grave impacturi asupra preţului la energia electrică pentru consumatorii finali.

4. Analiza motivaţiei investiţionale spre dezvoltarea surselor de energie electrică în piaţa liberalizată

Conform Strategiei energetice 2030, până în anul 2020 urmează a fi puse în funcţiune cca. 650 MW centrale tip ciclu combinat şi cca 250-400 MW surse regenerabile. Realizarea unui atare ambiţios plan de dezvoltare a surselor necesită valorificarea a cca. 2 miliarde dolari SUA în termen de 7 ani, adică câte 286 milioane dolari SUA anual. Construcţia lor se prevede a fi atinsă prin atragerea investitorilor străini. Acest aspect, precum şi faptul că piaţa liberă de energie electrică naşte cu sine riscuri importante pentru investiţiile în dezvoltarea surselor de energie electrică au determinat necesitatea efectuării studiului consacrat analizei motivaţiei investiţionale spre dezvoltarea surselor de energie electrică în piaţa liberalizată.

Investiţiile în sectorul energetic sunt dependente de o mare diversitate de factori: de economia naţională, ordinea publică şi reglementarea pieţei de energie, progresul tehnologic, precum şi de exploatarea şi de întreţinerea tehnologiilor, care pot adăuga risc în portofoliul investitorilor. Dintre factorii menţionaţi, incertitudinea cauzează preocuparea cea mai importantă a investitorilor în construcţia de centrale electrice. Figura 4-1 prezintă sursele de incertitudine în investiţiile în sectorul energetic. Primul pas in managementul riscului este definirea şi atribuirea clară a rolurilor şi responsabilităţilor între părţile interesate, inclusiv guvern, autorităţile de reglementare, operatorii de sistem şi jucători de pe piaţa comercială. Guvernul şi autorităţile de reglementare sunt responsabile pentru determinarea standardelor de mediu pentru centralele generatoare, politicile privind schimbările climatice şi procedurile de amplasare a noilor industrii. /1/

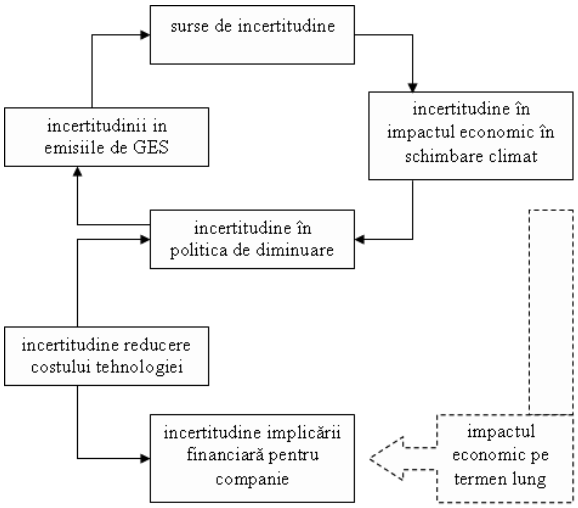


Fig. 4-1 Sursele de incertitudine

Este cunoscut că o companie energetică se confruntă cu următoarele riscuri: financiar, operaţional, de construcţii, de piaţă, instrumente macro-economice şi de reglementare (Tab. 4-1). /3/

Tab. 4-1. Tipologia riscurilor

Determinanţi	Intern / extern	Tip riscului implicat	Exemplu
Posibilităţi financiare	Intern	Risc financiar	Modificări procentuale preconizate
Potenţial organizatoric	Intern	Risc operaţional Risc construcţional	Performanţa nesatisfăcătoare a centralei Preţ de depăşiri / întârzieri a proiectului

Potenţial tehnologic	Intern	Riscul de piaţă	
Starea pieţei / structura pieţii	Intern	Riscul de piaţă	Cererea este mai mică decât era aşteptat
		Risc operaţional	Infrastructura insuficientă
		Riscul macroeconomic	Nefavorabile interes / inflaţie mişcării
Politica guvernului	Intern	Riscul de reglementare	Schimbarea politicii
Progresul tehnologic	Intern	Riscul de piaţă	Îmbunătăţire eficienţei prin altă metodă

Astfel, decizia de a investi într-o anumită tehnologie depinde de mai mulţi factori. De asemenea, există factori aflaţi în afara preţurilor, care în unele cazuri pot fi mai importante, decât problemele legate de costuri. Incertitudinile, riscurile şi managementul lor - sunt cele mai mari provocări pentru investitori

În cele din urmă, investiţia într-o piaţă relativ incertă trebuie să reflecte costul anticipat al proiectului, profilul de risc al investitorului şi a resurselor sale financiare. Adică, trebuie se încadreze în strategia corporativă al investitorilor.

Din considerentele enunţate în cap. 3, Scenariul Strategiei Energetice 2030 lasă rezerve pentru analize adiţionale în ceia ce priveşte oportunitatea promovării lui.

Totodată, pentru acest scenariu au fost examinate riscurile investiţionale spre realizarea lui. În particular au fost studiate în detaliu: Costurile de construcţie, Timpul realizării, Costurile de întreţinere şi exploatare, Disponibilitatea şi performanţele centralei, Preţul combustibilului, Cererea de energie, Competiţia pe piaţă, Preţul energiei electrice, Genul şi structura pieţei, Reglementarea competiţiei, Reglementarea transportului de energie, Licenţierea şi aprobarea acestora, Standardele de mediu, Constrângerile legate de emisiile CO2, Suportul aplicat promovării diferitor genuri de centrale (regenerabile, cogenerare, etc.), Eficienţa energetică.

Drept urmare a analizei efectuate s-a evidenţiat că:

1. Calea cea mai oportună de dezvoltare a sistemului electroenergetic naţional (SEN) şi care este legată cu cele mai mici riscuri asupra preţului energiei electrice corespunde scenariului de fortificare a interconexiunilor cu România şi realizarea conexiunii cu această ţară prin intermediul valorificării ideii de funcţionare în regim sincron sau asincron. Calea cea mai oportună dintre „sincron” şi „asincron” urmează a fi stabilită prin studii de fezabilitate respective.
2. Realizarea scenariului de dezvoltare al SEN prin fortificarea elementelor de reţea va permite crearea competiţiei pronunţate pentru producerea energiei electrice celei mai ieftine, condiţie necesară pentru dezvoltarea şi a surselor de energie electrică pe teritoriul ţării, capacitatea şi genul acestora fiind dictată de cererea de energie şi mecanismelor de piaţă.

Chiar dacă scenariile expuse în punctele de mai sus vor avea sorţ de izbândă, dezvoltarea surselor de energie pe teritoriul ţării va avea de întâlnit dificultăţi, dacă nu vor fi înlăturate barierele care stau în faţa investitorilor. Cele mai relevante în acest sens sunt cele regulatorii. Organul regulator va trebui să anticipeze lipsa interesului de a investi în dezvoltarea de noi capacităţi şi să intervină la timp pentru a crea suficiente premize spre o dezvoltare a surselor de energie competitive.

5. Soluţii de majorare a securităţii energetice cu valorificarea lor în termene scurte

Până la începutul anului 2014, cererea de energie electrică a teritoriului aflat pe partea malului drept al râului Nistru putea fi achiziţionată efectiv de la 2 surse: Ucraina şi CTEM, chiar dacă existau limitări de capacitate din partea Ucrainei, dependente de nivelul de încărcare a CTEM. Odată cu pornirea conflictului armat în ţara vecină, cu pierderea controlului asupra bazinului carbonifer din Donbass, Ucraina a încetat livrarea energiei electrice R. Moldova, pornind cu toamna anului 2014. În noile circumstanţe create, republica s-a trezit cu o agravare semnificativă a securităţii energetice, dat fiind că CTEM nu poate fi considerată pentru malul drept ca o sursă sigură, la care mai multe grupuri de producere a energiei electrice pot fi considerate ca mijloc pentru asigurarea criteriul N-1 în aprovizionarea cu energie a consumatorilor din sistem. Adică, dat fiind că centrala în cauză se află pe un teritoriu ne controlat de autorităţile ţării, sursa dată trebuie tratată ca una singură, ca un singur grup generator, iar refuzul ei iminent duce la întreruperea continuităţii furnizării energiei electrice în partea malului drept. Repetăm, tehnic vorbind, se încalcă criteriul N-1 de fiabilitate a sistemului electroenergetic. Totodată, R. Moldova ar putea să-şi acopere cererea de energie din România, dar la un nivel mult mai redus. Aşa cum a fost demonstrat mai sus, deficitul de putere pe teritoriul malului drept constituie la moment cca 550 MW. Din cauza capacităţilor limitate a interconexiunilor cu ţara vecină din vest, doar cu cca. 200 MW s-ar putea micşora deficitul în cauză prin importul energiei din România, puterea rămasă de 350 MW fiind neacoperită.

Riscul scenariului, prin care deficitul de capacitate menţionat ar deveni o realitate impune căutarea de soluţii, menite să depăşească situaţia în termene cât mai curând şi, totodată, cu costuri cât mai mici.

O soluţie, cum ar fi, implementarea de turbine pe gaze, care cer cel mai scurt timp pentru punerea lor în funcţiune, termen, măsurat până la un an de zile, - nu poate fi una cea mai plauzibilă, din mai multe considerente, cel mai important factor fiind cel economic. La preţul gazului de cca. 350 dolari SUA/1000m3, preţul energiei electrice produse de noile grupuri turbine pe gaze ar fi în jurul de 12-13 cenţi/kWh, cu o majorare a tarifului de cca. 55 bani/kWh, sau cu 34%, în termenii anului 2013. Este evident, că o atare opţiune de restabilire a securităţii energetice ar fi insuportabilă pentru consumatorul de energie electrică.

Drept urmare, rămâne unica opţiune, - cea de reţea, adică se cere a dezvolta interconexiunile cu Romania în aşa mod şi termene, care ar permite accesul la energia românească în scurt timp. Construcţia liniei 400kV Suceava – Bălţi, proiectul căreia este deja realizat, ar permite atingerea obiectivului susmenţionat. Totodată, chiar fiind construită, această linie ar rămâne practic neîncărcată, din motivul că sistemul electroenergetic moldovenesc nu poate funcţiona în paralel cu cel românesc atâta timp, cât reţelele electrice de interconexiune cu Transnistria şi Ucraina sunt în operare. Funcţionarea în paralel e posibilă doar dacă interconexiunile respective vor fi deconectate. Evident, valorificarea oportunităţii de import a energiei din România prin intermediul realizării schemelor de interconexiune cu sistemul electroenergetic românesc– pe de o parte, pe de alta – prin efectuarea de transformări adecvate în reţeaua electrică internă, menite să realizeze funcţionarea sistemului electroenergetic al malului drept în regim sincron cu cel românesc, este greu de realizat şi pare a fi una cu totul deplasată. Drept urmare, recunoscând dificultăţile punerii în aplicare unei atare scenariu, transformările de acest gen în sistemul de transport a energiei electrice în R. Moldova trebuie să aibă ca scop primordial nu realizarea obiectivului de import permanent a energiei din România, ci crearea cadrului în care o eventuală întrerupere a furnizării de energie electrică de la CTEM să poată fi restabilită în termene foarte restrânse (nu mai mult de câteva ore), prin racordarea sistemului electroenergetic din partea dreaptă a Nistrului cu cel aparţinut României. Cu alte cuvinte, transformările preconizate a fi efectuate în sistemul de transport a energiei electrice din R. Moldova îşi vor găsi aplicare doar în situaţii excepţionale, adică ele operând în regim ”Stand-by”.

Următoarele transformări de reţea sunt necesare în acest sens:

1. Construcţia unei staţii de transformare la Lencăuţi (nordul R. Moldova), cu introducerea a două transformatoare, fiecare a câte 125 MW, precum şi elementelor de reţea, care ar permite deconectarea liniei 330 kV Lencăuţi (R. Moldova) – Dnestrovsc (Ucraina).
2. Construcţia unei staţii de transformare la Ştefan-Vodă (sudul R. Moldova), cu introducerea a două transformatoare, fiecare a câte 125 MW, precum şi elementelor de reţea, care ar permite deconectarea liniei 400 kV Ştefan-Vodă – CTEM (Transnistria).
3. Construcţia de reţele electrice 110 kV pe perimetrul hotarului R. Moldova în vederea buclării liniilor electrice 110kV, urmate a fi deconectate în cazuri excepţionale de la sistemul electroenergetic ucrainean şi cel din Transnistria.

În Tab. 5-1 sunt prezentate informaţii mai detaliate privind elementele de reţea respective, iar în Fig. 5-1, 5-2 şi 5-3 - schemele de realizare a opţiunii descrise.

Tab. 5-1. Elementele de reţea urmate a fi construite pentru realizarea opţiunii Stand-by de racordare a sistemul electroenergetic moldovenesc cu cel românesc

nr.	Elemente de reţea noi	Capacitatea, MW	Lungimea, km	Investiţii specifice, $/km, $/kW	Valoarea investiţiei, mil.$
1	Larga-Briceni	70	20	50000	1
2	Briceni-Ocnita	70	30		1,5
3	Ocnita-Lencauti	70	12		0,6
4	Raduleni-Soroca	70	20		1
5	Vertiujeni-110kV Camenca	70	8		0,4
6	Rezina Ciment -Rezina 10	70	10		0,5
7	Greblesti-Orhei	70	25		1,25
8	Dubasari (RB)-Criuleni	70	7		0,35
9	Varnita-Ursoaia	70	10		0,5
10	Stefan - Voda - Novie Rascauti	70	15		0,75
11	Statia 330/110kV la Lencauti	2x125		24	6
12	Staţia 400/110kV la Stefan-Voda	2x125		29,1	7,27
	TOTAL		157		**21,12**

Punerea în aplicare a opţiunii expuse mai sus provoacă impacturi investiţionale şi tarifare relativ suportabile pentru economia ţării. Astfel, în conceptul în care construcţia linei de interconexiune 400 kV Suceava-Bălţi urmează a fi realizată în orice scenariu al Strategiei Energetice 2030, impactul menţionat poate fi atribuit doar transformărilor din reţeaua internă. Investiţia necesară în acest sens constituie cca. 22 milioane dolari SUA, cu un impact asupra tarifului de nu mai mare de 1 ban/kWh.

România dispune de o capacitate electrică de producţie mult superioară cererii de putere şi energie a ţării pentru mulţi ani înainte (cap. 3), fapt ce întăreşte convingerea că ideea de ridicare a securităţii în baza schemei Stand-by în R. Moldova este fezabilă pentru cel puţin 10 ani înainte.

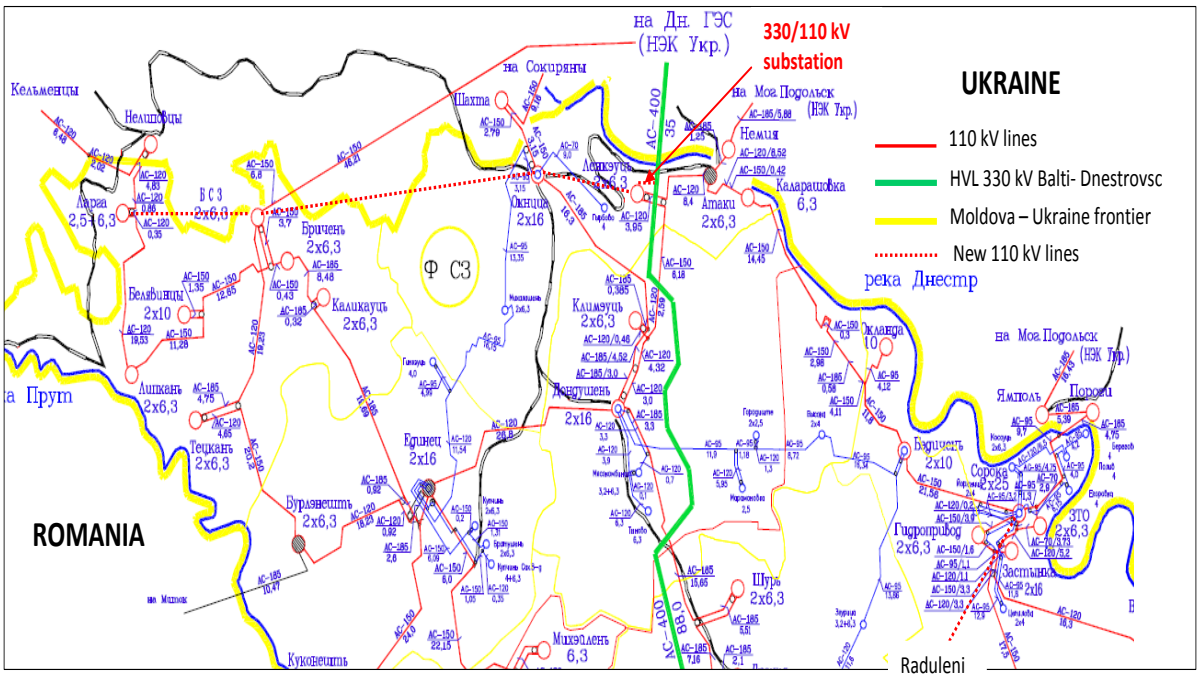


Fig. 5-1. Transformările de reţea la nordul republicii.

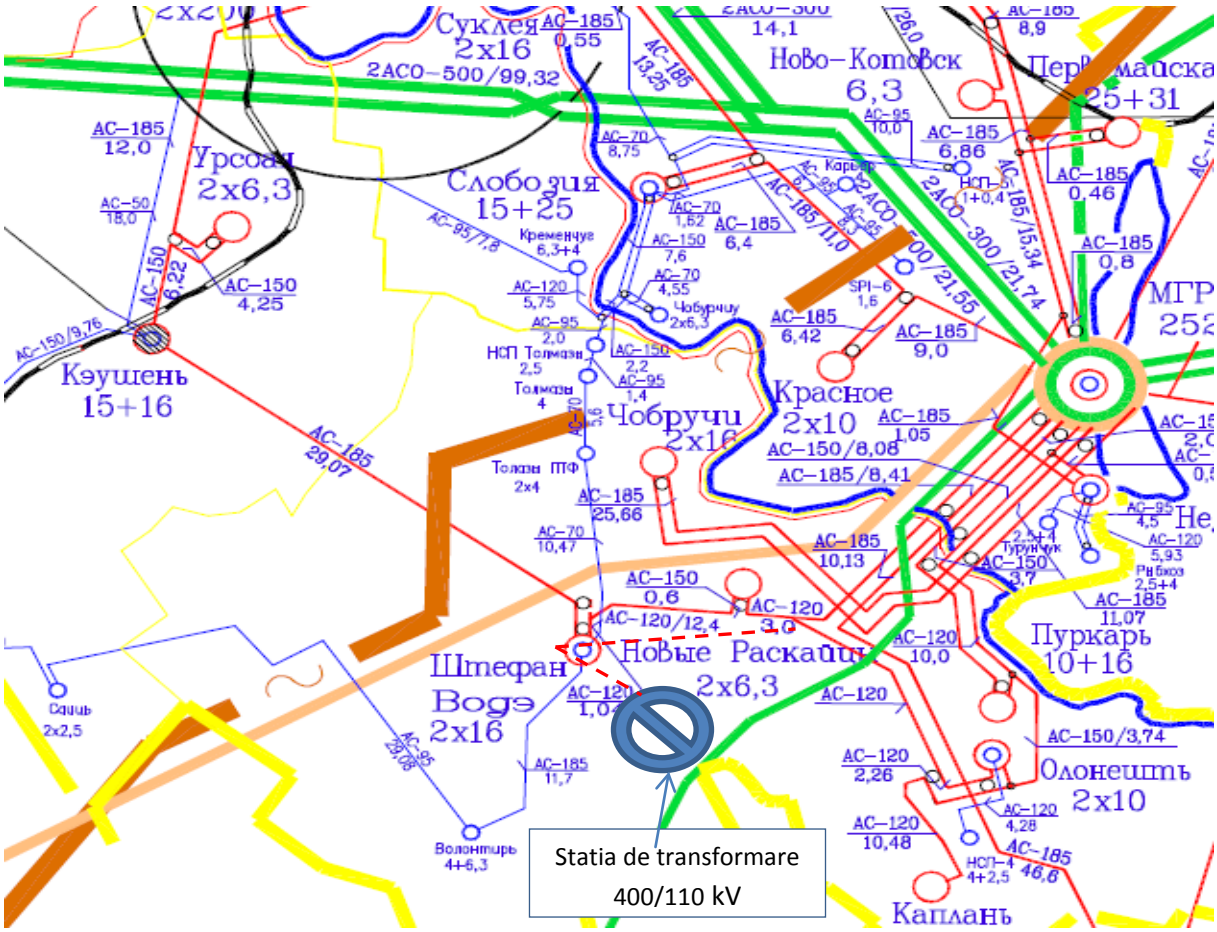


Fig. 5-2. Transformările de reţea la sudul republicii.

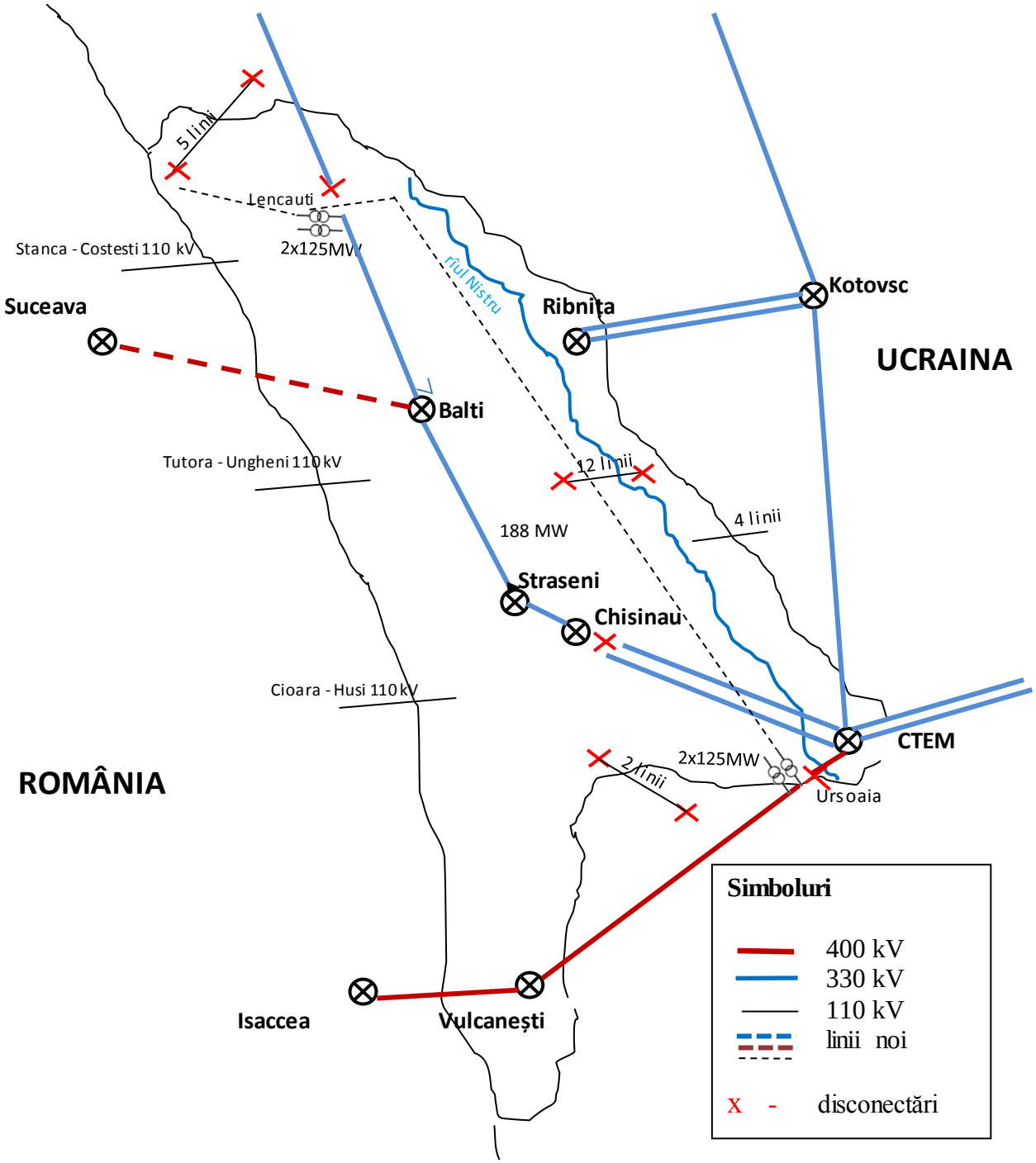


Fig. 5-3. Schema de realizare a opţiunii Stand-by de racordare cu sistemul electroenergetic românesc

CONCUZII

1. Din multitudinea de scenarii existente de dezvoltare a surselor de energie electrică necesare acoperirii cererii R. Moldova pe medie şi lungă durată, examinate în studiul de faţă, cea mai rezonabilă, din mai multe puncte de vedere, o reprezintă opţiunea de reţea, care rezidă în asigurarea de suficiente capacităţi de import din România. În acest mod se asigură nivelul de securitate energetică necesar, la costuri suportabile şi riscuri investiţionale minime.
2. Până la punerea în operare de suficiente capacităţi a interconexiunilor cu sistemul electroenergetic al României, dezvoltarea surselor eoliene (dar, posibil şi fotovoltaice) în ţară nu trebuie să depăşească câteva zeci de MW. În cazul depăşirii acestui nivel, din lipsa în

ţară a suficientei capacităţi de echilibrare a puterii surselor în cauză, securitatea energetică a ţării se va înrăutăţi adiţional, faţă de cea şi aşa precară la moment.

3. Pornind cu sfârşitul anului 2014, securitatea energetică a teritoriului aflat pe malul drept al Nistrului s-a înrăutăţit substanţial, drept urmare a incapacităţii Ucrainei să mai reprezinte a doua sursă de energie pentru R. Moldova. În atare circumstanţe se cer întreprinse acţiuni imediate pentru a realiza transformări de reţea în sistemul electroenergetic moldovenesc, transformări, capabile să asigure acoperirea întregii cereri de energie a acestui teritoriu. Transformările de reţea propuse în această lucrare cuprind construcţia a două staţii de transformare 400/110 kV şi 330/110 kV prin intermediul cărora se realizează buclarea reţelelor electrice 110 kV racordate cu Ucraina şi Transnistria, iar punerea în aplicare a acestor transformări va avea loc doar în cazuri excepţionale, adică atunci, când se creează un deficit de putere însemnat. Investiţiile pentru realizarea acestei idei sunt de ordinul 22 milioane dolari SUA, care nu duc la creşterea însemnată a tarifului la energia electrică, doar cu 1 ban/kWh.

BIBLIOGRAFIE

La cap. 1

1. IAEA – Wien Automatic System Planning (WASP) Package, A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning, Version WASP-IV, User's Manual, 2000.
2. IAEA – Energy and Power Evaluation Program (ENPEP), User's Guide, Version 3.0.
3. Reports of the operations of the State Company "Moldelectrica" during 1995-2000.
4. IAEA- Energy and nuclear power planning study for Romania (covering period 1989-2010), September 1995.
5. Pequot Publishing Inc. – Gas Turbine World, For Project Planning, Design and Construction, 1998 Handbook.
6. International Energy Agency – World Energy Outlook, 2008 Edition.
7. International Energy Agency – World Energy Outlook, 2009 Edition.
8. www.power-technology.com/projects.
9. The Economics of Nuclear Power March 2011. World Nuclear Association report.

La cap. 2

1. Strategia Energetică 2030 a Republicii Moldova. Monitorul Oficial nr.27-30/146 din 08.02.2013
2. Ion Comendant. Impactul promovării surselor eoliene asupra dezvoltării sistemului energetic naţional. Conferinţa internaţională "Energetica Moldovei – 2012. Aspectele regionale de dezvoltare". 4-6 octombrie, 2012 - Chişinău, 8 pagini.
3. http://export.gov/romania/static/Ministryof Economy_Latest_eg_ro_041294.pdf
4. А.Г. Баталов, Б.С. Стогний и др. Режимы работы электрической системы приграничных районов при интегрировании ОЭС Украины в ENTSO-E. Электрические сети и системы. № 6, 2011. С. 4-13.
5. Comunicarea Naţională Trei a Republicii Moldova. Chişinău. 2013.http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/MEMBERS/PARTIES/UKRAINE
6. http://www.slideshare.net/EnergotradingUA/pres-ueex-v30rus
7. http://www.reuters.com/article/2013/10/07/us-ukraine-wbank-forecast-idUSBRE99607W20131007
8. Andrei Pereverta. The restructuring of Ukrainian Power Market. International Conference "European choice: New opportunities and challenges for Ukrainian nuclear power sector". Kyiv, July 2, 2013
9. http://imepower.files.wordpress.com/2013/06/tws-7_uself_29-05-2013_romanov_rus.pdf
10. http://vvv.transelectrica.ro/
11. http://www.econet-romania.com/files/documents/27April12/Vortrag%20ANRE.pdf
12. http://export.gov/romania/static/MinistryofEconomy_Latest_eg_ro_041294.pdf
13. http://www.aemc.gov.au/Media/docs/KEMA%20Final%20Report-f57c7305-c716-4a40-9bfe-49bae3b798c1-0.PDF

La cap. 3.

1. Small Wind World Report. WWEA. 2012.

2. National Energy Efficiency Program. Government Resolution No 833,10.11.2011, Official Monitor No. 197-202/914 from 18.11.2011, http://lex.justice.md/
3. Moldova Energy Strategy up to 2020, Official Monitor No. 141-145 from 07.09.07. http://lex.justice.md/
4. Law on Renewable Energy (No. 160-XVI, 12.07.2007, Official Monitor No. 127-130 from 17.08.2007, http://lex.justice.md/.
5. Strategia Naţională de Dezvoltare „Moldova 2020". 2012.
6. I. Bostan and others. Systems for conversion of renewable energies. TEHNICA-INFO, Chisinau, 2007. 592 pages.
7. Methodology for the determination, approval and application of tariffs for the electricity generated from renewable sources and for bio-fuel. Official Monitor no 45-46 from 27.02.09. http://lex.justice.md/.
8. Ion Comendant. The identification of solutions to cover energy demand from renewables. Regional Energy Problems, no. 2(16), 2011, IPE ASM, pages 39-52, http://ieasm.webart.md/contents_ro/?volume_id=28.
9. Irene Vos. The Impact of Wind Power on European Natural Gas Markets. IEA Report. January 2012.
10. I. Comendant, A. Sula. COMENDANT, I.; SULA, A. Impactul factorilor de influenţă asupra scenariilor de dezvoltarea a surselor de energie electrică. Analele Institutului de Energetică al AŞM. Fascicola 2. Ch.: TAŞM, 2010..207-231. ISSN 1853-9247. www.ie.asm.md
11. IAEA – Wien Automatic System Planning (WASP) Package, A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning, Version WASP-IV, User's Manual, 2000.
12. Ion Comendant and others. Moldova Power Sources Development including Nuclear Power Plant possible participation. Regional Energy Problems, no. 2, 2007, IPE ASM, pages 1-20. http://ieasm.webart.md/contents_ro/volume_id=13.
13. D.L. Chase, P.T. Kehoe. GE Combined-Cycle Product Line and Performance. GE Power Systems. Schenectady, New York, 2011, 44 pages.
14. Investment decisions for Baseload Power Plants. NETL, 2010, 283 pages.
15. The future of the coal. Options for a Carbon- Constrained World. MIT USA, 3007. http://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal_Summary_Report.pdf
16. Managing Emissions of Carbon Dioxide from Coal-Fired Power Plants. A briefing Note from the department of Engineering and Public Policy Carnegie Mellon University. 2008. 4 pages.
17. Capturing CO2 from Coal-Fired Power Plants: Challenges for a Comprehensive Strategy. CRS Report for USA Congress. 2008, 39 pages.

BACK

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОИЗВОДИМОЙ АО «КИШИНЕВСКАЯ СЕТ-1» ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СОПОСТАВЛЕНИЕ С АНАЛОГИЧНЫМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ ДРУГИХ ИСТОЧНИКОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ МОЛДОВА

Постолатий В.М., Быкова Е.В., Мирон В.С., Гуцу В.В., Моисеев Ф.Е.
Институт Энергетики АНМ, ТЭЦ-1

Аннотация. В работе приведены результаты расчетов и анализа основных производственных показателей АО ТЭЦ-1 по выработке электрической и тепловой энергии. Главное внимание уделено анализу себестоимости производимой энергии, оценке удельных расходов топлива на выработку электрической и тепловой энергии, определению расчетной себестоимости отпускной электрической энергии, оценке суммарного к.п.д. использования топлива. Аналогичные расчеты сделаны и для других источников электрической и тепловой энергии в г. Кишиневе: АО ТЭЦ-2, котельных СТ-Sud и СТ-Vest. Проведено сопоставление показателей АО ТЭЦ-1 с указанными источниками энергии. Расчеты выполнены с использованием разработанной методики разнесения затрат и топливной составляющей себестоимости энергии путем приведения выработанной электрической и тепловой энергии к одним единицам измерения.
Ключевые слова: когенерация, себестоимость, котельные установки

Analiza indicatorilor a costului de producţie a SA "Chişinău-CET 1" electricitate şi căldură, în comparare cu cele ale altor surse din sistemul energetic din Republica Moldova

Postolati V.M., Bicova E.V., Miron V.S., Guţu V.V., Moiseev F.E.
Institutul de Energetică al AŞM, CET-1

Rezumat. În lucrare sunt prezentate rezultatele calculelor şi a analizei indicatorilor de bază ai SA CET-1 cu privire la producerea energiei electrice şi termice. Accentul a fost pus pe analiza costului energiei produse, estimarea consumului specific de combustibil la generarea energiei electrice şi termice, determinarea costului energiei electrice livrate de la barele colectoare ale centralei, estimarea randamentului global de utilizare a combustibilului. Calcule similare au fost efectuate şi pentru alte surse de energie electrică şi termică din mun. Chişinău: SA CET-2, CT-Sud şi CT-Vest. S-au comparat indicatorii SA CET-1 cu indicatorii surselor de energie menţionate. Calculele s-au efectuat în baza metodologiei elaborate de distribuire a costurilor şi cotei combustibilului privind costul de producere a energiei, utilizând procedura de echivalare a energiei electrice şi termice produse şi prezentate în aceleaşi unităţi de măsurare-kWh.
Cuvinte cheie: cogenerare,. costul de producţie, instalaţiile de cazane

Analysis of Indicators of Production Cost of "Chisinau CHP **-1" Electricity and Heat and Comparison with those of other Sources in Power System of Republic of MOLDOVA**

Postolaty V.M., Bykova E.V., Myron V.S., Gutu V.V., Moiseev F.E.
Institute of Power Engineering of the ASM, CHP-1

Abstract. Calculation and analysis data of the industrial parameters of electrical and thermal energy generation at SA CET-1are stated in this paper. Cost value analysis of produced energy, the estimation of fuel specific consumption for electrical and thermal energy generation, the determination of design cost value of generated energy and the estimation of the total efficiency factor of fuel use are highlighted in the paper. Similar calculations were carried out for other electrical and thermal sources from Chisinau: SA CET-2, CT-Sud and CT-Vest. It was made a comparison between the parameters of SA CET-1 and those of presented sources. The calculations were performed on basis of elaborated methodology that consists in prices' and fuel part of energy cost value allocation by reducing electrical and thermal energy to a common unit of measurement.
Keywords: cogeneration, production cost, boiler.

Введение

В энергосистеме республики Молдова действует ряд крупных источников, обеспечивающих определенную долю баланса электрической и тепловой энергии.

К основным из них относятся: АО ТЭЦ-1; АО ТЭЦ-2; АО CET-Nord, крупные котельные в г. Кишиневе – CT-Sud и CT-Vest. Недостающую для полного баланса электроэнергию Республику Молдова получает от Молдавской ГРЭС и за счет импорта из энергосистемы Украины, а тепловую энергию - от местных котельных в населенных пунктах Республики и установок индивидуального отопления. Все указанные источники характеризуются своими техническими, экономическими и экологическими показателями.

Предметом настоящей работы является анализ основных показателей себестоимости производимой АО «Кишиневская ТЭЦ-1» электрической и тепловой энергии и сопоставление с аналогичными показателями других источников в энергосистеме Республики Молдова, и в частности расположенными в г. Кишиневе: АО ТЭЦ-2, CT-Sud и CT-Vest.

Работа выполнена по заказу АО ТЭЦ-1.

Необходимость данной работы обусловлена текущей ситуацией по реформированию энергокомплекса Республики Молдова, проводимым поиском перспективных направлений развития энергетики, основанных на определении объективных технико-экономических показателей источников и анализе использования современных наиболее экономичных технологий.

Кишиневская ТЭЦ-1 является источником когенерации электрической и тепловой энергии. Электроэнергию ТЭЦ-1 выдает в общую электроэнергетическую систему Республики Молдова, а теплоэнергию - в общую тепловую сеть г. Кишинэу. Объемы производства электрической и тепловой энергии ТЭЦ-1 на протяжении последних лет снижались по целому ряду причин. Аналогичная ситуация наблюдается и работе АО ТЭЦ-2. В Республике в целом наблюдается рост топливопотребления, электропотребления, а выработка энергии на Кишиневских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 постоянно снижается. Возникают вопросы, почему это происходит. В чем причины и насколько проводимая политика в области энергетики и эффективного использования данных источников верна.

Настоящая работа имеет целью в определенной мере ответить на возникающие вопросы.

На основании результатов выполненных расчетов и анализа основных показателей АО ТЭЦ-1 по производству электрической и тепловой энергии приведены сопоставления с аналогичными показателями других источников электрической (АО «ТЭЦ-2») и тепловой (АО «ТЭЦ-2», CT-Sud и CT-Vest)

В работе использованы данные, представленные АО ТЭЦ-1, АО ТЭЦ-2, АО «Термоком» в соответствии с запросом Института энергетики АНМ (Приложения 1-4).

1. Анализ структуры себестоимости производимой источниками электрической и тепловой энергии

Структура себестоимости производимой на ТЭЦ-1 электрической и тепловой энергии включает следующие основные составляющие:

- стоимость топлива;
- затраты на оплату труда производственного персонала;
- затраты на подготовку воды (стоимость воды и химических реагентов);
- затраты на ремонт, содержание и эксплуатацию основного и вспомогательного энергетического оборудования;
- отчисления на амортизацию основных фондов;
- прочие расходы.

Данные по каждой составляющей указанной структуры за период 2005-2013 гг. приведены в приложении 1.

Для дальнейшего анализа составляющие себестоимости производства электрической и тепловой энергии сгруппированы в виде двух блоков:

1) Затраты на приобретения топлива (топливная составляющая);
2) Производственные и прочие расходы предприятия (производственная составляющая).

Аналогичным образом сгруппированы и составляющие себестоимости производимой энергии другими источниками, а именно – тепловой энергии – котельными Западной (CT-Vest) и Южный (CT-Sud).

Данные по конкретным составляющим себестоимости производства тепловой энергии указанными котельными приведены в приложении 2.

При выполнении настоящей работы были приняты для анализа и данные по АО ТЭЦ-2 (CET-2), приведенные в Приложении 3. Однако, полных данных получить не представилось возможным. Поэтому при выполнении настоящей работы для ТЭЦ-2 определены показатели в неполном виде. Уточнения могут быть сделаны после получения от АО ТЭЦ-2 более подробных данных.

2. Главные составляющие в структуре себестоимости производимой электрической и тепловой энергии.

В соответствии с принятым подходом составляющие себестоимости производимой электрической и тепловой энергии сгруппированы в виде двух укрупненных показателей:

- топливной составляющей себестоимости;
- производственной составляющей себестоимости.

Для рассматриваемых источников CET-1, CET-2, CT-Sud и CT-Vest значения общих показателей, а также указанных укрупненных составляющих себестоимости произведенной энергии за период 2005-2013 г.г. приведены в таблицах 2.1.1÷2.1.4.

2.1. Анализ показателей производства электрической и тепловой энергии АО ТЭЦ-1

Анализ основных показателей по производству электрической и тепловой энергии АО ТЭЦ-1 производится за период 2005-2013 г.г. (Таблица 1).

Рассматриваются следующие показатели:

- производство электрической энергии;
- производство тепловой энергии;
- затраты топлива в физических единицах измерения и в единицах условного топлива (угольного эквивалента);
- стоимостные затраты;
- определения долевых соотношений выработанных объемов энергии с приведением к одним единицам измерения;
- расчеты разнесения затрат на выработку электрической и тепловой энергии;
- определение удельных расходов топлива на единицу произведенной электрической и тепловой энергии;
- определение суммарного к.п.д. работы ТЭЦ-1.

Таблица 2.1.1

Показатели производства электрической и тепловой энергии АО ТЭЦ-1

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
1.	Основные показатели:										
1.1	Производство электроэнергии	млн. кВт.ч	154,872	148,031	151,879	140,268	135,561	94,933	70,181	56,708	59,479
1.2	Производство тепловой энергии	тыс. Гкал	375,562	378,811	329,141	319,634	271,912	246,395	203,520	184,661	170,949
1.3	Расход топлива:										
	Газ	млн.м^3	84,772	83,510	81,099	78,299	70,035	51,212	40,311	33,790	33,111
		тыс. т.у.т	97,826	96,370	93,588	90,357	80,820	59,098	46,518	38,993	38,210
	Мазут	тыс.т.	0,8804				1,178				
		тыс. т.у.т	1,206				1,613				
	Всего	тыс. т.у.т	99,032	96,370	93,588	90,357	82,433	59,098	46,518	38,993	38,210
1.4	Стоимость топлива:										
	в именованных единицах	тыс. лей	72928	107191	154374	202423	219214	165450	170928	170928	173425
	- в процентах от общих затрат	%	69	74	80	82	80	74	75	77	77
	- удельная стоимость условного топлива	лей/т.у.т	736,4	1112	1649,5	2240,2	2659,2	2799,5	3674,4	4554	4538
1.5	Произв										

	одст-венные затраты										
	- в именов-анных единица х	тыс. лей	32574	38511	39212	45838	55619	58193	57826	52066	53003
	- в процен-тах от общих затрат	%	31	26	20	18	20	26	25	23	23
1.6	Общая стои-мость произ-водст-ва и отпуска энергии	тыс. лей	105502	145702	193586	248261	274833	223643	228754	229641	226428
2	**Расчет-ные показа-тели:**										
2.1	Произ-веден-ная тепло-вая энергия, приве-денная к едини-цам измере-ния электро энергии (коэфф. Приве-дения: 1Гкал=, =1,163 МВт.ч)	млн. кВт.ч	436,778	440,557	382,790	371,734	316,233	286,557	236,693	214,760	198,813
2.2	Сум-марная произ-веден-ная	млн. кВт.ч	591,65	588,588	534,669	512,002	451,794	381,490	306,874	271,468	258,292

	энергия (приведенная к одним единицам измерения)										
2.3	Удельные расходы топлива на производство приведенной энергии	г.у.т./кВт.ч	167	163	175	176	182	154,9	151,5	143,6	147,9
2.4	Стоимость производства и отпуска энергии	тыс. лей	105502	145702	193586	248261	274833	223643	228754	229641	226428
2.5	Удельная стоимость приведенной энергии	лей/кВт.ч	0,178	0,24	0,362	0,484	0,608	0,586	0,745	0,845	0,876
2.6	Долевое соотношение выработанной энергии от общей:										
	- электрической	%	26,2	25,2	28,5	27,4	30,1	24,9	22,9	20,9	20,9
	- тепловой	%	73,8	74,8	71,5	72,6	69,9	75,1	77,1	79,1	76,9
2.7	Долевое распределение топлива на выра-										

	ботку:										
	- электрической энергии	тыс. т.у.т	25,946	24,285	26,672	24,757	24,812	14,715	10,652	8,149	8,82
	- тепловой энергии	тыс. т.у.т	73,085	72,084	66,915	65,599	57,620	44,382	35,865	30,843	29,383
2.8	Долевые затраты на топливную составляющую на выработку энергии:										
	- электрической	тыс. лей	19101	27012,1	43996,5	55463,9	65983,4	41197	39142,5	37113,1	40061,1
	- тепловой		53820,8	80178,8	110377,4	146959	153230,5	124252,9	131785,4	140461,8	1018,56
2.9	Долевые затраты в общей стоимости выработки и отпуска энергии:										
	- электрической	тыс. лей	27641,5	36716,9	55172	68023,5	82724,7	55687,1	52384,6	47994,9	52304,8
	- тепловой	тыс. лей	77860,5	108985,1	138414	180237,5	192108,3	167955,9	176369,4	181646,1	174123,2
2.10	Расчетный тариф на выработанную и отпущенную эне-										

	ргию:										
	- электрической	лей/кВт.ч	0,178	0,248	0,363	0,484	0,610	0,586	0,746	0,846	0,879
	- тепловой	лей/Гкал	207,31	287,7	420,53	563,8	706,5	681,65	866,59	983,67	1018,56
3	Показатели эффективности использования топлива (к.п.д) на выработку электрической и тепловой энергии в целом на ТЭЦ-1										
3.1	Выработанная электрическая энергия, переведенная в тепловые единицы измерения (1МВт.ч =1/1,163 ==0,8598 Гкал, или 1кВт.ч= =859,8 ккал)	тыс. Гкал	133,158	127,277	130,585	120,602	116,555	81,623	60,341	48,757	51,140
3.2	Сум-	тыс. Гкал	508,72	506,088	459,726	440,236	388,467	328,018	263,861	233,418	222,089

	марная энергия, выраженная в тепловых единицах										
3.3	Суммарная теплота сгорания топлива	тыс. Гкал	695,24	693,224	655,116	632,499	577,031	413,686	325,626	272,951	267,47
3.4	Суммарный к.п.д.	%	73,17	73	70,1	69,6	67,3	79,3	81	85,5	83
3.5	Удельные расходы топлива на производство энергии:										
	- электрической	г.у.т/кВт.ч	167	163	175	176	182	154,9	151,5	143,6	147,9
	- тепловой	кг.у.т/Гкал	194	189,5	203,5	204,6	211,6	180,1	176,1	167	172

Анализ данных показывает, что за период 2005-2013 г.г. годовое производство электрической энергии на ТЭЦ-1 снизилось с уровня 154,8 млн. кВт.ч (в 2005 г.) до 59,4 млн. кВт.ч (в 2013 г.). Спад произошел почти в три раза (рис. 2.1.1). Практически вдвое произошло снижение выработки и тепловой энергии (рис. 2.1.1).

Таблица к рис. 2.1.1.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Количества выработки электроэнергии, млн. кВт.ч	154,8	148	151,8	140,2	135,5	94,9	70,1	56,7	59,4
Количества выработки тепловой энергии, тыс. Гкал	375,5	378,8	329,1	319,6	271,9	246,3	203,5	184,6	170,9

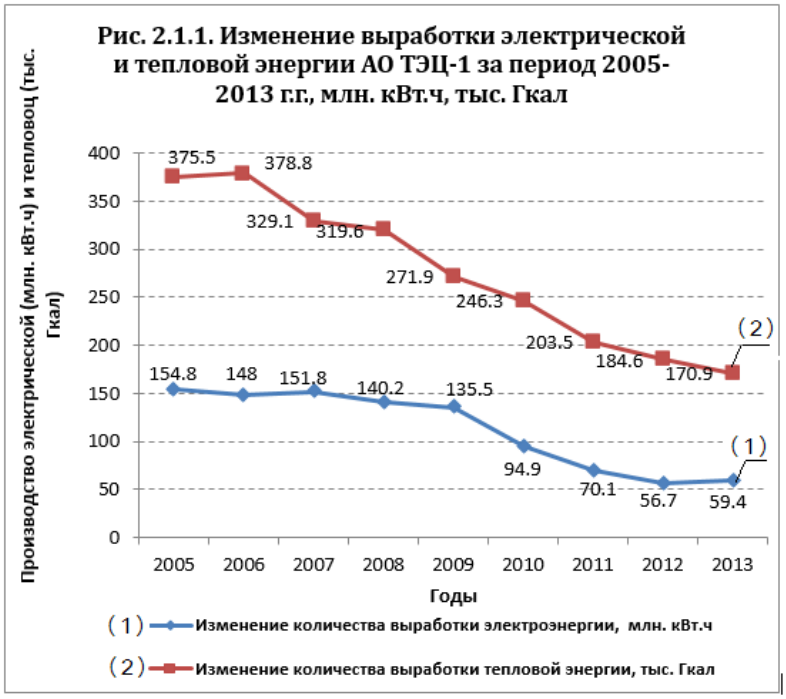


Рис. 2.1.1. Динамика производства электрической и тепловой энергии АО ТЭЦ-1 за период 2005-2013 г.г., млн. кВт.ч, тыс. Гкал

Снижение выработки электрической и тепловой энергии сопровождалось суммарным снижением потребления топлива (рис. 2.1.2), с 99 тыс. т.у.т. (в 2005 г.) до 38,2 тыс. т.у.т (в 2013 г.).

Таблица к рис. 2.1.2.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Суммарный расход топлива, тыс. т.у.т.	99	96,3	93,5	90,3	82,4	59	46,5	38,9	38,2
Расход топлива на производство электро-энергии, тыс. Гкал	25,9	24,2	26,6	24,7	24,8	14,7	10,6	8,1	8,8
Расход топлива на производство тепло-энергии, тыс. т.у.т	73	72	66,9	65,5	57,6	44,3	35,8	30,8	29,3

Рис.2. 1.2. Динамика потребления топлива на выработку на ТЭЦ-1 электрической и тепловой энергии, а также суммарного расхода за период 2005-2013 г.г., тыс. т.у.т.

Согласно принятому в настоящей работе подходу, выработанная тепловая энергия приведена к эквиваленту в виде электрической энергии с учетом существующего соотношения: 1 Гкал = 1,163 МВт.ч.

Это позволило определить величину суммарной выработанной энергии в млн. кВт.ч. Располагая общим расходом топлива на производство всей энергии определен удельный расход топлива на производство 1 кВт.ч приведенной энергии (в таблице 2.1.1, п. 2.3). Далее была определено долевое соотношение выработанной приведенной энергии, которое указано в табл. 2.1.1, п.2.6 и соответственно долевой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии (п.2.8 в табл. 2.1.1). Изменение расхода топлива за рассматриваемый период, используемого на производство электрической и тепловой энергии, показано также на рис. 2.

Выполненные таким образом расчеты позволили определить удельные расходы топлива на производство единицы электрической энергии (г.у.т. на 1 кВт.ч) и единицы тепловой энергии (кг у.т. на 1 Гкал). Эти данные приведены в таблице 2.1.1 (п. 3.5). Изменение удельных расходов топлива за период 2005-2013 г.г. проиллюстрировано также на рис. 2.1.3. Величина удельных расходов топлива на выработку электрической энергии в разные годы колебалась в пределах 147,9÷182 г.у.т/кВт.ч, а тепловой энергии - в пределах 167÷211 кг у.т./Гкал.

Таблица к рис.2.1.3

	Удельные расходы топлива на производство электроэнергии, г.у.т./кВт.ч	Удельные расходы топлива на производство теплоэнергии, кг у.т./ Гкал
2005	167	194
2006	163	189,5
2007	175	203,5
2008	176	204,6
2009	182	211,6
2010	154,9	180,1
2011	151,5	176,1
2012	143,6	167
2013	147,9	172

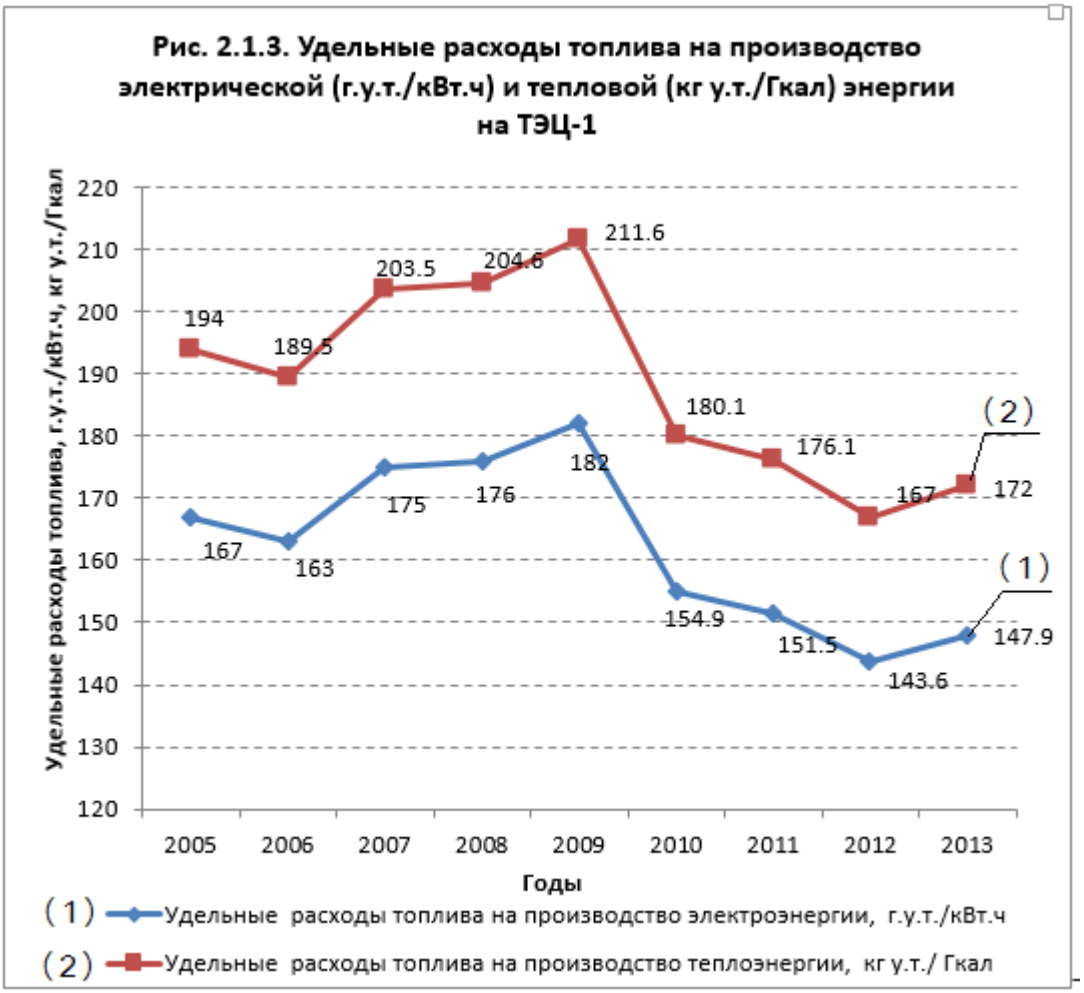


Рис.2.1.3.Удельные расходы топлива на производство электрической (г.у.т./кВт.ч) и тепловой (кг у.т./Гкал) энергии на ТЭЦ-1

Знание удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии позволило перейти к определению расчетных тарифов на данные виды энергии.

Суммарные финансовые затраты на выработку энергии в целом на ТЭЦ-1 приведены в таблице 2.1.1 (п.п. 1.4 и 1.5). Там же (в п.2.5) даны результаты расчетов удельной стоимости приведенной энергии, а в п. 2.8 – долевые затраты на производство электрической и тепловой энергии.

Зная долевые затраты и количество электрической и тепловой энергии, приведенной к одним единицам измерения, оказалось возможным определить расчетные тарифы. Их значения приведены в п. 2.10 в таблице 2.1.1, а наглядные изменения расчетных тарифов показаны также на рис. 2.1.4; 2.1.5.

Таблица к рис.2.1.4

	Тарифы на электроэнергию лей/кВт.ч
2005	0,178
2006	0,248
2007	0,363
2008	0,484
2009	0,61
2010	0,586
2011	0,746
2012	0,846
2013	0,879

Рис.2.1.4 Изменение расчетных отпускных тарифов на произведенную на ТЭЦ-1 электрическую энергию (лей/кВт.ч) период 2005-2013 г.г.

Таблица к рис.2.1.5

	Тарифы на тепловую энергию лей/кВт.ч
2005	207,3
2006	287,7
2007	420,5
2008	563,8
2009	706,5
2010	681,6
2011	866,5
2012	983,6
2013	1018,5

Рис.2.1.5. Изменение расчетных отпускных тарифов на теплоэнергию, произведенную на ТЭЦ-1 за период 2005-20013 г.г., лей/Гкал

Их значения изменялись от величины в 2005 г. для электроэнергии 0,178 лей/кВт.ч и тепловой энергии 207,31 лей/Гкал до величин 0,879 лей/кВт.ч и 1018,5 лей/Гкал в 2013 г., соответственно. Главным фактором, послужившим к столь значительному росту отпускных тарифов, явился рост стоимости приобретаемого топлива, величина которого изменилась с величины 736,4 лей /т.у.т. – в 2005 г. до 4538 лей/т.у.т.- в 2013 г. (табл. 2.1.1, п.1.4). Изменение цены за 1 т.у.т. показано на рис. 2.1.6.

Таблица к рис.2.1.6.

	Цена на Топливо, лей/т.у.т.
2005	736,4
2006	1112
2007	1649
2008	2240
2009	2659
2010	2799
2011	3674
2012	4554
2013	4538

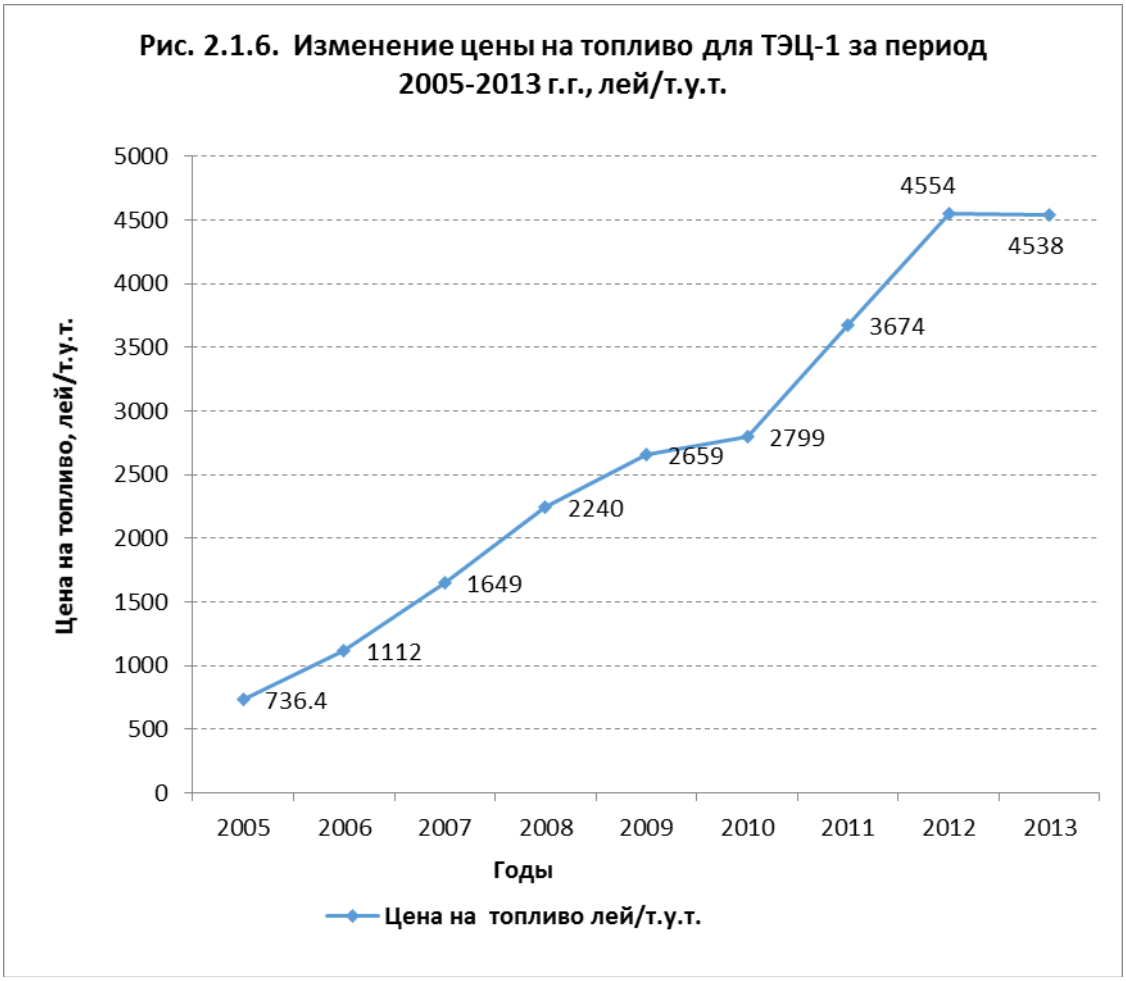


Рис.2.1.6. Изменение цены на топливо для ТЭЦ-1 за период 2005-2013 г.г., лей/т.у.т.

Рост цены на топливо приобретаемое ТЭЦ-1 за указанный период произошел с величины 736,4 лей/т.у.т (в 2005 г.) до величины 4538 лей/т.у.т (в 2013 г.), т.е. в 6,1 раз (в левом исчислении).

Предложенный подход по приведению всей выработанной энергии к одним единицам измерения позволил достаточно наглядно определить суммарный к.п.д. ТЭЦ-1.

Для этого произведен перевод выработанной электрической энергии в тепловые единицы измерения и затем определена сумма всей приведенной к тепловым единицам энергии, выработанной на ТЭЦ-1.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.1.1 (п.3.1; 3.2).

Располагая общим количеством потребленного топлива и его суммарной теплотой сгорания (п.3.3 в табл. 2.1.1) определена доля полезного использования топлива, т.е. суммарной к.п.д. ТЭЦ-1 (таблица 2.1.1., п.3.4).

Как видно из полученных данных, суммарный к.п.д. ТЭЦ-1 за указанный период изменялся в пределах от 73,1% - в 2005 г. до 85,5% - в 2012 г. и 83% - в 2013 г.

Величина к.п.д. ТЭЦ в значительной мере зависит от соотношения вырабатываемой электрической и тепловой энергии в общем объеме энергии. В 2005 г. доля произведенной электрической энергии от общей составила 26,2%, а в 2012 г. – 20,9%, в 2013 г. – 23,1%.

Соответственно, доля тепловой энергии составила в 2005 г. – 73,8%, в 2012 г. 79,1%, а в 2013 г. – 76,9%. Чем больше вырабатывалось электроэнергии, тем ниже суммарный к.п.д. и, наоборот, чем больше доля тепловой энергии, тем выше к.п.д.

Показателем эффективности работы ТЭЦ-1 является также удельные затраты топлива на производство электрической и тепловой энергии. Как было показано выше (рис. 2.1.3), их значения находились в пределах: 143,6÷182 г.у.т/кВт.ч и 167÷211,6 кг.у.т./Гкал.

На основе проведенных расчетов и анализа можно сделать выводы:

- предложенная методика приведения произведенной электрической и тепловой энергии к единым единицам измерения дает возможность наглядно осуществлять разделение затрат на ТЭЦ-1 на производство электрической и тепловой энергии;
- объективно оценить и обосновать тарифы на отпускаемую электрическую и тепловую энергию, не допускать в дальнейшем ошибки в завышении тарифа на электроэнергию и занижении тарифа на теплоэнергию;
- наглядно и объективно определять суммарный к.п.д. ТЭЦ.

2.2. Анализ показателей производства электрической и тепловой энергии АО ТЭЦ-2

В качестве исходных данных для анализа были приняты данные АО ТЭЦ-2, приведенные в приложении 2. В отличие от АО ТЭЦ-1 данные АО ТЭЦ-2 являются неполными. Поэтому анализ проведен с учетом имеющихся данных. В методическом плане подход к анализу аналогичен тому, что и для АО ТЭЦ-1.

Расчеты показателей производства электрической и тепловой энергии АО ТЭЦ-2 проведены в табличном виде (Таблица 2.2.1).

Из приведенных результатов следует, что работа ТЭЦ-2 за период 2005-2013 г.г. характеризуется некоторой стабильностью, хотя и происходило снижение выработки электрической энергии с уровня 854,3 млн. кВт.ч (в 2005 г.) до 694,7 млн. кВт.ч (в 2013 г.), а тепловой энергии с количества 1198,1 тыс. Гкал (в 2005 г.) до 1047,4 тыс. Гкал (в 2013 г.). Стабильными были и величины удельных расходов топлива на выработку электрической энергии (в пределах 160,7÷167,7 г.у.т/кВт.ч) и тепловой энергии (в пределах 186,9÷195 кг у.т./Гкал.

Суммарный к.п.д. ТЭЦ-2 по топливу находимся в пределах 73,2% (в 2005 г.), 76,4% (в 2011 г.), 75,8% (в 2013 г.).

Таблица 2.2.1

Показатели производства электрической и тепловой энергии АО ТЭЦ-2

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
1.	Основные показатели:										
1.1	Производство электроэнергии	млн. кВт.ч	854,376	818,379	805,413	755,288	754,555	782,419	765,178	742,898	694,760
1.2	Производство тепловой энергии	тыс. Гкал	1198,141	1204,198	1159,331	1153,849	1126,780	1193,417	1166,047	1135,661	1047,469
1.3	Расход условного топлива	тыс. т.у.т	377,158	362,672	354,046	338,197	340,676	350,690	340,974	333,816	309,724
2.	Расчетные показатели:										
2.1	Произведенная тепловая энергия, приведенная к электрическим единицам измерения (1 Гкал=1,163 МВт.ч)	млн. кВт.ч	1393,437	1400,482	1348,301	1341,926	1310,445	1387,943	1356,112	1320,773	1218,206
2.2	Суммарная	млн.	2247,81	2218,861	2153,714	2097,214	2065	2170,36	2121,29	2063,67	1921,96

	произведенная энергия, приведенная к электрическим единицам измерения	кВт.ч	3					2		1	6
2.3	Удельный расход топлива на приведенную энергию	г.у.т./кВт.ч	167,78	163,4	164,3	161,2	164,9	161,58	160,73	161,7	161,9
2.4	Долевое отношение выработанной энергии в общем производстве:										
	- электрической	%	38	36,8	37,39	36	36,5	36,05	36,07	35,99	36,3
	- тепловой	%	62	63,2	62,61	64	63,5	63,95	63,93	64,01	63,7
2.5	Долевое отношение затрат топлива на выработку энергии:										
	- электрической	тыс. т.у.т	143,320	133,463	132,377	121,750	124,346	126,423	122,989	120,140	112,429
	- тепловой	тыс. т.у.т	233,838	229,209	221,669	216,447	216,33	224,267	217,985	213,676	197,295
2.6	Удельные расходы условного топлива на выработку энергии:										
	- электрической	г.у.т./кВт.ч	167,7	163,4	164,3	161,2	164,9	161,5	160,7	161,7	161,9
	- тепловой	кг.у.т./Гкал	195	190,34	191,2	187,5	191,9	187,9	186,9	188,1	188,3
3.	Показатели эффективности использования топлива (к.п.д) на выработку электрической и тепловой энергии в целом на ТЭЦ-2										
3.1	Выработанная электроэнергия, переведенная в тепловые единицы измерения	тыс. Гкал	734,592	703,642	692,494	649,396	648,766	672,723	657,9	638,743	597,354
3.2	Суммарная выработанная энергия в тепловых единицах измерения	тыс. Гкал	1932,733	1907,84	1851,825	1803,245	1775,546	1866,14	1823,947	1774,404	1644,823
3.3	Суммарная теплота сгорания топлива	тыс. Гкал	2640,106	2538,704	2478,322	2367,379	2384,732	2454,83	2386,8	2336,7	2168,068
3.4	Суммарный к.п.д.	%	73,2	75	74,7	76,1	74,45	76	76,4	75,9	75,8

2.3. Анализ показателей производства тепловой энергии CT-Sud.

Основные данные производства тепловой энергии на CT-Sud представлены в приложении 3 (данные АО «Термоком»).

В таблице 2.3.1 приведены результаты расчетов показателей, которые необходимы для анализа эффективности работы CET-Sud по выработке тепловой энергии.

Из полученных результатов видно, что удельные затраты условного топлива на выработку тепловой энергии на CT-Sud составляли в пределах 152,2÷157,2 кг.у.т/Гкал, расчетный к.п.д. находился на уровне 90,8÷92,02 %, а расчетный тариф изменялся в пределах от 203,5 лей/Гкал (в 2005 г.) до 847,07 лей/Гкал (в 2013 г.).

Таблица 2.3.1

Показатели производства тепловой энергии CT-Sud

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
1.	Основные показатели:										
1.1	Производство теплоэнергии	тыс. Гкал	194,854	192,427	166,244	160,962	167,424	165,981	153,808	150,305	135,304
1.2	Расход топлива на производство теплоэнергии	тыс. т.у.т.	30,638	30,240	26,078	25,014	25,992	25,821	23,922	23,422	21,128
1.3	Стоимость топлива:										
	- в денежном выражении	тыс. лей	26721,2	38605,6	50122,0	59311,1	69414,4	73297,9	92209,8	106200,8	95515,9
	- в %-ах от общих затрат	%	67,4	76,9	82,2	82,2	84,4	83,4	86,2	86,6	83,3
1.4	Общие затраты	тыс. лей	39653,7	50227,7	60965,9	72191,5	82233,3	87854,0	106971,4	122573,3	114612,2
2.	Расчетные показатели										
2.1	Удельный расход топлива на производство теплоэнергии	кг у.т./Гкал	157,2	157,1	156,8	155,4	155,2	155,5	155,5	155,8	156,1
2.2	Удельная стоимость произведенной тепловой энергии	лей/Гкал	203,5	261,02	366,72	448,5	491,16	529,3	695,48	815,29	847,07
3.	Показатели эффективности использования топлива										
3.1	Суммарная теплота сгорания топлива	тыс. Гкал	214,4	211,67	182,54	175,09	181,94	180,74	167,45	163,95	147,89
3.2	Суммарный к.п.д.	%	90,88	90,9	91	91,9	92,02	91,8	91,8	91,6	91,4

2.4. Анализ показателей производства тепловой энергии CT-Vest

Исходные данные для расчетов и анализа показателей производства тепловой энергии CT-Vest приведены в приложении 3 (данные АО «Термоком»).

Результаты выполненных расчетов приведены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1

Показатели производства тепловой энергии CT-Vest

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
1.	Основные показатели:										
1.1	Производство тепловой энергии	тыс. Гкал	248,79	253,14	240,48	235,00	229,48	241,050	220,28	207,17	189,64
1.2	Расход топлива на производство тепловой энергии	тыс. т.у.т.	38,902	39,346	37,414	36,028	35,163	36,863	33,660	31,971	29,316
1.3	Стоимость топлива:										
	- в денежном выражении	тыс. лей	33930,2	50844,4	71967,2	85374,0	93694,0	104631,1	129495,2	144974,0	132546,9
	- в %-ах от общих затрат	%	75,3	82,5	86,1	86,6	87,0	86,8	89,4	90,5	87,6
1.4	Общие затраты	тыс. лей	45052,7	61639,0	83596,5	98532,3	107669,4	120604,8	144849,8	160104,0	151234,1
2.	Расчетные показатели										
2.1	Удельный расход топлива на производство теплоэнергии	кг у.т./Гкал	156,36	155,4	155,5	153,3	153,2	152,9	152,8	154,3	154,5
2.2	Удельная стоимость производства тепловой энергии	лей/Гкал	181,08	243,49	347,61	419,26	469,18	500,32	657,55	772,79	797,46
3.	Показатели эффективности использования топлива										
3.1	Суммарная теплота сгорания топлива	тыс. Гкал	272,31	275,42	261,9	252,2	246,14	258,04	235,62	221,8	205,21
3.2	Суммарный к.п.д.	%	91,3	91,9	91,8	93,18	93,23	93,4	93,49	93,4	92,4

Полученные результаты анализа показывают, что удельные расходы условного топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии CT-Vest находились в пределах 152,8÷156,3, суммарный к.п.д. изменялся в пределах 91,3÷93,4%, а расчетная удельная стоимость изменялась в пределах от 272,31 лей/Гкал (2005 г.) до 797,46 лей/Гкал (в 2013 г.).

3. Сопоставление показателей основных составляющих себестоимости производимой электрической и тепловой энергии ТЭЦ-1 и на других источниках в энергосистеме

Как было выше принято, к основным показателям в структуре себестоимости энергии, производимой ТЭЦ-1, а также на других источниках отнесены:

- затраты на топливо;
- производственные затраты.

В таблицах 2.1.1÷2.4.1 приведены численные значения указанных показателей для АО ТЭЦ-1, CT-Sud, CT-Vest.

Для наглядности из указанных таблиц сделана выборка, составлена таблица 3.1.1 и построены графики, на которых показаны значения показателей производства электрической и тепловой энергии и динамика их изменения по годам за период 2005÷2013 г.г.

На рис. 3.1.1 показаны изменения долевых затрат на топливо на ТЭЦ-1, CT-Sud и CT-Vest.

Таблица к рис.3.1.1

	Долевые затраты на топливо ТЭЦ-1	Долевые затраты на топливо CT-Sud	Долевые затраты на топливо CT-Vest
2005	69	67,4	75,3
2006	74	76,9	82,5
2007	80	82,2	86,1
2008	82	82,2	86,6
2009	80	84,4	87
2010	74	83,4	86,8
2011	75	86,2	89,4
2012	77	86,6	90,5
2013	77	83,3	87,6

Рис.3.1.1.Изменение долевых затрат на топливо от общих затрат на ТЭЦ-1, CT-Sud и CT-Vest за период 2005-2013 г..г., %

Из приведенных результатов следует, что наибольшая топливная составляющая при выработке энергии была у CT-Vest и достигала 90,5% (в 2012 г.). Минимальная топливная составляющая была у CT-Sud и составляла в 2005 г. 67,4%. Для остальных источников этот показатель находился на уровне промежуточных значений. В качестве замеченного фактора следует отметить, что чем выше топливная составляющая в общих затратах на производство энергии, тем, следовательно, ниже доля производственных затрат. Производственные затраты находились в пределах:

- для ТЭЦ-1 18÷31%; - для CT-Sud 13,4÷32,6%; - для CT-Vest 9,5÷24,7%.

Удельные величины расхода топлива за период 2005-2013 г.г., как видно из данных для рассматриваемых источников были:

на электроэнергию (рис. 3.1.2):

- для ТЭЦ-1 в пределах 143,6÷182 г.у.т./кВт.ч;
- для ТЭЦ-2 в пределах 160,7÷164,9 г.у.т./кВт.ч;

на теплоэнергию (рис. 3.1.3):

- для ТЭЦ-1 в пределах 167÷211,6 кг у.т./Гкал;
- для ТЭЦ-2 в пределах 186,9÷191,9 кг у.т./Гкал;
- для CT-Sud – 155,2÷157,1 кг у.т./Гкал;
- для CT-Vest – 152,8÷156,3 кг у.т./Гкал.

Таблица к рис. 3.1.2

	Удельный расход топлива на производство электроэнергии на ТЭЦ-1, г.у.т./кВт.ч	Удельный расход топлива на производство электроэнергии на ТЭЦ-2, г.у.т./кВт.ч
2005	167	167,7
2006	163	163,4
2007	175	164,3
2008	176	161,2
2009	182	164,9
2010	154,9	161,5
2011	151,5	160,7
2012	143,6	161,7
2013	147,9	161,9

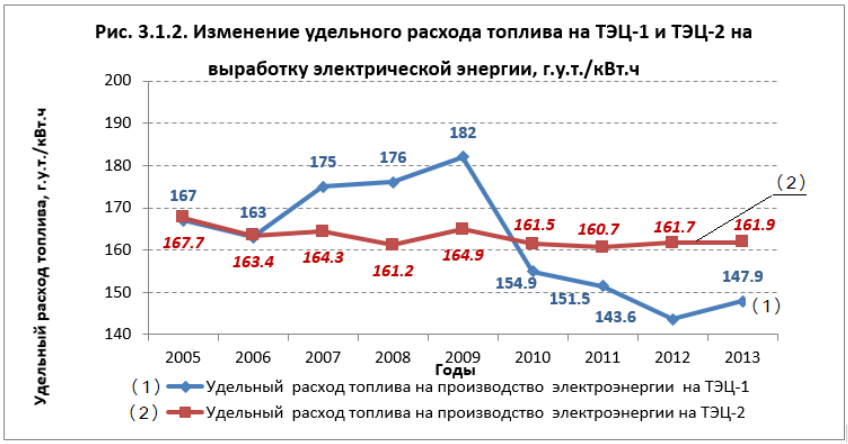


Рис.3.1.2.Изменение удельного расхода топлива на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 на выработку электрической энергии, г.у.т./кВт.ч

Таблица к рис.3.1.3.

	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии, на ТЭЦ-1	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии, на ТЭЦ-2	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии, на CT-Sud	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии, на CT-Vest
2005	194	195	157,2	156,3
2006	189,5	190,3	157,1	155,4
2007	203,5	191,2	156,8	155,5
2008	204,6	187,5	155,4	153,3
2009	211,6	191,9	155,2	153,2
2010	180,1	187,9	155,5	152,9
2011	176,1	186,9	155,5	152,8
2012	167	188,1	155,8	154,3
2013	172	188,3	156,1	154,5

Рис.3.1.3. Изменение удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии на ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, CT-Sud, CT-Vest, кг у.т./Гкал

Удельная расчетная себестоимость выработки электроэнергии (отпускной тариф) для ТЭЦ-1, как было показано выше, изменялся в пределах (рис. 3.1.4): от 0,178 лей/кВт.ч. (в2005 г.) до 0,879 лей/кВт.ч (в 2013г.)

	Расчетная удельная себестоимость (тариф) производства тепловой энергии на ТЭЦ-1	Расчетная удельная себестоимость производства тепловой энергии на CT-Sud	Расчетная удельная себестоимость производства тепловой энергии на CT-Vest
2005	207,3	201,5	181,08
2006	287,7	261,02	243,4
2007	420,5	366,7	347,6
2008	563,8	448,5	419,2
2009	706,5	491,1	469,1
2010	681,6	529,3	500,3
2011	866,5	695,4	657,5
2012	983,6	815,2	772,7
2013	1018,5	847,07	797,4

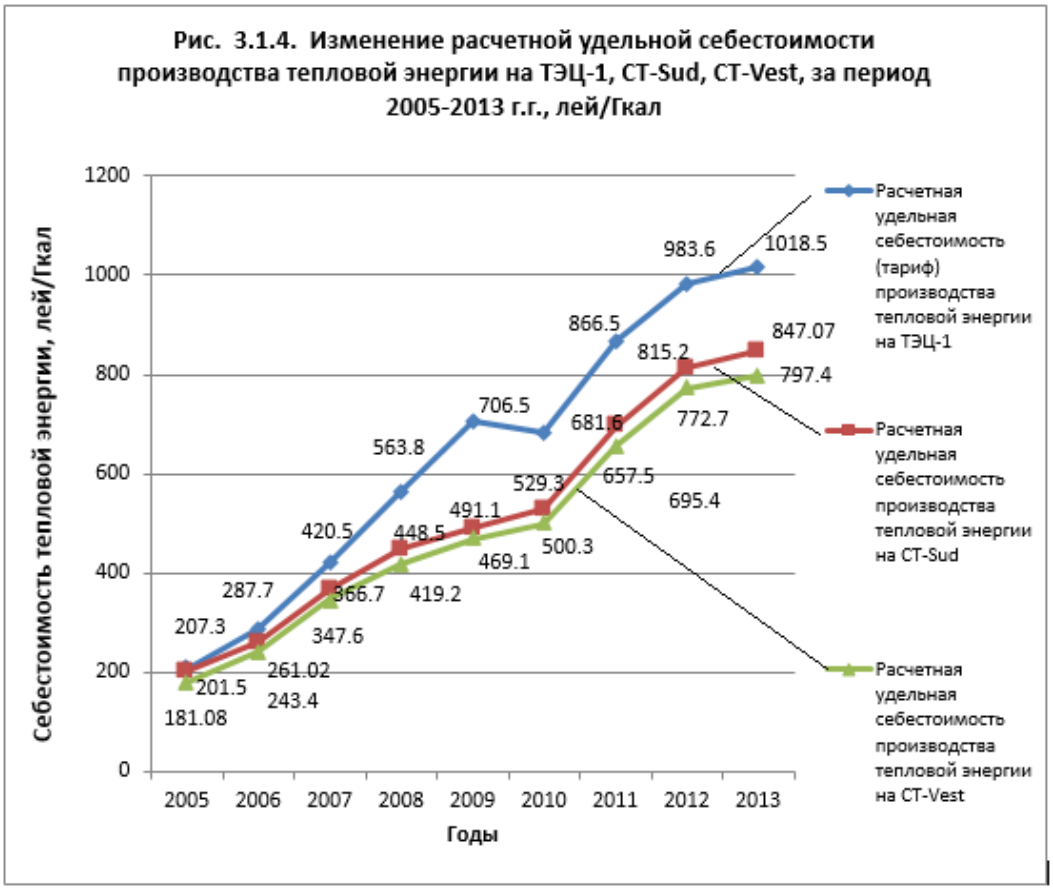


Рис. 3.1.4. Изменение расчетной удельной себестоимости производства тепловой энергии на ТЭЦ-1, CT-Sud, CT-Vest, за период 2005-2013 г.г., лей/Гкал

В связи с отсутствием данных для АО ТЭЦ-2 показатели себестоимости электрической энергии не были определены, хотя, судя по соотношению доли выработанной электрической и тепловой энергии (рис. 3.1.5), они, вероятно, будут близкими.

	Долевое отношение выработанной электроэнергии от общей, приведенной к одним единицам измерения для ТЭЦ-1, %	Долевое отношение выработанной электроэнергии к общей , приведенной к одним единицам измерения для ТЭЦ-2,%	Долевое отношение выработанной теплоэнергии к общей , приведенной к одним единицам измерения для ТЭЦ-1, %	Долевое отношение выработанной теплоэнергии к общей , приведенной к одним единицам измерения для ТЭЦ-2,%
2005	26,2	38	73,8	62
2006	25,2	36,8	74,8	63,2
2007	28,5	37,39	71,5	62,61
2008	27,4	36	72,6	64
2009	30,1	36,5	69,9	63,5
2010	24,9	36,05	75,1	63,95
2011	22,9	36,07	77,1	63,93
2012	20,9	35,99	79,1	64,01
2013	23,1	36,3	76,9	63,7

Рис. 3.1.5. Изменение долевого отношения выработанной электрической и тепловой энергии к общей, приведенной к одним единицам измерения, для ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, %

Этот показатель может быть уточнен при получении от АО ТЭЦ-2 соответствующих дополнительных данных.

Одним из важных показателей эффективности работы источников электрической и тепловой энергии является коэффициент полезного использования топлива (к.п.д.).

Выполненные расчеты позволили определить этот показатель для рассматриваемых источников энергии АО ТЭЦ-1, АО ТЭЦ-2, CT-Sud и CT-Vest (таблица 3.1.1), а также для наглядности построить график на рис. 3.1.6.

Значения к.п.д. для ТЭЦ и СТ существенно различаются:

- для ТЭЦ они находились в пределах 67,3 ÷ 85,5 %;
- для СТ – в пределах 90,8÷ 93,4%.

Значения к.п.д. по топливу для CT-Sud и CT-Vest стабильны и мало отличаются друг от друга.

Величина к.п.д. по топливу на ТЭЦ-1 в период 2005÷2009 г.г. была ниже, чем на ТЭЦ-2. Максимальное различие составляло в 2008-2009 г.г.в пределах 6,5÷7,15%.

	Суммарный расчетный к.п.д. использования топлива на ТЭЦ-1	Суммарный расчетный к.п.д. использования топлива на ТЭЦ-2	Суммарный расчетный к.п.д. использования топлива на CT-Sud	Суммарный расчетный к.п.д. использования топлива на CT-Vest
2005	73,1	73,2	90,8	91,3
2006	73	75	90,9	91,9
2007	70,1	74,7	91	91,8
2008	69,6	76,1	91,9	93,1
2009	67,3	74,45	92	93,2
2010	79,3	76	91,8	93,4
2011	81	76,4	91,8	93,4
2012	85,5	75,9	91,6	93,4
2013	83	75,8	91,4	92,4

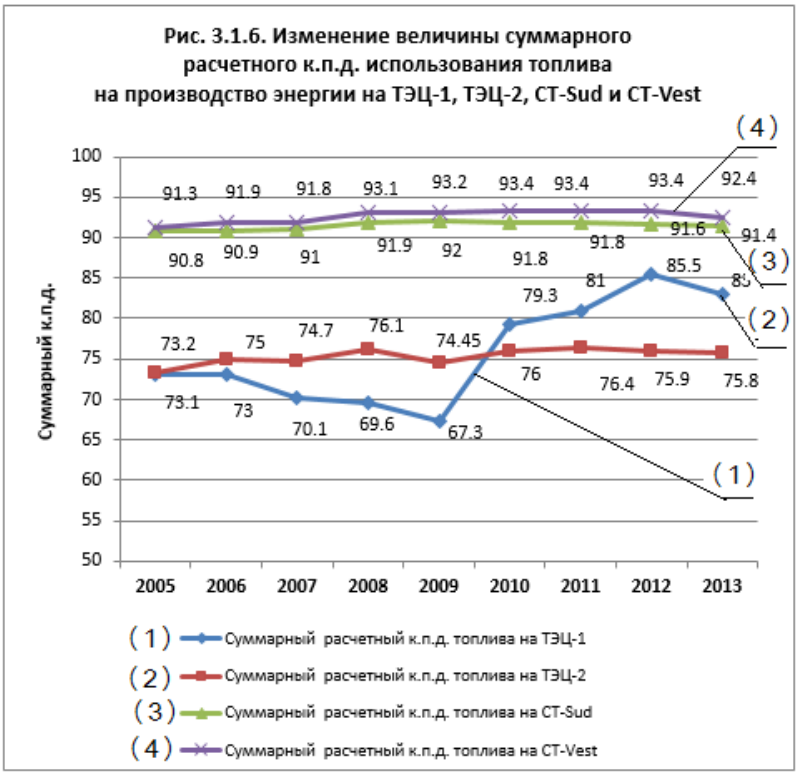


Рис. 3.1.6. Изменение величины суммарного расчетного к.п.д. использования топлива на производство энергии на ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, CT-Sud и CT-Vest

В последние годы (2010-2013 г.г.) ТЭЦ-1 работала с к.п.д. по топливу выше, чем ТЭЦ-2. В 2013 г. величина к.п.д. по топливу на производство суммарной энергии на ТЭЦ-1 составила 83%, а на ТЭЦ-2 данный показатель составил 75,8%, т.е. различие составило 7,2%.

На оценки эффективности работы источников электрической и тепловой энергии и, в значительной мере, на отношение общественности на различных уровнях, в том числе руководящих органов, к имеющимся АО ТЭЦ-1, АО ТЭЦ-2, CT-Sud, CT-Vest, влияют реальные показатели себестоимости производимой электрической и тепловой энергии, удельные затраты топлива и суммарный к.п.д. его использования. Полученные результаты и новый методический подход могут послужить основной базой по объективному разнесению затрат и установлению тарифов на электрическую и тепловую энергию, которые действительно будут соответствовать затратам на их производство.

Это, кроме всего, исключит неправильные толкования о том, что электроэнергия, производимая на ТЭЦ-1, самая дорогая, и лучше электроэнергию импортировать, чем производить самим на теплоцентралях.

Мировая и отечественная практика показала, что теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) являются наиболее экономичными источниками электроэнергии при когенерации и тепловой энергии при проектом их соотношении. Электрическая энергия, производимая на конденсационных электростанциях, всегда будет дороже, так как к.п.д. по топливу у них составляет не более 35-37%. Если когенерационные теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) использовать для производства только электроэнергии, а все тепло выбрасывать в градирни, то их показатели снизятся до уровня конденсационных с вытекающими отсюда последствиями.

Теплоэлектроцентрали должны работать с проектными соотношениями электрической и тепловой нагрузки. Только при этом они имеют экономические преимущества по сравнению с другими. Для этого они и создаются.

Выводы

1. При выполнении настоящей работы проведен анализ структуры составляющих, определяющих основные показатели и себестоимость производства электрической и тепловой энергии на рассматриваемых источниках АО ТЭЦ-1, АО ТЭЦ-2, CT-Sud и CT-Vest. Для АО ТЭЦ-2 сделан неполный анализ, из-за отсутствия необходимых данных по денежным затратам. Все составляющие сгруппированы в виде двух частей: затраты на топливо; производственные затраты. Топливная составляющая затрат за период 2005-2013 г.г. для рассматриваемых источников находилась в пределах:

- на ТЭЦ-1 69÷82%;
- на CT Sud – 67,4÷86,6%;
- на CT-Vest – 75,3÷90,5%.

Производственная составляющая:

- на ТЭЦ-1 18÷31%;
- на CT Sud – 13,4÷32,6%;
- на CT-Vest – 9,5÷24,7%.

2. При выполнении расчетов была принята новая методика [2,3] разнесения затрат на производство электрической и тепловой энергии путем приведения к единым единицам измерения указанных двух видов энергии: электрической и тепловой; определения суммарной величины приведенной энергии и затем определения доли каждой из них в общей сумме. При этом использованы эквивалентные выражения тепловой энергии через электрическую и наоборот электрической энергии через тепловую (с учетом соотношений:1 Гкал = 1,163 МВт.ч; 1 МВт.ч = 0,8598 Гкал). Долевое соотношение выработанной электрической и тепловой энергии положено в основу количественного разнесения затрат на

производство как электрической, так и тепловой энергии (топливной составляющей и производственной составляющей). Для рассматриваемых источников долевые отношения выработанной электрической и тепловой энергии к общей составили:

- для ТЭЦ-1:
  - электроэнергия (20,9÷30,1)%;
  - теплоэнергия (79,1÷69,9)%;
- для ТЭЦ-2:
  - электроэнергия (35,99÷38)%;
  - теплоэнергия (64,01÷62)%;
- для CT-Sud:
  - теплоэнергия 100%;
- для CT-Vest:
  - теплоэнергия 100%.

3. Удельные величины расхода топлива на производство электрической и тепловой энергии составили:

- на ТЭЦ-1:
  - электроэнергии (143,6÷182) г.у.т./кВт.ч;
  - теплоэнергии (167÷211,6) кг у.т./Гкал;
- на ТЭЦ-2:
  - электроэнергии (160,7÷164,9) г.у.т./кВт.ч;
  - теплоэнергии (186,9÷191,9) кг у.т./Гкал;
- на CT-Sud:
  - теплоэнергии (155,2÷157,2) кг у.т./Гкал;
- на CT-Vest:
  - теплоэнергии (152,8÷156,3) кг у.т./Гкал.

4. Анализ изменения удельного расхода топлива на выработку электрической и тепловой энергии на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 за период 2005÷2013 г.г. показал, что в 2005÷2006 и 2010÷2013 г.г. удельные расходы топлива на производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ-1 были ниже, чем на ТЭЦ-2, что является весомым аргументом подтверждения высокой эффективности использования первичного топлива на выработку электрической и тепловой энергии на ТЭЦ-1.

5. Значения удельных расходов топлива на производство тепловой энергии на CT-Sud и CT-Vest мало отличаются между собой. По приведенным результатам на CT-Vest удельный расход топлива за период 2005÷2013 г.г. был ниже.

6. Используемые методы расчета позволили определить удельную расчетную себестоимость производимой электрической и тепловой энергии, которая за указанный период 2005-2013 г.г. изменялась в пределах:

- на ТЭЦ-1:

- электроэнергия: от 0,178 лей/кВт.ч в 2005 г. до 0,879 лей/кВт.ч в 2013 г.;
- теплоэнергия: от 207,3 лей/Гкал - в 2005 г. до 1018,5 лей/Гкал - в 2013 г.;

- на CT-Sud:

- теплоэнергия: от 201,5 лей/Гкал – в 2005 г. до 847 лей/Гкал – в 2013 г.;

- на CT-Vest:

- теплоэнергия: от 181,08 лей/Гкал – в 2005 г. до 794,4 лей/Гкал – в 2013 г.

7. Важным показателем эффективности работы источников электрической и тепловой энергии является суммарный к.п.д. использования топлива на производство единицы энергии. По примененной методике расчетные величины суммарного к.п.д. для рассматриваемых источников составляли:

- для ТЭЦ-1 – (67,3÷85,5)%;
- для ТЭЦ-2 - (73,2÷76,4)%;
- для CT-Sud - (90,8÷92)%;
- для CT-Vest - (91,3÷93,4)%.

Значения к.п.д. по топливу для котельных CT-Sud и CT-Vest за период 2005÷2013 г.г. мало изменялись. Достаточно стабильной была величина к.п.д. и ТЭЦ-2. Для ТЭЦ-1 характерным оказалось то, что в период 2006÷2009 г.г. суммарный к.п.д. по топливу был ниже, чем на ТЭЦ-2. Однако период 2010÷2013 г.г. значение к.п.д. для ТЭЦ-1 было выше, чем для ТЭЦ-2, что подтверждает более высокую эффективность работы АО ТЭЦ-1 в последние годы по сравнению с АО ТЭЦ-2.

8. Примененная в настоящей работе новая методика разнесения затрат на выработку электрической и тепловой энергии и полученные расчетные показатели, характеризующих эффективность работы ТЭЦ по производству электрической и тепловой энергии могут служить базой по уточнению отпускных тарифов на покупаемую от ТЭЦ электрическую и тепловую энергию. Не может не обратить на себя внимание тот факт, что действующие в настоящее время утвержденные НАРЭ для АО ТЭЦ-1 тариф на теплоэнергию (615,74 лей/Гкал) в 1,65 раза занижен по сравнению с реальной себестоимостью (1018,5 лей/Гкал), а тариф на электроэнергию (1,6614 лей/кВт.ч) в 1,89 раза завышен по отношению к реальной себестоимости , т.е. тарифу, по которому должна покупаться электроэнергия у АО ТЭЦ-1. В таком значительном завышении отпускного тарифа на электроэнергию можно усматривать попытку АНРЭ частично компенсировать АО ТЭЦ-1 ту недоплату, которая имеет место из-за заниженного тарифа на теплоэнергию. Но, к чему это приводит? Никто не обращает никакого внимания на сниженный тариф на теплоэнергию, но все видят то, что электроэнергия, производимая на ТЭЦ-1, якобы самая дорогая, даже дороже, чем импортируемая электроэнергия, и поэтому надо принять меры к закрытию этой электростанции. Искусственно созданное почти двукратное завышение тарифа на электроэнергию по сравнению с реальной себестоимостью приводит к ошибочным суждениям в отношении оценки эффективности работы АО ТЭЦ-1 и опасно тем, что может привести к принятию ошибочных и непоправимых решений. Отметим, что о закрытии ТЭЦ-2 речи не идет, но, как можно поднимать вопрос о закрытии ТЭЦ-1, если ее показатели работы лучше, чем у ТЭЦ-2?.

9. Результаты настоящей работы должны обратить внимание руководящих органов на необходимость объективной оценки работы АО ТЭЦ-1, а также и АО ТЭЦ-2, так как эти источники жизненно важны и наиболее экономичны. Импортируемая электроэнергия всегда будет более энергоемкая, чем производимая на собственных теплоцентралях в режиме когенерации.

Литература

1. Ф.В. Скалкин, А.А. Канаев, И.З. Копп. Энергетика и окружающая среда. Л. Энергоиздат, 1981. 280 с.

2. Научно-аналитическая записка. «Влияние автономного отопления и недогрузки теплоэлектроцентралей на энергосбережение в Республике Молдова». Исп. В.М. Постолатий. ИЭ АНМ, Кишинев 2012 г. 31 стр.
3. В.М. Постолатий, Е.В. Быкова, М.Х. Царану. Анализ влияния недогрузки ТЭЦ на энергосбережение в Республике Молдова. „Problemele Energeticii Regionale", Кишинев, ИЭ АН М, 2012, №1(18), стр. 7-25 (http:// ieasm.webart.md).

Приложения

Приложение 1

Таблица

отребления топлива, выработки электрической и тепловой энергии, удельный расход условного топлива на производство электрической и тепловой энергии АО "ТЭЦ-1"

№	наименование показателя	ед измерения	годы								
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	Сожгли										
2	газ	млн м3	84,772	83,510	81,099	78,299	70,035	51,212	40,311	33,790	33,111
3	мазут	тыс тн	0,8804	0	0	0	1,178	0	0	0	0
4	Выработано электрической энергии	млн кВт ч	154,872	148,031	151,879	140,268	135,561	94,933	70,181	56,708	59,479
5	Выработано тепловой энергии	тыс Гкал	375,562	378,811	329,141	319,634	271,912	246,395	203,520	184,661	170,949
6	Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии с шин	г/кВт ч	389,0	397,0	406,5	416,3	421,7	366,5	367,1	359,4	357,8
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	122,7	119,4	119,9	122,9	120,3	117,2	120,5	117,9	118,7
8	Перерасход топлива из-за недогрузки ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2	тыс тн									

Таблица №1

№	статьи затрат	2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013	
		тыс лей	%	тыс лей	%	тыс лей	%	тыс лей	%	тыс лей	%	тыс лей	%	тыс лей	%	тыс лей	%	тыс лей	%
1	Стоимость топлива	72928	69%	107191	74%	154374	80%	202423	82%	219214	80%	165450	74%	170928	75%	177575	77%	173425	77%
2	Затраты на оплату труда производственного персонала	11812	11%	15268	10%	16869	9%	22061	9%	21788	8%	24579	11%	24219	11%	22304	10%	25653	11%
3	Затраты на подготовку воды (стоимость воды, химических реагентов)	7603	7%	6644	5%	6262	3%	5789	2%	4744	2%	2352	1%	2666	1%	2127	1%	1934	1%
4	Затраты на ремонт, содержание и эксплуатацию основного и вспомогательного энергетического оборудования	5525	5%	8299	6%	7886	4%	8477	3%	7300	3%	6719	3%	6346	3%	5785	3%	5547	2%
5	Амортизация основных фондов	4068	4%	4568	3%	5055	3%	5439	2%	18601	7%	17341	8%	16762	7%	15415	7%	16156	7%
6	Прочие расходы	3566	3%	3732	3%	3140	2%	4072	2%	3186	1%	7202	3%	7833	3%	6435	3%	3713	2%
	Стоимость производства и отпуска энергии	105502	100	145702	100	193586	100	248261	100	274833	100	223643	100	228754	100	229641	100	226428	100
	Капитальный ремонт основного и вспомогательного энергетического оборудования	3410		3126		2924		2648		4134		5610		4130		9665		4867	

Источником финансирование работ выполнению капитального ремонта основного и вспомогательного энергетического оборудования, а также зданий и сооружений является собственные или привлеченные денежные средства (инвестиции). На ТЭЦ-1 финансирование работ по капитальному ремонту осуществляется за счет собственного источника, которым является статья затрат в стоимости производства энергии, - "амортизация основных фондов". Как видно из таблицы стоимость работ по капитальному ремонту не превышает источник финансирования.

Таблица 3

Режим работы ТЭЦ-1 с добавленной тепловой нагрузкой CT VEST в 2011-2012

2011		1	2	3	10	11	12	Год
Выработка электроэнергии, тыс.кВтч/мес	Nвыр	39677.5	36785.3	27673	2470.3	24703.2	25749.8	157059.1
Отпуск электроэнергии, тыс.кВтч/мес	Nотп	35712	33196.8	24595.2	2152.8	21528	22468.8	139653.6
Отпуск тепла с горячей водой, тыс.Гкал/мес	Q	108.8	100.9	70.6	6.3	63.4	66.3	416.3
Суммарный расход газа, тыс. м3/мес	Bг	20391	19008.3	13233	1179.4	11793.7	12317.8	77923.2
Разница температур, oC	Δt	26	26	23	18	21	21	
Расход сетевой воды, м3/час	G	5677	5724	4585	4577	4124	4158	
Расч. расход усл.топлива на отпуск тепла, кг/Гкал	bтэ	110.2	110	106.8	107.1	107.1	105.8	
Расч. расход усл.топлива на отпуск эл.эн, г/кВтч	bээ	318.8	321.9	308.7	311	311	314.6	
Прив. расход усл.топлива на отпуск тепла, кг/Гкал	bтэ	126.7	126.5	122.8	123.2	123.2	121.7	
Прив. расход усл.топлива на отпуск эл.эн, г/кВтч	bээ	268.4	271.7	262.7	264.0	263.7	267.8	
КИТ	%	87.3	86.9	89.1	89.5	89.7	89.7	
КПД	%	85.3	84.9	86.6	86.6	86.8	86.9	
Отпуск прод. С 1тыс. м3 топлива	МВт	7.96	7.92	8.06	8.04	8.08	8.08	
По тарифам СЕТ-1								
Доход от продажи электроэнергии	тыс. лей	59332	55153	40862	3577	35767	37330	232020
Доход от продажи тепла с горячей водой	тыс. лей	78178	72502	50730	4527	45556	47640	299132
Затраты на покупку газа	тыс. лей	106788	99546	69301	6177	61764	64508	408084
Прибыль	тыс. лей	30722	28108	22291	1927	19559	20461	123069
По тарифам СЕТ-2								
Доход от продажи электроэнергии	тыс. лей	56650	52660	39015	3415	34150	35642	221533
Доход от продажи тепла с горячей водой	тыс. лей	63960	59316	41504	3704	37271	38976	244730
Затраты на покупку газа	тыс. лей	106788	99546	69301	6177	61764	64508	408084
Прибыль	тыс. лей	13823	12430	11218	942	9657	10110	58179

BACK

MODALITĂŢI DE UTILIZARE A POMPELOR DE CĂLDURĂ ÎN ECONOMIA NAŢIONALĂ A REPUBLICII MOLDOVA

Şit M., Burciu V., Andronati N., Ioişer A., Robu S., Timcenco D., Şit B.
Institutul de Energetică al AŞM

Rezumat. Sunt studiate diferite cazuri de utilizare a pompelor de căldură cu agent termic ecologic - dioxid de carbon, în avicultură, în sere, în industria produselor lactate, în industria de prelucrare a cărnii. Scopul lucrării a fost elaborarea schemelor tehnologice, eficiente din punct de vedere energoeconomic. Au fost propuse soluţii tehnice, care pot micşora consumul de energie termică la fabricile de păsări, în sere, în instalaţii pentru pasteurizarea şi răcirea laptelui, la fabricile de carne, pentru care este elaborată o soluţie complexă, în care se utilizează pompa de căldură „gaze-apă" cu acţionare de la motorul cu gaze şi cu turbodetentor.

Cuvinte-cheie: pompa de căldură, turbodetentor, pasteurizarea laptelui, recuperarea, dioxid de carbon, agent frigorific.

Способы использования тепловых насосов в экономике Республики Молдова

Шит М.Л., Бурчиу В.И., Андронатий Н.Р., Иойшер А.М.,
Робу С.Г., Тимченко Д.В., Шит Б.М.
Институт энергетики АНМ

Аннотация. Рассматриваются различные случаи использования тепловых насосов на диоксиде углерода в птицеводстве, тепличном хозяйстве, молочной промышленности, мясоперерабатывающей промышленности. Цель данной работы – разработка технологических схем энергоснабжения названных производств с точки зрения энергоэффективности. Предложены технические решения, которые могут снизить потребление природного газа для выработки тепла, холода, электроэнергии в установках для рекуперации теплоты воздуха птицефабрик, для отопления и кондиционирования микроклимата в теплицах, в установках для пастеризации и охлаждения молока, в комплексах энергоснабжения мясоперерабатывающих, где тепловой насос с газовым приводом предлагается использовать в комплекте с турбодетандером.

Ключевые слова: тепловой насос, турбодетандер, пастеризация молока, рекуперация теплоты воздуха, двуокись углерода, холодильный агент.

Schemes of the Use of Heat Pumps in the National Economy of Republic of Moldova

Sit M., Burciu V., Andronaty N., Ioisher A., Robu S., Timcenco D., Sit B.
Institute of Power Engineering of the ASM

Abstract. The problems of the use of various carbon dioxide heat pumps in the poultry industry, greenhouses, dairy industry, meat processing industry have been discussed. The purpose of this work - the development of technological schemes of energy production for these industries in terms of energy efficiency. Technical solutions that can reduce the consumption of natural gas for heat, cold, electricity installations for heat recovery air poultry farms, for heating and cooling of microclimate in greenhouses, in installations for pasteurization and cooling of milk, meat production plants where energy is produced by gas engine driven heat pump with turboexpander.

Keywords: heat pump, turboexpander, pasteurization of milk, heat recovery, carbon dioxide, refrigerant.

Tabelul 1. Definiţii şi denumiri a valorilor variabile

Noţiune	Denumirea şi unitatea de măsurare
η_{0i}	Randament intern a treptei turbodetentorului
η_{em}	Randament intern a electrogeneratorului
η_g	Randament intern a schimbătorului de căldură, pentru încălzirea gazului
k	Coeficient de volum al adiabatei
R_g	Constanta de gaze, $kJ/kg \cdot K$
z_1	Coeficient de compresibilitate a gazului la intrare de prima treaptă a detentorului
z_2	Coeficient de compresibilitate a gazului la intrare de a doua treaptă a detentorului
G_g	Debit masic de gaz, kg/s
ρ_g	Densitatea de gaz, kg/m^3 , raportată la condiţii: $P = 10^5 kPa, T = 273K.$
T_{1in}	Temperatura gazului înainte de prima treaptă de turbodetentor, K
T_{2in}	Temperatura gazului înainte de a doua treaptă de turbodetentor, K
p_{1in}	Presiunea gazului înainte de prima treaptă de turbodetentor, MPa
p_{2in}	Presiunea gazului înainte de a doua treaptă de turbodetentor, MPa
p_{1out}	Presiunea gazului după de prima treaptă de turbodetentor, MPa
p_{1out}	Presiunea gazului după de doua treaptă de turbodetentor, MPa

Introducere

Conservarea energiei în economia Republicii Moldova, în contextul unei creşteri durabile a preţurilor la energie este o prioritate. Conform previziunilor multor analişti stocurile de resurse de combustibil şi energie (FER) în lume, produse pe plan tehnologic modern, au mai rămas pentru circa 40-60 de ani. Dezvoltarea depozitelor de resurse energetice va duce la o creştere suplimentară a preţului lor. În această situaţie, este necesară introducerea tehnologiilor moderne, care vor asigura promovarea măsurilor de economisire şi utilizare raţională a resurselor energetice în economie.

O cantitate semnificativă de resurse energetice, importate în Republica Moldova, este consumată pentru încălzire şi în diverse procese industriale, care utilizează energia termică. Astfel, ca regulă, în ciclurile tehnologice se utilizează energia termică cu potenţial termic ridicat, iar cote semnificative ale energiei cu potenţial termic mediu şi mijlociu sunt pierdute. În această situaţie, una dintre soluţiile tehnice, care poate contribui la sporirea eficienţei energetice ar putea fi utilizarea pompelor de căldură (IPC), care au capacitatea de a reversa în procesele tehnologice energia termică cu potenţial termic scăzut. Eficienţa termodinamică a pompelor de căldură nu este evidentă. Una dintre problemele nerezolvate în proiectarea pompelor eficiente de căldură este lipsa relaţiilor, care leagă parametrii de intrare, intermediare şi de ieşire ale pompelor de căldură şi ale elementelor lor, care sunt necesare pentru a controla procesele tehnologice în industrie, agricultură.

1. Aspectele energotehnologice de funcţionare a întreprinderilor avicole

Analiza cererii de energie a întreprinderilor avicole în dependenţă de tipul şi vârsta păsărilor, condiţiile climaterice, caracteristicile termotehnice ale elementelor de închidere ale încăperilor, a demonstrat că pentru asigurarea microclimei se consumă de la 40 până la 75% din consumul anual de energie [1-10]. În legătură cu acest fapt, în condiţiile crescânde a deficitului resurselor energetice, cea mai importantă sarcina este elaborarea echipamentului, care este capabil de a realiza

tehnologii enegroeficiente de asigurare a microclimei. Sub noţiune de „microclimă" în încăperea pentru creşterea păsărilor se subînţelege ansamblul factorilor fizici, chimici şi biologici, care au o anumită influenţă asupra creşterii şi funcţionării organismului unei păsări. Pentru găini şi curci umiditatea optimă este de 60-70 %, pentru raţe şi gâşte - 65-80 %. În unele lucrări [3-8] se menţionează că ventilarea halei de păsări trebuie să fie de 0,8…1,0 m^3/kg din greutatea vie a pasării într-o oră, temperatura aerului - de la 33…35 ^oC pînă la 20^oC, umiditatea relativă a aerului - de la 55…75% până la 50…65%, în dependenţă de vârstă pasărilor (0…14 zile, 29-40 zile).

Ventilarea minimă în limitele 0,8…1,0 m^3/kg de greutate vie a pasărilor este suficientă pentru reglarea concentraţiei de CO_2 şi a umidităţii în limitele valorilor maxime. În legătură cu creşterea intensă a broilerilor, nivelul de ventilare trebuie să se majoreze – pentru evacuarea căldurii excesive, emanate de către păsări. În prezent în halele de păsări se foloseşte încălzirea aerului cu ajutorul caloriferelor, precum şi cu ajutorul generatoarelor cu gaze. Principiul de funcţionare a sistemului cu generatoare cu gaze reprezintă arderea directă a gazului natural în fluxul aerului proaspăt, luat din exteriorul halei de păsări şi introdus în încăpere. Unul din principalii factori, care influenţează eficacitatea aviculturii este crearea condiţiilor optime pentru creşterea şi întreţinerea păsărilor (http://www.reserv.ru/mods/fullarticle/11.html). Dirijarea optimală a microclimei permite de a majora integritatea pasărilor, de a majora adaosurile de greutate, a economisi semnificativ resursele energetice şi a micşora cheltuielile de deservire şi exploatare a echipamentului (http://www.reserv.ru/mods/fullarticle/11.html). Soluţia tipică pentru ventilarea halelor de păsări este utilizarea schimbătoarelor de căldură cu agent termic antigel şi încălzirea ulterioară a aerului împrospătat.

Dezavantajul acestei soluţii este acoperirea cu gheaţă a schimbătorului de căldură la magistrala aerului evacuat la temperaturile joase a aerului ambiant şi eficienţa scăzută a schimbătorului de căldură recuperativ.

Toate metodele cunoscute de prevenire a acoperirii cu gheaţă, în afară de creşterea temperaturii aerului la intrarea schimbătorului de căldură, într-un mod oarecare micşorează puterea termică luată din aerul evacuat pentru a asigură respectarea nivelului temperaturii de limită a aerului evacuat. Cu toate acestea, la micşorarea temperaturii aerului împrospătat, creşte valoarea puterii termice necesare pentru încălzirea acestui aer nu numai datorită diferenţei temperaturilor, dar şi în urmă micşorării eficienţei recuperării admisibile. Utilizarea pompelor de căldură în sistemele de recuperare a căldurii aerului evacuat din încăperi majorează eficienţa de recuperare şi micşorează cheltuielile pentru încălzirea halelor de păsări.

2. Schema instalaţiei pentru recuperarea căldurii aerului evacuat cu pompa de căldură şi cu circuit de agent termic intermediar

Aerul împrospătat 1 se ea din afara blocului, trece prin schimbătorul de căldură de suprafaţă 3, prin schimbătorul de căldură 10 şi întră în încăpere. Primul circuit al agentului termic intermediar este compus din pompa 19, supapa de reglare 19.1 şi liniile secundare ale schimbătoarelor de căldură 4, 8, 9 (figura 2.1).

Cel de-al doilea circuit al agentului termic este compus din pompa 18, rezervor intermediar 3.1 şi supapa de reglare 18.2, liniile secundare ale schimbătoarelor de căldură 3, 4, 6, 7, 10. Se presupune că rezervoarele intermediare 3.1 şi 9.1 sunt amplasate mai sus comparativ cu pompele respective 18 şi 19.

Schimbătorul de căldură 10 încălzeşte aerul împrospătat până la temperatură necesară datorită căldurii produse în răcitorul de gaze 6. În calitate de agent termic intermediar este utilizată o soluţie de 25% a polietilenglicolului în apă. În răcitorul de gaze intră agentul termic intermediar (ATI), încălzit în schimbătorul de căldură 4 datorită utilizării căldurii aerului evacuat din încăpere. Primul evaporator 7 al pompei de căldură preia căldura de la ATI, care este pompată de pompa 18 cu paleta 3.1 a schimbătorului de căldură 3. Prin schimbătorul de căldură 3 se duce ATI (care este încălzit în răcitorul de gaze 7) care încălzeşte aerul împrospătat. În schimbătorul de căldură 9 aerul evacuat prin contact nemijlocit cu ATI i se retrage căldura. Umiditatea, care se condensează în procesul de

răcire a aerului este, absorbită de ATI. De aceea schimbătorul de căldură nu se acoperă cu gheaţă chiar dacă aerul evacuat se răceşte la temperaturi mai joase decât 0^oC. Pompa de căldură majorează cantitatea căldurii transferate de la aerul evacuat la aerul împrospătat prin majorarea diferenţei de temperatură între ATI şi aerul în schimbătorul de căldură de contact 3 şi schimbătorul de căldură 9. În pompa de căldură se reglează cantitatea căldurii, transmise de la aerul evacuat la aerul împrospătat, datorită reglării gradului de răcire a aerului evacuat şi coeficientului de eficienţă termică a pompei de căldură.

ATI răcit în cel de-al doilea evaporator 8 al pompei de căldură până la o temperatură mai joasă, preia din aerul evacuat o mai mare cantitate de căldură, iar ATI încălzit în răcitorul de gaze până la o mai înaltă temperatură transmite aerului împrospătat mai multă căldură şi încălzeşte acest aer până la o mai înaltă temperatură în schimbătorul de căldură 10.

La trecerea prin schimbătorul de căldură 10 ATI se răceşte, transmiţând căldura sa aerului împrospătat. După aceea el trece prin schimbătorul de căldură 3 şi schimbătorul de căldură 7 (primul evaporator al pompei de căldură), unde se răceşte până la o temperatură mai scăzută şi intră în schimbătorul de căldură 4, unde să răceşte mai departe şi retrage căldura aerului evacuat din interiorul halei de păsări. Prin schimbarea productivităţii PC devine posibilă schimbarea cantităţii căldurii retrase din aerul evacuat, iar utilizând semnalul captorului de temperatură în încăpere, - menţinerea temperaturii aerului în aceasta.

În schimbătorul de căldură 3, la intrarea în perioada de contact cu aerul împrospătat, agentul termic intermediar îi transferă căldura absorbită din aerul evacuat din încăpere. Astfel se asigură încălzirea aerului împrospătat. Pompa de căldură majorează cantitatea de căldură transferată de la aerul evacuat la aerul împrospătat prin majorarea diferenţei temperaturii între agentul de căldură intermediar şi aerul în schimbătorul de căldură 3. Micşorarea temperaturii aerului după schimbătorul de căldură 3 se compensează prin încălzirea lui în schimbătorul de căldură 10.

În instalaţie aerul evacuat transferă toată căldura sa în schimbătoarele de căldură 4 şi 9. Umiditatea, care se condensă prin răcirea aerului evacuat în schimbătorul de căldură 4, se varsă în sistemul de canalizare. Excluderea acoperirii cu gheaţă a schimbătorului de căldură 9 se asigură din contul alegerii regimului termic al schimbătorului de căldură şi efectuării construcţiei schimbătorului de căldură ca schimbător cu irigare. Pentru reglarea concentraţiei agentului termic intermediar este necesar de preconizat în schemă un circuit hidraulic separat al agentului termic intermediar concentrat, ori de apă (nu este prezentat în schemă). La proiectarea sistemului de dirijare al instalaţiei a fost luat în consideraţie faptul, că pentru asigurarea controlabilităţii totale a sistemului, numărul de dirijări nu trebuie să fie mai mic decât numărul de perturbaţii, care influenţează asupra sistemul.

Prin instalarea pompelor cu acţionarul reglabil în circuitul agentului termic intermediar pe schimbătoarele de căldură 3 şi 10 şi prin reglarea suprafeţelor de schimb a temperaturilor schimbătoarelor de căldură 3 şi 10, se asigură compensarea de variaţie de temperatură a aerului la intrare în hala de păsări.

Datorită utilizării schimbătoarelor de căldură cu microcanale în calitate de schimbătoare de căldură conform poz. 3, 4, 10, vom obţine instalaţie cu dimensiuni mici şi cu eficienţă înaltă.

Circuitul alcătuit din elementele 3, 4, 6, 10 utilizează polipropilenglicol în calitate de agent termic şi deserveşte aproximativ 80% din puterea termică transferată către aerul care este încălzit la intrare în hala de păsări. Circuitul alcătuit din elementele 8 şi 9 utilizează clorură de calciu în calitate de agent termic şi deserveşte aproximativ 20% din puterea termică transferată către aerul care este încălzit la intrare în hala de păsări. Soluţia propusă permite de a micşora consumul de căldură la evaporarea soluţiei clorurii de calciu cu scopul restabilirii concentraţiei acestei soluţii datorită, reluării umidităţii din aer, şi de asemenea micşorează cantitatea clorurii de calciu adăugată din contul antrenării posibile a ei. Instalaţiile cu pompe de căldură (IPC) (fig.2.1, 2.2) sunt compuse din compresorul 21, răcitorul de gaze 6, suprarăcitorul de gaze 22, supapa de reglare a presiunii compresorului 23, ejectoarele 24,25,28, evaporatoarele 7,8, supapele de reglare 27,30, amestecătoarele 26,29.

Tabelul 2.1. Presiuni la ieşirile şi la intrările ejectoarelor în regim de debit maximal al agentului termic

Punct de control al presiunii	Valoarea presiunii, MPa	Valoarea temperaturii, ^{o}C
Parametrii de stare a fluidului activ la intrările ejectoarelor (schema cu trei ejectoare).	6,5	20
Parametrii de stare a fluidului ejectat la intrare primului ejector (schema cu trei ejectoare)..	4,73	13
Parametrii de stare a fluidului ejectat la intrare la al doilea ejector (schema cu trei ejectoare).	3,6	1,5
Parametrii de stare a fluidului la ieşire din primul ejector.	5,7	19,78
Parametrii de stare a fluidului la ieşire de la al doilea ejector.	5,4	17,49
Parametrii de stare a fluidului la ieşire din ejector-amestecatorul în schema cu trei ejectoare.	5,6	19,19
Parametrii de stare a fluidului la ieşire din ejector-amestecatorul în schema cu un ejector.	4,21	9,25

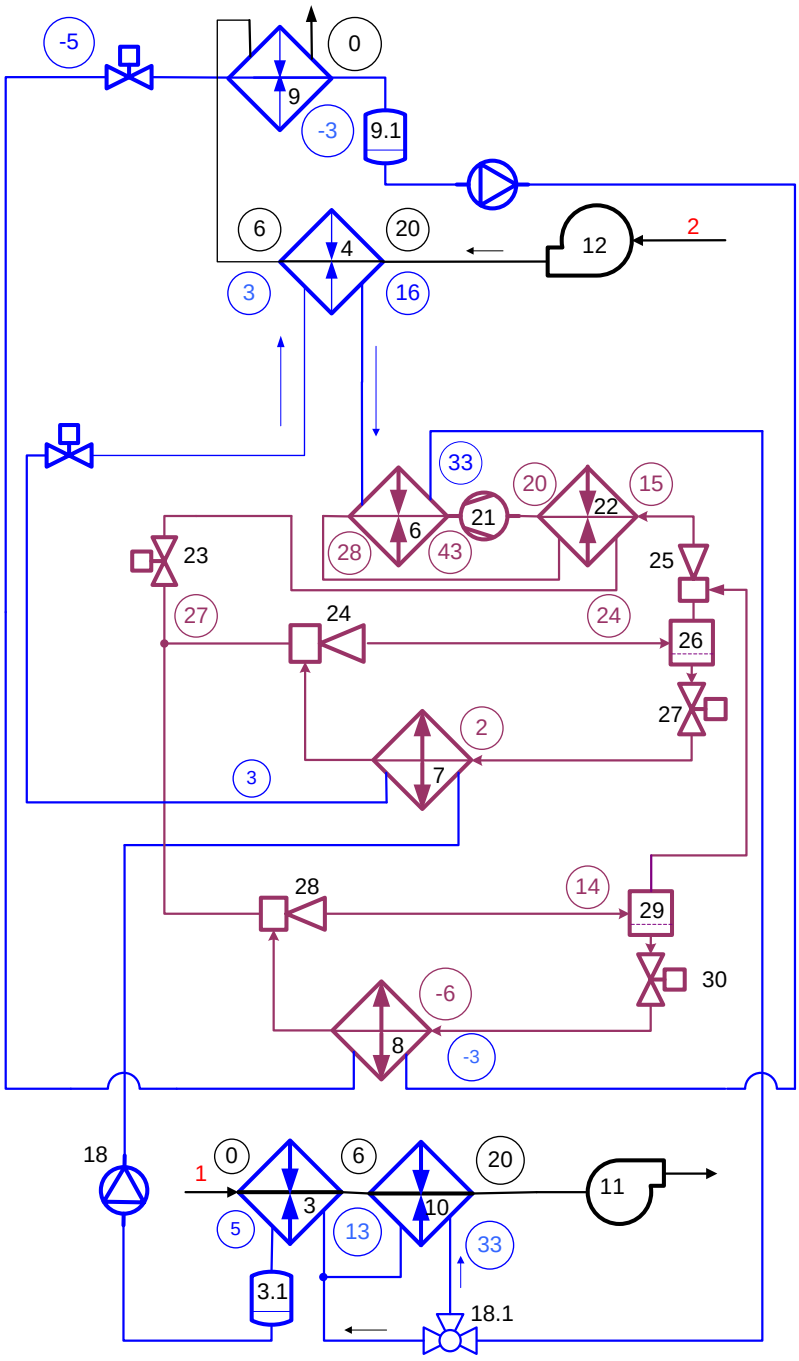
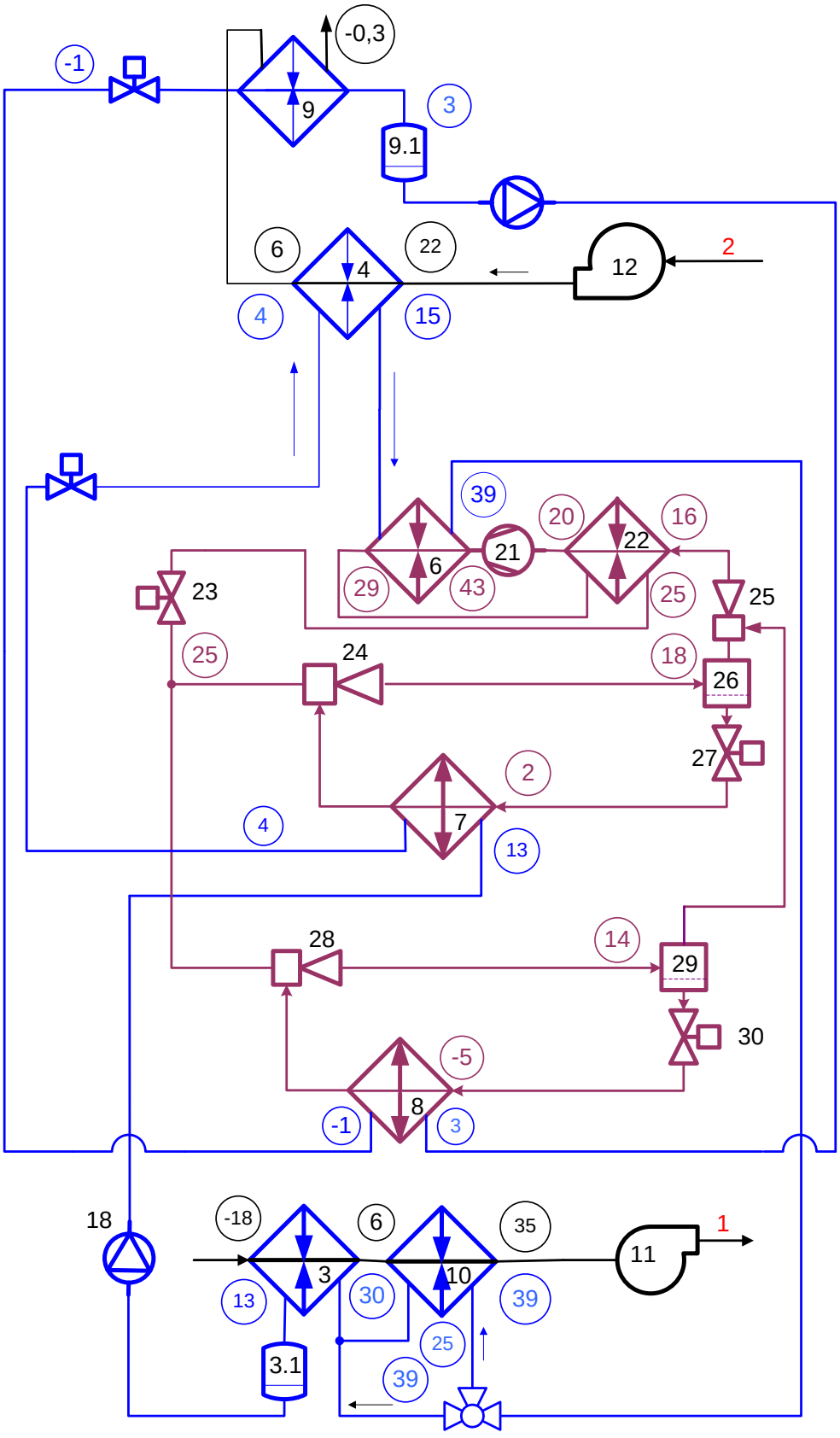


Figura 2.1. Schema distribuţiei căldurii în sistemul de recuperare a căldurii în perioadă tranzitorie a anului



Figură 2.2. Schema distribuţiei căldurii în sistemul de recuperare a căldurii în perioadă rece a anului

3. Descrierea funcţionării legilor de dirijare ale unor componente ale IPC

1. ***Subsistemul de reglare a temperaturii aerului la ieşire din schimbătorul de căldură 9 în dependenţă de temperatura aerului exterior şi a stării biocenozei în hala de păsări.***

Subsistemul funcţionează în modul următor: în dependenţă de temperatura aerului exterior se schimbă nivelul de temperatură al agentului termic în evaporatorul 8 al pompei de căldură ce duce la schimbarea regimului de lucru al schimbătorului de căldură 9. Concomitent se schimbă debitul de circulaţie a agentului intermediar în circuitul hidraulic în care sunt incluse dispozitivele 8 şi 9. În dependenţă de temperatura aerului la ieşirea din schimbătorul de căldură în dependenţă de temperatura aerului exterior se schimbă nivelul de temperatură a evaporatorului 8 şi gradul de deschidere a supapei de reglare a agentului intermediar, care este instalat înainte de schimbătorul de căldură 9. Aceste dirijări duc la compensarea influenţei temperaturii aerului interior şi regimului de funcţionare a schimbătorului de căldură 4 asupra temperaturii la intrarea ei în schimbătorul de căldură 9. Concomitent cu reglarea temperaturii aerului la ieşirea schimbătorului de căldură de asemenea duce la stabilizarea regimului de funcţionare a schimbătorului de căldură 9.

2. ***Subsistemul de stabilizare a concentraţiei agentului termic intermediar în circuitul hidraulic al schimbătorului de căldură 9.***

Subsistemul conţine dozatorul de $CaCl_2$, (element de dirijare a procesului) care funcţionează în dependenţă de indicele senzorului de concentrare a soluţiei agentului termic. Concentrarea soluţiei agentului termic poate fi determinată prin măsurarea densităţii soluţiei.

3. ***Subsistemul de reglare a debitului agentului termic intermediar în circuitul schimbătorului de căldură 9 în dependenţă de temperatura aerului exterior şi a stării biocenozei în hală de păsări.***

Acest sistem conţine debitmetru, supape de reglare ori acţionări reglabile ale pompei instalate în circuit. Funcţionarea subsistemului se efectuează în conformitate cu sarcina de debit prescrisă în dependenţă de temperatura aerului exterior şi a stării biocenozei în hala de păsări.

4. ***Subsistemul de dirijare al pompei de căldură (dirijarea puterii răcitorului de gaze, de supraîncălzire a agentului termic după evaporator, etc.) în dependenţă de starea circuitului.***

Descrierea în general a funcţionării sistemului de dirijare a pompei de căldură a fost prezentată în darea de seama a LEESD pentru anii precedenţi. Descrierea detaliată a funcţionării sistemului de dirijare este un subiect al proiectului tehnic. Pentru calculul valorii optimale a presiunii de comprimare a compresorului este necesar să cunoaştem, în particular, temperatura agentului termic după suprarăcitorul de gaze, după răcitorul de gaze, debitul agentului termic în acest loc, temperatura gazului înainte de compresor. La intrare în blocul de comandă a regulatorului intră semnalul de sarcină termică prescrisă (ori de sarcina termică reală) – Q_{SP}. Prin intermediul parametrilor menţionate este posibil de calculat raportul dintre presiunile la intrare şi la ieşire ale compresorului şi valoarea presiunii după compresor, necesară pentru minimizarea puterii electrice consumate de acţionarului electric al compresorului. În programul regulatorului trebuie să fie introduse ecuaţiile de stare a dioxidului de carbon. La ieşire din regulator se generează un semnal de dirijare pentru compresor şi supapa de reglare a debitelor şi a presiunilor.

Semnalele de reglare ale răcitorului de gaze la dirijarea temperaturii mediului încălzit pot fi: ***din partea pompei de căldura***: temperatura si presiunea gazului la intrarea lui si debitul gazului prin răcitorul de gaze, ***semnalul de reglare din partea sarcinii*** - consumul mediului încălzit. Perturbaţiile - temperatura si consumul apei la intrare în răcitorul de gaze. Din cauza variabilităţii parametrilor funcţiilor de transfer ale răcitorului de gaze, în dependenţa de regimul de lucru,

sistemul trebuie sa fie proiectat cu ajutorul principiului de invarianţa cu condiţia introducerii parametrilor variabili ale coeficienţilor regulatorului.

Să presupunem că datorită influenţei perturbaţiilor arbitrare s-a mărit temperatura la ieşirea din răcitorul de gaze. Atunci regulatorul trebuie să analizeze cauza modificării, şi anume: este aceasta schimbarea parametrilor gazului sau schimbarea consumului de apa? Una din variante poate fi includerea în algoritmul de dirijare a blocului de calcul a funcţiilor normate reciproc corelative (în scară accelerată de timp) între perturbaţii şi semnalul de ieşire. Bineînţeles, că valorile acestei funcţii se reînnoiesc pentru o anumită perioadă de timp.

La schimbarea presiunilor la locul de ieşire şi la locul de intrare a compresorului vor reacţiona sistemele de reglare a presiunilor evaporatoarelor având drept scop stabilizarea presiunilor evaporatoarelor. În cazul dat optimizarea COP se efectuează prin reglarea temperaturii la ieşirea încălzitorului de gaze, instalat după separator „lichid-gaze".

Cel mai eficient este reglarea temperaturii apei la ieşirea răcitorului de gaze prin schimbarea debitului de gaze în caz dacă ca perturbaţia este debitul de apă la intrare în răcitorul de gaze (cu sistem tip „cascadă"), cu corectarea acestei temperaturi în bucla externă a sistemului prin corectarea temperaturii gazelor la intrarea în răcitorul de gaze. În caz de schimbare a debitului de gaze prin răcitorul de gaze va fi necesar să se schimbe debitul de gaze prin evaporatore şi să se schimbe debitul mediilor prelucrate de frig.

Este evident că pentru menţinerea regimului de funcţionare a sistemului este necesară stabilizarea debitului de apă la ieşirea răcitorului de gaze şi reglarea debitelor produselor răcite la schimbarea regimului de funcţionare a pompei de căldură. Astfel noi avem în pompa de căldură patru dirijări: două regulatoare de presiuni la evaporatoare, două regulatoare de debit peste ejectoare, debitele de gaze prin compresor (datorită stabilizării regimului de funcţionare a agregatului de acţionarea compresorului).

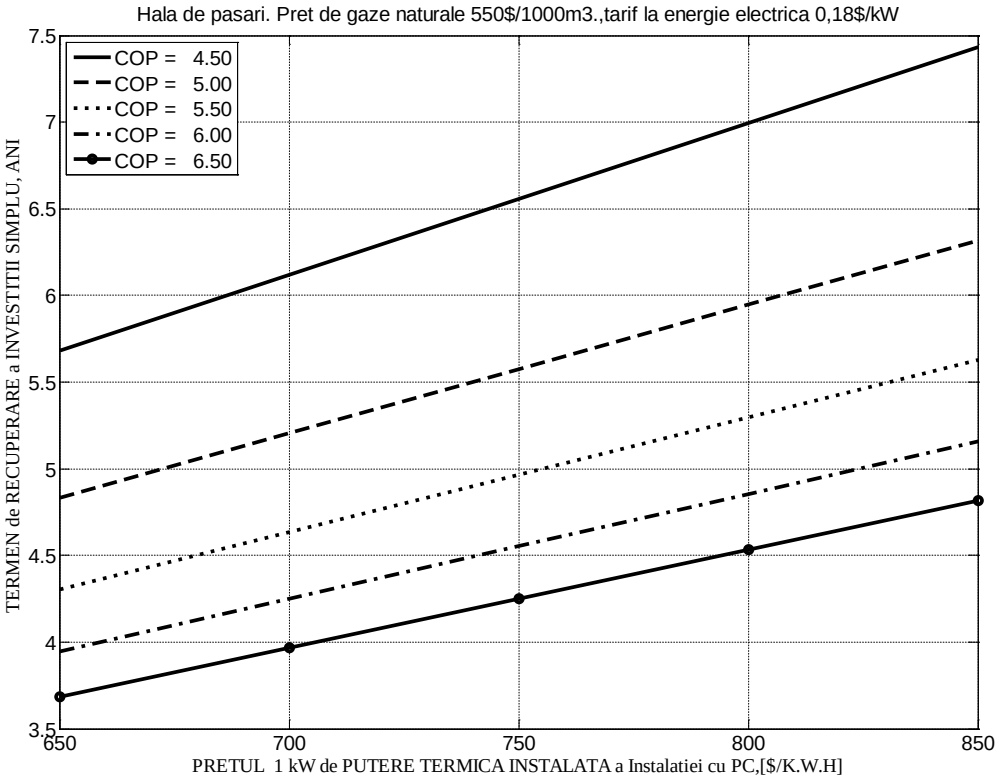
5. *Subsistemul de stabilizare a temperaturii aerului la ieşire de ventilatorul 11 în circuit de aer împrospătat.*

Regimul de funcţionare a subsistemului se determină prin stabilizarea temperaturilor la răcitorul de gaze 6 şi evaporatorul 7. Sistemul funcţionează în dependenţa de temperatura aerului exterior şi corectează funcţionarea sa cu ajutorul supapei de reglare cu trei căi, amplasate paralel cu schimbătorul de căldură 10. Regimul de funcţionare este asigurat cu utilizarea debitului agentului termic intermediar ca mod de dirijare.

4. Calculul efectului economic la utilizarea pompelor de căldură în fabricile avicole

Să facem comparaţie privind utilizarea pompei de căldură cu puterea termică a răcitorului de gaze egală cu 1MW în perioadă de 210 zile, cu un cazan cu puterea echivalentă. Preţul pentru 1kW putere termică a instalaţiei cu pompa de căldură poate să fie în diapazonul 300....700 euro per 1 kW. Preţul gazelor naturale este egal cu 550$ pentru 1000 m^3. COP mediu anual al IPC este egal aproximativ cu 5.

Costul pentru un kW instalat al instalaţiei de recuperare a căldurii cu condiţia utilizării pompei de căldură include următoarele: costuri de transport, preţul pentru montare, costuri pentru pornire şi reglare, costuri de construcţii, preţul instalaţiei, preţul lucrărilor de proiectare. Suplimentar la aceste costuri, anual este necesar de a asigura următoarele costuri de exploatare: costurile pentru personal (salariu, echipament), costuri de exploatare, care sunt determinate ca cca. 10% din preţul instalaţiei.



Figură 4.1. Dependenţa termenului de recuperare simplu în funcţie de COP al IPC

5. Utilizarea pompelor de căldură în serele industriale

5.1. Introducere

În lucrare este prezentat sistemul de alimentare cu energie electrică, căldură şi frig a serei industriale. Sistemul include motorul cu gaze cu piston, care este cuplat cu compresorul pompei de căldură de tip "aer - apă". Pompa are ca corp de lucru dioxidul de carbon.

Pompele de căldură în care motorul cu gaze acţionează compresorul şi generatorul electric sunt descrise în [14, 15, 28]. Pompele de căldură în care se utilizează pentru acţionarea compresorului motorul cu gaze cu piston după ansamblul de indicatori „utilizarea energiei primare” şi „emisia de CO_2“, sunt comparabile cu cele cu acţionări electrice utilizate în condiţiile climaterice caracteristice pentru Europa Centrală.

5.2. Sistemul de aprovizionare cu energie în perioadă rece şi de tranziţie

Se propune schemă pompei de căldură acţionată de motorul cu gaz în care căldura reziduală a motorului se utilizează pentru majorarea COP al pompei de căldură şi pentru generarea frigului suplimentar (la necesitate, preponderent în perioadă caldă a anului).

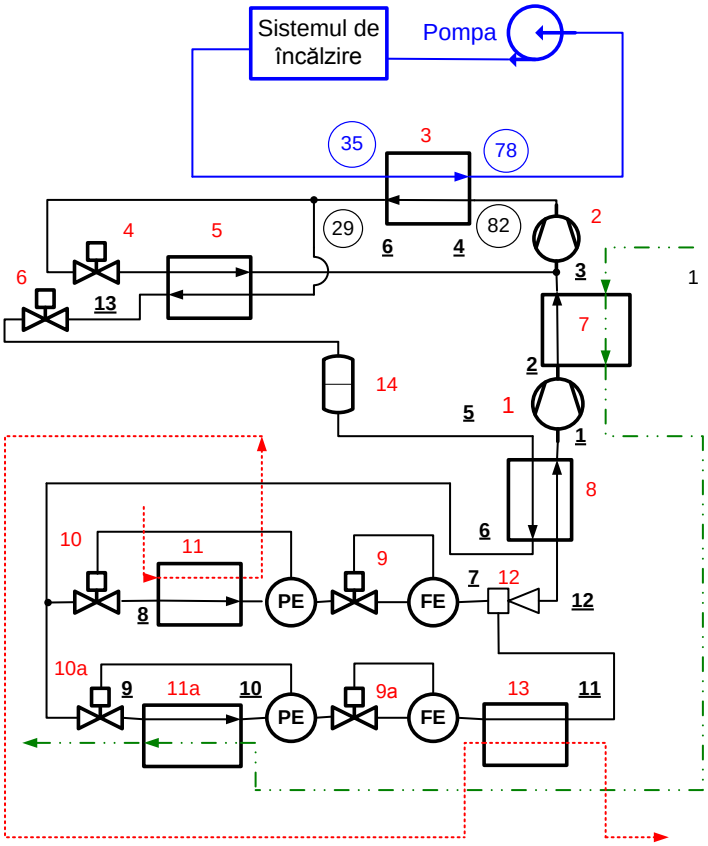


Figura 5.1. Pompa de căldură cu două compresoare cu o treaptă şi cu sistemul de utilizare a căldurii reziduale a motorului cu gaze

1,2 - compresor; 3- răcitor de gaze; 4- supapa de reglare; 5 - recuperator de căldură; 6- supapa de reglare a presiunii treptei a două a compresorului; 7 - schimbător de răcire a gazului la ieşirea din prima treaptă a compresorului; 8 - schimbător de căldură – recuperator; 9, 9a - supape de reglare a debitului de agent frigorific ce trece prin evaporatoare; 10, 10a - regulatoarele de supraîncălzire a aburului agentului frigorific ieşit din evaporatoare; 11, 11a – evaporatoare; 12 – ejector; 13 - schimbătorul de căldură pentru încălzirea aerului ieşit din evaporator; 14 - rezervor - separator de lichid. Cu culoare roşie sunt marcate conductele prin care se evacuează căldură motorului cu gaz, cu verde – aerul din exterior, cu albastru – sistemul de încălzire. Numerele cu culoare roşie – denumirea dispozitivelor, numerele subliniate – punctele caracteristice al ciclului termodinamic utilizat.

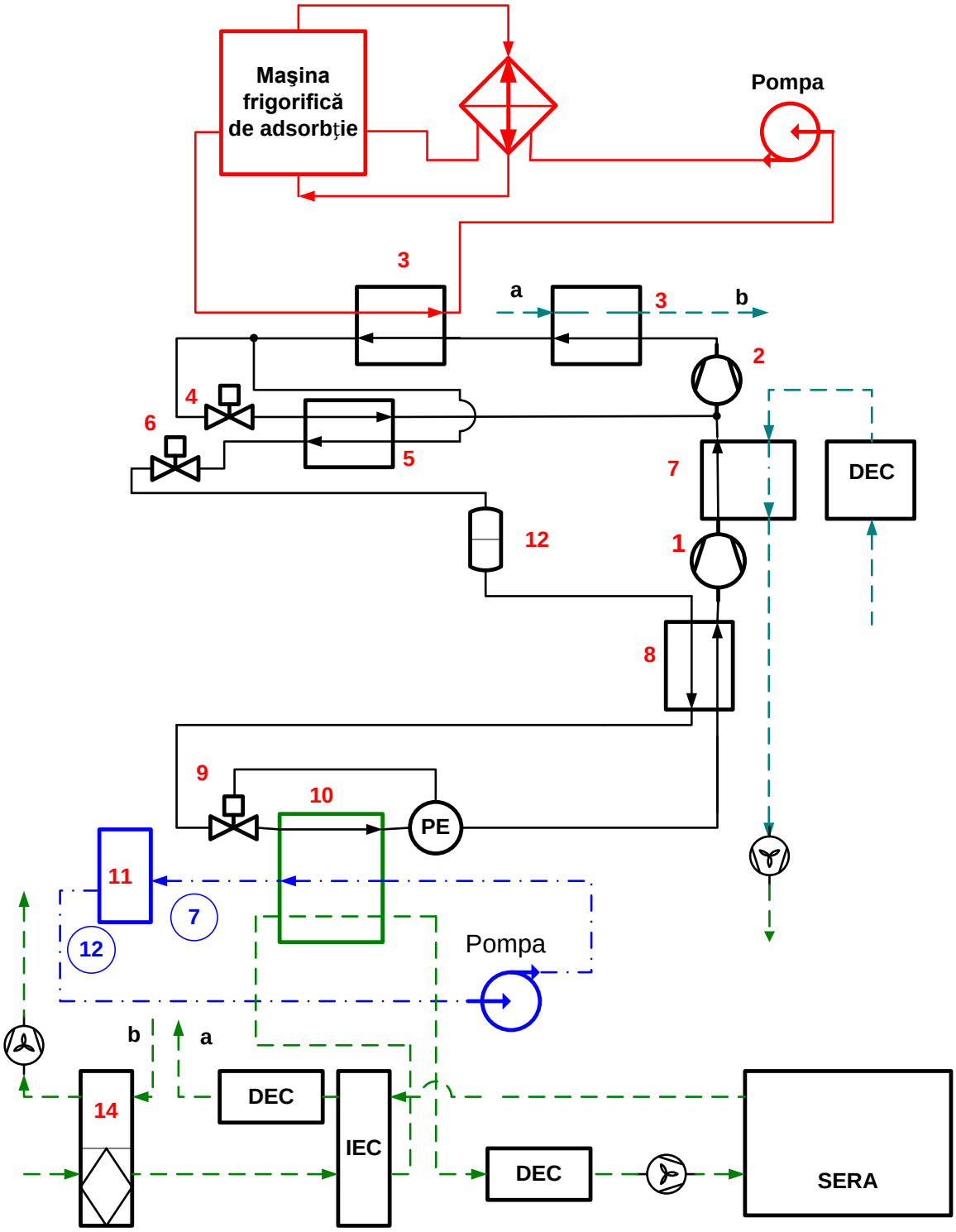


Fig. 4.2. Schema de climatizare a aerului în sezonul cald

Notaţii, a vedea în figura 1 şi suplimentar în figura 2 sunt prezentate următoarele elemente: 14 – uscător rotativ al aerului, IEC – răcitor evaporativ indirect, DEC – răcitor evaporativ direct. Cu linii verzi se prezentat traiectoria de circulaţie a fluxului aerului, cu culoare albastră – a apei. Aerul, care trece prin secţia răcitorului de gaze 3, este amestecul a două fluxuri, ce prezintă fluxul format de aerul din exterior şi aerului evacuat din seră.

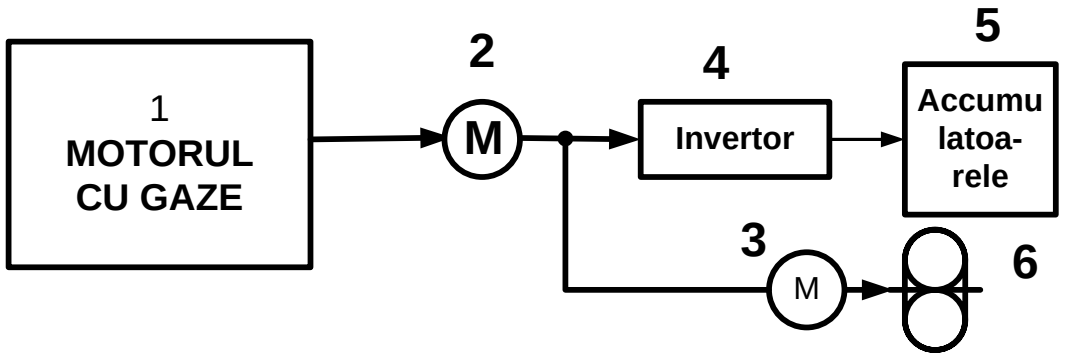
Conform [15, 16] COP a ciclului termodinamic al instalaţiei prezentate în figura 4.1 pentru temperatura din exterior minus 16°C constituie 2,8, iar pentru valoarea temperaturii aerului din exterior egală cu 1°C constituie 4,0.

O posibilă soluţie de majorare a eficienţei energetice a sistemelor de aer condiţionat constă în utilizarea răcirii naturale evaporativă. În figura 2.2 se prezintă varianta de realizare a sistemului de climatizare, bazat pe combinaţia maşinii frigorifice cu comprimare de vapori şi utilizarea răcirii evaporative şi uscătorului de adsorbţie a aerului şi maşinii frigorifice de adsorbţie. În schemă (a vedea figura 4.2), linia albastră reprezintă traiectoria de mişcare a fluxului de apă, care circulă în contur închis, linia verde (punctată) reprezintă traiectoria fluxului de aer.

Menţinerea regimului termic al schimbătorului de căldură 7 poate fi asigurată cât prin procesul de tip DEC, atât şi prin utilizarea fluxului de aer luat din exterior (în dependenţă de temperatura aerului din exterior), prin răcire cu aer ori cu apă (în dependenţă de sarcina frigorifică a pompei de căldură şi temperatura aerului din exterior), ori numai prin răcire cu aer. În regimul de răcire a aerului serei, maşina frigorifică este ajustată la valoarea temperaturii evaporatorului $t_{ev} = 5^{o}C$. Apa circulă prin ţevile de încălzire ale serei. Să examinăm următorul regim în seră: temperatura este egală cu 18±2°C, iar umiditatea cu 80±5%.

5.3. Sistemul de dirijare

Schema-bloc a instalaţiei este reprezentată în figura 5.3.



1- instalaţia cu motor cu gaze cu piston; 2 – generatorul electric de motor cu gaze; 3 – motorul electric cu invertor; 4 – invertorul pentru reglarea regimului de încărcare a acumulatoarelor, 5 – acumulatoarele, 6 – compresorul.

Fig. 5.3. Schema bloc a instalaţiei

Sistemul de dirijare a pompei de căldură este format din 4 principalele subsisteme: SDA al regimului de temperatură şi de umiditate, SDA de generare şi consumul energiei electrice, SDA a pompei de căldură, SDA a instalaţiei cu motor cu gaze cu piston.

Sistemul are următoarele particularităţi: pentru obţinerea unei valori noi prescrise a temperaturi răcitorului de gaze (RG) şi a puterii termice, transmise prin RG, este necesară modificarea următoarelor semnale de sarcini are regulatoarelor buclelor SDA:

1) semnalele de sarcină pentru puterea compresorului (numărul de rotaţii a transmisiei hidraulice, presiunea în sistemul hidraulic al sistemului hidraulic corespunzător);

2) semnalul de sarcină a temperaturii apei după RG;

3) semnalul de sarcină a consumului de aer cald prin evaporator, reieşind din condiţia că valoarea consumului aerului cald să corespundă valorii noi a puterii compresorului.

Punctul de lucru al compresorului (presiunea şi temperatura agentului frigorific la intrare în compresor) atinge starea prescrisă după finalizarea proceselor tranzitorii în evaporatoare şi în schimbătorul suplimentar de căldură al pompei de căldură. Inerţia procesului tranzitoriu de schimbare a locului punctului de lucru al compresorului este determinată de inerţia schimbătoarelor de căldură, a acumulatorului de căldură etc.

COP al pompei de căldură se reglează ca urmare a modificării regimului de lucru al schimbătorului de căldură intermediar şi regimului de funcţionare a schimbătorului de căldură destinat pentru captarea căldurii gazelor de ardere. Al doilea parametru reglabil al sistemului este debitul de gaze, care se determină de valoarea COP-ului pompei de căldură şi de valoarea maximală a randamentului motorului cu gaz. La schimbarea condiţiilor meteo are loc schimbarea consumului agentului frigorific prin schimbătoarele de căldură 3,5,7,13 (a vedea figura 4.1) şi consumului gazelor de ardere la intrarea în schimbătorul de căldură al gazelor de ardere. Criteriul de performanţă a reglării motorului cu gaz este formulat ca „minimul de consum a combustibilului gazos pe durata derulării procesului tranzitoriu".

La varierea sarcinii este necesar de modificat valoarea solicitată a puterii compresorului şi a debitului de aer, care trece prin acumulatorul de căldură şi mai departe prin evaporator. În hidrotransmisiile (a vedea în figura 2.3 elementele 1 şi 2) are loc schimbarea numărului de rotaţii a hidromotoarelor, cuplate cu compresorul şi generatorul electric. Concomitent se schimbă presiunea fluidului de lucru astfel, încât să se asigure transmiterea puterii necesare compresorului, dar cu satisfacerea condiţiei că puterea motorului de gaz este constantă.

Acumulatoarele au funcţia de stocare a energiei electrice generată în instalaţie, şi are destinaţia de echilibrarea instantanee a puterii generate şi a puterii consumate de către instalaţia dată. Bateria de acumulatoare are o schemă flexibilă de racordare la circuitul de echilibrare a puterii electrice consumate de echipamentele funcţionale ale instalaţiei în funcţie de necesarul puterii de echilibrare.

Instalaţia generează o cantitate anumită de energie electrică, care depinde de debitul de gaze, necesar pentru producerea căldurii pentru încălzirea serei cu condiţia asigurării maximului COP al pompei de căldură şi valorii maximale a randamentului motorului cu gaze. În perioadă de vara gazul se utilizează numai în asigurarea procesului tehnologic de uscare a aerului (a vedea 14 în figura 4.2) şi pentru climatizarea aerului în seră, inclusiv şi pentru producerea frigului suplimentar utilizat pentru păstrarea produselor agricole.

Diminuarea consumului de gaze se asigură datorită utilizării principiului de producere a necesarului solicitat de energie termică (căldură) la puterea constantă a motorului cu gaze. Energia electrică în acest caz este un produs secundar. În acest sistem se asigură menţinerea valorii constante a puterii sumare mecanice, care este necesară pentru acţionarea compresorului şi a generatorului la perturbaţii în sistemul de alimentare cu căldură ori cu frig. Sistemul de dirijare cu motorul cu gaze trebuie să includă sistemul de stabilizare a numărului de rotaţii a motorului cu gaze, reieşind din condiţia menţinerii puterii constante a motorului la valoarea prescrisă a randamentului lui.

6. Utilizarea pompelor de căldură în industria produselor lactate

Obiectul de cercetare este pompa de căldură încorporată într-o instalaţie pentru pasteurizare şi răcire a laptelui. Pompa de căldură utilizează dioxid de carbon ca agent frigorific în ciclul transcritic de lucru şi această pompă de căldură are în componenţa sa două evaporatoare secţionate şi un răcitor de gaze.

Scopul lucrării este elaborarea schemei hidraulice pentru instalaţiile noi de acest tip, care va asigura eficienţa înaltă de funcţionare, precum şi metodologia de calcul a unor elemente ale instalaţiei. Este necesar de a elabora metode de calcul ale elementelor de bază a instalaţiei pentru regimurile de funcţionare cu sarcină termică, tipică pentru instalaţie de pasteurizare şi răcire.

Aria de utilizare: ramura industriei de producere a produselor lactate din Republica Moldova.

Importanţa lucrării constă în elaborarea pentru industria de prelucrare a laptelui a unui proiect de schiţă a IPC pentru prima dată, care are un coeficient de performanţă termică (COP) înalt şi termen de recuperare scăzut.

Pentru a reduce consumul atât a energiei electrice cât şi a energiei termice în procesele de pasteurizare şi de răcire a produselor lactate se propune integrarea pompei de căldură (HPU) în instalaţiile de pasteurizare-răcire (IPR) [11-13,16]. Trebuie să recunoaştem că activitatea în acest domeniu nu a atins încă un nivel suficient pentru punerea în aplicare în industrie, cu toate că mare atenţie a fost acordată lor din 1980 [11-23]. În instalaţia descrisă în [16], laptele a fost încălzit de la 16...33°C până la 72°C şi răcit până la 32°C. Valoarea maximă de COP a instalaţiei a fost egal cu 3,1. Instalaţia reprezentă o schemă clasică a pompei de căldură cu un evaporator, un condensator şi un recuperator de căldură. În lucrările [11-19] a fost studiată schemă în care laptele este răcit până la temperatura de 3°C, laptele având la intrare temperatura de 15°C, şi agentul frigorific cu temperatura la ieşire a condensatorului de 70°C şi un încălzitor suplimentar instalat după condensator (în încălzitor suplimentar a fost utilizat un purtător de căldură suplimentar).

Schemă de structură a instalaţiei cu pompă de căldură, încorporată în instalaţie de pasteurizare şi răcire a laptelui este prezentată în figura 6.1 şi 6.2.

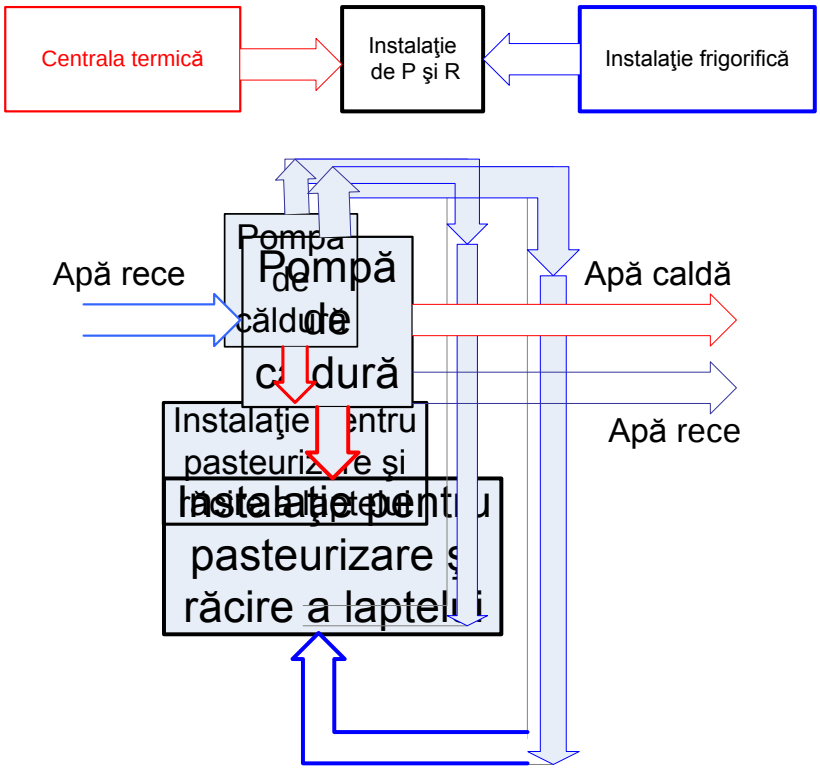


Fig. 6.1. Instalaţie pentru pasteurizare şi răcire cu pompa de căldură (schemă de structură)

În această lucrare prezentăm schema de SOA, folosind pompe de căldură într-un refrigerant ecologic - dioxid de carbon pentru condiţiile climatice în care temperatura apei de la robinet variază de la 4 ° C până la 24 ° C (în acest sistem sunt utilizate două evaporatoare conectate în paralel, fiecare evaporator se reglează cu blocul de reglare separat). Particularitatea utilizării acestei scheme este obţinerea efectului economic datorită preţurilor de piaţa al gazului natural şi energiei electrice, şi posibilitatea obţinerii apei calde pentru scopuri sanitare sau tehnologice.

Liniile punctate la fig. 6.2. reprezintă conductele apei calde pentru necesităţile tehnologice şi sanitare. Liniile de culoare albastru indică conductele de lapte, liniile de culoare negru indică conductele agentului frigorific. Numerele marcate cu culoare negru în cercuri indică temperaturile fluidelor, numerele de culoare roşie indică aparatele, numerele de culoare negru indică punctele

diagramei ciclului termodinamic. Circuitul funcţionează în felul următor: laptele curge prin schimbătorul de căldură de recuperare 11 la răcitorul de gaze 2, unde este încălzit la 78°C; după schimbătorul de căldură 11 laptele se duce la schimbătorul de căldură 4 unde este răcit cu agentul frigorific, încălzindu-l, şi după aceea - la schimbătorul de căldură 12 şi la evaporatoarele 8 şi 9, unde este răcit până la 4°C. Schimbătorul de căldură 11 poate obţine până la 360kW putere termică pentru încălzirea apei calde (la debitul de lapte 2,78 l/s). Schimbătorul de căldură 12 trebuie să fie proiectat cu o suprafaţă variabilă de schimb de căldură. Ciclul termodinamic al instalaţiei, în conformitate cu schema din figura 6.2 în H, p – coordonate este prezentat în figura 6.3, iar parametrii punctelor nodale ale ciclului termodinamic sunt relevaţi în Tabelul 6.1.

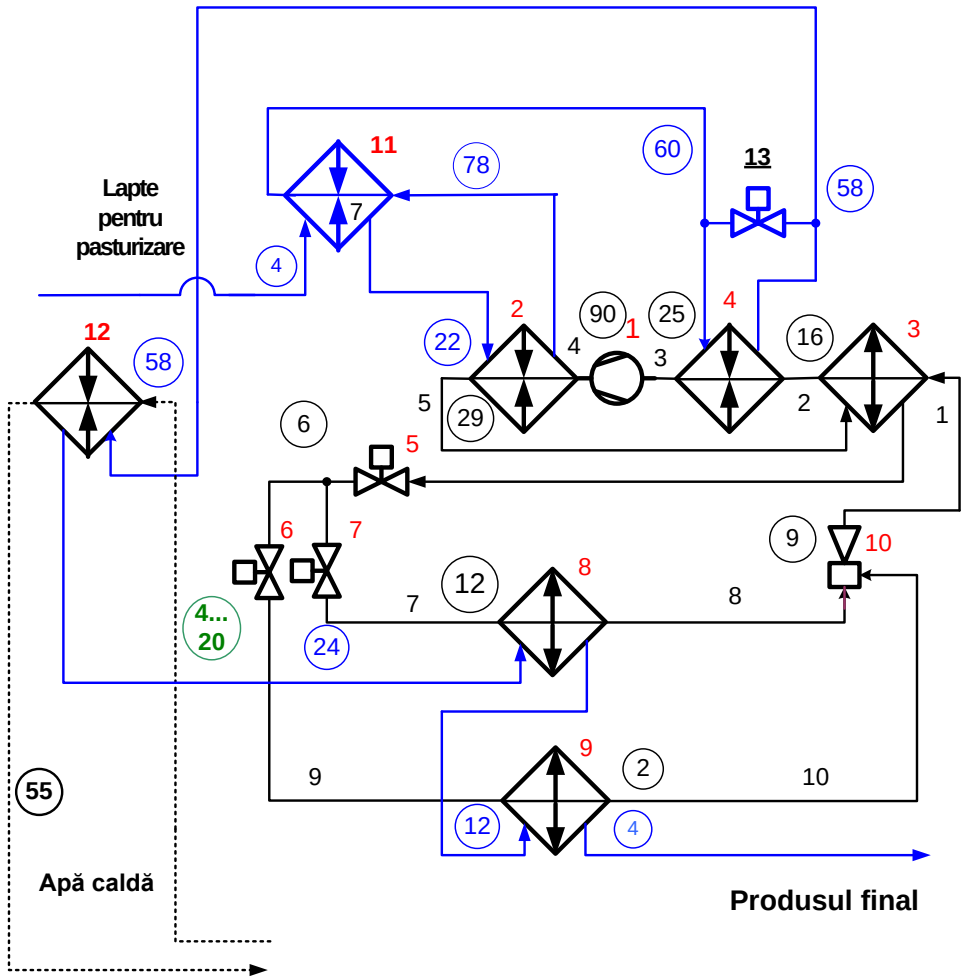


Fig. 6.2. Schema principială a instalaţiei de pasteurizare şi răcire a laptelui cu pompa de căldură cu două evaporatoare

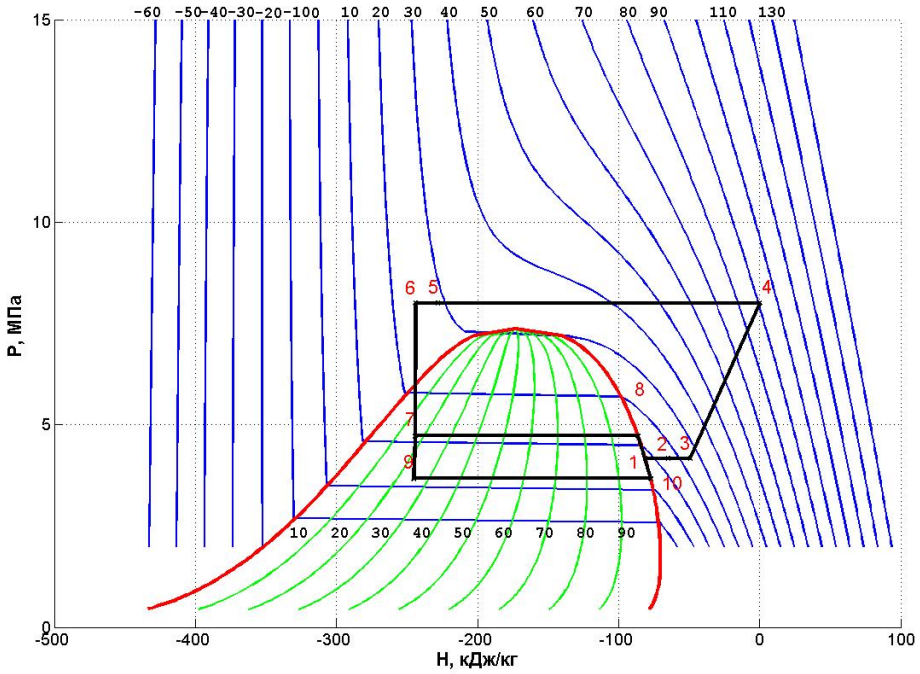


Fig. 6.3. Ciclul termodinamic al instalaţiei conform schemei din figura 6.2

Tabelul 6.1. Parametrii punctelor nodale ale ciclului termodinamic în Fig.6.3.

№ d/o	$T, {}^oC$	$P, MPà$	$G, \%$	$H, kJ/kg$	$S, kJ/kg$
1	7,0	4,17	100,0	-80.846	-0.934
2	15,0	4,17	100,0	-65.108	-0,879
3	25,0	4,17	100,0	-49,149	-0,824
4	90,64	8,0	0	0.133	-0,769
5	29,0	8,0	0,0	-228,080	-1,484
6	25,0	8,0	0,0	-244,108	-1,538
7	12,0	4,72	16,60	-244,291	-1,522
8	12,0	4,72	100,0	-86,032	-0,967
9	2,0	3,67	25,25	-245,315	-1,516
10	2,0	3,67	100,0	-77,179	-0,905

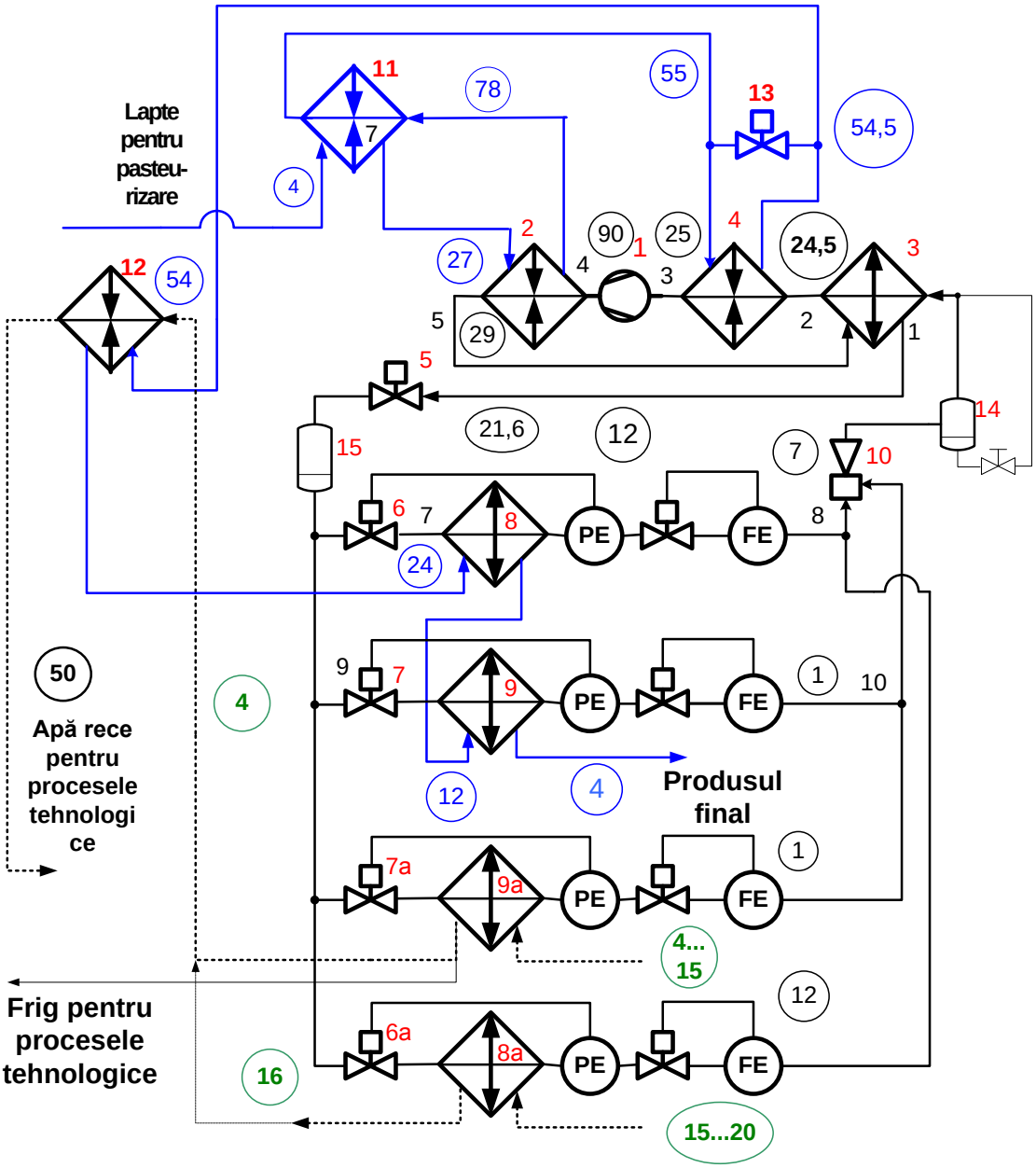


Fig.6.4. Schemă hidraulică a instalaţiei de pasteurizare şi răcire a produselor lactate cu pompa de căldură cu blocurile de reglare a procesului de preparare a apei rece şi apei calde

Temperatura laptelui după răcitorul de gaze depinde de debitul de lapte, regimul de funcţionare a compresorului, debitul de gaze prin compresor, temperatura şi presiunea gazului la intrare în compresor.

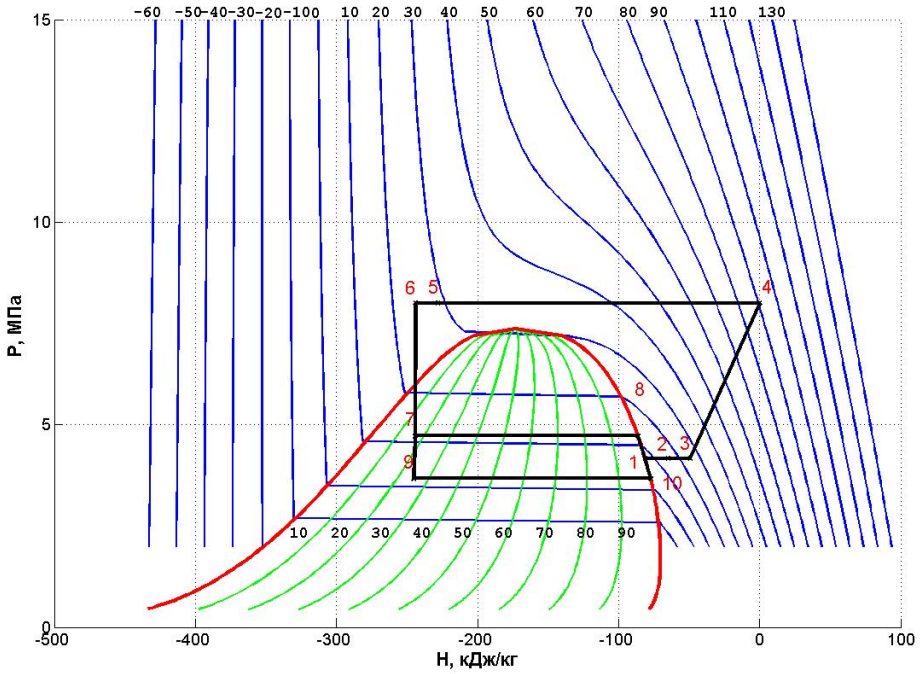


Fig. 6.5. Ciclul termodinamic de funcţionare a instalaţiei conform schemei fig.6.4

Tabelul 6.2. Parametrii punctelor nodale ale ciclului termodinamic, fig.6.5.

№ п/п	$T, ^oC$	$P, Ì Pà$	$G, \%$	$H, kJ / kg$	$S, kJ / kg$
1	3,5	3,81	100,0	-78,192	-0.913
2	20,30	3,81	100,0	-50.081	-0,815
3	22,50	3,81	100,0	-46,974	-0,804
4	98,21	8,0	0,0	10.748	-0,741
5	29,1	8,0	0,0	-227,295	-1,482
6	21,56	8,0	0,0	-255,433	-1,576
7	12,0	4,72	10,73	-255,43	-1,561
8	12,0	4,72	100,0	-86,032	-0,967
9	1,0	3,57	21,57	-255,349	-1,552
10	1,0	3,57	100,0	-76,553	-0,899

7. Utilizarea pompelor de căldură la fabricile de procesare a cărnii

Eficienţa energetică este un element tot mai determinant pentru competitivitatea întreprinderilor. Mai cu seamă într-un scenariu internaţional complex şi dinamic, în care soluţiile se obţin şi prin optimizarea proceselor interne. În plus, atitudinea responsabilă faţă de mediul înconjurător a devenit parte integrantă a unui marketing "inteligent" şi conştient de rolul tot mai important pe care îl vor avea politicile ambientale în viitor. Sectorul de producţie de carne este angajat în una sau mai multe dintre următoarele activităţi de producere: (1) abatajul animalelor, (2) prelucrarea cărnii şi subprodusele din carne (3), topirea şi rafinarea grăsimii animalelor, oaselor şi resturilor de carne [1-4].

În instalaţiile de prelucrare a cărnii, combustibilii, cum ar fi cărbunele şi gazele naturale sunt folosite pentru asigurarea procesului de încălzire, în timp ce energia electrică este utilizată pentru refrigerare şi alimentarea motoarelor. O analiză realizată în EU a arătat, că consumul de energie în

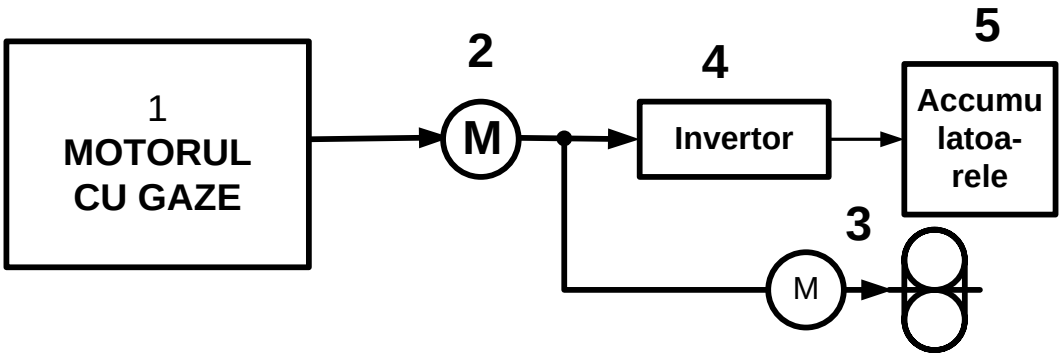
industria cărnii a crescut între 14% şi 32% în patru ţări europene, inclusiv Franţa, Germania, Olanda, Marea Britanie.

Întreprinderile industriei de procesare a cărnii din Republica Moldova consumă în mare parte energie electrică, comparativ cu gazele naturale, pentru producerea căldurii, uscarea, etc. Cazanele sunt folosite ca sursă de energie termică. Utilizarea pompelor de căldură cu motor cu gaze pentru acţionarea compresorului ca sursă de căldură, de frig şi de energie electrică în comun cu turbodetentoarele, care utilizează presiunea excesivă în conductele de gaze, deschide oportunitatea de reducere a costurilor energiei şi concomitent a producţiei fabricate. Aceasta şi reprezintă tema analizată în această lucrare. Utilizarea unui motor cu ardere internă (MAI) conectat la compresorul pompei de căldură sporeşte eficienţa şi scade nivelul emisiilor MAI. Este bine cunoscut faptul, că gazele înainte de turbodetentor trebuie încălzite, iar temperatura lor la ieşire nu trebuie să fie mai mică de 0°C. Valoarea temperaturii gazelor încălzite depinde de căderea de presiune pe treapta detentorului. Obiectivul lucrării constă în elaborarea unui sistem de aprovizionare cu energie a fabricilor de procesare a cărnii cu un consum predominant de energie electrică, comparativ cu sarcina termică, datorită utilizării turbodetentorului şi pompei de căldură împreună cu motorul cu gaze, ce pune în mişcare compresorul, ce va permite micşorarea sinecostului energiei electrice şi termice comparativ cu sistemele de alimentare tradiţionale (reţeaua electrică şi centrala termică).

7.1. Schema sistemului de producere a energiei

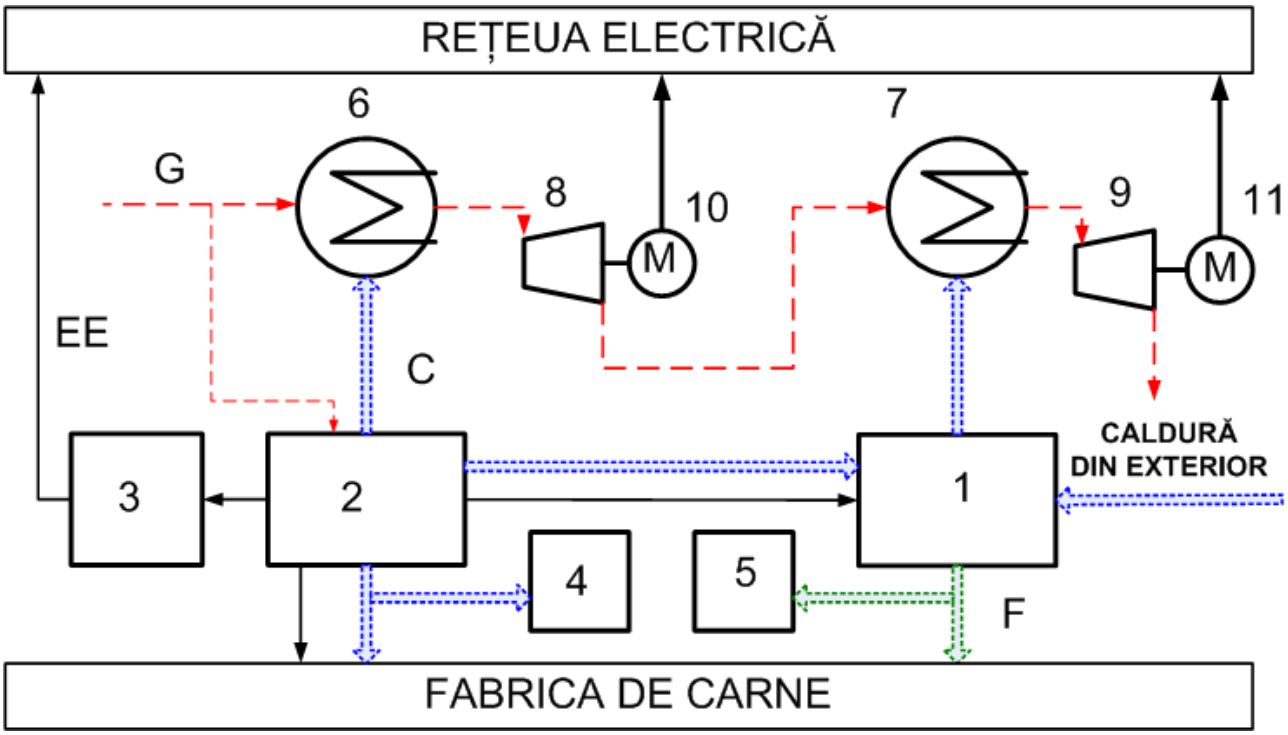
Să examinăm pompa de căldură "(aer, apă) - apă" cu motorul cu gaze ca o acţionare a compresorului pompei de căldură, care este, la rândul său, o sursă de căldură pentru încălzirea gazelor, şi care este instalată înainte de turbodetentor cu două trepte (TD), montat pe staţia de reducere a presiunii de gaze cu scopul producerii energiei electrice.

TD este o sursă de energie electrică şi de frig pentru uzina de procesare a cărnii (FPC). Pompa de căldură cu compresor este o sursă suplimentară de energie electrică, de frig şi căldură pentru FPC (fig.7.1).



1 –motorul cu gaze, 2 – generatorul, 3 – pompa de căldură cu acţionar electric, 4 – invertor, 5 – acumulatoare

Fig. 7.1. Schema-bloc de producere a energiei electrice pentru uzină



1- pompa de căldură, 2- motorul cu gaze, 3- acumulatoarele energiei electrice cu invertoarele (vezi fig.4.3.), 4– acumulatorul de căldură, 5- acumulatorul de frig, 6– schimbătorul de căldură a primei trepte a turbodetentorului, 7– schimbătorul de căldură a treptei a doua a turbodetentorului, 8– prima treaptă a turbodetentorului, 9–a doua treapta a turbodetentorului, 10,11 – generatoarele energiei electrice. C–căldură (linia albastră, punctiformă), F- frig (linia verde, punctiformă), G- gaze naturale (linia punctată), EE- energie electrică (linia continuă de culoare neagră)

Fig. 7.2. Schema de producere a energiei

7.2. Schema pompei de căldură

Căldură este utilizată la uzinele de procesare a cărnii pentru încălzirea apei la diferite temperaturi, destinată pentru uscarea aerului în halele uzinei, pentru uscarea producţiei etc. Frigul se utilizează pentru climatizarea şi răcirea producţiei în dependenţă de tehnologia utilizată. În Fig. 7.3 este prezentată schema pompei de căldură cu două trepte pentru producerea simultană a căldurii şi frigului. Aerul se încălzeşte întâi în schimbătorul de căldură 7, după aceea se răceşte în evaporatorul 11a.

Sarcina de căldură şi sarcina de răcire sunt furnizate, de asemenea, de acumulatoarele de căldură şi frig (în Fig. 7.3 nu sunt prezentaţi). Cantitatea de evaporatoare si răcitoare de gaze este determinată de numărul de niveluri ale temperaturii de căldură şi de frig. În diagramă sunt prezentate două evaporatoare: unul pentru furnizarea de frig de anumit potenţial, iar al doilea evaporator este necesar pentru stabilirea punctului de funcţionare al regimului termic la intrare în compresor în scopul obţinerii COP-ului maximal. Schema din Fig. 7.3 conţine mai multe evaporatoare (poz.11) şi răcitoare de gaze (poz. 3), conectate în paralel, pentru sarcini diferite de încălzire şi de răcire (nu sunt prezentate în figură).

Literele "a" şi "b" reprezintă sarcina condiţională a schimbătoarelor de căldură care încălzesc gazele înainte de turbodetentoare. Schema propusă este similară cu schema elaborată de autorii lucrării [4]. Pompa de căldură cu acţionare cu gaze şi turbodetentorul asigură toate necesităţile fabricii: electricitate, căldură şi frig.

Să examinăm problema de estimare a puterii motorului cu gaze pentru condiţiile date.

Notăm puterea termică maximală prin N_h, puterea electrică maximală pentru acţionarea compresorului prin N_{mc}, puterea electrică maximală prin N_e, iar puterea electrică a echipamentului

electric a instalaţiilor de climatizare şi de refrigerare prin N_c şi puterea termică a acţionării electrice şi iluminare prin N_m.

$$N_m = N_e - N_c. \tag{7.1}$$

Atunci puterea electrică maximală N_{elm}, produsă de motorului cu gaze (AG):

$$N_{elm} = N_e + N_{mc}. \tag{7.2}$$

Puterea termică N_t, produsă de motorul cu gaze în cazul producerii unei anumite cantităţi a puterii electrice N_e, unde k_{te} – coeficientul de proporţionalitate:

$$N_t = k_{te} \cdot N_e. \tag{7.3}$$

Atunci puterea, consumată de motorul cu gaze naturale din reţeaua cu gaze, unde k_{ge} – coeficientul de proporţionalitate:

$$N_G = k_{ge} \cdot N_e. \tag{7.4}$$

Puterea electrică, produsă de prima treaptă de turbodetentorului [29]:

$$N_1 = G_g \cdot \frac{k}{k-1} \cdot R_g \cdot T_1 \cdot z_1 \left(1 - \left(\frac{p_{1out}}{p_{1in}} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right) \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{em} \tag{7.5}$$

Puterea electrică, produsă de a doua treaptă a turbodetentorului:

$$N_2 = G_g \cdot \frac{k}{k-1} \cdot R_g \cdot T_2 \cdot z_2 \left(1 - \left(\frac{p_{2out}}{p_{2in}} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right) \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{em} \tag{7.6}$$

Puterea electrică produsă de turbodetentor [29]:

$$N_{TD} = N_1 + N_2. \tag{7.7}$$

Puterea termică produsă de primul răcitor de gaze al pompei de căldură pentru asigurarea funcţionării primului schimbător de căldură, care produce căldură pentru încălzirea gazelor naturale înainte de prima treaptă a turbodetentorului [29]:

$$Q_{T1} = G_g \cdot c_g \cdot T_{1in} / \eta_g \cdot \left(\frac{z_1}{z_{\text{int}}} \cdot \left[\eta_{oi} \cdot \left(\left(p_{1out} / p_{1\text{in}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) + 1 \right] - 1 \right) \tag{7.8}$$

Puterea termică produsă de al doilea răcitor de gaze al pompei de căldură pentru asigurarea funcţionării al doilea schimbător de căldură, care produce căldură pentru încălzirea gazelor naturale înainte de a doua treapta a turbodetentorului [29]:

$$Q_{T2} = G_g \cdot c_g \cdot T_{2in} / \eta_g \cdot \left(\frac{z_{d1}}{z_{d2}} \cdot \left[\eta_{oi} \cdot \left(\left(p_{2out} / p_{2in} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) + 1 \right] - 1 \right) \quad (7.9)$$

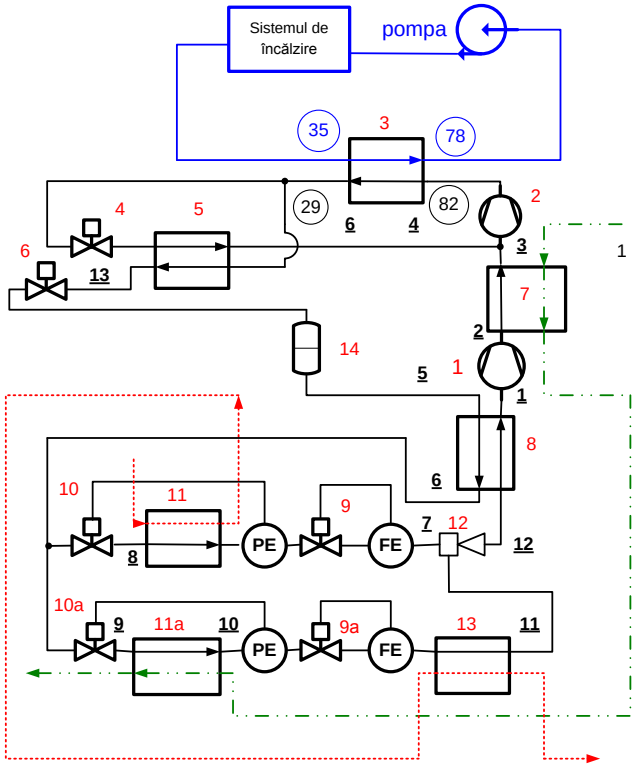
Astfel, este evident, că COP al pompei de căldură trebuie să fie mai mare, decât 2,8 pentru asigurarea regimului optim de producere a căldurii pentru necesităţile fabricii şi pentru menţinerea temperaturilor la intrările treptelor turbodetentorului cu condiţia că temperatura gazelor naturale în reţea este de cca 0^oC, temperatura de încălzire a gazelor înainte de fiecare treaptă a turbodetentorului constituie 80 ^oC, presiunea gazelor în reţea este de 0,6 MPa, presiunea gazelor după turbodetentor este de 0,1 MPa.

Astfel, pompa de căldură produce căldură pentru turbodetentor şi frig pentru procesele tehnologice, iar motorul cu gaze produce căldură pentru procesele tehnologice şi energie electrică pentru fabrica şi pentru vânzare.

Determinarea puterii motorului cu gaze pentru acţionarea pompei de căldură se bazează pe următoarele ipoteze:

1) energia termică extrasă din gazele de ardere şi din cămăşile de răcire a motorului trebuie să fie suficientă pentru a menţine regimul de funcţionare a evaporatorului 11 (Fig. 7.3), care asigură COP-ul maximal al pompei de căldură;

2) puterea produsă de generatorul electric trebuie să fie suficientă pentru de a asigura sarcina electrică a echipamentului tehnologic al fabricii, iluminatul, camerelor frigorifice în care frigul este produs fără utilizarea evaporatoarelor pompei de căldură ori maşini frigorifice cu absorbţie, care în locul său pot obţine energie termică de la gazele eşapate ori de la alte surse.



1,2 – compresor cu două trepte, 3 – răcitorul de gaze, 4,6,10,10a – supape reglate, 5,7,13 – schimbătoarele de căldură, 9,9a,10,10a- supape reglate pentru dirijarea regimului evaporatorului, 11,11a- evaporatoare. (linia albastră (cu includerea "heat load") – producerea căldurii, linia verde (linie de bord şi cu punct) – aer, linia roşie (linia punctată) – aer eşapat de la motor cu gaz).

Fig. 7.3. Schema pompei de căldură

Puterea electrică suplimentară poate fi transmisă la o reţea de energie electrică. Capacitatea totală termică a pompei de căldură acţionată cu motorul cu gaze trebuie să ofere o putere maxima de căldură (încălzirea gazului înainte de treptele turbodetentorului, încălzirea în timpul iernii, producerea apei calde de potenţial termic diferit în scopuri sanitare, producerea căldurii pentru uscarea aerului în secţiile fabricii de carne, prepararea apei calde de dispozitivele tehnologice etc.).

Energia termică a pompei de căldură acţionată cu gaz trebuie să asigure necesităţile fabricii: încălzirea gazelor înainte de treptele turbodetentorului, încălzirea încăperilor în timpul iernii şi în perioadă tranzitorie, producerea apei calde de potenţial termic diferit în scopuri sanitare, pentru uscarea aerului in secţiile fabricii, prepararea apei calde pentru scopuri tehnologice etc.).

O parte din energia de ardere a gazelor motorului cu gaz este utilizată la producerea energiei electrice (k1), a doua parte a acestei energie (k2) - la producerea energiei termice şi a treia parte (k3) - sunt pierderi. Valorile acestor coeficienţi sunt aproximativ şi variază în funcţie de tipul de motor şi condiţiile de funcţionare a lui:

$$k1+k2+k3=1. \tag{7.11}$$

Tabelul 7.1. Programarea încărcarii echipamentului electric şi termic

Nr d/o	Situaţia	Modul de rezolvare
1	Valoarea cantităţii de căldură sau de frig consumată de fabrică este **mai mare**, decât produsă de complexul energetic „pompa de căldură-turbodetentor”	Utilizarea acumulatorului de căldură, care se descarcă la sarcină, utilizarea energiei electrice pentru: a) producerea căldurii; (instalaţiile electrotermice, etc.), b) maşini frigorifice; c) utilizarea acumulatorului de frig, care se descarcă la sarcina.
2	Valoarea cantităţii de căldură sau de frig consumată de fabrică este **mai mică**, decât produsă de complexul energetic „pompa de căldură-turbodetentor”	Încărcarea acumulatoarelor de căldură sau de frig, micşorarea debitului gazelor naturale, micşorarea cantităţii energiei termice pentru vânzare.
3	Valoarea puterii energiei electrică consumată este **mai mare** decât produsă de complexul energetic	Utilizarea energiei electrice de la acumulatoare pentru descărcarea lor sau de la reţeaua electrică externă.
4	Valoarea puterii energiei electrică consumată este **mai puţină** decât produsă de complexul energetic	Încărcarea acumulatoarelor electrice sau vânzarea energiei electrice la reţeaua electrică.
5	Situaţiile 1-4, compusă din diferite variante 1...4	Utilizarea modulelor de rezolvare a situaţiei, care corespunde variaţiei schimbării tipului de energie.

Schema propusă diferă de sistemele cunoscute, care utilizează centralele termice, maşini frigorifice şi energie electrică din reţea cu: a) sinecostul redus de energie electrică produsă de turbodetentoare, datorită pompei de căldură ca o sursă de căldură pentru încălzirea gazelor naturale, înainte de treptele turbodetentorului, şi de frig, produs pentru necesităţile fabricii; b) COP majorat al pompei de căldură datorită utilizării căldurii motorului cu gaz; c) producerea energiei termice,

energiei electrice în perioada anului cu eficienţă maximă, datorită utilizării acumulatoarelor de căldură.

Concluzii

1. Schemele instalaţiei de recuperare a căldurii, evacuată din hala de păsări cu utilizarea pompei de căldură cu dioxid de carbon, ca agent de lucru, şi cu utilizarea ejectoarelor în buclele de circulaţie a agentului frigorific prin ejectoare se caracterizează de o sporire semnificativă a COP-ului la 10-15% comparativ cu cele tipice.
2. Termenul de recuperare a instalaţiilor propuse corespunde celui prescris în normele în vigoare.
3. Schema propusă a instalaţiei cu pompă de căldură cu două trepte cu acţionare de la motorul cu gaze a compresorului permite asigurarea regimului de menţinere a climei la parametrii prescrişi în sere pe toată perioada anului.
4. S-a elaborat în premieră şi a fost analizată schema de tip cogenerare a instalaţiilor cu pompe de căldură şi a instalaţiilor frigorifice în care acţionarea se face numai ca rezultat al proceselor de ardere a combustibilului gazos.
5. Pentru a menţine microclima în sezonul cald este benefică utilizarea pompei combinate de căldură. Cel mai eficient se prezintă utilizarea pompei de căldură în regimul de maşină frigorifică în combinaţie cu răcirea evaporativă indirectă şi cu elemente ale maşinii frigorifice de adsorbţie. În acest caz, căldura evacuată de la motorul cu gaze şi de la condensatorul maşinii frigorifice poate fi utilizată pentru alimentarea cu energie a maşinii frigorifice cu absorbţie. Acest complex poate fi utilizat pentru păstrarea produselor agricole.
6. Schemele hidraulice ale pompelor de căldură pe dioxid de carbon, care funcţionează în ciclul transcritic cu utilizarea ejectoarelor, conectate între fiecare evaporator şi ieşirea supapei de reglare a presiunii răcitorului de gaze pot asigura coeficientul de performanţă termică majorat. Instalaţia obţine un COP mai mare decât 4,6.
7. Utilizarea schemelor elaborate a pompelor de căldură în componenţă cu instalaţiile de pasteurizare şi răcire a produselor lactate poate micşora esenţial consumul gazelor naturale la întreprinderi cu realizarea termenilor admisibile de recuperare a investiţiilor.
8. Sistemul de alimentare cu energie (căldura, frig, electricitate) pentru fabrica de procesare a cărnii, care este compusă din pompa de căldură, acţionată de motorul cu gaze şi de turbodetentor, instalat pe staţia de reducere a presiunii de gaze pentru producerea de energie electrică, pot asigura producerea independentă de căldură, de frig şi de energie electrică. Schema propusă diferă de scheme cunoscute şi se caracterizează prin: a) cost redus al energiei electrice produse de turbodetentoare (datorită pompei de căldură ca sursă de căldură pentru încălzirea gazelor naturale înainte de turbodetentor şi sursă de frig, produs pentru necesităţile proceselor tehnologice); b) COP sporit al pompei de căldură (datorită utilizării căldurii motorului cu gaze); c) producerea de energie termică, energie electrică şi de frig pentru întreaga perioadă a anului cu eficienţă maximă ca urmare a utilizării acumulatoarelor de căldură, de frig şi de energie electrică.

Bibliografie

[1] КОКОРИН, О. Я. Энергосберегающие технологии функционирования систем вентиляции, отопления, кондиционирования воздуха (систем ВОК). – М.: Проспект, 1999.

[2] Энергосберегающее оборудование для обеспечения микроклимата в животноводческих помещениях. Научный аналитический обзор http://vsesnip.com/Data1/48/48339/index.htm#i54119

[3] МАИЛЯН, Э.С. Микроклимат в бройлерном птицеводстве. www.webpticeprom.ru/download/articles/1198325307.pdf http://www.tehkorm.ru/publikatsii/ptitsevodstvo/mikroklimat-dlya-broilerov.html, последнее посещение сайта, 30.11.2011.

[4] НОВАКІВСКИЙ Е.В., КИРИЛЕНКО В.М., САВРУК І.П. «Аналіз вологого повітря як джерела низькопотенційного тепла для теплового насоса типу «поітря – вода». Відновлювальна энергетика, 2011, №2, с.80-84.

[5] ГРЕНИШЕН, Н.Т. «К вопросу утилизации теплоты при вентиляции животноводческих помещений». Труды УСХА, с. 76-79.

[6] Бондаренко С.П., Гренишен Н.Т. «Установка кондиционирования воздуха». Авт. Свид. СССР № 1121549, МКИ, F24F, 3/147, опубл. 30.10.1984.

[7] Гренишен Н.Т. «Установка кондиционирования воздуха». Авт. Свид. СССР № 1314201, МКИ, F24F, 3/147, опубл. 21.10.1985.

[8] Адаменко А.И., Голодный И.М. «Установка для кондиционирования воздуха в помещении». Авт. Свид. СССР № 1420310, МКИ, F24F, 3/147, опубл. 30.08.1988.

[9] Олейник А.К., Адаменко А.И. «Установка для кондиционирования воздуха животноводческих помещений». Авт. Свид. СССР № 15908630, МКИ, F24F, 3/147, опубл. 07.09.1990.

[10] Адаменко А.И. «Установка для кондиционирования воздуха». Авт. Свид. СССР № 1268896, МКИ, F24F, 3/147, опубл. 07.11.1986.

[11] Шит М.Л., Балануцэ А.П., Шит Б.М. «Теплонасосная установка на диоксиде углерода с испарителями, работающими на разных температурных уровнях и при переменной тепловой нагрузке», «Problemele energeticii regionale", Nr.2, 2010, p.47-58.

[12] Шит Б.М. Расчет двухфазного эжектора для теплового насоса на диоксиде углерода. «Problemele energeticii regionale", Nr.3, 2010, p.62-70.

[13] M.L. Şit, A.M. Ioişer, Şit B.M., A.V. Doroşenko, D.N. Ceban, Alimentare cu energie a serei industriale cu utilizare a pompei de căldură cu acţionare de gaze, Partea I. Problemele Energeticii Regionale, Nr 2(22) 2013, http://journal.ie.asm.md/assets/files/m71_2_241.pdf

[14] M.L. Şit, A.M. Ioişer, N. Andronati, V. Burciu, B.M. Şit, Alimentare cu energie a serei industriale cu utilizare a pompei de căldură cu acţionare de gaze, Partea II. Problemele Energeticii Regionale, Nr 3(23) 2013, http://journal.ie.asm.md/assets/files/m71_2_265.pdf

[15] Söylemez M.S., Operational cost minimization of heat pump for milk pasteurization in dairy. Journal of Dairy Research, 2005, v72., p.482-485.

[16] Söylemez M.S., Optimum heat pump in milk pasteurizing in dairy. Journal of Food Engineering, V.74, 2006, p. 546-551.

[17] http://telemiks.by/geo/food.html

[18] Bilir N., Kersad H.E. Performance improvement of the vapour compression refrigeration cycle by a two-phase constant area ejector. International Journal of Energy Research, 2009, v33., p. 469-480.

[19] Ozyurt O., Comakli O., Yilmaz and Karsh S Heat pump use in milk pasteurization: an exergy analysis. International Journal of Energy Research. V28, Iss.9, p.833-846, July, 2004.

[20] Везиришвили О.Ш., Хвития М.Т. Каскадная теплонасосная установка для охлаждения и пастеризации молока. Холодильная техника, № 7, 1990 г., с.4-6.

[21] Шит М.Л., Балануцэ А.П., Шит Б.М. Теплонасосная установка на диоксиде углерода с испарителями, работающими на разных температурных уровнях и при переменной тепловой нагрузке. Problemele Energeticii Regionale 2(10) 2010, с. 47-58.

[22] Шит Б.М. Расчет двухфазного эжектора для теплового насоса на диоксиде углерода. «Problemele energeticii regionale", Nr.3, 2010, p.62-70.

[23] http://molokoportal.ru/11-2-puti-povysheniya-kachestva-i-stojkosti-produktov-konservirovaniya-moloka/.

[24] Шит М.Л., Журавлев А.А., Шит Б.М. Управление газоохладителем теплового насоса на диоксиде углерода при работе в непрерывном режиме. Труды Одесской национальной Академии Пищевых технологий, вып.35, т.2., 2009 г. с. 241-246.

[25] http://molokoportal.ru/11-2-puti-povysheniya-kachestva-i-stojkosti-produktov-konservirovaniya-moloka/

[26] SIT M., IOISHER A., ANDRONATY N., BURCIU V, SIT B. *Energy supply of commercial greenhouse. Part II.* Problems of the Regional Energetics, 3(23) 2013, pp.86-97(in Russian).

[27] Байдакова Ю.О. Исследование эффективности схем бестопливных установок генерации электроэнергии на основе детандер-генераторных агрегатов и тепловых насосов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва, 2013 , с.19.

BACK

СОЛНЕЧНЫЕ И СОЛНЕЧНО – ТОПЛИВНЫЕ ЭНЕРГО-ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕПЛИЦЫ

Ермуратский В.В., Бурчиу В.И., Ермуратская Г.В., Грицай М.А., Наний О.Е., Локшин В.Г.
Институт Энергетики Академии Наук Молдовы

Аннотация. В работе представлены результаты исследовательских работ энергосберегающих теплиц за период 2011-2014 г.г. с целью создания простых в изготовлении и эксплуатации, недорогих конструкций теплиц. Предложены технические решения для повышения энергетической, экономической и экологической эффективности теплиц. Разработана методика расчёта режимов работы теплиц. В реальных условиях испытаны образцы двух конструкций теплиц: (1) с наземным аккумулятором тепла и внутренними подвижными гибкими тепловыми экранами-рефлекторами; (2) с грунтовым аккумулятором тепла и подвижными жёсткими экранами-рефлекторами, расположенными на крыше. Предложен оптимальный вариант энергосберегающей теплицы с двумя видами аккумуляторов тепла и тепловых экранов-рефлекторов. Это обеспечивает эффективную утилизацию солнечной энергии и защиту растений от заморозков. В конструкцию включён солнечный нагреватель воздуха с подвижным матричным поглотителем излучения. Для полива растений предусмотрен солнечный нагреватель воды ёмкостного типа для сбора воды осадков. Определены оптимальная ёмкость и мощность аккумуляторов тепла, отнесённые к одному квадратному метру площади теплицы. В критерии оптимизации учитывались риски потери продукции из-за заморозков, её рыночная стоимость и потери тепла из теплицы. Высокая экономическая эффективность теплицы достигается за счёт экономии энергии и получения ранней продукции высокого качества, имеющей высокую рыночную цену. Дополнительный доход получается за счёт расширения периода работы теплицы с марта по ноябрь. Срок возврата инвестиций оптимальной теплицы составляет от 3 до 6 лет. Разработаны рекомендации по применению предложенных конструкций в фермерских и личных хозяйствах Молдовы.

Ключевые слова: солнечные теплицы, энергосбережение, аккумуляторы тепла, энергетическая эффективность, тепловые экраны-рефлекторы, солнечные нагреватели.

Effective Solar and Solar -Fuel Energy Saving Hothouses.

Ermuratsky V.V., Burciu V.I., Ermuratskaia G.V., Gritai M.A., Naniy O.E.,Locshin V.G.
Institute of Power Engineering of Academy of Sciences of Moldova

Abstract. In work results of works for the period 2011-2014 on energy-saving hothouses are submitted with the purpose of creation simple at manufacturing and to operation, inexpensive designs of hothouses. Technical decisions for increase of power, economic and ecological efficiency of hothouses are offered. The design procedure of operating modes of hothouses is developed. In real conditions samples of two designs of hothouses are tested: (1) c the ground accumulator of heat and internal mobile flexible thermal screens - reflectors; (2) with the earth accumulator of heat and the mobile rigid screens - reflectors located on a roof.

The optimum variant energy saving hothouses with two kinds of accumulators of heat and thermal screens - reflectors is offered. It provides effective recycling a solar energy and protection of plants against frosts. The solar heater of air is included in a design with a mobile matrix absorber of radiation. For watering plants a solar heater of water of capacitor type for gathering water of deposits is stipulated. The optimum capacity and capacity of accumulators of heat, the areas of a hothouse attributed to one square meter are determined. In criterion of optimization risks of loss of production because of frosts, its market cost and losses of heat from a hothouse were taken into account. High economic efficiency of a hothouse is achieved due to economy of energy and reception of the early high quality production having a high market price. The additional income turns out due to expansion of the period of work of a hothouse from March till November. Term of return of investments of an optimum hothouse makes from 3 till 6 years.
Recommendations on application of the suggested designs in farmer and personal economy of Moldova are developed.

Keywords: solar greenhouse, energy saving, heat storages, energy efficiency, heat screens-reflectors, solar heaters.

Sere solare şi solare-combustibile energetic eficiente

Ermuratsky V.V, Burciu V.I, Ermuratskaya G.V, Gritsay M.A., Nanii O.E, Lokshin V.G.
Institutul de Entrgetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei

Rezumat. Lucrarea prezintă rezultatele cercetărilor serelor energo-eficiente pentru perioada 2011-2014 cu scopul creării unor construcţii ieftene şi simple în fabricare şi utilizare a serelor. Sunt propuse soluţii tehnice pentru majorarea eficienţei energetice, economice şi ecologice a serelor. Este elaborată metodologia de calcul a regimurilor de lucru a serelor. În condiţii reale au fost testate mostre a două construcţii de sere, şi anume: a) cu acumulator de căldură terestru şi ecran flexibil de căldură interior; b) cu acumulator de căldură subteran şi ecrane rigide mobile, amplasate pe acoperiş. Este propusă varianta optimă a serelor energo-eficiente cu două tipuri de acumulatoare a căldurii şi ecrane-reflectoare a căldurii. Aceasta permite utilizarea eficientă a energiei solare şi protejarea plantelor de la îngheţ. În construcţia serelor este inclus încălzitorul solar de aer cu absorber mobil al radiaţiei solare. Pentru irigarea plantelor este prevăzut încălzitorul de apa solar de tip voluminos de colectare a apei de ploaie. Sunt determinate capacitatea optimă şi puterea acumulatoarelor de căldură, atribuite unui metru pătrat al suprafeţei serei. În criteriile de optimizare au fost luate în considerare riscurile de pierdere a producţiei din cauza îngheţului, valoarea ei de piaţă şi pierderea de căldură din seră. Eficienţă economică înaltă a serei se realizează datorită economisirii energiei şi obţinerii producţiei timpurii de calitate înaltă, care are un preţ de piaţă ridicat. Venitul suplimentar este obţinut prin extinderea perioadei de lucru a serei, începând din martie până-n noiembrie. Perioada de amortizare a unei serei optimale constituie de la 3 până la 6 ani. Sunt elaborate recomandări de utilizare a construcţiilor propuse în gospodării fermiere şi pentru grădinărie în Moldova.

Cuvinte cheie: sere solare, economisirea energiei, acumulatoare de căldură, eficienţă energetică, ecrane-reflectoare de căldură, încălzitoare solare.

Введение

Технологии закрытого грунта с помощью солнечных и солнечно-топливных теплиц по-прежнему остаются одним из самых энергоёмких отраслей сельского хозяйства. По этой причине и из-за высокой стоимости энергетических ресурсов в Республике Молдова прекратили функционирование тепличные комплексы, обеспечивавшие ранее не только местные потребности, но и поставлявшие продукцию за пределы Молдавии. Производители сталкиваются с высокими затратами на отопление, вентиляцию, орошение и удобрение. При этом потеряны не только значительные возможности местного производства овощей, но также рабочие места в с/х районах. Вместе с тем, солнечные теплицы представляют собой техническое средство для интенсивных технологий выращивания биомассы. Мировой опыт развития тепличного производства указывают на практически повсеместный переход к способам выращивания растений в закрытом грунте, использованию новых конструкций, материалов и энергосберегающих технологий на базе солнечной, геотермальной и ветровой энергии [4 - 12].

Основное назначение теплиц – выращивание продукции вне обычного культивационного периода, в том числе – круглогодично [5,11]. Это имеет существенное рыночное значение из-за более высоких цен на такую продукцию. В теплицах за счёт создания оптимальных условий выращивания растений по сравнению с открытым грунтом, можно получить в 5-10 раз больше продукции высокого качества [5-7]. .

Для достижения оптимального микроклимата в теплицах необходимо обеспечить ряд режимных требований. Растения растут лучше при относительной влажности воздуха в пределах 70-80% и дневной температуры 21-27 ^{o}C, а ночной – около 18 ^{o}C [5,11]. Однако в холодный период года необходимо отопление, стоимость которого даже в южных странах достигает 30% от затрат на эксплуатацию теплиц. Поэтому технологии закрытого грунта имеют большой потенциал для энергосбережения. Одновременно, в связи с постоянным ростом цен на первичные энергетические ресурсы, актуальным становится использование возобновляемых источников энергии для отопления и освещения теплиц. Известны различные технические, режимные и технологические решения для создания оптимального микроклимата в теплицах и рационального использования разных видов энергии [7,11].

Теплицы с плёночным прозрачным ограждением, которые наиболее распространены в Республике Молдова, плохо удерживают тепло, быстро охлаждаются после захода солнца. В переходные периоды года повышается вероятность повреждения растений заморозками. Ограждение с малой теплопроводностью, полезное в холодное время, осложняет проблему охлаждения теплиц в летние, солнечные дни. Однако основная проблема – большие потери

тепла, пропорциональные разности температур (температурному напору) и площади прозрачного ограждения. Для отопления теплиц при разности наружной и внутренней температуры равной 30 ^{o}C требуется примерно в 40 раз больше энергии, чем в обычных домах и в 20 раз – в хорошо изолированных домах. В странах с умеренным климатом удельные затраты энергии на отопление составляют 400 - 600 кВт$_*$ч/м^2 почвы [1-11].

В неотапливаемых, традиционных конструкций, теплицах не реализуется возможный потенциал роста растений и соответственно занижается производительность теплиц и возможность получения большего количества ранней и поздней продукции. Для снижения отмеченных недостатков современные теплицы снабжают новыми видами прозрачного ограждения, дополнительными источниками света и тепла. Среди них – аккумуляторы тепла/холода, линзы, энергетические экраны и рефлекторы различной конфигурации.

Объекты исследования в данной работе – экспериментальные образцы двух энергосберегающих теплиц, изготовленных в 2013г.:

а) с наземным аккумулятором тепла и подвижными гибкими внутренними тепловыми экранами-рефлекторами;

б) с подземным (грунтовым) аккумулятором тепла и подвижными жёсткими тепловыми экранами-рефлекторами, расположенными на наружной стороне крыши.

Эти элементы и соответствующие системы управления микроклиматом теплиц служат для следующих целей:

1. Снижения потерь тепла в дневное и ночное время.
2. Более эффективного использования солнечной энергии.
3. Увеличения поступления световой энергии в теплицы.
4. Снижения колебаний температуры и относительной влажности воздуха и почвы.
5. Более равномерная по пространству и времени освещенность растений.
6. Снижения вероятности конденсации влаги на растениях и прозрачном ограждении.
7. Увеличению производительности теплиц и расширению периода культивации, а также получению продукции более высокого качества.
8. Защите растений от заморозков весной и осенью.
9. Утилизации сбросного тепла систем отопления жилых и производственных помещений.

Все технические предложения по повышению эффективности пассивных теплиц могут быть распространены также на активные теплицы. В таких теплицах для увеличения максимальной температуры рабочих тел аккумуляторов тепла устанавливаются солнечные нагреватели воздуха. Это повышает энергетическую эффективность всего комплекса и позволяет расширить области применения теплиц нового поколения в Молдове.

1. Выполненные работы за период 2011-2014 и полученные результаты

Наша конечная цель – разработать конструкцию оптимальной энергосберегающей теплицы нового поколения, эффективную по энергетическим, агрономическим, экономическим и экологическим показателям. Следует учесть, что в условиях Молдовы есть периоды низких температур (возможны также весенние и осенние заморозки), высоких температуры воздуха (до 42^{0}C), большие скорости ветра (до 30-35м/с) и высокая влажность воздуха (до100%).

Анализ литературных источников показал, что для теплиц рассматриваются множество технических и технологических решений для энергосбережения и получения продукции в большем количестве и лучшего качества. В табл.1 приведены данные из литературных источников об эффективности различных энергосберегающих мероприятиях.

Таблица 1

Эффективность энергосберегающих мероприятий для теплиц

Энергосберегающие меры	Сокращение потерь тепла, %
Двухслойное прозрачное ограждение вместо однослойного	25-30

Теплоизоляция северной и боковых стенок теплицы	30 - 40
Тепловые экраны: занавеси или шторы	71
Двухслойное прозрачное ограждение	23
Применение аккумуляторов тепла/холода	25-35
Оптимальные системы вентиляции	15-25
Оптимальное управление режимами микроклимата	15-20

Комбинированное применение этих мероприятий может снизить потребность в тепле до 90% от первоначального варианта конструкции, то есть потери могут быть уменьшены в 10 раз по сравнению с исходным вариантом конструкции. Поэтому они могут рассматриваться для Молдовы в качестве возможных перспективных альтернатив.

В период 2011 - 2014 были выполнены НИР по разработке высокоэффективных энергосберегающих солнечных и солнечно-топливных теплиц для работы в погодно-климатических условиях Молдовы. Результаты этих работ изложены в научно-технических отчётах [1-4].

1.1. Разработка концепции новых конструкций солнечных энергосберегающих теплиц и математических моделей расчета режимов их работы *(*2011г.)

Концепции конструкций энергосберегающих теплиц разрабатывались с учетом мирового опыта в этой области. Были выявлены недостатки конструкций существующих теплиц и возможные пути их устранения:

1. Большая площадь прозрачного ограждения теплиц в холодный период года приводит к большим потерям тепла, а в летний – к избыточному поступлению солнечной энергии в теплицу. Возможные решения – оптимизация конструкции прозрачного и непрозрачного ограждения; применение световых и тепловых экранов, углубление теплицы в грунт, что обеспечивает более стабильный температурный режим и снижает потери тепла.
2. Низкое термическое сопротивление прозрачного ограждения. Возможные решения – применение новых материалов (прозрачной теплоизоляции, аэрогеля, стеклопакетов с тепловыми зеркалами, полупрозрачного вспененного полиэтилена), трансформируемых систем теплоизоляции.
3. Недостаточная энергоёмкость аккумуляторов избыточного солнечного тепла. Как следствие – выбросы тепла, влаги и углекислого газа (CO_2) при вентиляции в ясные солнечные дни. Возможные решения – создание теплиц с внутренними и внешними аккумуляторами тепла, в том числе среднесрочных и долгосрочных - сезонных.
4. Недостаточная мощность аккумулирующих элементов в стенках теплиц и грунте. Это обуславливает пониженные температуры и риски повреждения растений при заморозках. Возможные решения – увеличение площади теплообменников и параллельная работа нескольких аккумуляторов тепла.
5. Плохая теплоизоляция грунта теплицы от наружной окружающей почвы, что может быть устранено применением теплоизолированных цоколей теплиц, углублённых ниже уровня промерзания почвы. Возможно также углубление цоколя или даже всей теплицы в грунт, если это позволяют условия по грунтовым водам.
6. Недостаточно эффективное использование солнечной энергии путём пассивного накопления тепла в стенках, а также большая неравномерность графика падающего на растения светового потока в течение дня. Возможные решения – применения активных систем накопления тепла, внутренних и внешних тепловых и световых экранов и рефлекторов.
7. Нерациональные системы использования тепловой энергии в теплицах (обогрев воздуха, а не почвы). Возможные решения: применение внутрипочвенного теплообменника в составе воздушной аккумулирующей системы, или с использованием воды.
8. Энергетически неэффективные системы охлаждение теплиц за счёт разомкнутой схемы вентиляции и применения нерегулируемого привода вентиляторов. Возможные решения:

замкнутая система, частотно-регулируемый электропривод.

9. Пониженная производительность из-за недостаточной продолжительности и больших колебаний освещённости; влажности, содержания CO_2, температуры воздуха и почвы. Возможные решения: применение искусственного освещения (технология светокультуры); дополнительных источников, рефлекторов, внутрипочвенного орошения.

Математические модели для расчётов тепловых и световых режимов работы энергосберегающих теплиц были разработаны с учётом их конструктивных особенностей. В их числе – аккумуляторы тепла, тепловые экраны - рефлекторы. Так, основываясь на моделях физических процессов теплопередачи, были предложены схемы замещения и разработана методика определения их параметров [1]. Для расчётов переходных тепловых процессов, потерь тепла и температур в разных точках теплицы при заморозках применялась полная электротепловая схема (Рис.1). В этой схеме символами показаны T - температуры , Y-конвективные и радиационные тепловые проводимости между узлами (характерными зонами теплицы: почва, растения, воздух, поверхности прозрачного ограждения, окружающей среды), S - тепловые потоки поступающего солнечного излучения. Левая часть рисунка соответствует почве, а правая – окружающей среде.

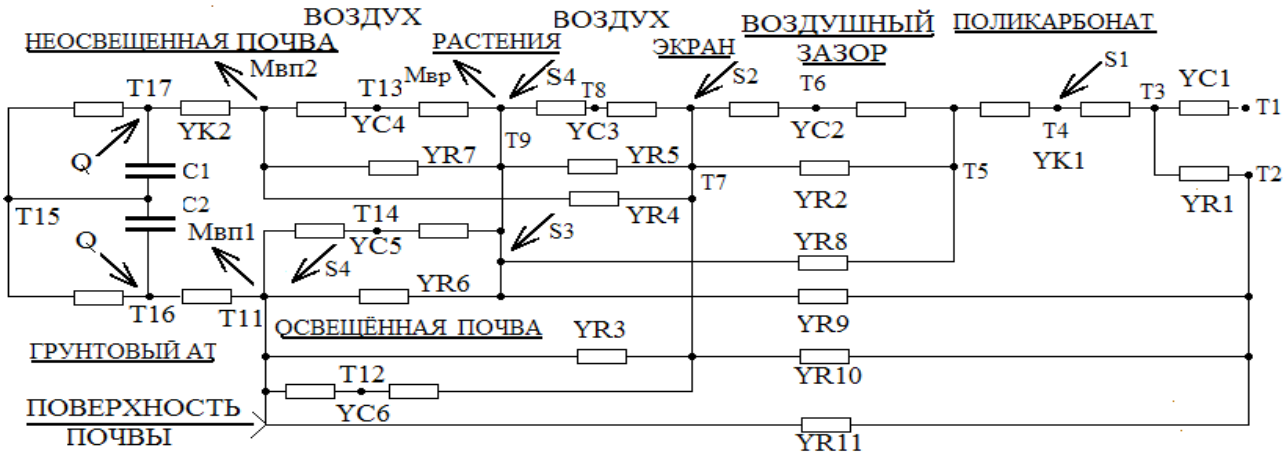


Рис.1. Полная электротепловая схема замещения энергосберегающей теплицы

Для расчёта среднемесячных значений ночной и дневной температуры в теплице, а также потерь энергии, указанную полную схему можно заменить эквивалентной (упрощённой) схемой, показанной на рис. 2

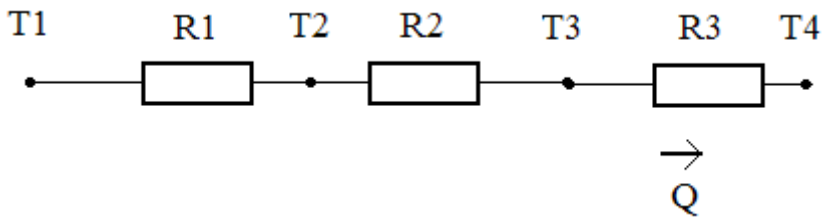


Рис. 2. Упрощённая электротепловая модель теплицы для расчёта стационарных температур R1, R2, R3 – тепловые сопротивления соответственно: тепловых экранов, прозрачного ограждения, наружной теплоотдачи. T1 …T4 – температуры в расчётных узлах схемы, Q – тепловой поток из теплицы в окружающую среду.

При определении параметров электротепловой схемы замещения учитывались все виды теплопередачи из теплицы в окружающую среду – конвективные, кондуктивные и радиационные. Были выделены следующие составляющие потерь:

1. Потери через прозрачное ограждение.
2. Потери через непрозрачное ограждение, включая потери по периметру теплицы через теплопроводности грунта и цоколя.
3. Инфильтрационные и вентиляционные потери тепла.

В результате были разработаны концепции энергосберегающих конструкций солнечных и солнечно-топливных теплиц, которые могут быть применены в Молдове. В конструкции теплицы предложено использовать ограждающие поверхности в виде ячеистого поликарбоната для прозрачных сторон и теплоизолированные стенки для сторон, через которые поступление солнечной энергии существенно ниже тепловых потерь

Кроме этого, предложено применять подвижные жёсткие рефлекторы для повышения освещённости растений и снижения потерь тепла в ночное время, а также подвижные гибкие тепловые и полупрозрачные экраны для снижения потерь тепла и перегрева растений в ясные солнечные дни.

Одним из рассмотренных вариантов конструкции, увеличивающих не только энергетическую эффективность теплицы, но и получение ранних овощей, является грунтовый аккумулятор тепла, совмещённый с системой орошения и подогрева почвы. Для пристроенных теплиц, а также отдельно расположенных теплиц круглогодичной работы с самостоятельной системой теплоснабжения, предложено утилизировать полезные вещества, содержащиеся в продуктах сгорания органического топлива. Углекислый газ, влагу и сбросное тепло таких систем предложено утилизировать с помощью последовательно соединённых наземного аккумулятора тепла (АТ) с каменной насадкой, наземного АТ с пластиковыми бутылками заполненными водой и грунтового АТ с развитой поверхностью теплообмена.

В качестве одного из возможных вариантов создания энергосберегающее конструкции теплицы рассматривается частичное или полное углубление в грунт всей теплицы и установка на её прозрачной горизонтальной крыше подвижных плоских зеркально отражающих рефлекторов. В такой конструкции минимизируется коэффициент ограждения. Для энергии полностью погружённой в грунт теплицы он равен единице, чего нельзя достигнуть в расположенных на земле теплицах. Кроме того, для таких теплиц предлагается применить углублённые теплоизолированные стенки по периметру, что снизит потери тепла по контуру основания. Углубление в землю также повысит приток тепла из нижних слоёв грунта, что даст дополнительную экономию при отоплении. Рефлекторы на крыше должны быть управляемыми автоматически с алгоритмом управления, учитывающим балансы поступления и потерь тепла, регулируя время их открытия и закрытия. В жаркий период года с помощью рефлекторов предполагается регулировать поступление света, обеспечивая его оптимальный уровень, а внутрипочвенным теплообменником передавать охлаждённый воздух в теплицу. Такое решение, несмотря на увеличение стоимости строительства, может быть приемлемо в подходящих по почве и воде местах. Собранная с крыши влага осадков накапливается в наземном коллекторе-аккумуляторе солнечной энергии, из которого она самотёком поступает в импульсную систему орошения растений.

Для крупных теплиц промышленного масштаба предлагается использовать активную систему солнечного теплоснабжения с сезонными аккумуляторами тепла в сочетании с другими энергосберегающими мероприятиями и конструктивными решениями.

1.2. Математические модели

Для рассматриваемых конструкций энергосберегающих теплиц адаптированы

известные математические модели и разработаны модели для дополнительных элементов – реакторов для аэробного разложения растительной биомассы, грунтовых аккумуляторов тепла/холода для уменьшения потребления энергии обычного источника тепла, потерь влаги, CO_2 и избыточного солнечного тепла.

Разработаны математические модели для расчетов энергетических показателей теплиц с предложенными энергосберегающими элементами конструкций; модели основаны на использовании законов сохранения в виде уравнений балансов тепловых потоков. В целом модель теплицы базируется на применении эквивалентной электротепловой схемы замещения, параметры которой зависят как от внешних (погодно-климатических), так и внутренних воздействий, зависящих от конструкции теплиц и алгоритмов управления подвижными элементами (внешними и внутренними рефлекторами, тепловыми и оптическими экранами). Сопоставление показателей оптической и энергетической эффективности теплиц предлагаемых конструкций осуществляется с показателями плёночных теплиц, в которых отсутствуют энергосберегающие мероприятия.

2.1. Разработка программы расчета режимов работы солнечных энергосберегающих теплиц и выполнение математических экспериментов (2012 г.)

В 2012г. разработаны программы расчета режимов работы солнечных обычных и энергосберегающих конструкций теплиц и выполнены математические эксперименты для условий средней агроклиматической зоны Республики Молдова.

Для разных месяцев года произведены расчёты световых, тепловых режимов работы, а также показателей энергетической эффективности. Расчёты выполнены для отдельно расположенных и пристроенных к стенам зданий солнечных и солнечно-топливных пассивных и активных теплиц с различными видами прозрачного ограждения, имеющих традиционные и энергосберегающие конструкции.

Установлено, что наибольшая экономия энергии (до 95%) достигается в пристроенных к стенам зданий зимних теплицах, имеющих систему утилизации сбросного тепла и продуктов сгорания дымовых газов котлов. Утилизация сбросного тепла котельных с установленной мощностью 100 кВт может обеспечить работу зимней теплицы площадью 70м^2, а также подвижные тепловые экраны с повышенными термическими сопротивлениями (более 0,5 ^{o}C$\cdot$ м^2/Вт) и высокой отражательной способностью ($\rho \geq 0{,}75$) в длинноволновой области излучения.

Расчёты показали, что для выращивания растений в теплицах необходимы источники тепла для поддержания температуры 25-35 ^{o}C с годовой производительностью 300-400 кВтч/м^2. В Молдове годовое поступление солнечной энергии в теплицы находится в пределах 700-800 кВтч/м^2, т.е. в годовом цикле для отопления теплицы расходуется энергия, меньшая, чем падающая на них солнечная энергия. Более 60% избыточного тепла генерируется в тёплое время года и может быть использовано для других целей, например сушки биомассы, нагрева воды или отопления. Такая комбинированная система обязательно должна содержать долгосрочный или межсезонный аккумулятор тепла соответствующей ёмкости.

В результате установлено, что пассивное солнечное отопление с применением аккумуляторов тепла и ночных теплоизолирующих экранов-рефлекторов может обеспечить в весеннее время (март - апрель) и в осенний период (октябрь - ноябрь) защиту растений от пониженных температур (-3 ÷ 6 ^{o}C) продолжительностью до 3- 5 суток. Такие технические решения повышают на 3-5 ^{o}C среднюю температуру воздуха и почвы в теплице, а также снижают амплитуду их колебания (на 25-35%).

Наилучшим вариантом теплицы для круглогодичной работы с пассивным солнечным отоплением является теплица траншейного типа с внешним плоским теплоизолирующим экраном – рефлектором, который на 15-35% повышает поступление солнечной энергии и снижает в 4-5 раз потери тепла ночью в холодный период года.

Теплицы с активными аккумуляторами тепла характеризуются более длительной аккумулирующей способностью. Они могут обеспечить положительную температуру в теплицах до 14 дней с применением контейнеров с водой и до 30 – 60 дней при использовании контейнеров, заполненных материалами с фазовым переходом. При этом лучший результат достигается при использовании материалов с разной температурой фазового перехода, размещённых в контейнерах отдельных секций аккумулятора, находящегося внутри теплицы с воздушными коллекторами солнечной энергии, расположенными снаружи теплицы. Наибольшее удельное значение полезной энергии (более 500 МДж/м^3) секционированных аккумуляторов тепла активных систем отопления получено при работе системы накопления с переменным расходом воздуха и постоянной температурой воздуха на выходе солнечных коллекторов.

Теплицы с утилизацией сбросного тепла систем вентиляции и отопления жилых и производственных помещений обладают максимальным энергосберегающим эффектом, достигающим в зимнее время значений 15-30 ГДж/м^3. В них целесообразно использовать последовательное включение аккумуляторов с контейнерами плоской формы, заполненными двухфазовыми материалами с различными температурами рабочих тел.

Для всех видов активных теплиц применение грунтового аккумулятора тепла с вертикальными каналами теплообменника на 7-9^{o}C снижает амплитуду колебаний температуры воздуха, на 5-8 ^{o}C повышает её минимальное значение, что существенно снижает образование конденсата на растениях и ограждении.

3.1. Разработка технических решений конструкций теплиц с аккумуляторами тепла и тепловыми экранами (2013 г.)

Основываясь на опыте Европейских стран [5-8], был выполнен анализ основных технических решений по снижению потребления тепловой энергии для обогрева теплиц. Учитывая погодно-климатические условия Молдовы, были предложены две базовые конструкции солнечных энергосберегающих теплиц:

а) с наземным аккумулятором тепла и подвижными гибкими внутренними тепловыми экранами-рефлекторами (Рис. 3, 4);

б) с подземным (грунтовым) аккумулятором тепла и подвижными жёсткими тепловыми экранами-рефлекторами, расположенными на наружной стороне крыши (Рис.5, 6).

Каркас теплиц выполнен из деревянных брусьев сечением 40×60мм, на которые крепится прозрачное ограждение из 8 мм. сотового поликарбоната. Фронтальное ограждение из 8 мм. сотового поликарбоната выполнено в виде подвижных рам из деревянных брусьев сечением 30×50мм. Эти рамы в поднятом состоянии вместе с дверным проёмом обеспечивают хорошую вентиляцию теплицы в ясные дни.

Поперечный разрез теплицы приведен на рис.3. Теплица включает наземный аккумулятор тепла с подвижными гибкими внутренними тепловыми экранами-рефлекторами: 1-коллектор-аккумулятор солнечного тепла; 2 –теплоизоляция; 3-прозрачное ограждение крыши; 4-стропила; 5-промежуточная опора каркаса; 6-ось фронтального гибкого экрана-рефлектора; 7-теплоизолированный цоколь; 8-фронтальные стойки каркаса теплицы; 9-верхняя рама подвижного фронтального прозрачного ограждения; 10 - нижняя рама подвижного фронтального прозрачного ограждения; 11-солнечный нагреватель воды ёмкостного типа; 12-опора; 13,14,15 –фундаменты.

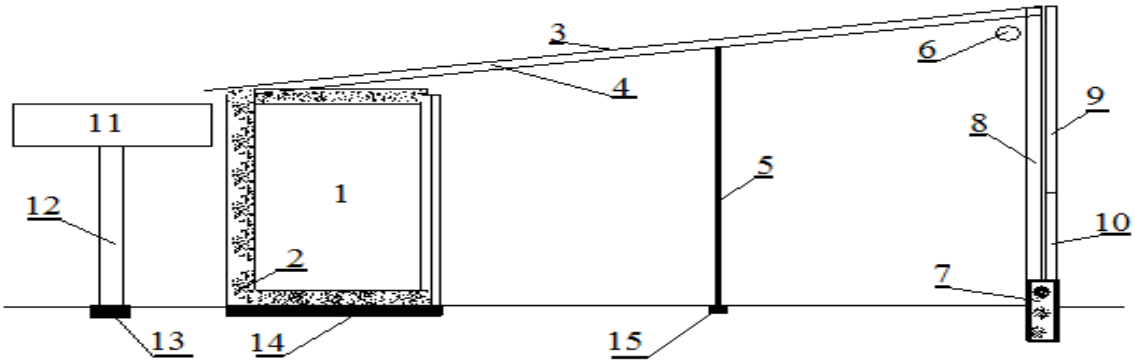


Рис.3. Поперечный разрез теплицы

Для снижения потерь тепла в дневное время суток в теплицах применено прозрачное ограждением из двухслойного сотового поликарбоната толщиной 8 мм. Для снижения потерь тепла в тёмное время суток применены гибкие тепловые экраны – рефлекторы, расположенные внутри теплицы. Эти же экраны служат для улучшения светового и теплового режима работы теплиц в светлое время суток.

Рис.4. Внешний вид теплицы с наземным аккумулятором тепла и внутренними гибкими тепловыми экранами-рефлекторами

С северной стороны теплицы расположен наземный аккумулятор тепла с использованием воздуха в качестве теплоносителя. Размер аккумулятора 4,5×2×1м, объём воды, являющейся аккумулирующим материалом, составляет 4,5м^3.

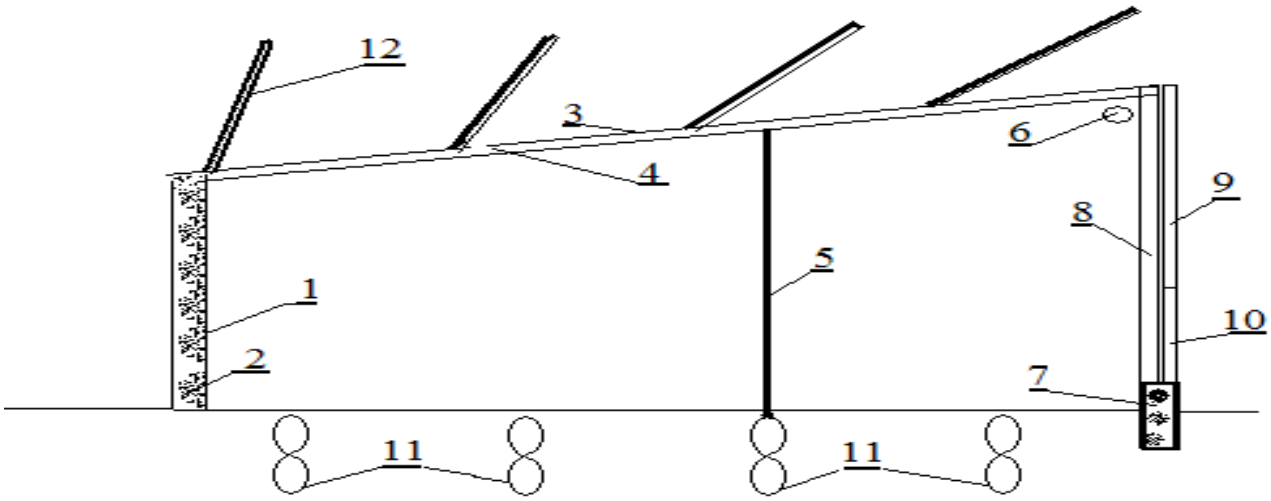


Рис.5. Поперечный разрез теплицы с грунтовым аккумулятором тепла и внешними жёсткими тепловыми экранами-рефлекторами. 1-северный тепловой экран-рефлектор; 2 – теплоизоляция; 3-прозрачное ограждение крыши; 4-стропила; 5-промежуточная опора каркаса; 6-ось фронтального гибкого теплового экрана-рефлектора; 7-теплоизолированный цоколь; 8-фронтальные стойки каркаса теплицы 9-верхняя рама подвижного фронтального прозрачного ограждения; 10-нижняя рама подвижного фронтального прозрачного ограждения; 11-теплообменник грунтового аккумулятора тепла; 12-жёсткие тепловые экраны- рефлекторы.

Рис.6. Внешний вид теплицы с грунтовым аккумулятором тепла и внешними жёсткими тепловыми экранами-рефлекторами на крыше теплицы.

Во второй конструкции аккумулирование солнечного тепла осуществляется в грунте теплицы, а снижение потерь тепла в ночное время обеспечивается за счёт жёстких тепловых экранов-рефлекторов, расположенных на крыше теплицы (Рис.6).

На крыше установлены подвижные внешние жёсткие тепловые экраны- рефлекторы, которые днём регулируют поступление света в теплицу. Ночью эти экраны опускаются на

крышу, тепловыми экранами-рефлекторами. Теплообменники 11 изготовлены из полос 8-и волнового шифера шириной 0,3м и углублены в грунт на 0,15м.

Для этих двух конструкций, а также для традиционной плёночной теплицы рассчитаны поступление солнечной энергии и потери тепла в разные месяцы года при выращивании различных растений. Для расчётов потерь тепла используется одномерная стационарная электротепловая модель теплицы (Рис.2). Для этой модели определены значения тепловых сопротивлений предложенных конструкций теплиц и традиционной плёночной теплицы с одинаковой площадью земли. Установлено, что в природно-климатических условиях Молдовы возможно создание конструкций теплиц, которые могут обеспечить снижение потерь тепла в 3,2…3,5 раза по сравнению с традиционными плёночными теплицами. Показано, что предложенные конструкции энергосберегающих теплиц способны защитить растения от весенних и осенних заморозков продолжительностью 3…8 дней с температурой -3…-7^{o}C.

Кроме того, расчёты показали, что применение тепловых экранов-рефлекторов и грунтового аккумулятора тепла позволяет обеспечить ускоренный прогрев почвы в теплице и соответственно более раннюю высадку рассады. Установлено также, что применение тепловых экранов – рефлекторов позволит не только уменьшить потери тепла в окружающую среду, но и улучшить световой режим внутри теплицы – увеличить среднее значение при снижении максимальной освещённости .

4.1. Экспериментальные исследования, оптимизация конструкции и разработка рекомендаций по применению энергосберегающих солнечных теплиц в Молдове (2014)

Целями проведения испытаний экспериментальных образцов энергосберегающих теплиц являлись получение данных по микроклимату в них путём проведения физических экспериментов. Основные величины, характеризующие микроклимат в теплице - это температура и влажность воздуха, а также плотность солнечного излучения. Кроме того, важными являются температура и влажность почвы. Однако из-за отсутствия прибора для измерения влажности почвы эта величина не измерялась. Измерения проводились в ручном режиме (рис.7), поскольку финансирование на автоматические системы и приборы отсутствовало. На заднем плане видны цветущие растения огурцов (27.10.2014, посадка в августе)

Температура почвы измерялась на глубине 0,1 м с помощью жидкостного термометра с погрешностью в 1^{0}C. Температура воздуха и его относительная влажность измерялась бытовым комбинированным прибором, расположенном на высоте 1,5м. Относительная влажность воздуха, учитывая низкую точность прибора, фиксировалась приближённо с 5% округлением. Измерение температуры воздуха вне теплицы осуществлялось в 6 ч. утра и 12ч. дня с помощью жидкостного термометра с погрешностью в 1^{0}C. Минимальная температура почвы измерялась в 6ч. утра, а максимальная в 14ч. дня

Максимальная плотность солнечного излучения измерялась при максимальной высоте солнца в горизонтальной плоскости и нормально к направлению на солнце.

Измерения плотности осуществлялось в средней и периферийных частях теплиц для характерных погодных условий - ясных, пасмурных дней и переменной облачности, а также для периодов с весенними (конец марта) и осенними (конец октября) заморозками.

Рис. 7. Измерители температуры, относительной влажности воздуха и плотности солнечного излучения в теплице

Растения в теплице с наземным аккумулятором тепла сохранились до декабря (Рис.8)

Рис. 8. Растения в теплице с наземным аккумулятором тепла и внутренними Экранами - рефлекторами (28.11.2014)

На рис.9 приведены результаты измерений плотности солнечного излучения снаружи и внутри теплицы. Из рисунка видно, что экраны-рефлекторы в утренний и вечерний периоды увеличивают плотность падающего излучения, а в полуденный – снижают.

По результатам физических экспериментов можно сделать следующие выводы:

1. Максимальное значение плотности солнечного излучения в теплицах было примерно одинаковым и составляло от 360 до 650 Вт/м^2. Значение эффективного коэффициента пропускания теплиц, рассчитанное по экспериментальным данным для теплицы с наземным и грунтовым аккумулятором тепла составили соответственно 0,65 и 0,6. Более низкие значения у второй теплицы обусловлено влиянием наружных тепловых экранов – рефлекторов.

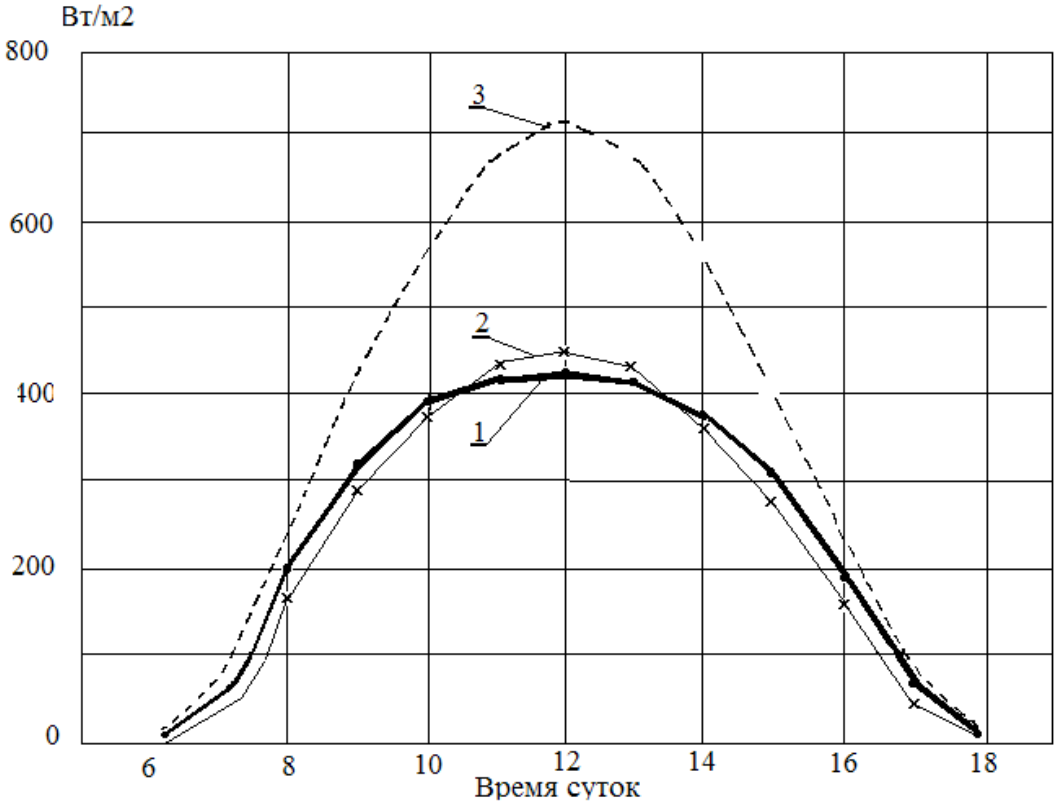


Рис.9. Плотность солнечного излучения в горизонтальной плоскости. 1 –внутри теплицы с рефлекторами; 2 – внутри теплицы с убранными рефлекторами; 3 – снаружи теплицы

2. Внутренние экраны-рефлекторы в теплице с наземным аккумулятором тепла повышали в пасмурные дни плотность рассеянного излучения внутри теплиц и находилась на уровне 30..36 Вт/м^2.

3. В холодные месяцы средняя температура почвы в теплице с грунтовым аккумулятором тепла на глубине 0,1м на 10…14 ^{o}C выше, чем на открытом месте. В теплице с наземным аккумулятором тепла на 6…10 ^{o}C выше, чем на открытом месте.

4. Средняя температура воздуха в обеих теплица была выше окружающей в разные месяцы года на 6…12 ^{o}C. При этом большие разницы наблюдались при активном режиме работы аккумуляторов тепла.

5. Максимальная температура воздуха в теплицах при отсутствии вентиляции на 12…15 ^{o}C выше, чем у окружающей среды, т.е. в полуденные часы летом она достигала 45.. 48 ^{o}C. При естественной вентиляции (открытая дверь и фронтальное ограждение) эта величина достигала
38 ÷ 40 ^{o}C. В ясные дни в январе и феврале эта температура была на 10…12 ^{o}C выше температуры воздуха снаружи теплиц.

6. Минимальная температура воздуха наблюдалась в утренние часы в холодные месяцы года и во время осенних заморозков. Однако она была выше наружной температуры на 7…10 ^{0}C. В теплице с наземным аккумулятором тепла температура воздуха была на 2…3^{0}C выше, чем в теплице с грунтовым аккумулятором тепла. Это обусловлено большей мощностью аккумулятора в первой теплице.

7. Установка тепловых экранов-рефлекторов в закрытое положение повышало минимальную температуру воздуха на 2..3 ^{o}C и понижало максимальную температуру в полуденное время на 3..4 ^{o}C.

8. Наибольшая разница между дневной и ночной температурами воздуха в теплицах (20…25 ^{o}C) наблюдается в ясные дни в холодные месяцы года.

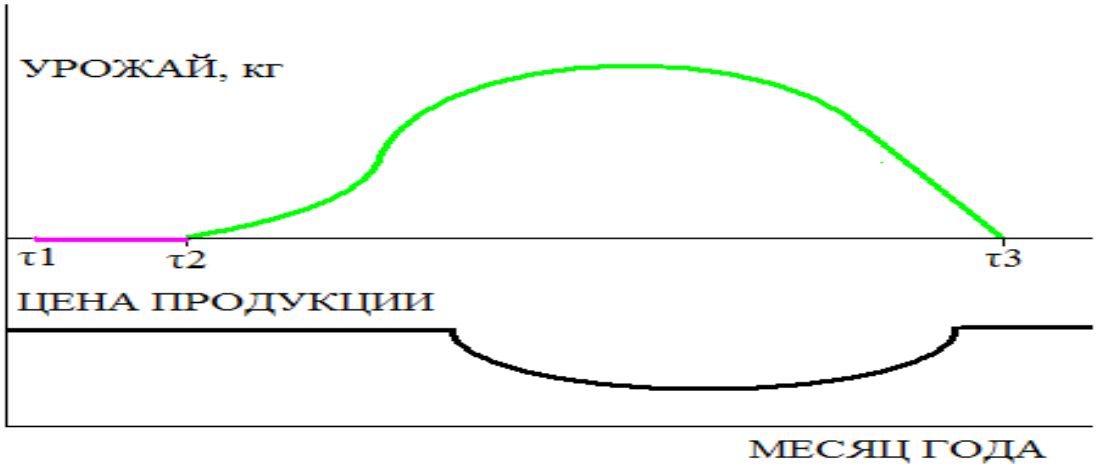
9. Эксперименты показали также, что на температурно - влажностный режим в теплице влияет режим и способ полива, а также наличие покрытия почвы плёнкой с разными

оптическими свойствами. Так увлажнение почвы и покрытие почвы прозрачной плёнкой весной ускоряет прогрев почвы до температуры 12…15 ^{o}C на глубине 0,25м на 5..8дней.

10. Сравнение экспериментальных и расчётных данных по температуре воздуха и световому режиму показало, что относительная разница между этими величинами не превышает 17%.

Проведенные исследования режимов работы двух конструкций энергосберегающих теплиц показали, что каждая из них характеризуется определёнными достоинствами и недостатками. Так, теплица с грунтовым аккумулятором тепла обеспечивает ускоренный прогрев почвы весной, но недостаточно надёжную защиту растений от глубоких или продолжительных заморозков. Поэтому нами рассмотрена конструкция теплицы с двумя аккумуляторами тепла, а также с внутренними и наружными тепловыми экранами-рефлекторами. Для неё определены оптимальные размеры ёмкость и тепловая мощность аккумуляторов тепла, ориентация и форма теплицы. Основная задача, которая решалась при оптимизации теплицы сезонной работы – это обеспечение получения как можно более раннего урожая высокого качества и продлённого режима работы. Дополнительно эффективность увеличится, если сбор будет максимально продлён в осенний период, когда цены снова будут высокими. На Рис.10 показана качественная картина описанной выше стратегии. Поставленная цель будет достигнута, если управлять микроклиматом внутри теплицы простейшими средствами

Рис.10. Качественные зависимости урожая и цены во времени. τ_1 , τ_2, τ_3- даты соответственно посадки, начала и конец сбора продукции



Таким образом, оптимальная теплица должна быть сооружением с максимальной возможностью управления световым, тепловым и влажностным режимами воздуха и почвы. Целью такого управления является обеспечение большой скорости роста овощей, или рассады, а также получение качественной продукции. Для оптимизации конструкции теплицы и режима её работы использовались две модели: для вегетативной и репродуктивной стадии.

Для расчёта момента времени τ_2 и кривой урожайности в теплице мы применили регрессионные модели в виде полиномов второго порядка, аналогичные тем, которые используется для расчётов нетто - фотосинтеза и прогнозирования урожайности [5-9]:

$$\tau_2 = a_0 + a_1E_H + a_2E^2_H + a_3T_B + a_4T^2_B + a_5T_П + a_6T^2_П + a_7T_П E_H + a_8T_B E_H + a_9T_B T_П + a_{10} E_H T_B \qquad (1),$$

где E_H – нетто-значение плотности солнечной энергии, МДж/м^2; T_B , $T_П$ - соответственно средние температуры воздуха и почвы, ^{0}C. Для описания динамической модели урожайности (кривая между моментами времени τ_2 и τ_3 на рис. 10) использовалось уравнение аналогичное

(4), но с другими коэффициентами a_i. Коэффициенты этих полиномов определялись по экспериментальным данным, опубликованных для томатов [4].

4.1.1. Конструкция оптимальной теплицы (основные элементы).

Основные элементы конструкции оптимальной теплице показаны на рис. 11. В этой конструкции применены два вида аккумуляторов тепла – грунтовый со специальным теплообменником и наземный, а также оба вида подвижных тепловых экранов-рефлекторов – жёсткий наружный на крыше и гибкий внутренний. Роль этих элементов описана выше для экспериментальных образцов теплиц. Для оптимальной конструкции определены теплоёмкость и средняя мощность каждого из видов аккумуляторов тепла, которые обеспечивают защиту растений от заморозков без применения дополнительных источников энергии. Внутри теплицы предложено установить дополнительно солнечный нагреватель воздуха с подвижным гибким поглотителем, и солнечный нагреватель воды ёмкостного типа с плавающей прозрачной теплоизоляцией. Вода осадков собирается с крыши теплицы и подогретая используется для полива растений. Нагреватель воздуха увеличивает температуру воздуха, поступающего в аккумуляторы, и обеспечивает накопление в них большей энергии, а также возможность термической дезинфекции почвы в теплице.

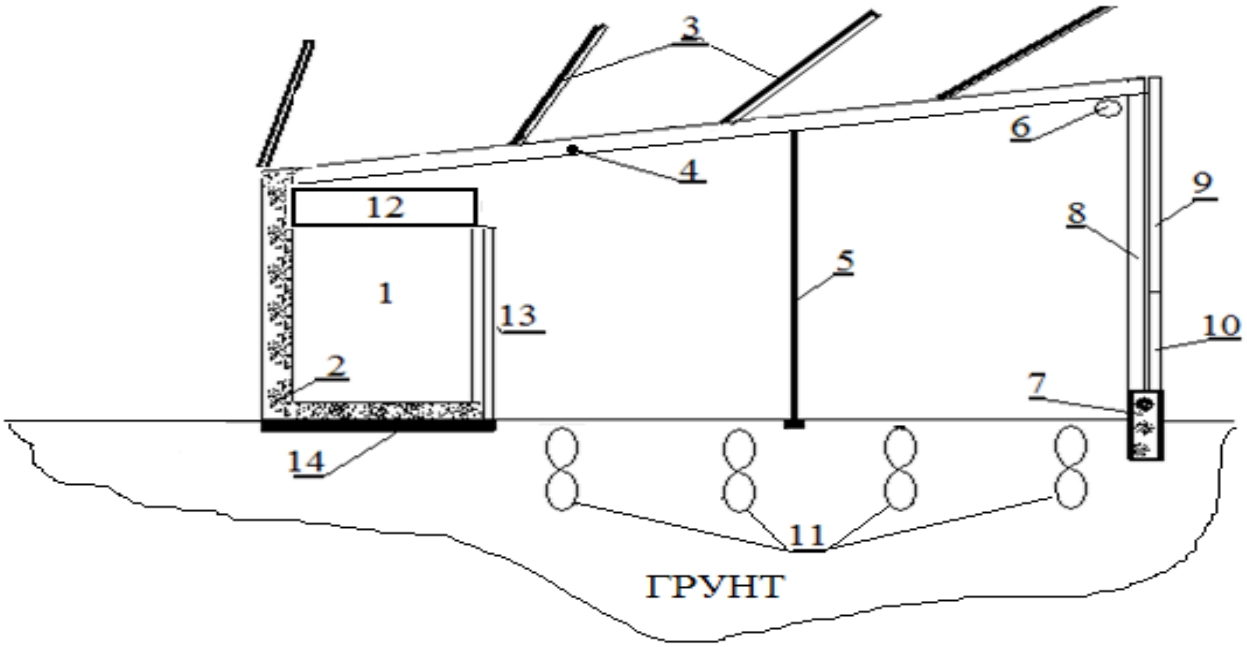


Рис. 11. Сечение оптимальной теплицы:
1 – наземный коллектор-аккумулятор солнечного тепла; 2 – теплоизоляция; 3 – наружные подвижные жёсткие тепловые экраны-рефлекторы; 4 – прозрачное ограждение, стропила крыши и солнечный нагреватель воздуха; 5 – промежуточная опора каркаса; 6 – фронтальный гибкий тепловой экран-рефлектор; 7 – теплоизолированный цоколь теплицы; 8 – фронтальные стойки каркаса теплицы; 9 – верхняя рама подвижного фронтального прозрачного ограждения; 10 – нижняя рама подвижного фронтального прозрачного ограждения; 11 – теплообменник грунтового аккумулятора тепла; 12 – солнечный нагреватель воды ёмкостного типа; 13 – прозрачное ограждение наземного аккумулятора тепла; 14 – фундамент наземного аккумулятора тепла.

Для оптимальной конструкции определено влияние энергосберегающих мероприятий на тепловой и световой режимы работы теплицы (табл. 2, 3).

Таблица 2.

Влияние энергосберегающих мероприятий на тепловой режим работы

Мероприятие	Величина и её изменение по сравнению с плёночной теплицей		
	Увеличение среднесуточной температуры воздуха, ^oC	Увеличение минимальной ночной температуры воздуха, ^oC	Уменьшение максимальной дневной температуры воздуха, ^oC
Сотовый поликарбонат	3,9	3,8	-
Естественная вентиляция	1,4	1,2	4,9
Наземный аккумулятор тепла	4,8	6,4	1,8
Грунтовый аккумулятор тепла	2,6	2,2	1,4
Наружные тепловые экраны- рефлекторы	2,4	3,8	3,6
Внутренние тепловые экраны- рефлекторы	3,4	2,8	1,6
Солнечный нагреватель воздуха	-1,2	0,6	2,4
Все мероприятия	6,8	11,4	5,6

Таблица 3.

Влияние энергосберегающих предложений на световой режим работы

Предложения по конструкции	Величина		
	Максимальная плотность солнечного излучения, $Вт/м^2$	Коэффициент поглощения солнечного излучения - по формуле (2)	Коэффициент формы графика солнечного излучения - по формуле (3)
Сотовый поликарбонат	Снижает с 900 до 710	-	-
Наружные тепловые экраны- рефлекторы	Снижают с 780 до 400	-	Понижают с 1,4 до 1,2
Внутренние тепловые экраны- рефлекторы	Снижают с 780 до 400	Повышают с 0,7 до 0,9	Понижают с 1,4 до 1,2
Солнечный нагреватель воздуха	Снижает с 780 до 380	-	-
Все предложения	Снижает на 190 - 400	Повышают на 0,25	Понижают с 1,4 до 1,1

Коэффициент поглощения солнечного излучения определяется как отношение энергии E_H, которая «остаётся» в теплице к энергии E_2, поступившей в теплицу через прозрачное ограждение:

$$K_B = E_H / E_2 \qquad (2)$$

Коэффициент формы графика солнечного излучения $К_Ф$ определяется как отношению максимального значения плотности солнечного излучения I_M к его среднему дневному значению I_A:

$$К_Ф = I_M/I_A \quad (3)$$

1. Проведенные исследования показали возможность и целесообразность создания сезонных энергосберегающих поликарбонатных солнечных теплиц различного назначения (выращивание овощей, рассады, бахчевых культур и т.д.).
2. Теплицы круглогодичной работы могут быть использованы в виде пристроенных к стенам зданий конструкций с утилизацией сбросного тепла систем отопления зданий, а также в виде подземной теплицы с тепловым экраном-рефлектором.
3. Предложена конструкция оптимальной энергосберегающей теплицы на основе сотового поликарбоната с наземным и грунтовым аккумуляторами тепла и подвижными внешними и внутренними тепловыми экранами – рефлекторами, а также с солнечными нагревателями воды и воздуха.

Заключение

1. Основные научные результаты

1. Разработаны математические модели и программа для аккумулятора тепла с регулярной пористой структурой с рабочими телами различной формы, размеров и расположением в пространстве, позволяющие рассчитывать нестационарные температурные поля при произвольных начальных и граничных условиях [16,17]. Рассчитываются также: аэродинамическое сопротивление, потеря давления, затраты энергии на прокачку воздуха, скорость распространения фронта тепловой волны, время зарядки и разрядки, удельная и абсолютная теплоёмкость, мощность теплообмена, ширина зоны теплообмена, число единиц переданного тепла, эффективность АТ как регенеративного теплообменного устройства, энергии при зарядке и разрядке аккумулятора тепла.
2.Разработана методика определения оптического КПД и коэффициента тепловых потерь теплицы в дневное и ночное время с учётом моментов открытия и закрытия тепловых экранов-рефлекторов.
3.Разработаны научно обоснованные методики расчёта тепловых и световых режимов работы энергосберегающих теплиц нового поколения и их энергетических, экономических и экологических показателей.

2. Основные практические результаты

1. Определён энергосберегающий эффект таких элементов конструкций солнечных и солнечно-топливных теплиц, как аккумуляторы солнечного тепла, подвижные тепловые экраны-рефлекторы, грунтовые теплообменники, которые по сравнению с плёночными теплицами обеспечивают улучшенный микроклимат, повышенную утилизацию солнечной энергии, защиту растений от заморозков.
2. Рассмотрены различные варианты конструкций энергосберегающих поликарбонатных теплиц и разработаны рекомендации по их применению в Молдове для сезонной и круглогодичной работы (выращивание овощей, рассады, бахчевых культур и т.д.). Наименьший срок возврата инвестиций имеют теплицы круглогодичной работы, которые могут быть реализованы в виде пристроенных к стенам зданий конструкций с утилизацией сбросного тепла систем отопления зданий, а также в виде подземной теплицы с аккумулятором тепла и теплоизолирующим экраном-рефлектором.
3. Предложена конструкция оптимальной энергосберегающей теплицы на основе сотового поликарбоната с наземным и грунтовым аккумуляторами тепла и

подвижными внешними и внутренними тепловыми экранами – рефлекторами, а также с солнечными нагревателями воды и воздуха.

По сравнению с традиционными плёночными однослойными теплицами такая теплица обеспечивает:

- Снижение потерь тепла в 2,5 раза в дневное время и в 8 раз в ночное время.
- Энергосбережение в период март-ноябрь 1,6 ГДж/м^2 / м^2 и при круглогодичной работе теплиц 4,43 ГДж/м^2, что эквивалентно экономии природного газа соответственно 41 м^3 и 114 м^3 в расчёте на 1 м^2 полезной площади теплиц.
- Защиту растений от заморозков глубиной -3…-5^{o}C в течение 5…10 дней за счёт использования тепла, накопленного в грунтовом и наземном аккумуляторе и тепловых экранов-рефлекторов. Плёночные теплицы без дополнительного источника тепла такую защиту не обеспечивают.
- Получение на 15 - 20 дней более раннего урожая овощей высокого качества.
- Выращивание продукции, начиная с марта вплоть до декабря месяца без отопления.
- Повышение на 4 - 6 ^{o}C минимальной ночной температуры в холодный период года.
- Понижение на 5 – 7 ^{o}C максимальной дневной температуры воздуха.
- Возможность выращивания в более ранние сроки качественной рассады овощей, как для закрытого, так и для открытого грунта.
- Возможность выгонки лука и выращивания зеленной продукции, начиная с января месяца при незначительном дополнительном освещении с помощью светодиодов соответствующего спектрального состава.
- Возможность снижения температуры и влажности воздуха за счёт использования естественной вентиляции, а также наземного и грунтового аккумуляторов тепла.
- Возможность ранневесенней и осенней интенсивной соляризации почвы в теплице с целью её обеззараживания.
- Существенное (на 30…40%) снижение расхода воды на полив растений благодаря оптимальному световому и тепловому режиму, а также за счёт конденсации влаги воздуха в теплообменнике грунтового аккумулятора тепла.
- Теплица имеет эстетичный вид и условия работы людей в ней лучше, особенно при закрытых экранах – рефлекторах.
- Теплица практически не генерирует звуки при сильном ветре, в отличие от плёночных теплиц.

4. Ожидаемый срок окупаемости затрат на теплицу в зависимости от её конструкции, расположения, вида продукции и применённой технологии культивирования находится в пределах 3 - 6 лет.

5. Использование энергосберегающих теплиц возможно как при маломасштабном производстве свежих овощей для собственного потребления и продажи, так и при крупномасштабном производстве овощей.

6. Отдельные технические решения, как наземный и грунтовый аккумуляторы тепла, а также тепловые экраны - рефлекторы, могут с успехом быть применены и в теплицах с плёночным ограждением, как для энергосбережения, так и для защиты растений от весенних и осенних заморозков.

Литература

[1]. Разработка концепции новых конструкций энергосберегающих солнечных теплиц и математических моделей их работы. 2011. Научно - технический отчёт ИЭ АНМ.
[2]. Разработка программы расчета режимов работы солнечных энергосберегающих теплиц и выполнение математических экспериментов. 2012. Научно- технический отчёт ИЭ АНМ.
[3]. Elaborare a soluţiilor de realizare constructivă a serelor cu acumulatoare de căldură şi ecran termic. 2013. Научно- технический отчёт ИЭ АНМ.
[4]. Экспериментальные исследования, оптимизация конструкции и разработка рекомендаций по применению энергосберегающих солнечных теплиц в Молдове. 2014. Научно- технический отчёт ИЭ АНМ.
[5]. van Heurn E. and van der Post K. Protected cultivation. Construction, requirements and use of greenhouses in various climates. 2004. Wageningen, the Netherlands.
[6]. Vox G., Teitel M., Pardossi A., Minuto A., Tinivella F.and Schettini1 E. Sustainable Greenhouse Systems. In: Sustainable Agriculture ISBN: 978-1-60876-269-9 Editors: A. Salazar, I. Rios, pp. 1-79.
[7]. Santamouris M. Active solar agricultural greenhouses: the state of the art. 1993. Int. J. Sol. Eng. 4, 19–32.
[8]. Parks S. et al. Improving greenhouse systems and production practices (greenhouse technology systems component). 2010. FINAL REPORT -58p.
[9]. Jensen M. And Malter A. Protected Agriculture: A Global Review. 1995 .World Bank Publications, - p. 157.
[10]. Теплицы и тепличные хозяйства. Под ред. Г.Г.Шишко. Киев. «Урожай».1993-с.422.
[11]. Лассе Г. Климат Молдавской ССР. Л. Гидрометеоиздат, 1978.
[12]. Климат Кишинёва /под ред. В.Н. Бабиченко, Т.Г. Шевкун/ – Л. Гидрометеоиздат, 1982
[13]. Оценка возможностей солнечной энергетики на основе точных наземных измерений солнечной радиации. А. Акулинин, В. Смыков. Проблемы региональной энергетики. *2008, №1.*
[14]. Ambros T. s.a. Surse regenerabile de energie. Manual, Chisinau, «Tehnica-info», 1999.
[15]. Шорт Г. Пособие по проектированию теплиц в Молдове. 2012.
[16].Ермуратский В.В. и Грицай М.А. Расчёт внутреннего теплового сопротивления рабочих тел аккумуляторов явного и скрытого тепла. Проблемы региональной энергетики, 3(23) 2013.
[17].Ермуратский В.В. и Грицай М.А. Метод расчёта нестационарного температурного поля в накопителях тепловой энергии со слоевой насадкой. Проблемы региональной энергетики, 1(24) 2014.

BACK

ШЕСТИФАЗНЫЙ АСИММЕТРИЧНЫЙ ТЯГОВЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД НА БАЗЕ ЧЕТЫРЕХ ИНВЕРТОРОВ С СИНХРОННОЙ ВЕКТОРНОЙ МОДУЛЯЦИЕЙ

В. Олещук, В. Ермуратский

Институт энергетики Академии наук Молдовы

Аннотация. Многоинверторные системы регулируемого электропривода комбинированного типа являются интересной альтернативой существующим стандартным топологиям таких систем. В данной статье описываются особенности функционирования системы транспортного электропривода на базе двух стандартных инверторов напряжения и двух инверторов со средней точкой в цепи источника питания, регулируемых на основе алгоритмов синхронной векторной модуляции. При этом на всем диапазоне регулирования в системах обеспечивается устранение напряжения нулевой последовательности, а также симметрия формы фазного выходного напряжения. Выполнено моделирование процессов в системах шестифазного электропривода с базовыми разновидностями синхронной модуляции.

Ключевые слова: асинхронный электродвигатель, гармоники и субгармоники, стратегия широтно-импульсной модуляции, многоинверторный электропривод, синхронизация выходного напряжения.

Acţionări electrice şase-fazate asimetrice pentru transport bazate pe patru invertoare cu modulare sincronă vectoriala

V. Olesciuk, V. Ermuratschii
Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei

Rezumat. Sisteme de acţionare electrice ce includ multi-invertore cu conexiune combinată a invertoarelor de tensiune care sunt o alternativă interesantă în comparare cu soluţiile cunoscute existente. Această lucrare prezintă o descriere a particularităţilor de funcţionare a acţionărilor electrice cu şase faze pe baza a două invertoare cu doua nivele şi două invertoare cu neutru în puncte-fixată, controlate de algoritmi de modulare vectorială sincronă. Aceasta asigură eliminarea tensiunii de secvenţă homopolară şi simetria formelor de undă de tensiune de fază în întreaga zona de control, inclusiv zona supramodulaţiei. Simulările arată comportamentul sistemului de acţionări electrice multi-invertor cu versiuni de bază ale modulării vectoriale sincronă.

Cuvinte cheie: motoare asincrone, armonici şi subarmonici, strategie modulare, acţionari electrice reglabile, sincronizare tensiunii de ieşire.

Asymmetrical six-phase traction drive on the base of four inverters with synchronous space-vector modulation

V. Oleschuk, V. Ermuratskii
Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova

Abstract. Multi-inverter drive systems with combined connection of voltage source inverters are an interesting alternative of existing solutions. This paper presents description of peculiarities of operation of six-phase traction drive on the base of two, two-level inverters and two neutral-point-clamped inverters, controlled by algorithms of synchronized space-vector modulation. It insures elimination of the common-mode voltage and symmetry of phase voltage waveforms during the whole control range, including overmodulation zone. Simulations show behaviour of multi-inverter drive system with basic versions of synchronized modulation.

Keywords: induction motors, harmonics and subharmonics, modulation strategy, multi-inverter drives, synchronization of voltage waveforms.

Введение

Многофазные силовые преобразователи, регулируемые на базе алгоритмов широтно-импульсной модуляции, являются перспективными устройствами для использования в системах транспортного электропривода средней и повышенной мощности, характеризующихся низкой частотой переключения силовых вентилей [1]-[6].

Недавно была предложена новая топология шестифазной преобразовательной системы для транспортного электропривода повышенной мощности на базе четырех трехфазных инверторов напряжения [7]-[10]. Структура силовых цепей такой системы, приведенная на рис. 1, включает в свой состав две автономные секции (каждая из которых состоит из двух спаренных инверторов), питающих асимметричный шестифазный асинхронный электродвигатель с разомкнутыми обмотками [7]. При этом два комплекта трехфазных обмоток электродвигателя шестифазной системы являются пространственно сдвинутыми на 30 эл. градусов друг относительно друга.

Система комбинированного шестифазного четырехинверторного электропривода

Сдвоенные трехфазные (шестифазные) системы электропривода на базе четырех инверторов могут включать в свой состав различные типы инверторов напряжения. В частности, в качестве инверторов первой инверторной группы (INV1+INV2 на рис. 1) могут быть использованы стандартные трехфазные инверторы, а в качестве инверторов второй инверторной группы (INV3+INV4 на рис. 1) могут быть использованы инверторы со средней точкой в цепи источника питания. На рис. 2 представлена структура силовых цепей стандартного трехфазного инвертора напряжения (INV1 на рис. 1). На рис. 3 представлены топология основных цепей инвертора со средней точкой источника питания (INV3 на рис. 1), а также базовые состояния вектора напряжения в такой системе. При этом для систем повышенной мощности регулирование как стандартных инверторов (INV1+INV2 на рис.1), так и инверторов со средней точкой в цепи источника питания (INV3+INV4 на рис.1), целесообразно производить на базе алгоритмов синхронной векторной модуляции, обеспечивающих синхронизацию и симметрию фазных напряжений в многоинверторных преобразовательных системах.

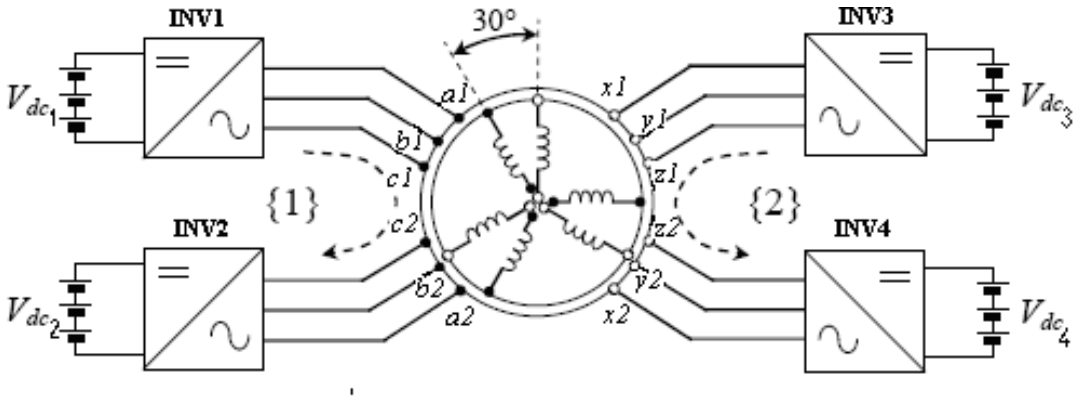


Рис. 1. Топология шестифазного регулируемого электропривода на базе четырех инверторов, сгруппированных в первую инверторную группу (стандартные трехфазные инверторы INV1+INV2), и во вторую инверторную группу (инверторы INV3+INV4 со средней точкой в цепи источника питания).

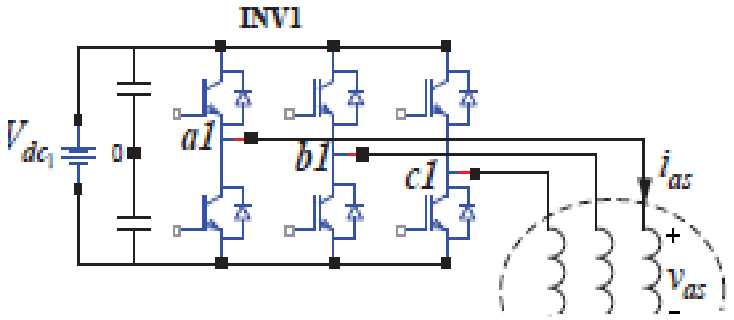
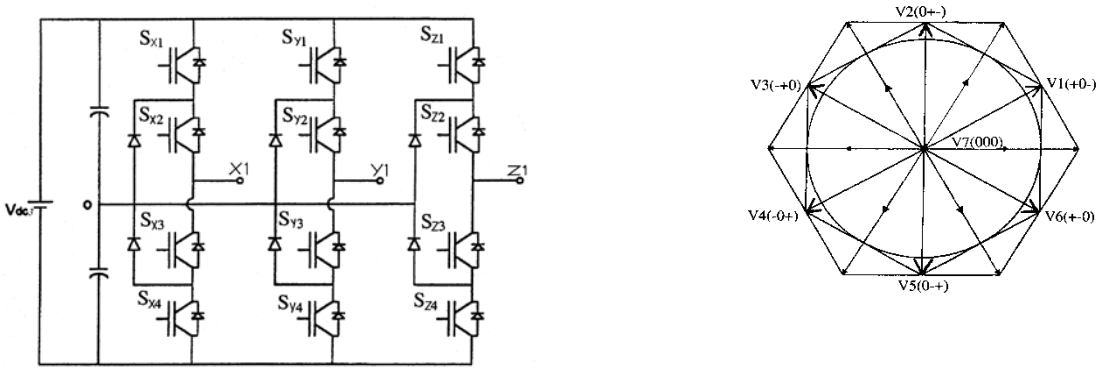


Рис. 2. Топология трехфазного инвертора INV1 первой инверторной группы INV1+INV2 на рис. 1.



a) b)

Рис. 3. Структура инвертора INV3 со средней точкой в цепи источника питания второй инверторной группы INV3+INV4 на рис. 1 (a), и его базовые векторы напряжения (b).

Метод синхронной векторной модуляции для регулирования инверторов напряжения

Альтернативный метод синхронной векторной модуляции был разработан и предложен для управления и регулирования автономных инверторов напряжения, обеспечивающий синхронизацию и симметрию выходного напряжения инверторов на всем диапазоне регулирования, обеспечивая также при этом минимизацию нежелательных субгармоник в спектре выходных напряжения и тока инверторов [11].

В таблице I представлены базовые параметры и функциональные зависимости данного метода, сопоставленные также с аналогичными параметрами стандартной схемы векторной модуляции [11].

Одна из базовых идей данного метода заключается в том, что положение центральных управляющих сигналов (β_1-сигналы в таблице I) жестко фиксируется в центрах тактовых 60-градусных интервалов, а формирование остальных активных β- и γ-сигналов (а также соответствующих пауз между сигналами, см. таблицу I) осуществляется симметрично и синхронно вокруг центральных β_1-сигналов [11].

Другая отличительная особенность данного метода синхронной векторной модуляции заключается в том, что формирование крайних на тактовом интервале пауз (λ'-сигналов) вместе с соседними активными β'' - сигналами осуществляется по специальному алгоритму, обеспечивающему

снижение продолжительности этих сигналов до близких к нулю значений на граничных частотах F_i между поддиапазонами регулирования. При этом обеспечивается симметрия форм выходного напряжения инверторов и плавное изменение числа импульсов в выходной полуволне в процессе регулирования значения граничных частот F_i между поддиапазонами регулирования определяются в функции длительности тактовых подинтервалов τ в соответствии с (1), величина следующей по порядку граничной частоты F_{i-1} находится при этом в соответствии с (2). Индекс i в (1)-(2) представляет число пауз внутри каждой половины тактовых 60-градусных интервалов и определяется в соответствии с (3), при этом дробные значения должны округляться до ближайшего большего целого значения:

$$F_i = 1/[6(2i - K_1)\tau] \tag{1}$$

$$F_{i-1} = 1/[6(2i - K_2)\tau] \tag{2}$$

$$i = (1/6F + K_1\tau)/2\tau, \tag{3}$$

где (для стандартного трехфазного инвертора): коэффициенты K1=1, K2=3 для непрерывной синхронной модуляции, K1=1.5, K2=3.5 для прерывистых разновидностей синхронной модуляции [11].

Таблица I

Основные параметры методов векторной модуляции

Basic parameters and functions	Classical schemes of space-vector PWM	Method of synchronized space-vector modulation	
Operating and max parameter	Operating & max voltage V and Vm	Operating & maximum fundamental frequencies F and Fm	
Modulation index m	V/V_m	F/F_m	
Duration of sub-cycles	T	τ	
Center of the k-signal	α_k (angles/degr.)	$\tau(k-1)$ (sec)	
Switch-on durations	$T_{ak} = 1.1mT[\sin(60^0 - \alpha_k) + \sin\alpha_k]$ $t_{ak} = 1.1mT\sin\alpha_k$	Algebraic PWM $\beta_k = \beta_1[1 - A\times(k-1)\tau FK_{ov1}]$ $\gamma_k = \beta_{i-k+1}[0.5 - 6(i-k)\tau F]K_{ov2}$	Trigonometric PWM $\beta_k = \beta_1 \times \cos[(k-1)\tau K_{ov1}]$

	$t_{bk} = 1.1mT \times \sin(60^0 - \alpha_k)$	$\beta_k - \gamma_k$	$\gamma_k = \beta_{i-k+1}[0.5 - 0.9tn(i-k)\tau]K_{ov2}$ $\beta_k - \gamma_k$
Switch-off durations	$t_{0k} = T - t_{ak} - t_{bk}$	$\lambda_k = \tau - \beta_k$	
Duration of pulses and notches at the boundaries of clock-intervals		$\beta'' = \beta_1[1 - A \times (k-1)\pi FK_{ov1}]K_s$ $\lambda' = (\tau - \beta'') \times K_{ov1}K_s$	$\beta'' = \beta_1 \times \cos[(k-1)\pi K_{ov1}]K_s$ $\lambda' = (\tau - \beta'') \times K_{ov1}K_s$

Для инверторов со средней точкой в цепи источника питания (рис. 3,a) представляется целесообразным использовать специальную схему управления, базирующуюся на использовании семи векторов напряжения, отмеченных большими стрелками на рис. 3,b, и обеспечивающую устранение нежелательных напряжений нулевой последовательности в трехфазной системе [12]. В частности, в этом случае становится возможным использование одного источника постоянного тока для питания двух инверторов INV3+INV4 шестифазной преобразовательной системы, представленной на рис. 1.

Синхронное функционирование шестифазной инверторной системы комбинированного типа

Четыре инвертора системы шестифазного электропривода сгруппированы в две секции по два инвертора в каждой секции (рис. 1). Каждая инверторная секция подключена к соответствующим разомкнутым обмоткам трехфазного асинхронного электродвигателя. Синхронное и симметричное регулирование выходного напряжения каждого инвертора на базе алгоритмов синхронной модуляции обеспечивает синхронное и симметричное регулирование фазного напряжения на соответствующих обмотках шестифазного электродвигателя. При этом необходимо также обеспечить соответствующий фазовый сдвиг между выходными сигналами двух инверторов каждой из инверторных групп, который в общем случае должен быть равным половинной длительности тактовых подинтервалов τ [13].

Для первой инверторной секции INV1+INV2, включающей два стандартных трехфазных инвертора (рис. 1 и рис. 2), питающихся от дух источников постоянного тока Vdc1 и Vdc2, фазное напряжение Vas определяется в соответствии с (4)-(5) [14]:

$$V01 = 1/3(Va10 - Va20 + Vb10 - Vb20 + Vc10 - Vc20) \quad (4)$$

$$Vas = Va10 - Va20 - V01 \quad (5)$$

где Va10, Vb10, Vc10, Va20, Vb20, Vc20 – полярные напряжения первой инверторной секции, V01 – напряжение нулевой последовательности.

Для второй инверторной секции INV3+INV4, включающей два инвертора со средней точкой источника питания, регулируемых на базе специальной схемы управления (рис. 1 и рис. 3), фазное напряжение Vxs определяется в соответствии с (6) [12]:

$$Vxs = Vx10 - Vx20 \quad (6)$$

где Vx10 и Vx20, (а также Vy10, Vz10, Vy20, Vz20) – полярные напряжения второй инверторной секции (рис. 1).

На рис. 4 – 11 представлены результаты моделирования процессов в шестифазной преобразовательной системе комбинированного типа (рис. 1) с синхронной модуляцией при питании от четырех автономных источников постоянного напряжения (Vdc2= 0.5Vdc1, Vdc4= 0.5Vdc3, Vdc1=2Vdc3=Vdc=1). Представлены базовые формы напряжения (полярные напряжения Va10, Va20, Vx10, Vx20, напряжение нулевой последовательности V0, и фазные напряжения Vas и Vxs), а также спектры фазных напряжений Vas и Vxs). Выходная частота системы электропривода равна 40 Гц, средняя частота коммутации вентилей равна 1 кГц, коэффициенты модуляции инверторов равны между собой (m1=m2=m3=m4=0.8, Vdc=Vdc1= 2Vdc3=1 на рис. 4 - 11).

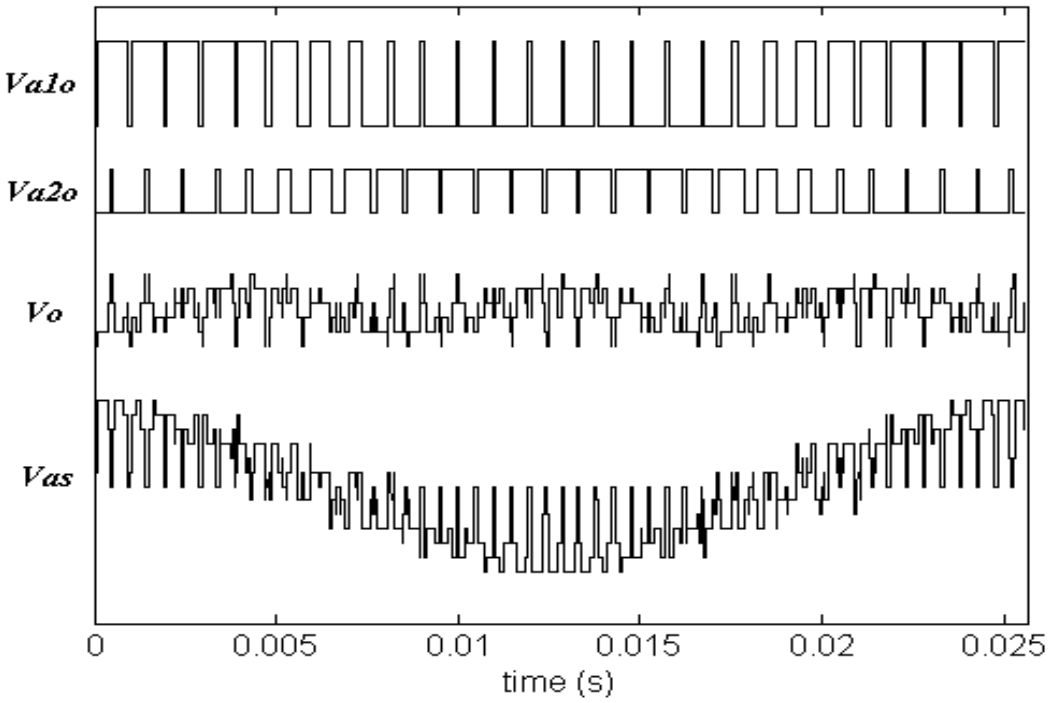


Рис. 4. Базовые формы напряжений первой инверторной секции с алгоритмами непрерывной синхронной модуляции.

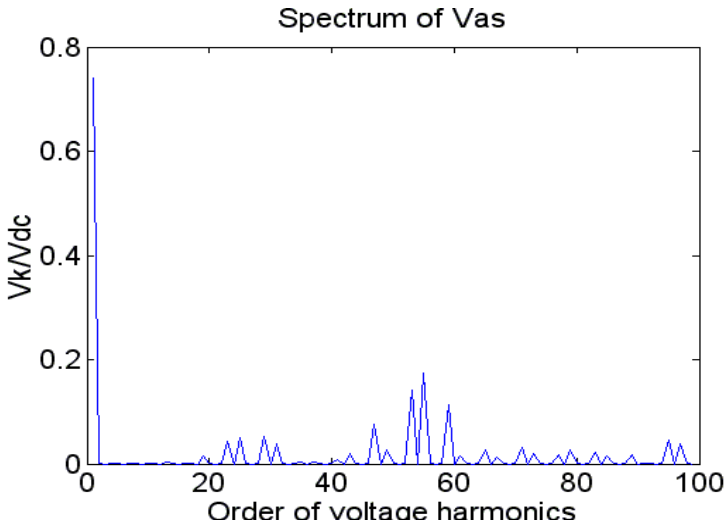


Рис. 5. Гармонический состав фазного напряжения Vas первой инверторной секции с алгоритмами непрерывной синхронной модуляции.

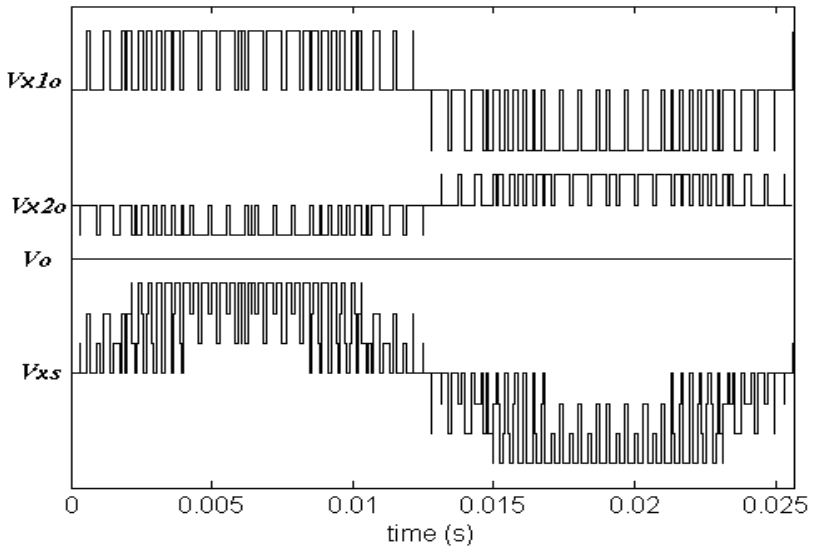


Рис. 6. Базовые формы напряжений второй инверторной секции с алгоритмами прерывистой синхронной модуляции.

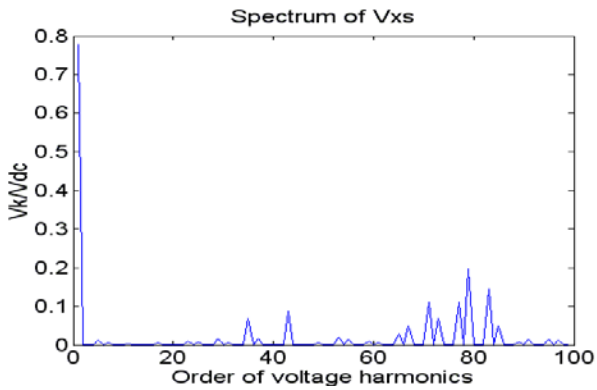


Рис. 7. Гармонический состав фазного напряжения Vxs второй инверторной секции с алгоритмами прерывистой синхронной модуляции.

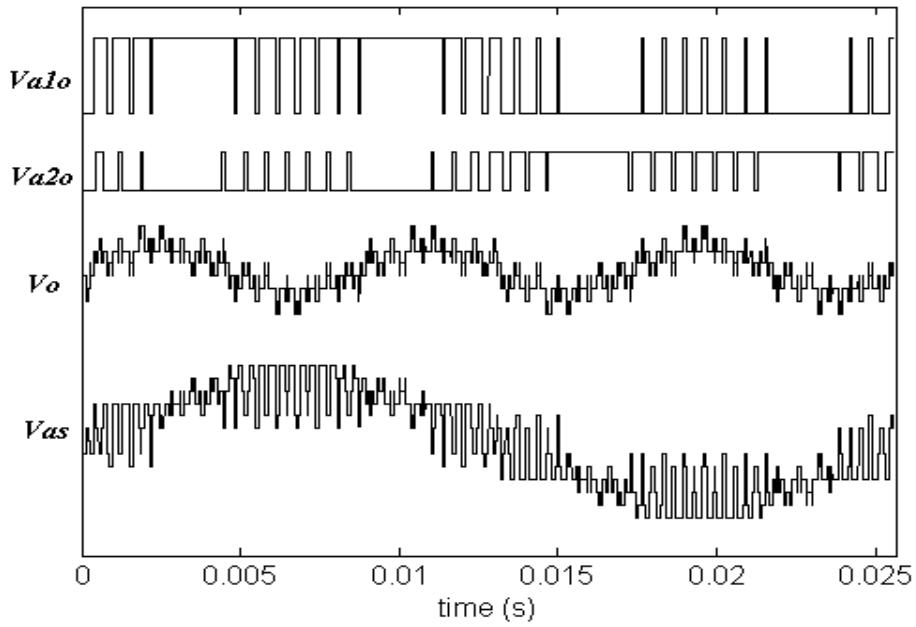


Рис. 8. Базовые формы напряжений первой инверторной секции с алгоритмами прерывистой синхронной модуляции.

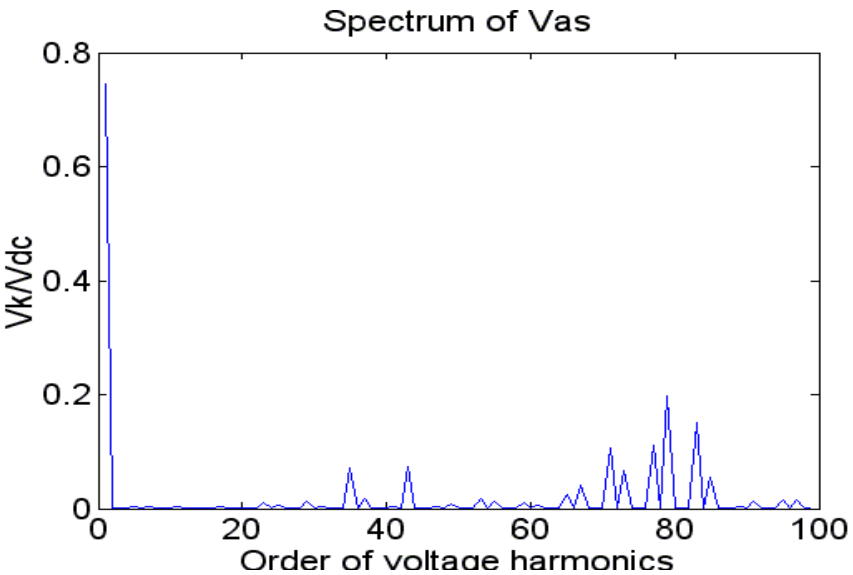


Рис. 9. Гармонический состав фазного напряжения Vas первой инверторной секции с алгоритмами прерывистой синхронной модуляции.

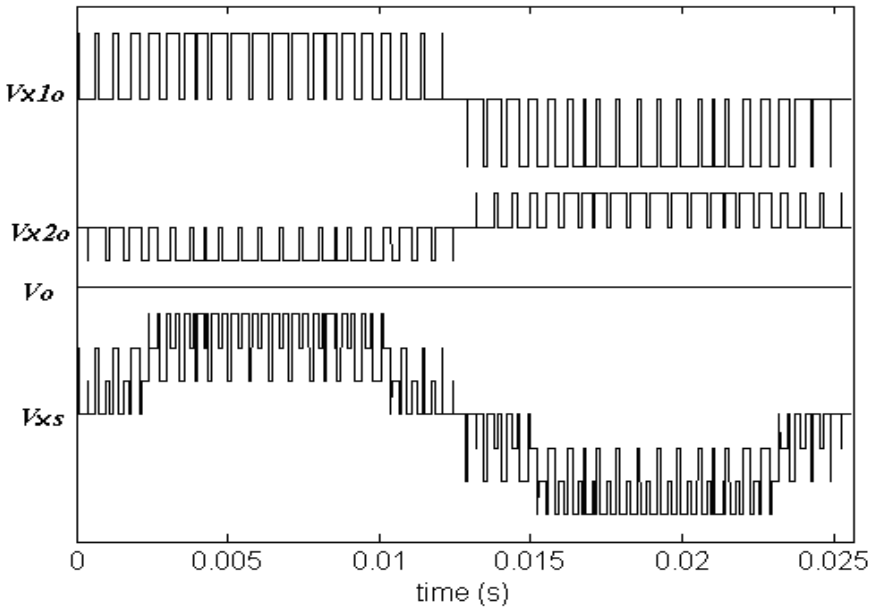


Рис. 10. Базовые формы напряжений второй инверторной секции с алгоритмами непрерывной синхронной модуляции.

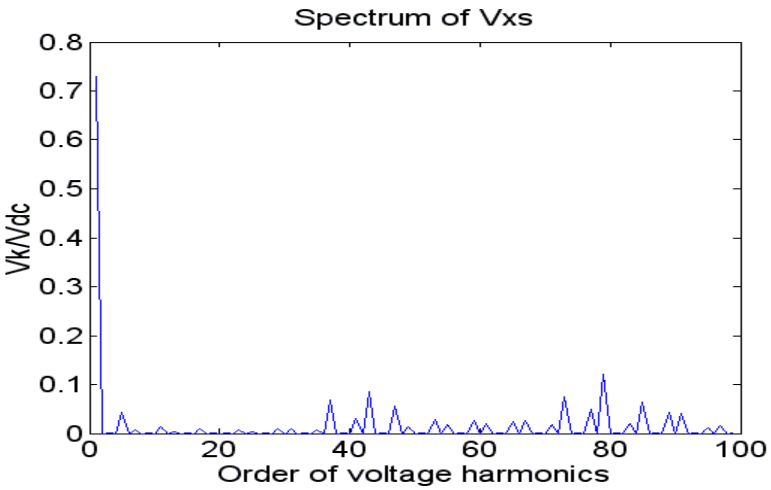


Рис. 11. Гармонический состав фазного напряжения Vxs второй инверторной секции с алгоритмами непрерывной синхронной модуляции.

Как уже было отмечено выше, электропитание второй инверторной секции INV3+INV4 (двух инверторов со средней точкой в цепи источника питания, регулируемых на базе специализированной схемы управления) системы шестифазного электропривода (рис. 1, рис. 3) возможно осуществлять от одного источника постоянного тока.

Также, специализированная схема управления, обеспечивающая устранение напряжения нулевой последовательности, может быть использована для регулирования инверторов первой инверторной группы INV1+INV2 системы шестифазного электропривода. Рис. 12 представляет совокупность векторов напряжения сдвоенных инверторов системы шестифазного электропривода, использование которых обеспечивает устранение напряжения нулевой последовательности в системе, что делает возможным использование одного источника постоянного тока для питания двух инверторов первой инверторной группы INV1+INV2 [15].

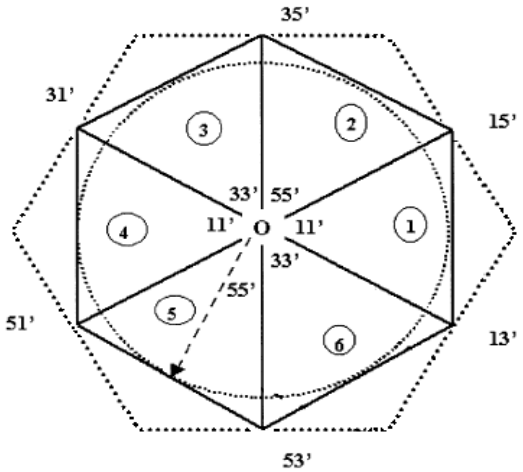


Рис. 12. Совокупность векторов напряжения сдвоенных инверторов, обеспечивающих устранение напряжения нулевой последовательности в первой инверторной группе системы шестифазного электропривода.

На рис. 13 представлены последовательность переключения ключей, полярные напряжения Va1 и Va2 фазы a первой инверторной группы INV1+INV2 (рис. 1), а также фазное напряжение Vas=Va1-Va2 преобразовательной системы, питающейся от одного источника постоянного напряжения и регулируемой на базе алгоритмов непрерывной синхронной модуляции. На рис. 14 представлены аналогичные кривые, иллюстрирующие процессы в системе с прерывистой синхронной

модуляцией. Выходная частота системы электропривода равна 40 Гц, средняя частота коммутации вентилей равна 650 Гц.

На рис. 15 – 22 представлены результаты моделирования процессов в шести-фазной преобразовательной системе комбинированного типа (рис. 1) с синхронной модуляцией при питании от двух автономных источников постоянного напряжения (рис. 1, INV1+INV2 питаются от Vdc1, INV3+INV4 питаются от Vdc3, Vdc=Vdc1=Vdc3) Представлены базовые формы напряжения (полярные напряжения Va10, Va20, Vx10, Vx20, напряжение нулевой последовательности V0, и фазные напряжения Vas и Vxs), а также спектры фазных напряжений Vas и Vxs). Выходная частота системы электропривода равна 30 Гц, средняя частота коммутации вентилей равна 1 кГц, коэффициенты модуляции инверторов равны между собой (m1=m2=m3=m4=0.6).

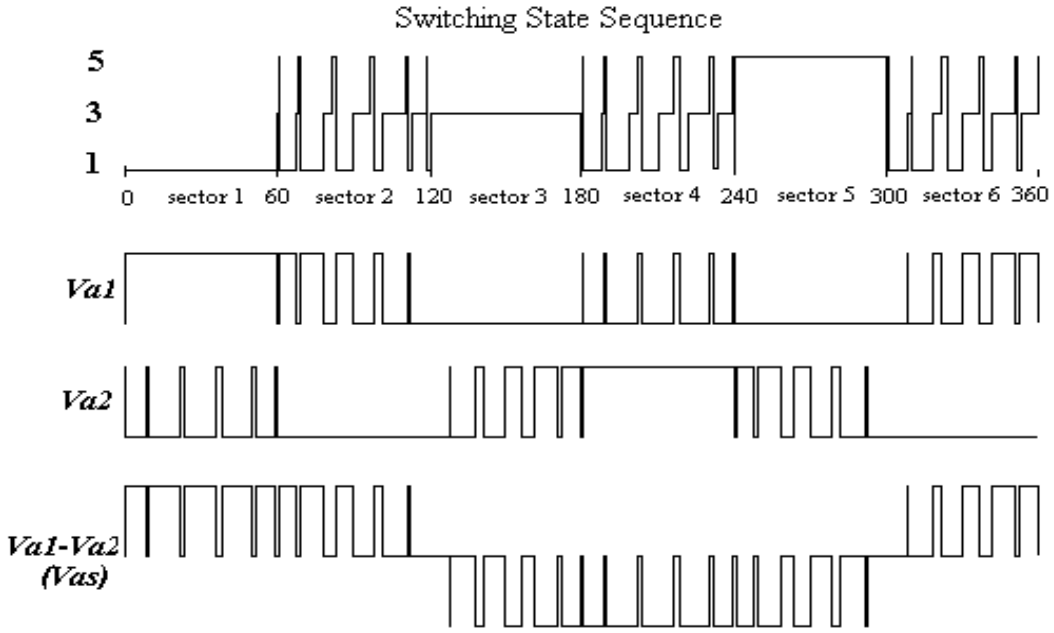


Рис. 13. Последовательность переключения ключей и базовые формы напряжения первой инверторной группы INV1+INV2 с непрерывной синхронной модуляцией.

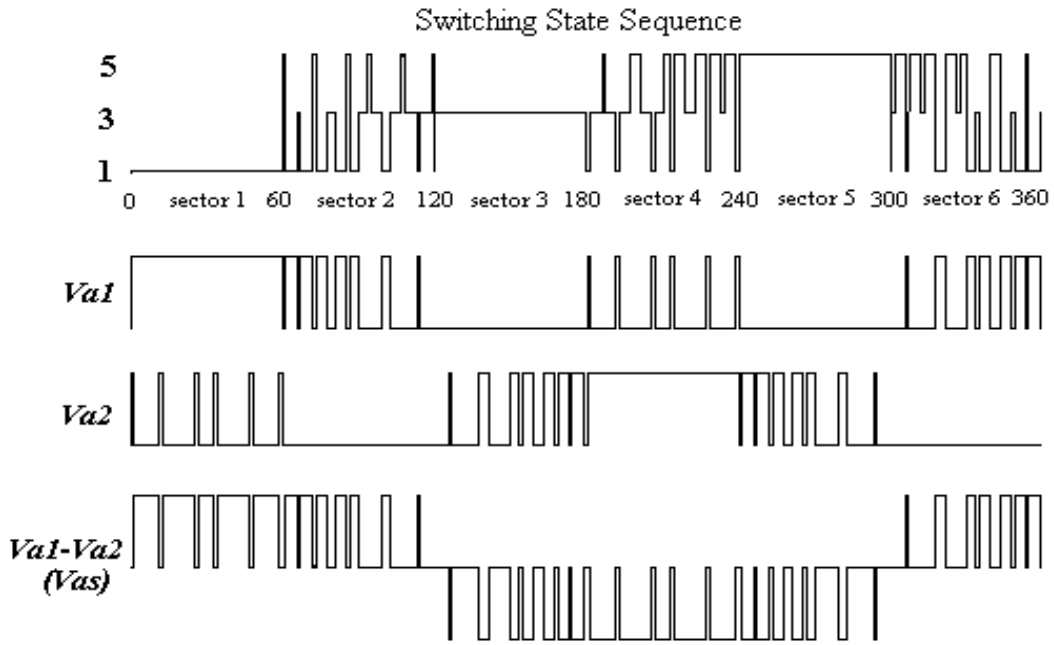


Рис. 14. Последовательность переключения ключей и базовые формы напряжения первой инверторной группы INV1+INV2 с прерывистой синхронной модуляцией.

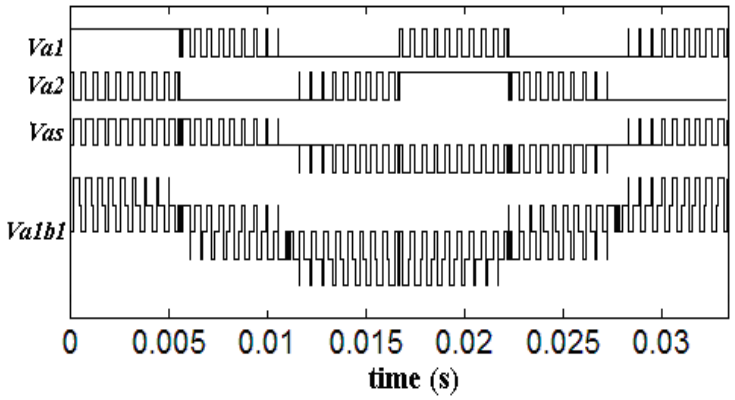


Рис. 15. Базовые формы напряжений первой инверторной секции со специальной схемой управления и с алгоритмами непрерывной синхронной модуляции.

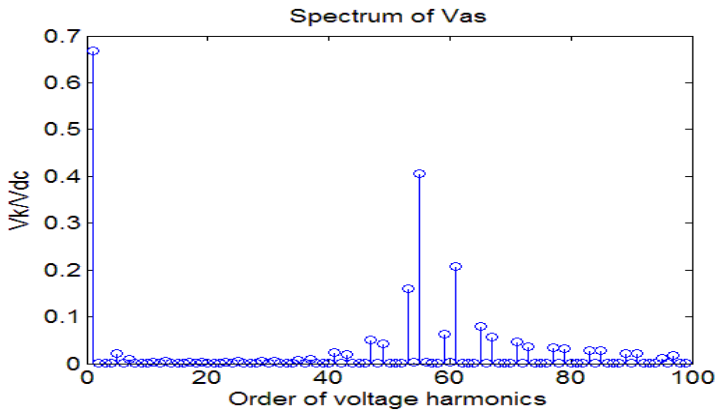


Рис. 16. Гармонический состав фазного напряжения Vas первой инверторной секции с алгоритмами непрерывной синхронной модуляции.

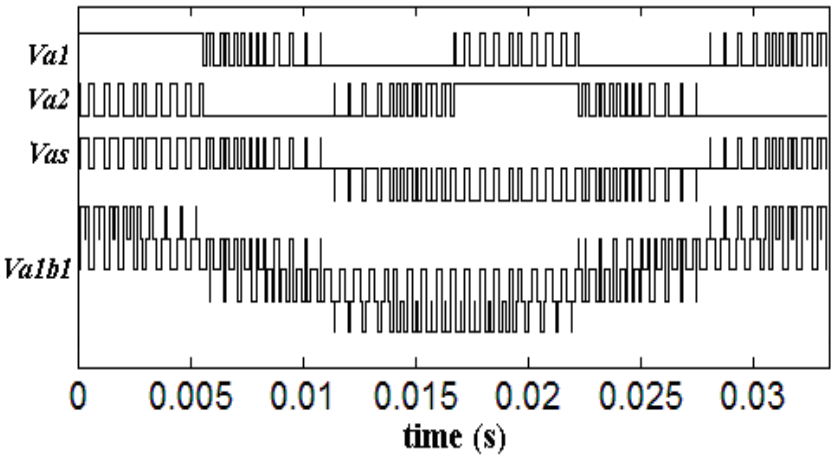


Рис. 17. Базовые формы напряжений первой инверторной секции со специальной схемой управления и с алгоритмами прерывистой синхронной модуляции.

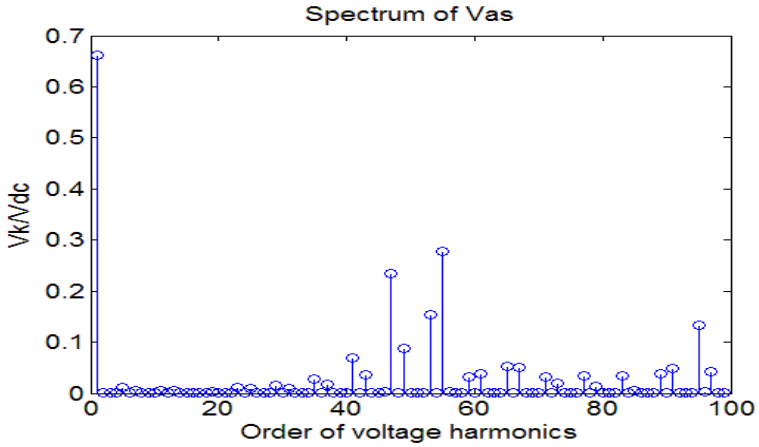


Рис. 18. Гармонический состав фазного напряжения Vas первой инверторной секции с алгоритмами прерывистой синхронной модуляции.

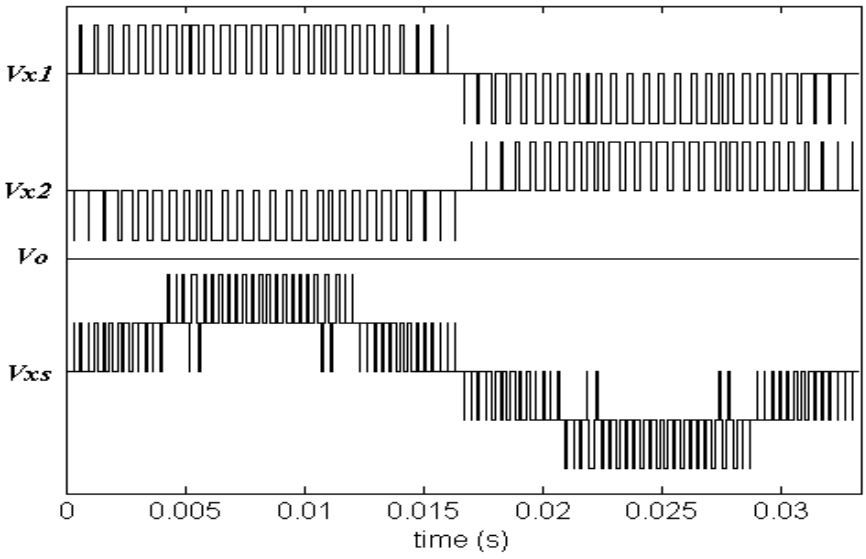


Рис. 19. Базовые формы напряжений второй инверторной секции со специальной схемой управления и с алгоритмами непрерывной синхронной модуляции.

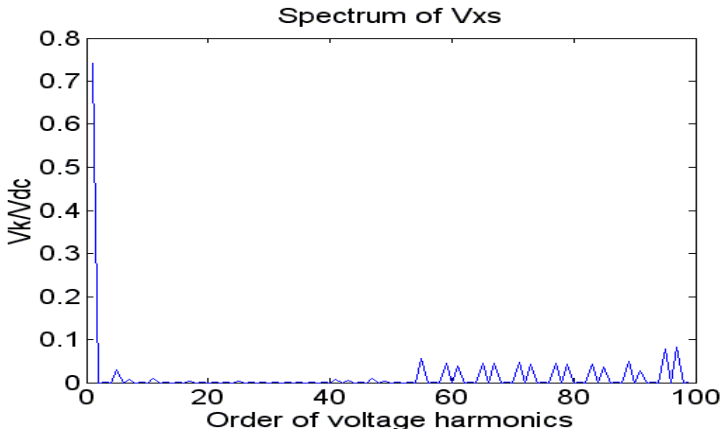


Рис. 20. Гармонический состав фазного напряжения Vvs второй инверторной секции с алгоритмами непрерывной синхронной модуляции.

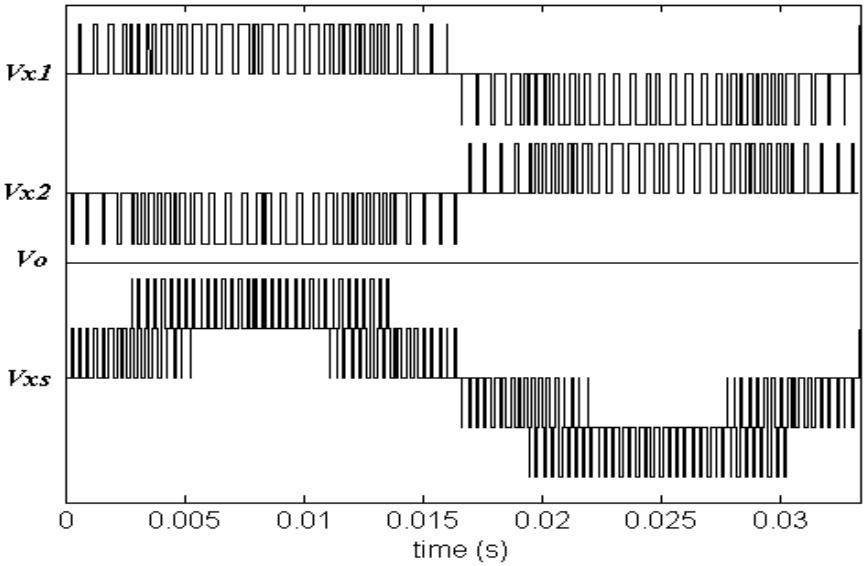


Рис. 21. Базовые формы напряжений второй инверторной секции со специальной схемой управления и с алгоритмами прерывистой синхронной модуляции.

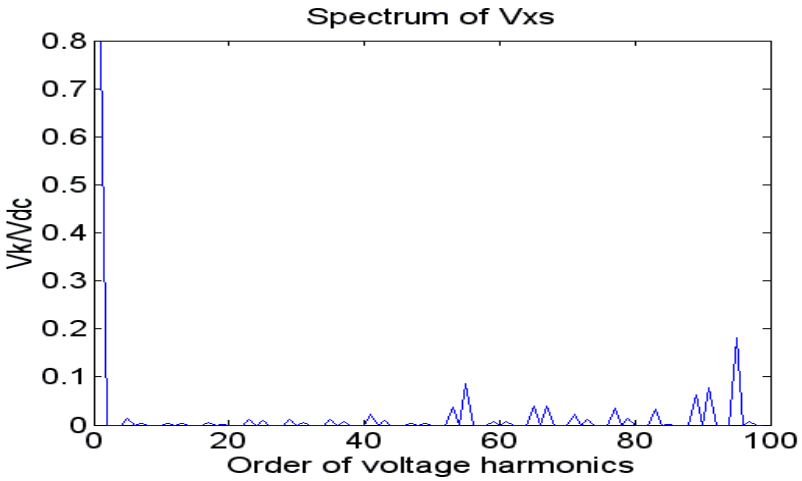


Рис. 22. Гармонический состав фазного напряжения Vvs второй инверторной секции с алгоритмами прерывистой модуляции.

Представленные на рис. 4 – 11 и рис. 13 – 22 кривые фазного напряжения шестифазной системы комбинированного типа обладают четвертьволновой симметрией, и их спектры включают только нечетные (и не кратные трем) гармоники (без нежелательных четных гармоник и субгармоник).

В качестве иллюстрации синхронного регулирования шестифазной преобразовательной системы на повышенных выходных частотах, в зоне сверхмодуляции, на рис. 23 представлены базовые формы напряжения первой инверторной секции системы, регулируемой на базе алгоритмов прерывистой синхронной модуляции (F=48Hz, Vdc1=Vdc2, m1=m2=0.96, Fs=1kHz).

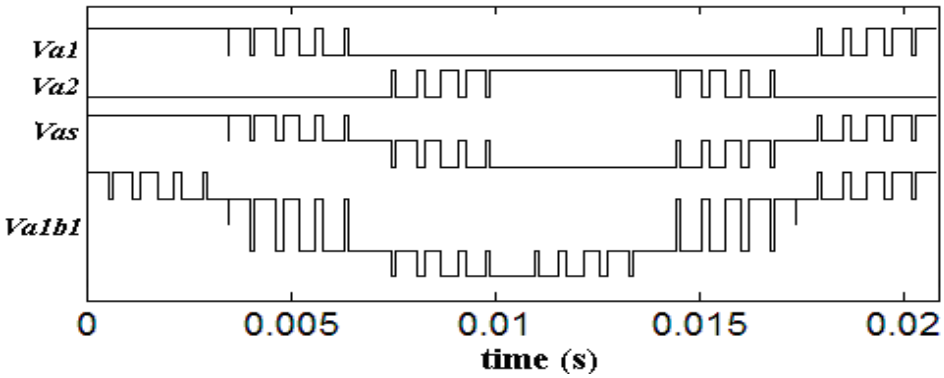


Рис. 23. Базовые формы напряжений первой инверторной секции со специальной схемой управления и с алгоритмами прерывистой синхронной модуляции в зоне сверхмодуляции (F=48Hz, Vdc1=Vdc2, m1=m2=0.96, Fs=1kHz).

Выводы

Многоинверторные и многофазные преобразовательные системы характеризуются дополнительными степенями свободы относительно выбора топологий систем и алгоритмов управления и модуляции ими. При этом нестандартные (комбинированные) структуры силовой части многоинверторных систем, включающие в свой состав инверторы разных типов, являются интересной альтернативой существующим решениям.

В частности, рассмотренная выше система асимметричного шестифазного электропривода с разомкнутыми обмотками электродвигателя построена на базе двух стандартных трехфазных инверторов и двух инверторов со средней точкой источника питания, регулируемых на базе соответствующих комбинированных алгоритмов синхронной векторной модуляции. При этом специализированные схемы управления инверторами двух типов позволяют исключить формирование напряжений нулевой последовательности и уменьшить число источников постоянного напряжения, питающих систему.

Установлено также, что в шестифазных системах комбинированного типа симбиоз специализированных схем управления инверторами с алгоритмами синхронной векторной модуляции обеспечивает четвертьволновую симметрию форм фазного выходного напряжения, в спектре которого на всем диапазоне регулирования и при любых условиях функционирования отсутствуют четные гармоники и субгармоники.

Литература

[1]. E. Levi, R. Bojoi, F. Profumo, H.A. Toliyat, and S. Williamson, “Multiphase induction motor drives – a technology status review,” IET Electrical Power Applications, vol. 1, no. 4, 2007, pp. 489-516.
[2]. R. Bojoi, F. Farina, F. Profumo, A. Tenconi, “Dual-three phase induction machine drive control – a survey,” IEEJ Trans. on Industry Applications, vol. 126, no. 4, 2006, pp. 420-429.
[3]. G. Grandi, G. Serra, and A. Tani, “General analysis of multiphase systems based on space vector approach,” Proc. 2006 IEEE-EPE Power Electronics and Motion Control Conf. (EPE-PEMC’2006), pp. 834-840.
[4]. E. Levi, “Multiphase electric machines for variable speed applications,” IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol. 55, no. 5, 2008, pp. 1893-1909.
[5]. V. Oleschuk, R. Bojoi, F. Profumo, A. Tenconi, and A.M. Stankovic, “Multifunctional six-phase motor drives with algorithms of synchronized PWM” Proc. 2006 IEEE Ind. Electronics Conf. (IECON’2006), pp. 1852-1859, 2006.
[6]. G.K Singh, “Multi-phase induction machine drive research – a survey,” Electric Power System Research, vol. 61, 2002, pp. 139-147.
[7]. G. Grandi, A. Tani, P. Sanjeevkumar, and D. Ostojic, “Multi-phase multi-level AC motor drive based on four three-phase two-level inverters,” Proc. 2010 IEEE Int’l Symp. on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM’ 2010), pp. 1768-1775.
[8]. V. Oleschuk, G. Grandi, and P. Sanjeevikumar, “Simulation of processes in dual three-phase system on the base of four inverters with synchronized modulation,” Advances in Power Electronics, vol. 2011, 2011, 9 p.
[9]. G. Grandi, P. Sanjeevkumar, and D. Casadei, “Preliminary hardware implementation of a six-phase quad-inverter induction motor drive,” Proc. 2011 European Power Electronics Conf. (EPE’2011), 9 p.
[10]. V. Oleschuk, R. Gregor, and F. Barrero, “Multiphase multi-inverter drive with discontinuous synchronized modulation,” Proc. 2012 EPE Power Electronics and Motion Control Conf. (EPE-PEMC’2012), pp. DS2a.8-1 - DS2a.8-6.
[11]. V. Oleschuk, F. Blaabjerg, and B.K. Bose, “Analysis and comparison of algebraic and trigonometric methods of synchronous PWM for inverter drives,” Proc. 2002 IEEE Power Electronics Specialists Conf. (PESC’2002), pp. 1439-1444.
[12]. V. Oleschuk, F. Profumo, A. Tenconi, R. Bojoi, and A.M. Stankovic, “Cascaded three-level inverters with synchronized space-vector modulation,” Proc. 2006 IEEE Ind. Appl. Soc. Conf. (IAS’2006), pp. 595-602.
[13] H. Stemmler and P. Guggenbach, “Configurations of high power voltage source inverter drives,” Proc. 1993 European Power Electronics Conf. (EPE’93), pp. 7-12.
[14] B.V. Reddy, V.T. Somasekhar, and Y. Kalyan, “Decoupled space-vector PWM strategies for a four-level asymmetrical open-end winding induction motor drive with waveform symmetries,” IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol. 58, no. 11, 2011, pp. 5130-5141.
[15] M.R. Baiju, K.K. Mohapatra, R.S. Kanchan, and K. Gopakumar, “A dual two-level inverter scheme with common mode voltage elimination for an induction motor drive”, IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 19, no. 3, 2004, pp. 794-805.

Валентин Олещук (oleschukv@hotmail.com), доктор (хабилитат) технических наук, главный научный сотрудник Института Энергетики Академии Наук Молдовы. Областью его научных интересов являются стратегии управления и модуляции для параметров электрической энергии силовых преобразователей, регулируемого электропривода и систем возобновляемой энергетики.

Владимир Ермуратский (ermuratskie@gmail.com), доктор (хабилитат) технических наук, главный научный сотрудник Института Энергетики Академии Наук Молдовы, Область научных интересов: возобновляемые источники энергии, солнечная энергетика, силовые полупроводниковые преобразователи, электрические конденсаторы, энергетическая эффективность, теплоэнергетика, теплотехника.

BACK

SOLUŢII TEHNICE DE REALIZARE A CONVERTOARELOR SPECIALIZATE DE ENERGIE

Ermurachi Iu., Berzan V., Ermurachi Iu. Iu.

Institutul de Energetică al AŞM

Rezumat. Soluţiile de realizare a echipamentelor de conversie elaborate asigură avantaje şi performanţe evidente a convertoarelor, care se caracterizează de indici sporiţi de eficienţă energetică. S-au elaborat soluţii de realizare a convertoarelor de tip DC/DC, AC/DC şi DC/AC. Simulările matematice şi testarea mostrelor experimentale au confirmat gradul ridicat de eficienţă energetică şi indicii de masă şi volum a acestor convertoare, care depăşesc cele mai performante echipamente de acest tip. Randamentul convertoarelor se află la nivel de 96-98%. Densitatea de putere constituie cca 140 W/inc^3. Aceasta se aplica la cazurile circuitelor tensiunilor joase (12-48 V) cu convertizare în curent alternativ de 220V, cu sistemul de dirijare propus în baza microconrtollerului ATMEGA 48, cu elaborarea programului de dirijare prin chei electronice la conectarea modulelor fotovoltaice la reţeaua electrică de 220V şi frecvenţa de 50Hz.

Technical solutions to achieve the specialized converters energy

Ermurachi Iu., Berzan V., Ermurachi Iu. Iu.
Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova

Abstract. Developed new technical realization solutions of semiconductor power converters based on a simple topology that allow to convert a single-stage energy assure advantages and evident performances of this convertors and are characterized by high level of energy efficiency. Solution for design of convertors of types DC/DC, AC/DC and DC/AC have been elaborated. Mathematical simulations and tests of experimental models have proved the hidh level of energy efficiency, mass and volume indicators of this convertors, which place them on the top of the equipment list of this type. The yield of convertors is abouttt 96-98%. Power dencity is nearly 140W/inc^3. This applies to the case of low-voltage circuits (12-48V) into an alternating current of 220 V, proposed a control system based on microcontroller ATMEGA 48, inverter designed key management program for photovoltaic modules when they are connected to the AC 220 V manufactured and tested converters an input current, voltage VAC, 50 Hz efficiency.

Технические решения для изготовления специализированных преобразователей энергии

Ермураки Ю.В., Берзан В.П., Ермураки Ю.Ю.
Институт Энергетики АНМ

Аннотация. Разработаны новые технические решения реализации полупроводниковых преобразователей энергии на основе простой топологии которые позволяют прообразовывать одноступенчато энергию. Это относится к случаю низковольтных цепей (12-48 В) в переменный ток 220 В, предложены системы управления на основе микроконтроллера ATMEGA 48, разработана программа управления ключами инвертора для фотовольтаических модулей при их подключении к сети переменного тока 220 В. Изготовлены и протестированы преобразователи с $U_{CC} = 24V$ при входном токе $I_{CC} = 90A$, $P_{nom} = 2,0kW$, напряжение переменного тока $U_{CA} = 220V$, 50 Гц, к.п.д. $\eta = 98\%$. Электрическая плотность близка к 140W/inc^3. Это применяется к цепям низковольтного оборудования (12-48 V), с последующим преобразованием в 220 V, предложена система управления на основе микроконтроллера ATMEGA 48, разработана программа управления электронными ключами для подключения модулей солнечных батарей к сети переменного тока напряжением 220 V и частотой 50Гц.

Introducere

Tematica abordată se încadrează în preocupările actuale din domeniul convertoarelor statice folosite în microreţelele inteligente şi aplicaţii cu energie regenerabilă. Lucrarea are ca obiective analiza soluţiilor eficiente de conversie a energiei, preponderent instalaţii de putere mică, care să fie compatibile cu sursele de generare în baza energiilor regenerabile şi cu reţelele electrice de distribuţie. Semnificaţia şi actualitatea acestei probleme este o urmare şi a faptului, că în prezent are loc o dezvoltarea a sistemelor de asigurare cu energie definite ca microreţele. De obicei avem de afacere cu echipamente care sunt racordate la circuite de curent continuu şi curent alternativ. La ideal aceste echipamente trebuie să aibă o conducţie bidirecţională a fluxului de energie, deoarece

întru asigurarea siguranţei de alimentare în componentele de generare din surse regenerabile este necesar de avut sisteme de stocare a energiei, întru acoperirea golurilor în caz de suspendare a generării din surse regenerabile.

Tehnologiile de conversie sau transformare a parametrilor energiei electrice se dezvoltă permanent. Dezvoltarea este condiţionată de necesitatea asigurării indicilor de calitate a energiei, precum şi de extinderea ariei de transformare a surselor de energie primară în energie electrică. Dezvoltarea tehnologiei de conversie direct a radiaţiei solare în baza sistemelor de tip PV a condus la o creştere rapidă a puterii instalate a acestor centrale electrice cu păstrarea tendinţei de extindere a ariei lor, inclusiv ca urmare a utilizării tot mai frecvente a instalaţiilor de mica putere. Puterea instalată în lume a centralelor electrice fotovoltaice (CE PV) a fost în anul 2012 la nivel de 31,1 GW [1.1,1.2], iar cota CE PV cu capacitatea de peste 50 MW a constituit în 2013 cca. 21 GW putere instalată.

Energia electrică generată de celulele fotovoltaice nu corespunde indicelor de calitate, deoarece are mari fluctuaţii în funcţie de condiţiile mediului înconjurător şi a strălucirii soarelui. Totodată puterea instalată a modulelor PV este relativ mica şi pentru a obţine volume suficiente de energie aceste module formează ansambluri prin conexiunea modulelor în serie şi în paralel. Pentru asigurarea funcţionării stabile şi racordare a modulelor PV în diferite condiţii în componenţa CE PV se utilizează convertoare de energie electrică. Convertoarele de tip DC/DC au o largă aplicaţie şi în alte domenii cu gama de puteri intre zeci de W până la unităţi de kW [1.3].

În contextul acestor tendinţe se prezintă actuală problema sporirii indicatorilor de performanţă a convertoarelor care au un impact direct asupra randamentului modulelor PV.

1.1. Producerea şi consumul energiei electrice pe plan mondial

Dezvoltarea societăţii este strâns legată de consumul de energie în general şi energie electrică în particular. Acest fapt a condus la apariţia şi dezvoltarea sistemelor energetice care urmăresc prospectarea şi exploatarea surselor de energie primară, conversia şi transformarea în energie secundară, transportul, distribuţia şi utilizarea sub formă de energie utilă.

Existenţa sistemelor energetice este strâns legată de o serie de transformări, plecând de la energia primară şi ajungând la faza de consum utilă a energiei. Pe parcursul acestor transformări este valabil principiul conservării energiei.

Se pot defini mai multe tipuri sau forme de energie[1.4]:

-***energia primară***: energia care se găseşte în natură sub diferite forme (energia solară, cărbune din mine, gaz natural din zăcământ, petrol din zăcământ, uraniu).

-***energia secundară sau intermediară***: obţinută prin transformarea energiei primare într-o noua formă de energie utilă instalaţiilor, echipamentelor (produse de rafinare).

Energia electrică este o energie secundară, de fapt un produs al transformărilor altor forme de energie, adesea aceste transformări au mai mute faze tehnologice.

Partea din energia secundară pusă la dispoziţia consumatorilor se numeşte energie finală sau distribuită (energia electrică la bornele consumatorului).

-***energia utilă***: este obţinută din transformarea energiei finale sau distribuite într-o altă formă de energie în scopul satisfacerii nevoilor energetice (energia termică, mecanică, lumină,).

Energia electrică este o formă de energie secundară folosită ca agent energetic; este considerată în prezent ca fiind elementul esenţial al dezvoltării ecologice şi sociale. Ponderea energiei primare utilizată pentru producerea de energie electrică este de aproximativ 35%[1.5].

Ca tendinţă cu caracter permanent se poate considera creşterea producerii de energie electrică pe lan mondial (fig.1.1) şi inclusiv creşterea cotei de generare din surse regenerabile, preponderent prin conversia energiei cinetice a fluxurilor de vânt (fig.1.2) şi a energiei radiaţiei solare (centrale PV, fig.1.3)

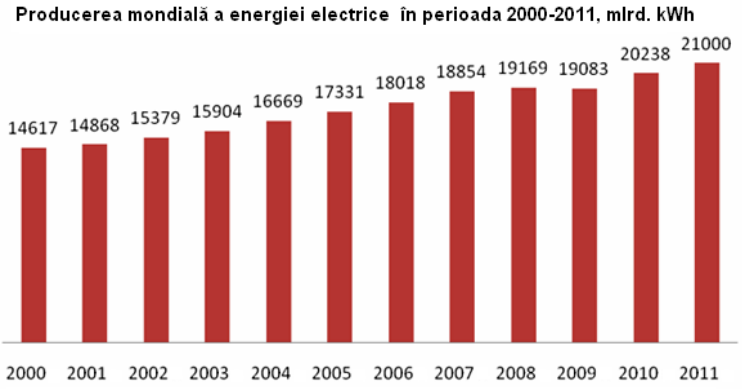


Fig.1.1. Trendul de sporire a producerii energiei electrice pe plan mondial

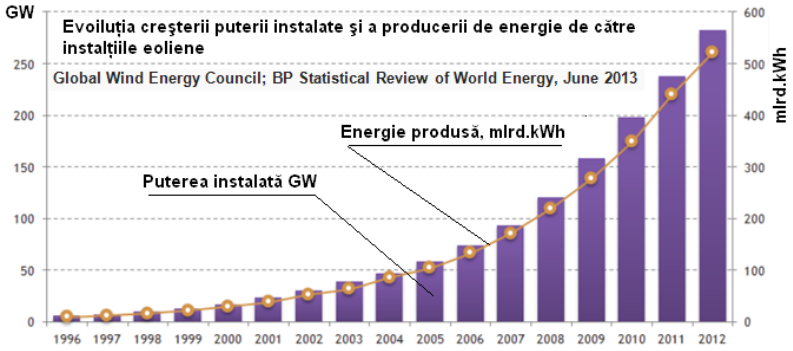


Fig.1.2. Dinamica creşterii puterii instalate şi a producerii energiei electrice de către centralele eoliene

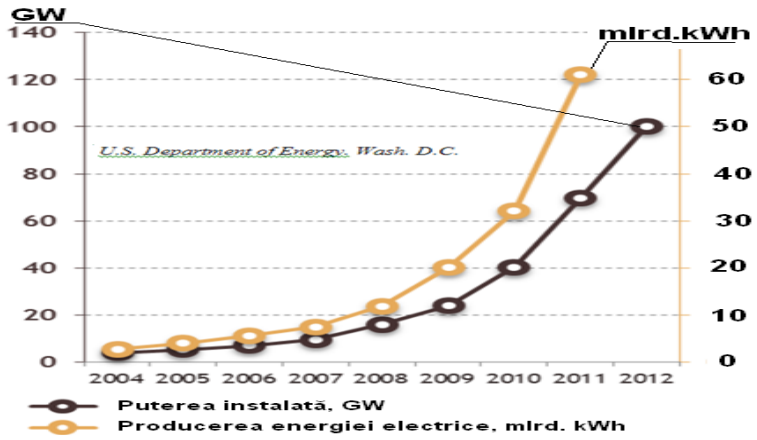


Fig.1.3. Dinamica creşterii puterii instalate şi a producerii energiei electrice de către centralele solare PV

1.2.Unele tendinţe privind consumul de energie electrică în Republica Moldova cu utilizarea echipamentelor de conversie

În perioadele precedente principalul consumator de energie electrică se prezentau întreprinderile mari industriale, inclusiv şi a energiei convertizare. Se poate menţiona, că conversia energiei se efectua de instalaţii de putere mare. Cu dezvoltarea electronicii şi microelectronicii a sporit esenţial numărul de echipamente care necesită racordare pentru alimentare prin diverse tipuri de adaptoare - convertoare de energie electrică. La această categorie de echipamente se indica calculatoarele, telefoanele mobile, frigiderele de noua generaţie, inclusiv şi televizoarele. Ca exemplu, că datorită creşterii rapide a numărului de astfel de consumatori, impactul lor în consumul

de energie electrică, chiar în Republica Moldova a devenit destul de impunător. În fig.1.4 se prezintă o informaţie generalizată privind evoluţia utilizatorilor de INTERNET în RM.

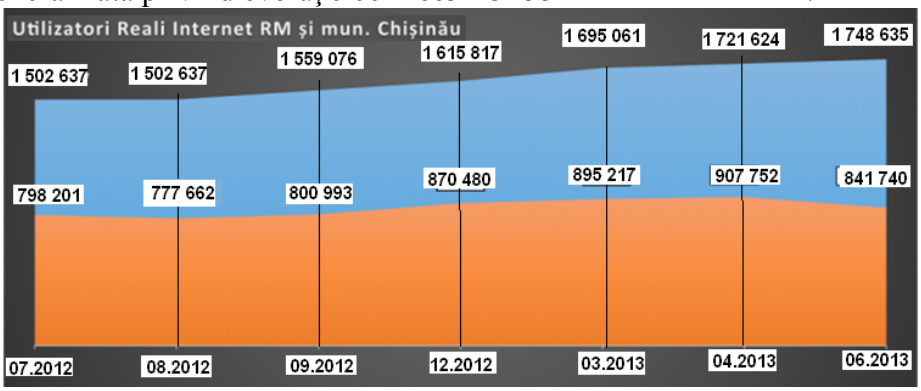


Fig.1.4. Dinamica evoluţiei numărului de utilizatori în Republica Moldova şi în mun. Chişinău în perioada anilor 2012-2013

Creşterea rapidă a calculatoarelor în lime se caracterizează de o creştere evidentă. Astfel în a. 2013 în lume au fost peste 1 miliard de calculatoare cu o creştere aşteptată la 2 miliarde în anul 2014 [1.6].

Deoarece în majoritatea cazurilor energiea electrică suferă transformări la utilizarea finală (cca. 60 % din energia electrică se consumă prin intermediul diferitor convertoare), reiese că sporirea randamentului cu 1% a acestor convertoare ar fi echivalentă pe plan mondial cu micşorarea consumului, respectiv cel puţin cu 21000 GWx0,6x0,01 = 126 milrd kWh de energie electrică. conform datelor din raportul ANRE pentru anul 2013, a fost procurată energie electrică de peste 3,96 milrd kWh şi livrată consumatorilor cca. 3,44 milrde kWh, iar pierderile în sistemul electroenergetic au fost peste 13,2%.

În baza analizei bibliografiei se poate indica la faptul, că cele mai performante convertoare de energie electrică de mică putere produse de cele mai prestigioase firme din lume au randamentul sub 92%. În calitate de exemplu ne vom referi la Sursa de alimentare Enermax ERV1020EWT (Taiwan) [1.7]. În fig.1.5 se prezintă o vedere a sursei cu puterea nominală de 1020 W şi puterea maximală (pic) de 1120 W cu răcire forţată cu aer (ventilare), cu randamentul la nivel de 85-92%. Costul unui astfel de surse pe piaţă este de cca 440 USD.

Parametrii la borna sursei	+3,3V	+5V	+12V1	+12V2	+12V1	+12V2	-12V	+5Vsb
Curentul max. în sarcină, A	24	24	35	35	35	35	0,5	3
Puterea livrată simultan de la mai multe borne, W	120		1020 (85 A)				6	15
Puterea totală,W	1020							

Fig.1.5. Vedere a sursei de alimentare Enermax ERV1020EWT (Taiwan) şi indicii de performanţă a sursei de alimentare

2.1.Problema investigaţiei

Este cunoscut convertorul de tensiune de curent continuu în tensiune de curent continuu în baza cheilor electronice, care conţine o sursă de curent continuu, un condensator de filtrare, două chei electronice de comutaţie, două diode de returnare, un transformator de frecvenţă înaltă cu patru înfăşurări, o punte de redresare, care constă din trei chei electronice, o inductanţă de stocare în ciclu a energiei şi un condensator de filtrare [2.1]. Dezavantajul dispozitivului constă în faptul că se utilizează un număr mare de elemente semiconductoare active şi pasive, ceea ce conduce la

majorarea costului dispozitivului şi a pierderilor de energie în dispozitiv. În [2.2.] se descrie dispozitivul pentru convertizarea energiei care conţine un transformator de frecvenţă înaltă cu trei înfăşurări, două inductanţe de comutaţie şi una de acumulare. Dezavantajul dispozitivului - se utilizează un număr mare de elemente semiconductoare active şi pasive, care conduc la majorarea costului dispozitivului şi a pierderilor de energie în acesta. Dispozitivul de convertizare a energiei electrice [2.3.] are dezavantajul, că multe elemente semiconductoare pasive.

Problema a cărei soluţie se prezintă în lucrare constă în majorarea randamentului şi micşorarea costului convertorului de tensiune de curent continuu în tensiune de curent continuu.

2.2.Convertor de tip DC/DC

2.2.1. Esenţa tehnică a soluţiei de realizare a convertorului DC/DC

Soluţia tehnică propusă pentru convertorul DC/DC constă în faptul, că include un condensator de filtrare, două condensatoare de frecvenţă, conectate între ele în serie, şi două chei electronice, conectate între ele în serie, toate conectate în paralel la ieşirile unei surse de curent continuu. Între nodul de conexiune al condensatoarelor şi nodul de conexiune al cheilor electronice este conectată înfăşurarea primară a unui transformator de frecvenţă înaltă, miezul feromagnetic al căruia este executat cu întrefier. În paralel cu înfăşurarea primară a transformatorului este conectat un condensator de comutaţie. La ieşirile înfăşurării secundare a transformatorului este conectată o bobină de inductanţă. Convertorul mai include un condensator de filtrare, care este conectat în paralel la bobină printr-un element semiconductor, totodată bornele condensatorului formează bornele de conectare a sarcinii. Schema echivalentă a convertorului DC/DC se prezintă în fig.2.1 [2.4].

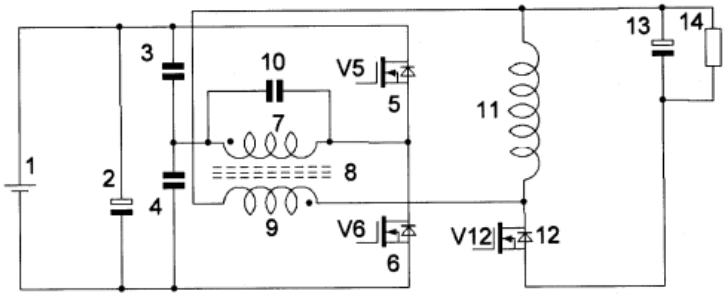


Fig. 2.1. Schema echivalentă a convertorului DC/DC [7]

Convertorul de tensiune de curent continuu în tensiune de curent continuu (fig.2.1) include un condensator 2 de filtrare, două condensatoare 3 şi 4 de frecvenţă, două chei electronice 5 şi 6. Între nodul de conexiune al condensatoarelor 3 şi 4 şi nodul de conexiune al cheilor electronice 5 şi 6 este conectată înfăşurarea primară 7 a unui transformator 8 de frecvenţă înaltă, miezul feromagnetic al căruia este executat cu întrefier. În paralel cu înfăşurarea primară 7 a transformatorului 8 este conectat un condensator 10 de comutaţie. La ieşirile înfăşurării secundare 9 a transformatorului 8 este conectată o bobină de inductanţă 11. Convertorul mai include un condensator 13 de filtrare, care este conectat în paralel la bobina 11 printr-un element semiconductor 12, totodată bornele condensatorului 13 formează bornele de conectare a sarcinii 14.

Majorarea randamentului şi micşorarea costului de confecţionare a convertorului DC/DC se asigură prin simplificarea schemei electrice a convertorului datorită excluderii mai multor elemente funcţionale: sunt excluse două diode de redresare şi două bobine de inductanţă, utilizate în soluţiile cunoscute pentru comutaţie. În convertor se utilizează un singur transformator de frecvenţă înaltă cu două înfăşurări, pe când în soluţiile cunoscute [5,6] se utilizează un transformator de frecvenţă cu trei înfăşurări. Utilizarea transformatorului cu două înfăşurări conduce la micşorarea masei de material conductor al înfăşurărilor şi masei de materiale feromagnetice, ce, de asemenea, contribuie la micşorarea costului de confecţionare a transformatorului şi, ca urmare, a convertorului.

Micşorarea costului de confecţionare a convertorului se datorează, de asemenea, micşorării numărului de legături dintre elementele funcţionale. Majorarea randamentului convertorului este o urmare a micşorării numărului de elemente semiconductoare pasive, adică a excluderii a două diode de redresare din schema funcţională a celei mai apropiate soluţii, şi a micşorării numărului de elemente inductive, deoarece în schema funcţională a convertorului se utilizează o singură inductanţă, în comparare cu cele trei elemente inductive, utilizate în [6].

2.2.2. Funcţionarea convertorului

În fig. 2.2 se prezintă diagrama funcţionării convertorului DC/DC. În diagramă se prezintă consecutivitatea aplicării impulsurilor de comandă la cheile electronice de putere şi curbele de tensiune şi curent pe elemente funcţionale la diferite etape de derulare a procesului de funcţionare a convertorului pe parcursul unui ciclu, care se repetă periodic.

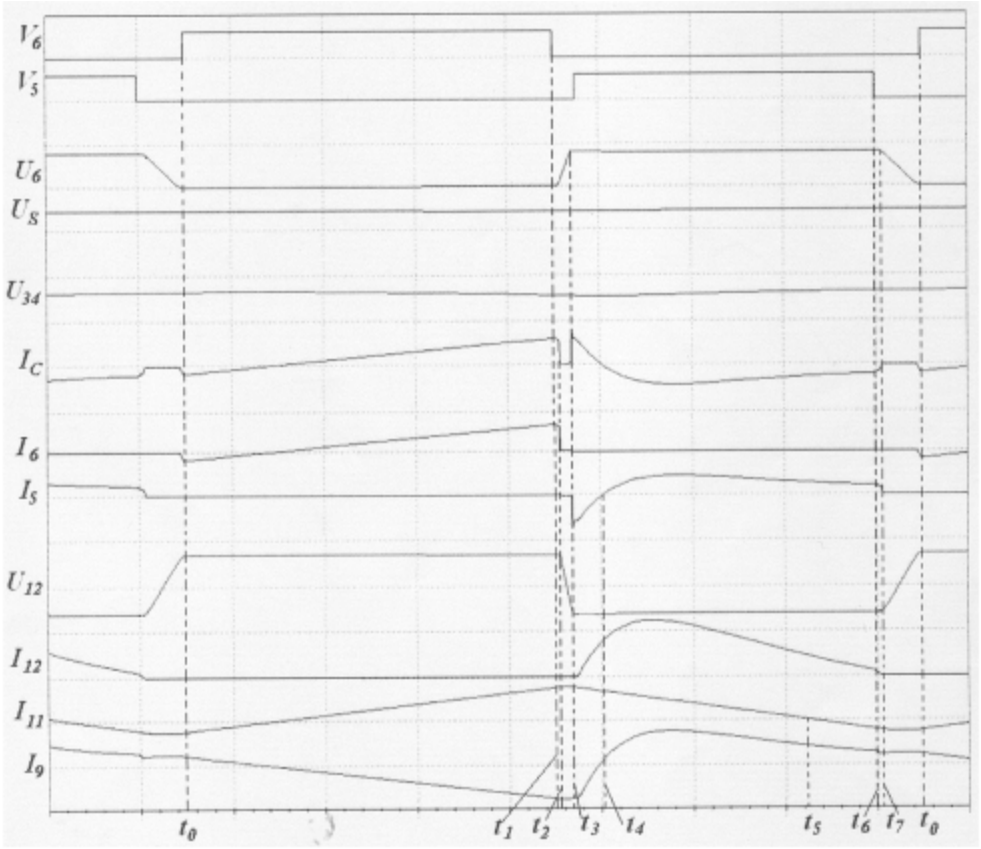


Fig.2.2. Diagrama funcţionării convertorului DC/DC

În fig. 2.2 se utilizează următoarele notări a mărimilor: V_6 − forma impulsului de comandă, aplicat la cheia electronică 6; V_5 − forma impulsului de comandă, aplicat la cheia electronică 5; U_6 − forma curbei tensiunii la cheia electronică 6; U_S − forma curbei tensiunii la sarcina 14; U_{34} − forma curbei tensiunii în nodul de conexiune al condensatoarelor 3 şi 4 de frecvenţă; I_C − forma curbei curentului în punctul de conexiune a nodului de conexiune al condensatoarelor 3 şi 4 şi înfăşurării primare 7 a transformatorului 8; I_6 − forma curbei curentului, ce trece prin cheia electronică 6; I_5 − forma curbei curentului, ce trece prin cheia electronică 5; U_{12} − forma curbei tensiunii la elementul semiconductor 12; I_{12} − forma curbei curentului, ce trece prin elementul semiconductor 12; I_{11} − forma curbei curentului, ce trece prin bobina de inductanţă 11; I_9 − forma curbei curentului, ce trece prin înfăşurarea secundară 9 a transformatorului 8.

Convertorul DC/DC funcţionează astfel. La aplicarea tensiunii la sursa de curent continuu 1 şi în prezenţa impulsurilor de comandă V_5 , V_6 şi V_{12}, respectiv, pentru cheile 5, 6 şi 12, pot fi asigurate două regimuri de lucru al convertorului. Primul regim se asigură prin reglarea duratei

impulsului de comandă V_5 la cheia electronică 5. Energia de la sursa de curent continuu 1 în acest regim se acumulează în câmpul magnetic al transformatorului 8 şi în bobina de inductanţă 11. Acest regim mai este numit „fly-back". Regimul al doilea se asigură prin reglarea duratei impulsului de comandă V_6 la cheia electronică 6. În acest regim, numit „forward", energia de la sursa de curent continuu 1 se transferă direct la sarcina 14.

În regimul „fly-back" tensiunile condensatoarelor 3, 4 şi 10 sunt egale şi constituie ½ din valoarea tensiunii sursei 1. În acest moment (fig.2.2, pentru t_0) se aplică impulsul de comandă V_6 la cheia electronică 6. La deschiderea cheii electronice 6, condensatorul 4 se descarcă, iar condensatorul 3 se încarcă prin înfăşurarea primară 7 cu formarea unui curent I_C. Datorită legăturii mutuale electromagnetice între înfăşurarea primară 7 şi înfăşurarea secundară 9, în circuitul format din înfăşurarea secundară 9 şi bobina de inductanţă 11 mai apare un curent $I_9 = I_{11}$. Aceşti curenţi I_C şi $I_9 = I_{11}$ trec prin cheia electronică 6, înfăşurarea primară 7 şi prin bobina de inductanţă 11, încep a creşte linear (fig.2.2, pentru intervalul t_0-t_1) şi sunt determinaţi de inductivitatea înfăşurării primare 7, adică de mărimea fizică a înterfierului în miezul feromagnetic al transformatorului 8 şi valoarea inductanţei bobinei 11. Ca urmare a trecerii curenţilor I_C şi $I_9 = I_{11}$, se asigură stocarea energiei în câmpul magnetic al transformatorului 8 şi în bobina 11.

La deconectarea impulsului de comandă V_6 (fig.2.2, pentru t_1) aplicat la cheia electronică 6 şi închiderea acestei chei, curentul I_6 scade până la zero, iar condensatorul 10 asigură menţinerea tensiunii pe cheia 6 egală cu zero (fig.2.2, pentru t_1-t_2), ceea ce duce la diminuarea pierderilor la comutarea cheii electronice 6. Din acest moment (fig. 2, pentru t_2), condensatorul 10 se încarcă (fig. 2.2, pentru t_2-t_3), iar tensiunea electromotoare a înfăşurărilor 7 şi 9 şi a bobinei 11 îşi schimbă polaritatea.

Când tensiunea electromotoare a înfăşurării secundare 9 şi a bobinei 11 se egalează cu valoarea tensiunii sarcinii 14, se deschide elementul semiconductor 12 (fig. 2.2, pentru t_3) şi dioda interioară a cheii electronice 5, şi se formează două circuite. Primul circuit este format din condensatoarele 3 şi 4, înfăşurarea primară 7, dioda interioară a cheii electronice 6, condensatorul 4, prin care energia fluxului de scăpări ale transformatorului 8 se întoarce în condensatoarele 3 şi 4.

Al doilea circuit este format din elementul semiconductor 12, bobina 11, sarcina 14, elementul semiconductor 12, şi asigură transferul energiei stocate în bobina 11 în sarcina 14 (fig.2. 2, pentru t_3-t_4). În acest interval de timp, la cheia electronică 5 se aplică impulsul de comandă V_5. Curentul ce trece prin cheia electronică 5, îşi schimbă polaritatea (fig.2.2, pentru t_4), fiindcă la această cheie electronică 5 este aplicat impulsul de comandă $V5$, se deschide circuitul electric, format din condensatoarele 3 şi 4, cheia electronică 5, înfăşurarea primară 7, condensatoarele de frecvenţă 3 şi 4. Datorită legăturii mutuale electromagnetice, între înfăşurarea primară 7 şi înfăşurarea secundară 9 mai apare un circuit, format din înfăşurarea secundară 9, sarcina 14, elementul semiconductor 12, înfăşurarea secundară 9. Din acest moment fig.2.2, pentru t_4), prin circuitele descrise mai sus energia din condensatoarele 3 şi 4, adică de la sursa 1, se transferă direct la sarcina 14 (fig.2.2, pentru t_4-t_6). La deconectarea impulsului de comandă V_5 (fig.2.2, pentru t_6), aplicat la cheia electronică 6, şi închiderea acestei chei, curentul I_6, ce trece prin această cheie, scade până la zero, iar condensatorul 10 asigură menţinerea tensiunii la cheia 5 egală cu zero (fig. 2.2, pentru t_6-t_7), ceea ce duce la diminuarea pierderilor la comutarea cheii electronice 5. Datorită faptului că curentul de magnetizare al transformatorului 8 şi a bobinei 11 (fig. 2.2, pentru t_5) asigură stocarea energiei în câmpul magnetic al acestor elemente, în momentul de timp t5 se încarcă din contul acestei energii, condensatorul 10 care în acest proces îşi schimbă polaritatea tensiunii (fig. 2.2, pentru t_7-t_0). La schimbarea polarităţii tensiunii condensatorului 10 se schimbă şi polaritatea tensiunii electromotoare la bobina 11 şi la înfăşurările primară 7 şi secundară 9, ce duce la închiderea elementului semiconductor 12. Când valoarea tensiunii condensatorului 10 devine egală cu valoarea tensiunii condensatorului 4 (fig.2.2, pentru t_0), se deschide dioda interioară a cheii electronice 6, şi energia de magnetizare a transformatorului 8 şi a bobinei 11 se transferă în condensatoarele 3 şi 4 (fig. 2.2, pentru t_7-t_0). Din momentul t_0 se aplică, din nou, un impuls de comandă V_6 la cheia electronică 6 şi procesul de funcţionare a convertorului se repetă într-un nou ciclu de lucru.

Convertorul realizat după schema propusă a fost utilizat la realizarea sursei de alimentare a acţionării electrice format din sursă şi o maşină asincronă de mică putere, care lucrează la frecvenţa de 200 Hz şi tensiunea alternativă de 42 V. Convertorul în instalaţia respectivă are funcţia de transformare cu pierderi minimale a tensiunii redresate a reţelei care are valoarea maximă de 312 V, în tensiunea de curent continuu cu valoarea de 60 V. Prin această transformare se asigură un coeficient mic al pulsaţiilor tensiunii de 60 V. Puterea nominal a instalaţiei cu convertor DC/DC este de 500W. În fig. 2.3 se prezintă poza sursei de alimentare executate, iar în fig.2.4 împreună cu motorul acţionat.

Fig.2.3. Vedere a sursei de alimentare de frecvenţă înaltă cu convertor DC/DC pentru acţionări electrice cu frecvenţa de 200Hz

Fig.2.4. Vedere a sursei de alimentare şi a echipamentului acţionat de această sursă cu parametrii: P=500 W, U_{nom}=42V, f=200 Hz

2.2.3. Indicatorii de eficienţă energetică a convertorului DC/DC

Se poate menţiona, că conceptul propus de elaborare a convertorului de tip DC/AC se poate utiliza şi pentru alte tipuri de convertore, care sunt necesare pentru racordarea parametrilor modulelor fotovoltaice la funcţionarea lor într-o reţea unică (în paralel). Astfel în fig. 2.5 şi 2.6 se prezintă curbele evoluţiei pentru diferite soluţii de realizare a acestor convertoare , inclusiv cele mai moderne soluţii selectate din surse bibliografice consultate (fig. 2.5) şi a unei mostre de convertor realizate de către IE AŞM (fig. 2.6).

Vom menţiona şi gradul de inovare a convertorului realizat de către IE AŞM. Agenţia Naţională de Proprietate Intelectuală a Republicii Moldova a confirmat eliberarea Brevetului cu titlul de autor "Convertor DC / DC" (pe baza cereri de brevet s2014 0068 din 2014.05.19,). Pentru a sesiza avantajele soluţiei elaborate a convertorului DC/DC sunt prezentate informaţii privind indicatorii celor mai performante convertoare depistate în sursele bibliografice consultate (fig. 2.5|).

Densitatea de putere în convertorul DC / DC, creat pe baza soluţiei propuse de autori (cerere de brevet s20140068), constituie 140 W / in^3.

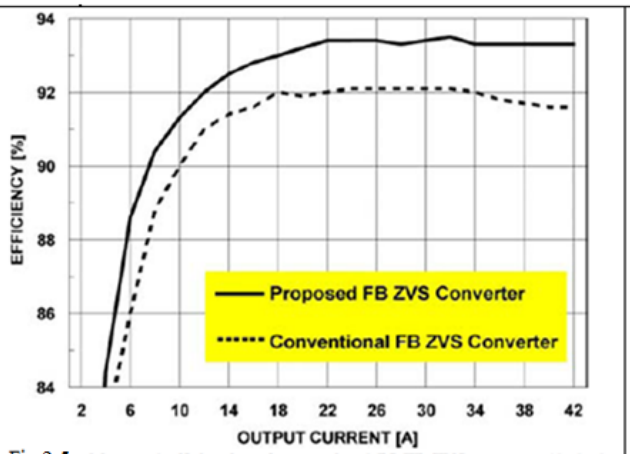


Fig 2.5. Measured efficiencies of conventional PS FB ZVS converter (dashed line) and proposed converter (solid line) as functions of output current.

IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 22, NO. 3, MAY 2007

A New PWM ZVS Full-Bridge Converter

Yungtaek Jang, *Senior Member, IEEE*, and Milan M. Jovanović, *Fellow, IEEE*

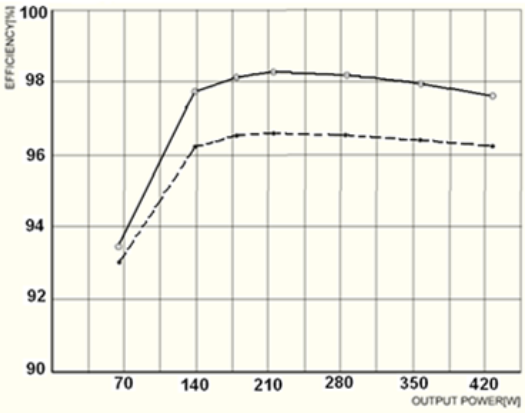


Fig. 2.6 Measured efficienncies of proposed converter as functions of output power (dashed line using a shottky diode and solid line using the MOSFET transistor)

2.3.Invertor pentru module fotovoltaice

2.3.1. Soluţia tehnică de realizare

Soluţia tehnică propusă are la bază necesitatea de racordare a noilor surse de generare bazate pe producerea energiei din surse regenerabile şi din punct de vedere conceptual se referă la aplicaţiile electrotehnicii în energetică, şi anume utilizarea invertoarele de curent continuu in curent alternativ pentru racordarea surselor regenerabile de energie la reţelele electrice centralizate şi anume, pentru modulele fotovoltaice.

Este cunoscut invertorul de curent continuu in curent alternativ pe baza cheilor electronice, care constă din sursa de tensiune fotovoltaică, un filtru format dintr-un condensator, un convertor de curent continuu în curent continuu, care schimbă parametrii tensiunii, şi acest convertor conţine o inductanţă, patru cheii electronice şi un condensator de frecvenţă înaltă, transformatorul de frecventă înaltă, patru diode de redresare, un filtru de medie tensiune format dintr-un condensator, precum şi un convertor de curent continuu in curent alternativ, ce conţine patru cheii electronice cu diode şi un filtru de curent alternativ, care este format dintr-un condensator şi două inductanţe [2.5].

Dezavantajul acestei invertor constă în faptul, că în acest invertor se foloseşte două trepte de convertizare a energiei cu un număr mare de elemente, ceea ce are ca urmare pierderi sporite de energie in invertor.

Este, de asemenea, cunoscut invertorul de curent continuu in curent alternativ pe baza cheilor electronice, care constă din sursa de tensiune fotovoltaică, compensatorul fluctuaţiilor puterii format din trei diode, cheia electronică şi o inductanţă, un condensator de netezire a tensiunii de alimentare a invertorului, puntea cu patru chei electronice şi un filtru electromagnetic format din două inductanţe şi trei condensatoare [2.6]. Această soluţie tehnică este cea mai aproape de soluţia tehnică propusă şi se consideră ca prototip.

Dezavantajul acestui invertor constă în faptul, că în acest invertor funcţia de netezire a fluctuaţiilor de putere a sarcinii este realizată de către un condensator cu capacitate mare cu pierderi dielectrice ridicate, care se caracterizează de valori ridicate de masă şi volum, se utilizează un număr mare de inductanţe şi condensatore de filtrare a perturbaţiilor electromagnetice a invertorului, ceea ce are ca urmare creşterea masei şi volumului invertorului, precum şi a pierderilor sporite de energie condiţionate de utilizarea a unui număr ridicat de elemente, care sunt caracterizate de pierderi proprii sporite de energie, ce influenţează negativ asupra randamentului invertorului. În fig.2.7 se prezintă schema de principiu a invertorului pentru racordarea modulelor PV la reţeaua de curent alternativ.

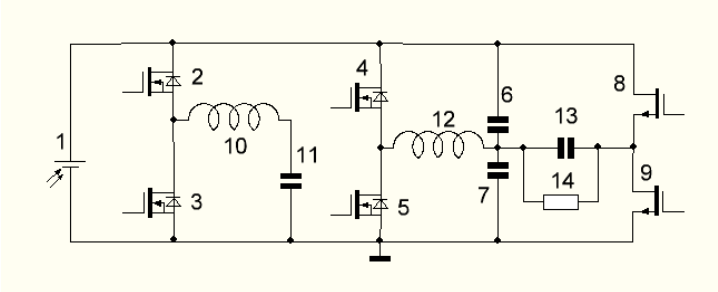


Fig. 2.7. Schema ecivalentă a invertorului de tip DC/AC

În invertorul propus pentru module fotovoltaice dezavantajele menţionate mai sus se exclud prin aceea, ca condensatorul folosit pentru netezirea fluctuaţiilor de putere a sarcinii este substituit de blocul funcţional format din două chei electronice la una din care în paralel se conectează circuitul consecutiv format dintr-o inductanţă şi condensator, concomitent condensatoarele de filtrare a pulsaţiilor de putere în sarcină îndeplinesc şi funcţia de atenuare a perturbaţiilor electromagnetice. Invertorul pentru modulele fotovoltaice conţine o sursă de curent continuu1, la ieşirea căruia se conectează in paralel patru circuite formate din cheile electronice 2 şi 3, 4 şi 5, 8 şi 9 , condensatoarele 6 şi 7 conectate consecutiv, la circuitul format din cheile electronice 2 şi 3, în paralel cu cheia electronică 3 este conectata inductanţa 10 şi condensatorul 11 ce formează un circuit consecutiv, între punctul comun de conexiune a cheilor electronice 4 şi 5, precum şi punctului comun al condensatoarelor 6 şi 7 este conectată inductanţa 12, iar sarcina 14, conectată paralel cu condensatorul 13 este conectată între punctul comun de conexiune al condensatoarelor 6 şi 7 şi punctul comun de conexiune a cheilor electronice 8 şi 9.

La funcţionarea invertorului alimentat de la module fotovoltaice este dificil de asigurat echilibrul valorilor instantanee a puterii generate şi puterii consumate de sarcină, inclusiv, ca urmare a valorii limitate a puterii generate şi devierea punctului real de generare de la punctul puterii maxime (PPM) de generare a modulului fotovoltaic. Deoarece, în invertor se face transformarea curentului continuu în curent alternativ, puterea activă instantanee consumată de sarcină prezintă o funcţie armonică ce oscilează cu frecvenţă dublă în comparare cu frecvenţa fundamentală a curentului şi tensiunii sarcinii. Banda de pulsaţie a puterii instantanee în sarcină variază de la zero până la valoarea dublă a puterii generate de modulul fotovoltaic. Acest fapt şi condiţionează necesitatea dotării invertorului cu condensatoare destinate pentru acumularea şi injecţia puterii în circuitul de curent alternativ pentru a asigura echilibrul instantaneu a puterii generate de modulul fotovoltaic şi puterii instantanee consumate de sarcină

Deoarece numărul bobinelor în inductanţe parcurse de curenţi s-a micşorat de la cinci la două se micşorează de asemenea şi această componentă a pierderilor invertorului. Urmare a cumulării în soluţia propusă a funcţiei de netezire (compensare) a pulsaţiilor de putere în sarcină şi funcţia de atenuare a pulsaţiilor electromagnetice, efectuate de unele şi aceleaşi condensatoare, de asemenea se contribuie la micşorarea consumul de materiale total la confecţionarea invertorului. Micşorarea pierderilor în condensatoarele şi inductanţele invertorului asigură majorarea randamentului lui, iar cumularea funcţiilor şi utilizarea regimului de compensare în timp real a pulsaţiilor de putere asigură economisirea consumabilelor la confecţionarea invertorului.

Toate aceste semne contribuie la atingerea scopului invenţiei - majorarea randamentului invertorului şi micşorarea consumului de materiale la confecţionarea lui.

Principiul de funcţionare a invertorului se explică de fig. 2.8-2.9.

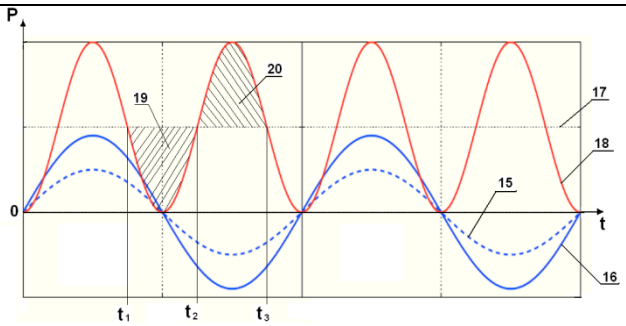


Fig. 2.8. Forma de undă a tensiunii , curentului şi puterii consumate de sarcina

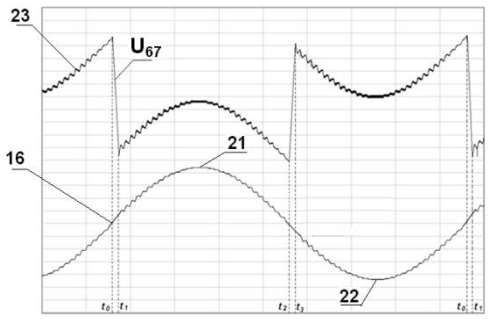


Fig. 2.9. Formele de unda a tensiunii în nodul comun de conexiune a condensatoarelor conectate în paralel cu modulul fotovoltaic şi curba tensiunii sarcinii

Enumerarea poziţiilor fig.2.8; şi 2.9:

1 – modulul fotovoltaic; 2 şi 3, 4 şi 5, 8 şi 9 - cheii electronice; 6 şi 7, 11, 13 - condensatoare; 10 şi 12 – inductanţe; 14 - sarcina; 15- curba curentului în sarcină; 16 - curba tensiunii sarcinii; 17- puterea medie activă a sarcinii; 18 - curba fluctuaţiei de putere a sarcinii; 19 – impulsul de putere acumulat de condensatorul de netezire a fluctuaţiilor de putere în sarcină; 20 - impulsul de putere injectat de către condensatorul de netezire în sarcină; 21 semiunda pozitivă a curbei de tensiune în sarcină; 22 - semiunda negativă a curbei de tensiune în sarcină; 23 - tensiune în nodul comun de conexiune a condensatoarelor 6 şi 7.

Invertor pentru module fotovoltaice prezentat în fig.2.7 conţine o sursă de curent continuu 1, la ieşirea căruia se conectează in paralel patru circuite formate din cheile electronice 2 şi 3, 4 şi 5, 8 şi 9 , condensatoarele 6 şi 7 conectate consecutiv, la circuitul format din cheile electronice 2 şi 3, în paralel cu cheia electronică 3 este conectata inductanţa 10 şi condensatorul 11 ce formează un circuit consecutiv, între punctul comun de conexiune a cheilor electronice 4 şi 5, precum şi punctului comun al condensatoarelor 6 şi 7 este conectată inductanţa 12, iar sarcina 14, conectată paralel cu condensatorul 13 este conectată între punctul comun de conexiune al condensatoarelor 6 şi 7 şi punctul comun de conexiune a cheilor electronice 8 şi 9.

O sa explicăm cum are loc netezirea în dinamică a fluctuaţiilor de putere a sarcinii, care depăşesc valoarea medie a puterii din circuitul sarcinii.

Cum se vede din fig.2.8 curba fluctuaţiei de putere a sarcinii 18 prezintă o sinusoida, valorile căreia oscilează faţă de puterea medie a sarcinii 17. Curba fluctuaţiei de putere a sarcinii 18 prezintă rezultatul produsului valorilor instantanee a curentului 15 şi tensiunii 16 a sarcinii. În cazurile pentru care se îndeplineşte condiţia, că valorile instantanee a curbei fluctuaţiei de putere în sarcină 18, au valorile sub valoarea puterii medii 17, condensatorul de netezire a fluctuaţiilor de putere în sarcină acumulează surplusul de putere prezentat de impulsul 19, iar în cazul valorilor instantanee a curbei fluctuaţiilor de putere în sarcină 18 care au valorile ce depăşesc valoarea puterii medii 17, condensatorul de netezire a fluctuaţiilor de putere în sarcină injectează puterea acumulată prezentată de impulsul 20 în sarcină.

Vom analiza regimul de lucru al invertorului. Puterea generată (a vedea fig. 2.7) de modulul fotovoltaic 1 este transformată în semiunda pozitivă 21 şi semiunda negativă 22 (fig.2.8) a tensiunii 16 (fig.2.9). Fie că, tensiunea condensatorului 6 (a vedea fig.2.7) este egală cu zero. Pentru aceste condiţii tensiunea condensatorului 7 (a vedea fig.2.9) este egală cu valoarea tensiunii modulului fotovoltaic 1 (a vedea fig.2.9 pentru t_0), iar tensiunea sarcinii 14 trece prin zero şi se începe formarea semiundei pozitive 21 a tensiunii 16 a sarcinii 14. În acest moment se aplică impulsul de comandă la cheia electronică 5. La deschiderea cheii electronice 5 se formează un circuit ce include modulul fotovoltaic 1, condensatorul 6, inductanţa 12, cheia electronică 5 şi modulul fotovoltaic 1. Din acest moment condensatorul 6 începe a se încărca, iar condensatorul 7 (a vedea fig.2.5) începe a se descărca prin inductanţa 12. Când cheia electronică 5 se închide, se

deschide dioda cheii electronice 4 si datorită energiei acumulate în câmpul magnetic al inductanţei 12, condensatorul 6 se încarcă mai departe, iar condensatorul 7 se descarcă. Reglând durata de deschidere - închidere a cheii electronice 5, reglăm valoarea curentului de încărcare a condensatorului 6 până la atingerea tensiunii condensatorului 6 a valorii tensiunii modulului fotovoltaic 1 şi valoarea curentului de descărcare a condensatorului 7 prin ce se asigură atingerea valorii tensiunii condensatorului 7 egale cu zero. În momentul de timp t_1 (a vedea fig. 2.8) se deschide cheia electronică 9 şi cheia electronică 4. Prin aceasta se formează circuitul ce include următoarele elemente: modulul fotovoltaic 1, cheia electronică 4, inductanţa 12, condensatorul 13 şi sarcina 14, cheia electronică 9, modulul fotovoltaic 1. În acest circuit apare un curent limitat de inductanţa 12, care asigură transmisia puterii din modulul fotovoltaic 1 în câmpul magnetic al inductanţei 12, în câmpul electric al condensatorului 13 si în sarcină, asigurând creşterea tensiunii 16 a sarcinii (a vedea fig.2.9) . Când cheia electronică 4 se închide, se formează circuitul ce include inductanţa 12, condensatorul 13 şi sarcina 14 , cheia electronică 9, dioda cheii electronice 5, inductanţa 12 , în care energia acumulată in câmpul magnetic al inductanţei 12 se transmite în sarcină. Reglând durata de închidere - deschidere a cheii electronice 4 formăm unda pozitivă a semiundei 21 a tensiunii 16 în sarcină (a vedea fig. 2.7, intervalul t_1-t_2). În momentul t_3 cheia electronică 9 se închide.

Semiunda negativă a tensiunii sarcinii se formează astfel. În momentul de timp t_2 tensiunea condensatorului 7 (a vedea fig.2.9, curba 23, momentul t_2) este egală cu zero. Pentru aceste condiţii tensiunea condensatorului 6 este egală cu valoarea tensiunii modulul fotovoltaic 1, iar tensiunea sarcinii are valoarea zero şi începând cu acest moment derulează procesul de formare a semiundei negative 22 a tensiunii 16. În momentul de timp t_2 se aplică impulsul de comandă la cheia electronică 4. La deschiderea cheii electronice 4 se formează un circuit ce include modulul fotovoltaic 1, cheia electronică 4, inductanţa 12, condensatorul 7, modulul fotovoltaic 1. Pentru $t>t_2$ condensatorul 7 începe a se încărca, iar condensatorul 6 începe a se descărca cu curentul limitat de către inductanţa 12. Când cheia electronică 4 se închide, se deschide dioda cheii electronice 5 si datorită energiei acumulate în câmpul magnetic al inductanţei 12, condensatorul 7 se încarcă mai departe, iar condensatorul 6 se descarcă. Reglând durata de deschidere - închidere a cheii electronice 4, reglăm valoarea curentului de încărcare a condensatorului 7 până la atingerea valorii tensiunii condensatorului 7 a tensiunii modulul fotovoltaic, şi valoarea curentului de descărcare a condensatorului 6 până valoarea tensiunii condensatorului 6 atinge valoarea zero (a vedea fig.2.9, momentul t_3). Pentru $t>t_3$ se deschide cheia electronică 8 şi cheia electronică 5 cu formarea circuitului ce include modulul fotovoltaic 1, cheia electronică 8, condensatorul 13 şi sarcina 14, inductanţa 12 , cheia electronică 5, modulul fotovoltaic 1. În acest circuit apare un curent limitat de inductanţa 12, care transferă puterea din modulul fotovoltaic 1 în câmpul magnetic al inductanţei 12, în câmpul electric al condensatorului 13 si în sarcină, asigurând descreşterea tensiunii 16 a sarcinii 14 (a vedea fig. 2.9, intervalul t_3-t_0). Când cheia electronică 5 se închide, se formează circuitul ce include inductanţa 12, condensatorul 13 şi sarcina 14, cheia electronică 8, dioda cheii electronice 4, inductanţa 12, în care energia acumulată in câmpul magnetic al inductanţei 12 se transferă în sarcina 14. Reglând durata închidere - deschidere a cheii electronice 5, formăm semiunda negativă a tensiunii 16 în sarcină 14 (a vedea fig.2.9, intervalul t_3-t_0). Din acest moment t_0 se închide cheia electronică 8 si procesul de lucru a invertorului se repetă.

Vom explica cum se face netezirea dinamică a fluctuaţiilor de putere pe sarcină la funcţionarea invertorului. În momentul de timp t_0 (a vedea fig.2.8) tensiunea 16 pe sarcină are valoarea egală cu zero. Presupunem, ca invertorul se află în starea caracterizată de momentul t_1 a timpului (a vedea fig. 2.8). În acest moment valoarea puterii de oscilaţie 18 devine egală cu valoarea puterii medii 17. În momentul $t=t_1$ se deschide cheia electronică 2 cu formarea circuitului: modulul fotovoltaic, cheia electronică 2 , inductanţa 10, condensatorul 11 şi modulul fotovoltaic 1. În acest circuit apare un curent limitat de inductanţa 10 care asigură acumularea energiei livrate de modulul fotovoltaic în câmpul magnetic al inductanţei 10 şi în câmpul electric al condensatorului 11. După închiderea cheii electronice 2 se deschide dioda cheii electronice 3 şi condensatorul 11 se încarcă prin acumularea energiei câmpului magnetic al inductanţei 10. Prin reglarea timpului de deschidere

şi închidere a cheii electronice 2 se puterea (energia) acumulată în condensatorul 11. Acest proces are loc în intervalul de timp $t_1 < t < t_2$. În momentul de timp $t = t_2$ se deschide cheia electronică 3 cu formarea circuitului: condensatorul 11 , inductanţa 10, cheia electronică 3 şi în acest circuit apare un curent limitat de inductanţa 10 care asigură redistribuirea şi acumularea cotei energiei acumulate în condensatorul 11 în câmpul magnetic al inductanţei 10. După închiderea cheii electronice 3 se deschide dioda cheii electronice 2 şi puterea (energia) acumulată în câmpul magnetic a inductanţei 10 şi în câmpul electric al condensatorului 11 se transmite în sarcină 14. Prin reglarea timpului de deschidere şi închidere a cheii electronice 3 se reglează puterea (energia) injectată în sarcina 14 de către condensatorul 11 în intervalul de timp $t_2 < t < t_3$. Pentru $t = t_3$ se deschide din nou cheia electronică 2 şi procesul de lucru se repetă ca şi pentru descrierea anterioare a ciclului de lucru (a vedea cazul $t = t_1$).

Majorarea randamentului invertorului prezintă o urmare a micşorării pierderilor în condensatorul de netezire a pulsaţiilor de putere în sarcină, pierderilor în elementele inductive şi cumulării funcţiei de netezire a pulsaţiilor de putere şi atenuare a fluctuaţiilor electromagnetice, iar diminuarea consumului de materiale este condiţionat de utilizarea unui procedeu eficient de netezire a fluctuaţiilor de putere condiţionate de sarcină în dinamică şi funcţionarea condensatorului la devieri în bandă largă a valorii tensiunii aplicate la condensator.

2.3.2. Modelarea matematică a regimului de funcţionare a invertorului

Simulările regimului de funcţionare a convertorului DC/AC s-au realizat în mediul MULTISIM (fig. 2.10) . Rezultatele acestor simulări sunt prezentate în fig. 2.11-2.14, măsurătorile experimentale în fig. 2.15 şi mostra invertorului confecţionat în fig. 2.16.

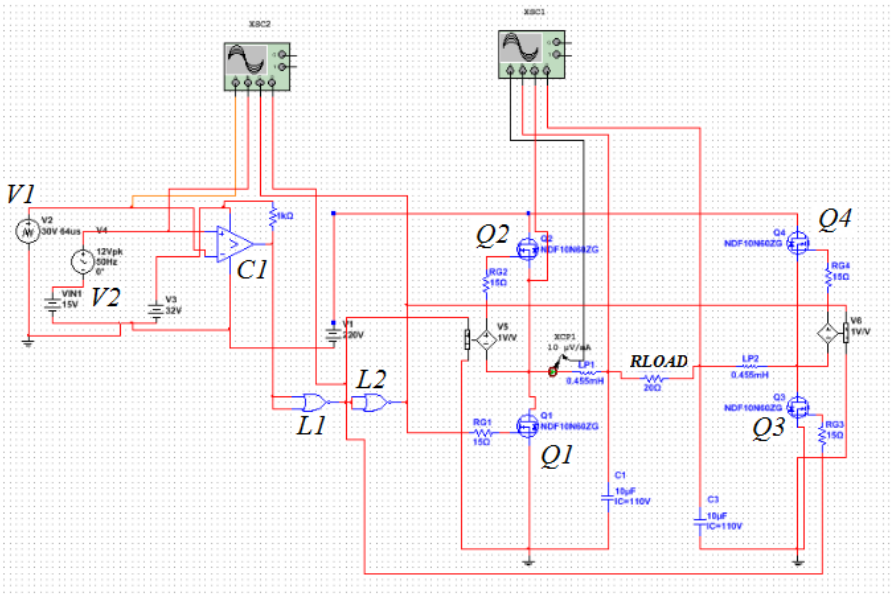


Fig. 2.10. Modelul matematic în MULTISIM a invertorului DC/AC

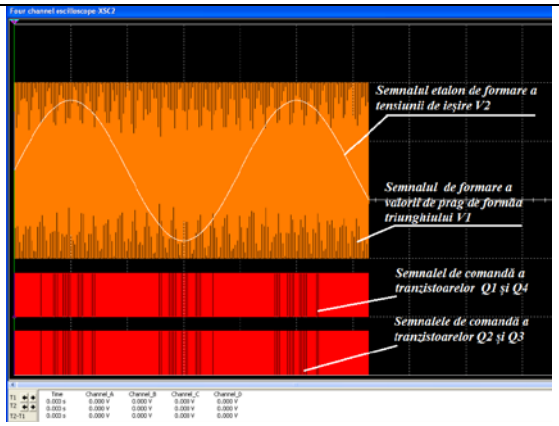


Fig. 2.11.Formarea semnalului etalon pentru tensiunea de ieşire şi a semnalelor de comandă cu cheile electronice de putere

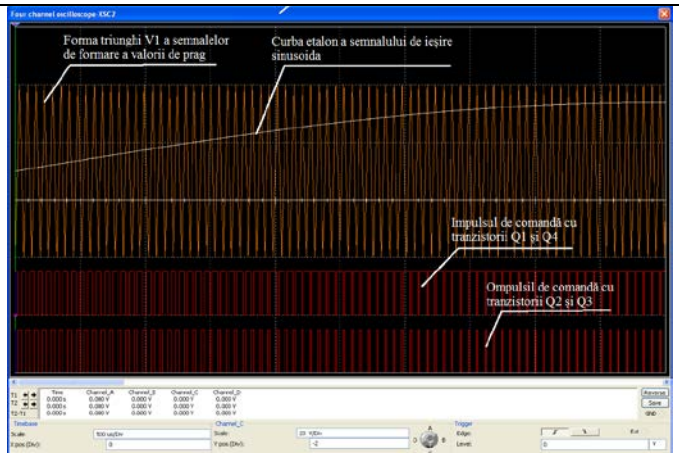


Fig. 2.12.Formarea semnalului etalon pentru tensiunea de ieşire şi a semnalelor de comandă cu cheile electronicei de putere (în scară mai mare, a vedea fig. 2.10)

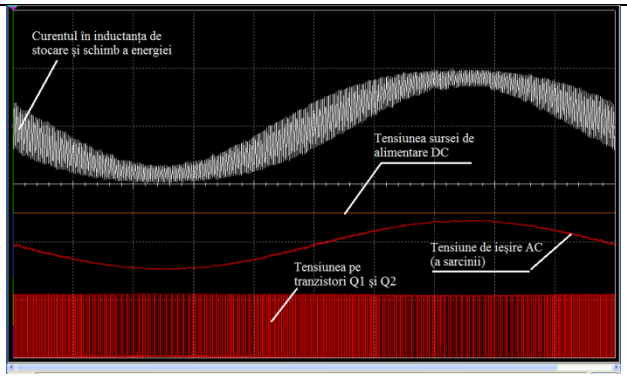


Fig. 2.13. Curbele curentului în inductanţă, tensiunile sursei de alimentare, tensiunea de ieşire şi tensiunile pe tranzistori

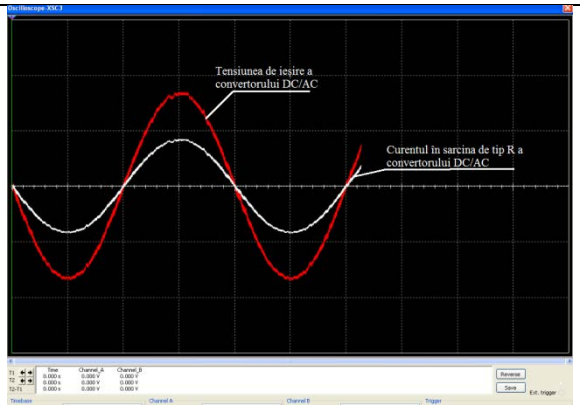


Fig.2.14. Forma curbelor tensiunii de ieşire şi a curentului convertorului DC/AC cu sarcină activă R

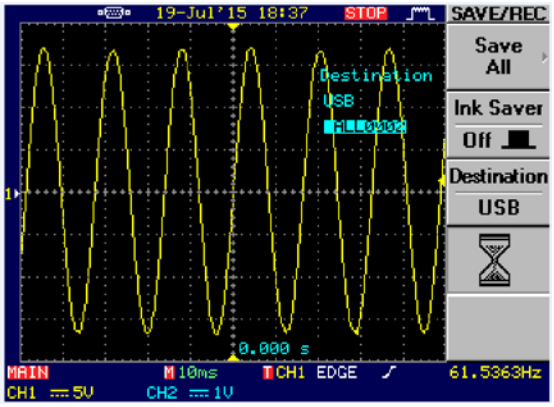
2.3.3. *Rezultatele testărilor experimentale a convertorului DC/AC*

Testing Application: Technical Specification Sheet

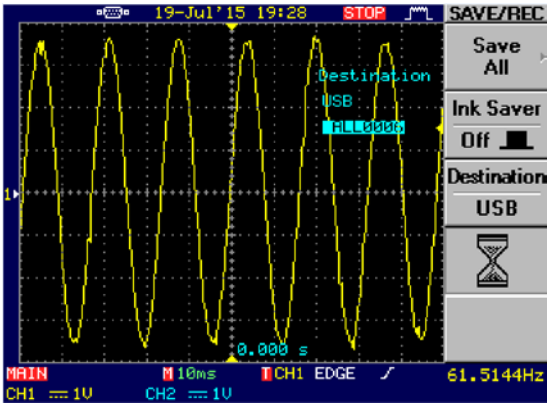
Team name: Academia	Registration code: 545-1Wdgr8-59977

Parameter	Value:
Grounding Configuration	240 V to ground
Maximum load tested	1999 W/28 Ω
Volume of the rectangular enclosure	11,2 inc^3
Dimensions of rectangular enclosure	6,89 inc x 1,38 inc x 1,18 inc (175mm x35mm x30mm)
Resulting power density at 2 kW load	178 W/inc^3
DC voltage (RMS) input	400 V
DC current (RMS) input	5,06 A
AC voltage (RMS) output	239,8 V
AC current (RMS) output	8,34 A
DC to AC efficiency (CEC Method)	>98%

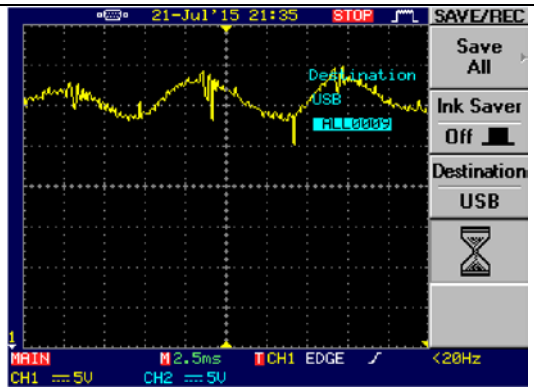
Voltage total harmonic distortion+noise	< 5%
Current total harmonic distortion+noise	< 5%
Input ripple current	15,5%
Input ripple voltage	2,7%
Max Temperature of Enclosure	62^0C
Ambient Temperature of Test	33^0C



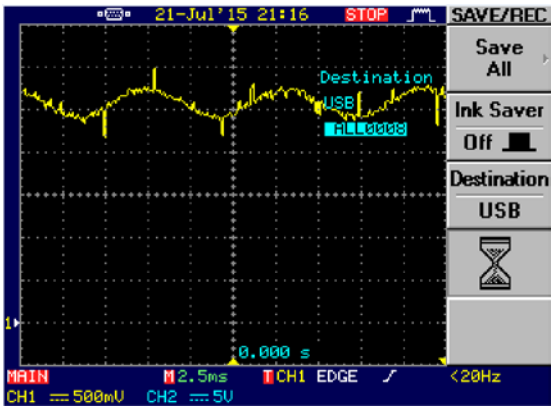
AC voltage output



AC current output



DC voltage input



DC current input

Fig. 2.15. Rezultate ale testării experimentale a funcţionării convertorului elaborat

Fig. 2.16. Vederi a mostrei de laborator a unui convertor de tip DC/AC cu puterea dle 2 kW confecţionat şi testat în condiţii de laborator

2.4. Micro-invertor pentru module fotovoltaice

Soluţia tehnică propusă se referă la electrotehnică, şi anume la invertoarele de curent continuu in curent alternativ pentru sursele regenerabile de energie, şi anume, pentru modulele fotovoltaice.

Este cunoscut microinvertorul de curent continuu in curent alternativ pe baza cheilor electronice, care include sursa de tensiune fotovoltaică, un filtru format dintr-un condensator, un convertor de curent continuu în curent continuu care schimbă parametrii tensiunii, şi acest convertor conţine două inductanţe, două cheii electronice, un transformator de frecventă înaltă, două diode şi două condensatoare ce formează braţe a punţii de redresare, un filtru de medie tensiune ce conţine un condensator, un convertor de curent continuu in curent alternativ format din patru chei electronice şuntate de diode şi un filtru de curent alternativ, care conţine un condensator şi două inductanţe [2.10].

Dezavantajul acestei instalaţii constă în faptul, că în ea se folosesc două trepte de convertizare a energiei cu un număr mare de elemente şi o schemă complicată a blocului de comandă, care conduce la majorarea costului si a pierderilor de energie.

Este, de asemenea, cunoscut microinvertorul de curent continuu in curent alternativ pe baza cheilor electronice, care constă din sursa de tensiune fotovoltaică, un filtru format dintr-un condensator, un convertor de curent continuu în curent continuu care schimbă parametrii tensiunii, şi acest convertor conţine o inductanţă, patru cheii electronice şi un condensator de frecvenţă înaltă, transformatorul de frecventă înaltă, patru diode de redresare, un filtru de medie tensiune format dintr-un condensator, precum şi un convertor de curent continuu in curent alternativ ce conţine patru chei electronice cu diode şi un filtru de curent alternativ, care este format dintr-un condensator şi două inductanţe [2.11].

Dezavantajul acestei instalaţii constă în faptul, că în ea se folosesc două trepte de convertizare a energiei cu un număr mare de elemente şi o schemă complicată a blocului de comandă, care conduce la majorarea costului si a pierderilor de energie.

Este, de asemenea, cunoscut microinvertorul de curent continuu în curent alternativ pe baza cheilor electronice, care constă din sursa de tensiune fotovoltaică, un filtru format dintr-un condensator, un convertor ce conţine două chei electronice pentru formarea semiundelor de curent continuu, două transformatoare de frecvenţă înaltă şi două diode de redresare, un convertor de curent continuu in curent alternativ format din patru chei electronice şi un filtru de curent alternativ, care conţine un condensator şi două inductanţe [2.12]. Această soluţie tehnică este cea mai aproape de soluţia tehnică propusă şi se ea ca prototip.

Dezavantajul acestei instalaţii constă în faptul, că în ae se folosesc două trepte de convertizare a energiei cu un număr mare de elemente şi o schemă complicată a blocului de comandă, care conduce la majorarea costului si a pierderilor de energie.

Sarcina invenţiei constă în micşorarea costului şi majorarea randamentului microinvertorului de curent continuu in curent alternativ la racordarea la reţeaua de curent alternativ centralizată a modulelor fotovoltaice.

În microinvertorul de curent continuu în curent alternativ dezavantajele menţionate mai sus se exclud prin aceea, ca se utilizează întru diminuarea pierderilor sumare de energie în instalaţie şi micşorarea costului instalaţiei o singură treaptă de convertizare a energiei. Microinvertorul conţine o sursă de curent continuu 1, la ieşirea căruia se conectează in paralel un condensator de filtrare 2, două condensatoare de frecvenţă 3 şi 4 conectate în serie, două chei electronice 5 şi 6 conectate în serie, între nodul comun de conexiune ale condensatoarelor 3 şi 4 conectate în serie şi nodul comun de conexiune a cheilor electronice 5 şi 6 este conectată bobina primară 7 a transformatorului de frecvenţă înaltă 8, a cărui miez fieromagnetic este executat cu un interfier minim, iar la ieşirea înfăşurării secundarului 9 a transformatorului de frecvenţă înaltă 8 este conectată o inductanţă de acumulare a energiei 10 şi un condensator de filtrare 13, conectat prin doua chei electronice 11 şi 12, în paralel cu condensatorul de filtrare 13, prin inductanţa de filtrare 14 se conectează reţeaua de curent alternativ 15.

Micşorarea costului de confecţionare a instalaţiei se asigură prin excluderea unui bloc funcţional separat, care include în prototip două diode de redresare şi un convertor de curent continuu în curent alternativ, format din patru chei electronice prin înlocuirea lui cu numai două chei electronice conectate în contrasens, prin ce se asigură micşorarea numărului de elemente în bloc. De asemenea, în instalaţia propusă se foloseşte un singur transformator de frecvenţă înaltă, pe când în prototip se folosesc două transformatoare de frecvenţă. Micşorarea costului de confecţionare a instalaţiei se datorează de asemenea şi micşorării numărului de legături dintre elemente şi folosirii unei scheme de comandă mai puţin complexă.

Majorarea randamentului instalaţiei este o urmare a micşorării numărului elementelor blocului funcţional separat pentru redresarea şi conversiea energiei, se exclud diodele de redresare şi două chei electronice şi ca urmare a acestora se asigură micşorarea pierderilor de energie.

Toate aceste semne contribuie la atingerea scopului invenţiei - micşorarea costului de confecţionare şi majorarea randamentului instalaţiei de conversie a energiei electrice.

Rezultatul constă în simplificarea schemei electrice a micro-invertorului pentru modulele fotovoltaice prin micşorarea numărului de elemente funcţionale în comparare cu prototipul şi a numărului de legături dintre elemente instalaţiei. Aceasta este o urmare a excluderii din schema funcţională a două diode de redresare şi a două cheii electronice din blocul funcţional separat pentru redresarea şi conversia energiei în comparaţie cu schema convertorului selectat ca prototip. Schema funcţională a instalaţiei propuse conţine numai un singur transformator de frecvenţă înaltă, pe când prototipul conţine două transformatoare de frecvenţă înaltă ceea ce şi asigură micşorarea masei totale a elementelor electromagnitice şi diminuarea atât a costului de confecţionare, cât şi a pierderilor de energie. Soluţiile propuse asigură atingerea scopului formulat - micşorarea costului şi majorarea randamentului micro-invertorului pentru modulele fotovoltaice.

Esenţa soluţiei propuse se explică prin fig. 2.17 şi fig. 2.18.

În figurile 2.17 şi 2.18 sunt utilizate următoarele notări a elementelor şi componentelor funcţionale ale microinvertorului:

1 – sursă de curent continuu; 2 - condensator de filtrare; 3 şi 4 - condensatoare de frecvenţă; 5 şi 6 - cheii electronice; 7 - bobina primară a transformatorului de frecvenţă înaltă; 8 – transformator de frecvenţă înaltă; 9 – bobina secundară a transformator de frecvenţă înaltă; 10 – inductanţă de acumulare; 11 şi 12 - chei electronice; 13 - condensator de filtrare; 14 - inductanţă de filtrare; 15 - reţeaua de curent alternativ.

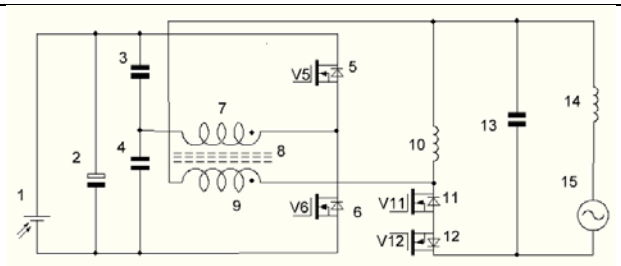


Fig. 2.17. Schema electrică de proncipiu a microinvertorului pentru modulele fotovolatice.

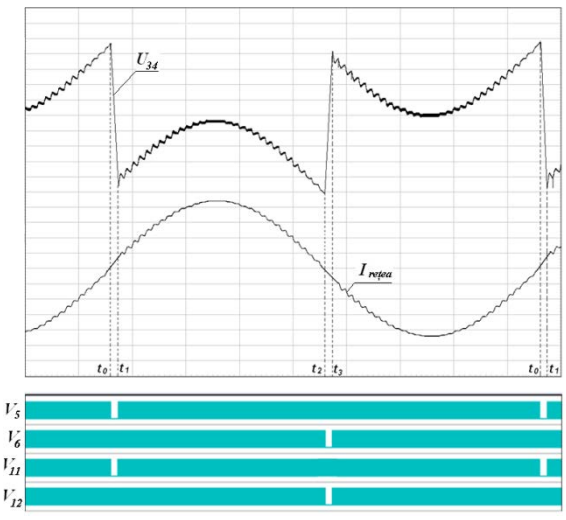


Fig. 2.18. Formele de unda a tensiunii U_{34} în nodul comun de conexiune ale condensatoarelor de frecvenţă 3 şi 4 şi curba curentului alternativ I_{retea} care se injectează în reţeaua electrică de la modulul fotovoltaic.

Micro - invertorul pentru modulul fotovoltaic (a vedea fig.2.17) include o sursă de curent continuu 1, la ieşirea căreia se conectează in paralel un condensator de filtrare 2, două condensatoare de frecvenţă 3 şi 4 conectate în serie , două chei electronice 5 şi 6 conectate în serie, la nodurile comune ale conexiunilor condensatoarelor de frecvenţă 3 şi 4 şi a cheilor electronice 5 şi 6 este conectată bobina primară 7 a unui transformator de frecvenţă înaltă 8, a cărui miez feromagnetic este executat cu un întrefier minim, la ieşirea înfăşurării secundarului 9 a transformatorului de frecvenţă înaltă 8 este conectată o inductanţă de acumulare 10 si un condensator de filtrare 13, conectat prin doua chei electronice 11 şi 12, în paralel cu condensatorul de filtrare 13 prin inductanţa de filtrare 14 se conectează reţeaua de curent alternativ 15.

Micro - invertorul pentru modulul fotovoltaic funcţionează astfel. La apariţia tensiunii la sursa de curent continuu 1 şi în prezenţa reţelei electrice 15 de curent alternativ şi a impulsurilor de comandă V5, V6,V11 şi V12 (a vedea fig.2.17**)** pentru cheile 5,6,11 şi 12 pot fi asigurate două regimuri de lucru a micro - invertorului. Primul regim se asigură prin reglarea duratei unuia din impulsurile de comandă V5 sau V6 la una din cheile electronice 5 sau 6, în acelaşi timp a doua cheie nu funcţionează, deoarece la această cheie nu se aplică impulsul de comandă. Cheia electronică selectată lucrează ca un convertor numit „fly-back". Acest convertor formează începutul pantei de creştere a semiundelelor de curent alternativ injectat în reţeaua electrică. Regimul al doilea se asigură prin reglarea duratei impulsului de comandă V5 sau V6 la cheile electronice 5 sau 6 la care se aplică impulsul selectat de comandă. Cheia electronică selectată lucrează ca un convertor „fly-back", în acelaşi timp a doua cheie electronică 5 sau 6 lucrează ca un convertor numit „forward", care asigură transmisia directă în reţea a energiei acumulată în condensatorul de frecvenţă 3 şi 4 şi prin ce formează semiundele de curent alternativ injectat în reţeaua electrică de curent alternativ până la momentul de trecere a curbei de tensiune a reţelei prin zero.

Vom analiza primul regim de lucru a micro-invertorului pentru modulul fotovoltaic la formarea semiundei pozitive a curentului injectat în reţeaua electrică 15. Fie că, tensiunea condensatorului de frecvenţă 3 (a vedea fig.2.17) este egală cu zero. Pentru aceste condiţii tensiunea condensatorului de frecvenţă 4 (a vedea fig.2.17) este egală cu valoarea tensiunii sursei de curent continuu 1 (a vedea fig.218 pe t_0), iar tensiunea reţelei electrice trece prin zero şi se începe semiunda pozitivă a acestei tensiuni. În acest moment se aplică impulsul de comandă V6 la cheia electronică 6. La deschiderea cheii electronice 6 condensatorul de frecvenţă 4 începe a se descărca, iar condensatorul de frecvenţă 3 (a vedea fig.2.17) începe a se încărca prin bobina înfăşurării primare 7 a transformatorului de frecvenţă înaltă 8 cu formarea unui curent în această bobină. Datorită legăturii mutuale electromagnetice între bobina primară 7 şi bobina secundară 9 mai apare un curent în circuitul format din bobina secundară 9 şi inductanţa de acumulare 10. Aceşti curenţi ce se scurg prin cheia 6, înfăşurarea primarului 7 şi prin inductanţa de acumulare 10 asigură acumularea energiei în câmpul magnetic al transformatorului de frecvenţă înaltă 8 şi în inductanţa de acumulare 10. La stingerea impulsului de comandă V6 aplicat la cheia electronică 6 şi închiderea acestei chei 6, la cheia electronică 12 se aplică impulsurile de comandă V12. Durata t_{V12} impulsului de comandă se determină prin expresia:

$$t_{V12} = T - t_{V6},$$

în care T – perioada impulsurilor de frecvenţă înaltă, care are valoarea constantă şi care se determină de valoarea frecvenţei de lucru selectată în banda de valori (30-100)kHz.

Cheia electronică 12 se deschide şi formează un circuit din următoarele elemente: bobina secundarului 9 a transformatorul de frecvenţă înaltă 8 paralel cu inductanţa de acumulare 10, inductanţa de filtrare 14, reţeaua de curent alternativ 15, cheia electronică 12 , dioda interioară a cheii electronice 11 , inductanţa de acumulare 10 paralel cu bobina secundarului 9 a transformatorul de frecvenţă înaltă 8 , care asigură transferul de energie acumulată în transformatorul de frecvenţă înaltă 8 şi în inductanţa de acumulare 10 în reţeaua de curent alternativ 15. La stingerea impulsului de comandă V12, cheia electronică 12 se închide şi din nou se aplică impulsul de comandă V6. Procesul de funcţionare a instalaţiei se repetă până când valoarea tensiunii la condensatorul de

frecvenţă 4 nu se egalează prin transformator cu valoarea tensiunii instantanee a reţelei de curent alternativ 15 (a vedea fig.2.18 pentru t_1). Din acest moment micro-invertorul trece în al doilea regim de funcţionare. Mai departe aplicăm impulsul de comandă V5 la cheia electronică 5 (a vedea fig.2.17). La deschiderea cheii electronice 5 condensatorul de frecvenţă 3 începe a se descărca, iar condensatorul de frecvenţă 4 (a vedea fig.2.17) începe a se încărca prin bobina înfăşurării primare 7 a transformatorului de frecvenţă înaltă 8 cu scurgerea unui curent prin această bobină. Datorită legăturii mutuale electromagnetice între bobina primară 7 şi bobina secundară 9 mai apare un curent în circuitul format din bobina secundară 9 şi inductanţa de acumulare 10. Aceşti curenţi ce se scurg prin cheia 5 şi înfăşurarea primarului 7 şi prin inductanţa de acumulare 10 asigură acumularea energiei în câmpul magnetic al transformatorului de frecvenţă înaltă 8 şi în inductanţa de acumulare 10. În funcţie de valoarea tensiunii şi a curentului in sursa de curent continuu (ce asigură lucrul în punctul maxim de putere a celulelor fotovoltaice) şi valorii tensiunii la reţeaua de curent alternativ se reglează durata impulsului de comandă V5. La stingerea impulsului de comandă V5, aplicat la cheia electronică 5 şi închiderea acestei chei, la cheile electronice 6,11 şi 12 se aplică impulsurile de comandă V6,V11 şi V12. Durata acestor impulsuri se determină prin expresia:

$$t_{V6} = t_{V11} = t_{V12} = T - t_{V5},$$

în care T – perioada impulsurilor de frecvenţă înaltă, care are valoarea constantă şi care se determină de valoarea frecvenţei de lucru selectată în banda de valori (30-100)kHz.

Cheile electronice 6, 11 şi 12 se deschid şi formează două circuite. Primul circuit este format din condensatorul de frecvenţă 3 şi 4, bobina primară 7, cheia electronică 6, condensatorul de frecvenţă 3 şi 4, bobina secundarului 9, inductanţa de filtrare 14, reţeaua de curent alternativ 15, cheile electronice 11 şi 12, bobina secundarului 9, şi acest circuit asigură transferul direct al energiei acumulate în condensatorul de frecvenţă 3 şi 4 şi în câmpul magnetic al transformatorului de frecvenţă 8 în reţeaua de curent alternativ 15. Al doilea circuit este format din inductanţa de acumulare 10, inductanţa de filtrare 14, reţeaua de curent alternativ 15, cheile electronice 11 şi 12 , inductanţa de acumulare 10 şi asigură transferul de energie acumulată în inductanţa de acumulare 10 în reţeaua de curent alternativ 15. La stingerea impulsurilor de comandă V6,V11 şi V12, cheile electronice 6, 11 şi 12 se închid , şi din nou se aplică impulsul de comandă V5 şi procesul se repetă până când tensiunea instantanee a reţelei electrice de curent alternativ 15 nu va trece prin zero (a vedea fig.2.18 pentru t_2). În acest moment tensiunea condensatorului de frecvenţă 4 (a vedea fig.2.17) devine egală cu zero, iar tensiunea condensatorului de frecvenţă 3 (a vedea fig.2.17) devine egală cu valoarea tensiunii sursei de curent continuu. Pentru formarea semiundei negative a curentului injectat în reţeaua electrică 15 de micro-invertorul pentru modulele fotovoltaice se trece în primul regim de funcţionare. Aplicăm impulsul de comandă V5 la cheia electronică 5. La deschiderea cheii electronice 5 condensatorul de frecvenţă 3 începe a se descărca, iar condensatorul de frecvenţă 4 (a vedea fig.2.17) începe a se încărca prin bobina înfăşurării primare 7 a transformatorului de frecvenţă înaltă 8 cu scurgerea unui curent prin această bobină. Datorită legăturii mutuale electromagnetice între bobina primară 7 şi bobina secundară 9 mai apare un curent în circuitul format din bobina secundară 9 şi inductanţa de acumulare 10. Aceşti curenţi ce se scurg prin cheia 5, înfăşurarea primarului 7 şi prin inductanţa de acumulare 10 asigură acumularea energiei în câmpul magnetic al transformatorului de frecvenţă înaltă 8 şi în inductanţa de acumulare 10. La stingerea impulsului de comandă V5 aplicat la cheia electronică 5 şi închiderea acestei chei, la cheia electronică 11 se aplică impulsurile de comandă V11. Durata impulsuri t_{V11} se determină prin expresia:

$$t_{V11} = T - t_{V5},$$

în care T – perioada impulsurilor de frecvenţă înaltă, care are valoarea constantă şi care se determină de valoarea frecvenţei de lucru selectată în banda de valori (30-100)kHz.

Cheia electronică 11 se deschide şi formează un circuit format din bobina secundarului 7 a transformatorul de frecvenţă înaltă 8 paralel cu inductanţa de acumulare 10, cheia electronică 11,

dioda interioară a cheii electronice 12, reţeaua de curent alternativ 15, inductanţa de filtrare 14, inductanţa de acumulare 10 conectată paralel cu bobina secundarului 7 a transformatorul de frecvenţă înaltă 8, care asigură transferul de energie acumulată în transformatorul de frecvenţă înaltă 8 şi inductanţa de acumulare 10 în reţeaua de curent alternativ 15. La stingerea impulsului de comandă V11, cheia electronică 11 se închide şi din nou se aplică impulsul de comandă V5 şi procesul se repetă până când valoarea tensiunii condensatorului de frecvenţă 3 nu se egalează prin transformator cu valoarea tensiunii instantanee a reţelei de curent alternativ 15 (a vedea fig.2.18 pentru t_3). Din acest moment micro-invertorul pentru module fotovoltaice trece din nou în al doilea regim de funcţionare. Mai departe aplicăm impulsul de comandă V6 la cheia electronică 6 (a vedea fig.2.17). La deschiderea cheii electronice 6 condensatorul de frecvenţă 4 începe a se descărca, iar condensatorul de frecvenţă 3 (a vedea fig.2.17) începe a se încărca prin bobina înfăşurării primare 7 a transformatorului de frecvenţă înaltă 8 cu scurgerea unui curent în această bobină. Datorită legăturii mutuale electromagnetice între bobina primară 7 şi bobinei secundare 9 mai apare un curent în circuitul format din bobina secundară 9 şi inductanţa de acumulare 10. Aceşti curenţi, ce se scurg prin cheia 6 şi înfăşurarea primarului 7 şi prin inductanţa de acumulare 10 asigură acumularea energiei în câmpul magnetic al transformatorului de frecvenţă înaltă 8 şi în inductanţa de acumulare 10. În funcţie de valoarea tensiunii şi a curentului in sursa de curent continuu (ce asigură lucrul în punctul maxim de putere a celulelor fotovoltaice) şi valorii tensiunii la reţeaua de curent alternativ se reglează durata impulsului de comandă V6. La stingerea impulsului de comandă V6 aplicat la cheia electronică 6 şi închiderea acestei chei la cheile electronice 5,11 şi 12 se aplică impulsurile de comandă V5,V11 şi V12. Durata $t_{V5} = t_{V11} = t_{V12}$ acestor impulsuri se determină prin expresia:

$$t_{V5} = t_{V11} = t_{V12} = T - t_{V6},$$

în care T – perioada impulsurilor de frecvenţă înaltă, care are valoarea constantă şi care se determină de valoarea frecvenţei de lucru selectată în banda de valori (30-100)kHz.

Cheile electronice 5, 11 şi 12 se deschid şi formează două circuite. Primul circuit este format din condensatorul de frecvenţă 3 şi 4, bobina primară 7, cheia electronică 5, condensatorul de frecvenţă 3 şi 4, bobina secundarului 9, inductanţa de filtrare 14, reţeaua de curent alternativ 15, cheile electronice 11 şi 12, bobina secundarului 9, şi acest circuit asigură transferul direct al energiei acumulate în condensatorul de frecvenţă 3 şi 4 şi în câmpul magnetic a transformatorului de frecvenţă 8 în reţeaua de curent alternativ 15. Al doilea circuit este format din inductanţa de acumulare 10, inductanţa de filtrare 14, reţeaua de curent alternativ15, cheile electronice 11 şi 12, inductanţa de acumulare 10 şi asigură transferul de energie acumulată în inductanţa de acumulare 10 în reţeaua de curent alternativ 15. La stingerea impulsurilor de comandă V5,V11 şi V12, cheile electronice 5, 11 şi 12 se închid, şi din nou se aplică impulsul de comandă V6. Procesul se repetă până când tensiunea instantanee în reţeaua electrică de curent alternativ 15 nu va trece prin zero (a vedea fig.2.18 pentru t_0). În acest moment tensiunea condensatorului de frecvenţă 3 (a vedea fig.2.17) devine egală cu zero, iar tensiunea condensatorului de frecvenţă 4 (a vedea fig.2.17) se egalează cu valoarea tensiunii sursei de curent continuu, iar tensiunea reţelei electrice trece prin zero şi procesul de funcţionare a micro-invertorului pentru modulele fotovoltaice se repetă.

Vom menţiona, că există o diferenţă principială privind modalitatea de efectuare a schimbului de energie în primul regim „fly-back” şi în regimul de tip „forward”. În primul caz cantitatea de energie injectată în reţeaua de curent alternativ 15 la un pas al procesului de comutaţie se determină de valoarea fizică a întrefierului transformatorului de frecvenţă înaltă 8 şi a valorii inductanţei de acumulare 10. În regimul de tip „forward” cantitatea de energie injectată în reţeaua de curent alternativ 15 la un pas al procesului de lucru se determină de valoarea inductanţei fluxului de scăpare a transformatorului de frecvenţă înaltă 8. Capacitatea condensatorului de filtrare 3 şi 4 şi inductanţa fluxului de scăpare a transformatorului de frecvenţă înaltă 8 se selectează astfel, ca transferul de energie în convertorul de tip forward sa fie în regim de rezonanţă a curentului.

Aplicabilitatea industrială a soluţiei propuse este determinată de faptul, că microinvertorul pentru modulele fotovoltaice se confecţionează în baza componentelor electronice industriale, iar elementul electromagnetic (transformatorul de frecvenţă înaltă şi bobina de inductanţă) se confecţionează în baza utilizării tipurilor standarde a miezurilor. Tehnologia de producere a microcircuitelor imprimate este accesibilă pentru realizare atât în condiţii de laborator, cât şi de fabricare la uzinele cu profil de producere a echipamentelor electronice de diferită destinaţie.

Micşorarea costului de confecţionare a instalaţiei este o urmare a excluderii din schema funcţională a două diode de redresare şi a două chei electronice, prin ce se asigură micşorarea numărului de elemente în bloc. De asemenea, în instalaţia propusă se foloseşte un singur transformator de frecvenţă înaltă, pe când în prototip se folosesc două transformatoare de frecvenţă, ce asigură micşorarea masei totale a elementelor feromagnetice, deci şi a costului lor. Micşorarea costului de confecţionare a instalaţiei se datorează, de asemenea, şi diminuării numărului de legături dintre elemente şi folosirii unei scheme de comandă mai puţin complicată.

Majorarea randamentului instalaţiei, de asemenea, este o urmare a micşorării numărului elementelor blocului funcţional separat pentru redresarea şi conversia energiei, care este condiţionată de excluderea diodelor de redresare şi a două chei electronice prin ce se asigură micşorarea pierderilor de energie în procesul de funcţionare. De asemenea, folosirea unui singur transformator de frecvenţă înaltă în instalaţia propusă, în comparare cu prototipul, care include în sine două transformatoare de frecvenţă, asigură micşorarea masei totale a elementelor feromagnetice, deci se micşorează şi pierderile de energie.

CONCLUZII

S-a elaborat soluţia de realizare a convertorului pentru racordarea directă la reţeaua de joasă tensiune a instalaţiilor fotovoltaice. Soluţia tehnică este inovativă, deoarece convertorul este realizat în baza unei topologii simple în care se asigură transformarea parametrilor energiei electrice din curent continuu în curent alternativ într-o singură treaptă. Circuitele de curent continuu de joasă tensiune generat de modulele PV (de obicei cu tensiunea 12-48 V) şi curent alternativ sunt electric izolate, deoarece nu au legătură galvanică.

S-a propus şi elaborat sistemul inteligent de comandă a convertorului în baza microcontrolerului de tip ATMEGA 48. De asemenea s-a elaborat un soft original de comandă cu convertorul, care are şi funcţia de menţinerea a regimului de funcţionare a sistemului: modul PV-convertorul - reţeaua de curent alternativ în punctul maxim de putere a modului prin ce se asigură producerea maximă a energiei în condiţii variabile a intensităţii radiaţiei solare. S-a elaborat modelul matematic al sistemului în mediul MULTISIM cu efectuarea unui set de simulări matematice a regimurilor de funcţionare. Aceasta a permis optimizarea schemei şi sistemului de comandă a convertorului.

S-a executat şi verificat mostra de laborator a convertorului cu parametrii: tensiunea de alimentare de CC $U_{CC} = 24V$, curent intrare $I_{CC} = 90A$, puterea nominală a convertorului $P_{nom} = 2,0kW$, tensiunea de ieşire de curent alternativ cu frecvenţa de 50 Hz $U_{CA} = 220V$, randamentul $\eta = 98\%$.

Soluţia propusă şi realizată a fost menţionată cu medalie de bronz la INFOINVENT 2015, Chişinău. Soluţia este protejată de brevetul de invenţie MD 842 Z.

Bibliografia

[1.1]. Listă cu centrale electrice fotovoltaice în lume. https://ro.wikibooks.org/wiki/List%C4%83_
[1.2]. Topul 10 a celor mai mari centrale fotovoltaice din lume în anul 2011. http://ecology.md/md/page/topul-10-a-celor-mai-mari-centrale-electrice-fotovoltaice-din-lume-in-2011
[1.3]. Sisteme complexe de alimentare. http://www.mdmelsis.ro/id145.htm
[1.4]. Berzan V. *Electrofizica şi energetic*a. Universitatea Academiei de Ştiinţe a Moldovei; IE
[1.5]. Marinescu Cornelui, Şerba Ioan *Reţele hibride cu surse regenerabile de energie: evoluţii moderne.* Luminiţa Cloşea, etc. –Braşov: Editura Universităţii Transilvania, 2011. 380p. ISBN 978 – 973 – 598 – 949 – 1. portal.unitbv.ro/.../Retele_hibride_cu_SRE._Ev..
[1.6]. http://podumaiosebe.ru/content/view/158/1/
[1.7]. http://www.overclockers.ua/power/enermax-erv1020ewt/
[1.8].Toma Lucian *Reţele electrice inteligente.* Departamentul Sisteme Electroenergetice Universitatea "Politehnica" din Bucureşti
[1.9]. Institutul de Cercetare Tehnologică (IIT), pe lângă Şcoala Tehnică Superioara de Inginerie (ICAI) a Universităţii Pontificale Commilas *Reţele electrice intelegente.* Fundaţia Gas Natural Fenosa, Traducere revizuită şi adaptată de Ion Stratan, prof. univ., dr. şt. teh. şi Victor Pogora, prof. univ., dr. şt. teh., ISBN: 978-84-614-6173-8.

[2.1]. Patent US 5325283 A 1994.06.28
[2.2]. Patent US 20090196075 A1 2009.08.06
[2.3]. Patent US 5157592 A 1992.10.20
[2.4]. ERMURACHI Iurie, BERZAN Vladimir, MORARU Larisa, ERMURACHI Iurie. Convertor de tensiune de curent continuu în tensiune de curent continuu. Brevet de invenţie MD 841 Z din 2015.06.30
[2.5]. http://www.infineon.com/cms/en/product/applications/solar/micro-inverter.html
[2.6]. http://www.vincotech.com/fileadmin/downloads/power/ApplicationNotes/AN200912 DesignconceptsinglephaseTL.pdf
[2.7]. US 20090196075 A1
[2.8]. US 5157592 A.
[2.9]. US 5325283 A
[2.10]. http://www.st.com/st-web-ui/static/active/jp/resource/technical/document/application_note/DM00050692.pdf
[2.11]. http://www.infineon.com/cms/en/product/applications/solar/micro-inverter.html
[2.12]. http://ww1.microchip.com/downloads/en/AppNotes/01444A.pdf

BACK