

С.М. Зильберман, Г.И. Самородов

МЭС Сибири (Красноярск, Россия), Сибирский НИИ Энергетики (Новосибирск, Россия)

ВОЗМОЖНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ИМПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКУ МОЛДОВА ИЗ ТЮМЕНСКОГО РЕГИОНА

Энергетические рынки республики Молдова и Украины являются перспективными с точки зрения экспорта электроэнергии из России. На уровне 2010 года в этом регионе ожидается значительный дефицит мощности и электроэнергии, который предполагается покрывать за счет строительства новых электростанций, а также импорта электроэнергии из энергосистем других стран. В предлагаемой статье анализируются вопросы импорта электроэнергии в республику Молдова из Тюменского региона путем создания электрической связи напряжением 750 кВ Сургут – Чернобыль и использования существующих сетей напряжением 330-750 кВ, связывающих энергосистемы Украины и республики Молдова. В Тюменском регионе рассматривается сооружение электростанций для использования низконапорного газа, который остается в пластах при завершении эксплуатации газовых месторождений. В работе проводится оценка экономической эффективности создания новых мощностей в республике Молдова и Украине за счет сооружения АЭС нового поколения, ГРЭС на импортном газе, а также импорта мощности из Тюменского региона.

Общая характеристика энергосистемы Молдовы. Установленная мощность энергосистемы республики Молдовы не меняется уже многие годы и составляет порядка 3000 МВт. Основная доля этой мощности (2520 МВт) приходится на Молдавскую ГРЭС. Максимальная выработка электроэнергии в Молдове имела место в 1986 году и составляла 17,5 ТВт·ч, из которых 10 ТВт·ч использовалось в республике, а остальные шли на экспорт. В 2000 году выработка электроэнергии составила 3,23 ТВт·ч. Резко также снизилось и электропотребление: до 3,37 ТВт·ч в правобережной части Молдовы и до 2,03 ТВт·ч в левобережной. Уже с 1994 года правобережная часть Молдовы импортирует порядка 1,5 ТВт·ч из Украины. Дефицит мощности здесь превышает 500 МВт, и к 2010 году его величина может возрасти более чем в 3 раза [1]. До 2010 года проблема покрытия дефицита в правобережной части Молдовы решается за счет Молдавской ГРЭС при условии, что на ней будут проведены необходимые ремонтные и восстановительные работы, что естественно экономически более эффективно, чем сооружение новых энергоисточников.

Однако за 2010 годом растущие потребности Молдовы могут быть обеспечены только за счет создания новых генерирующих мощностей или импорта электроэнергии или сочетанием этих вариантов. Что касается импорта электроэнергии, то он может быть осуществлен лишь из России, поскольку Украина за 2010 годом сама будет испытывать дефицит генерирующей мощности для покрытия собственной нагрузки.

Создание новых мощностей в этом регионе возможно двумя путями. Первый – основывается на сооружении безопасных АЭС нового поколения. Второй – ориентируется на создание ГРЭС с использованием импортируемого Украиной и Молдовой природного газа из России.

Достойным внимания для Молдовы, а также Украины является вариант импорта электроэнергии из Тюменского региона.

Общая характеристика Тюменской ОЭС. Установленная мощность Тюменской ОЭС на настоящий момент составляет 11200 МВт, а годовая выработка электроэнергии превышает 60 ТВт·ч. Поскольку спрос на электроэнергию во второй половине 1990-х годов снизился по сравнению с 1990 годом примерно на 25%, то в Тюменской ОЭС образовался избыток мощностей порядка 3000 МВт. Однако в связи с ростом электропотребления, наметившимся после 2000 года, уровень электропотребления 1990 года восстановится в Тюменской энергосистеме в 2010 – 2015 годах и поэтому рассчитывать на привлечение этих мощностей для экспорта электроэнергии не приходится. Для обеспечения потребностей экспорта

необходимо будет возобновить сооружение Няганской ГРЭС и Уренгойской ГРЭС, что позволяет обеспечить дополнительные мощности в размере 4000 – 5000 МВт [2].

Привлекательным вариантом является сооружение электростанций для использования низконапорного газа, который остается в пластах при завершении эксплуатации газовых месторождений. Так, после окончания эксплуатации таких месторождений-гигантов как “Медвежье” и “Уренгойское” к 2010–2015 годам, остающиеся запасы газа исчисляются сотнями миллионов тонн условного топлива, что достаточно для создания базовых электростанций суммарной мощностью 5000 – 6000 МВт.

Для транспорта электроэнергии из Тюменского региона в Украину и Молдову необходимо создание сверхдальней электропередачи. Для предварительной оценки технико-экономических показателей транспорта электроэнергии в Украину и Молдову рассмотрим вариант электрической связи (рис.1) Сургут – Чернобыль мощностью на отправном конце 3000 МВт и передаваемой энергией 24 ТВт·ч в год. С учетом потерь в чернобыльский узел будет доставляться 2600 МВт мощности и 21 ТВт·ч электроэнергии в год. Примерно 20-30 % этой мощности и электроэнергии может передаваться по существующим межсистемным связям 330-750 кВ между Украиной и Молдовой потребителям Молдовы, а большая часть импортируемой электроэнергии будет потребляться в энергосистеме Украины.



Рис.1. Выбор пунктов примыкания электрической связи из Тюменского региона в Украину и Молдову.

Технико-экономическая характеристика вариантов электропередачи Сургут – Чернобыль. Электрическая связь Сургут – Чернобыль будет проходить по территории России и Украины. Ее длина составляет примерно 3000 км. Проблема транспорта электроэнергии на такое расстояние может быть решена на базе электропередач СВН как постоянного, так и переменного тока. На переменном токе имеются два различных решения, а именно использование компенсированных и полуволновых электропередач (ПЭП) [3]. Технико-экономические основы ПЭП разработаны в СИБНИИЭ [4]. ПЭП не имеют

ограничений на передаваемую мощность по условию устойчивости, так как реактивное сопротивление таких линий равно нулю. При частоте 50 Гц полуволновая длина составляет около 3000 км. Такая линия сбалансирована по реактивной мощности во всех режимах и поэтому нет необходимости в установке компенсирующего оборудования. В силу очевидного преимущества ПЭП по сравнению с компенсированными электропередачами дальнейший анализ проводится применительно к полуволновой технологии и ППТ.

Требуемый уровень надежности электропередач, предназначенных для выдачи мощности крупных электростанций, должен удовлетворять критерию (n-1). Применение 2-цепных связанных линий является традиционным решением этой проблемы. При обеспечении требуемого уровня надежности электропередач СВН следует иметь в виду, что подавляющее число (более 95%) повреждений являются однофазными. По экологическим и экономическим требованиям целесообразно использовать одноцепные электропередачи. Такой вариант допустим, если имеется техническое решение, гарантирующее почти такой же уровень надежности, как в 2-цепных линиях, в случае ликвидации наиболее вероятных однофазных повреждений.

С точки зрения надежности каждый полюс ППТ является независимым элементом. При этом передаваемая мощность в послеаварийном режиме зависит от перегрузочной способности преобразовательных подстанций. Для 2-цепной 2-полюсной ППТ критерий (n-1) выполняется, если коэффициент перегрузочной способности составляет не менее чем 4/3. Переход от 2-цепных 2-полюсных линий к одноцепной 4-полюсной линии (рис.2а) улучшает экологические и экономические характеристики ППТ за счет некоторого повышения риска полного отказа лишь при экстремальных (многополюсных) авариях.

Для традиционных электропередач переменного тока отдельная трехфазная линия (рис.2б) рассматривается как независимый элемент при любом виде повреждений (однофазное или многофазное). Нетрадиционные электропередачи переменного тока, использующие линии с резервной фазой, позволяют считать независимым элементом отдельную фазу. Такая линия имеет конструкцию подобную 4-полюсной линии постоянного тока (рис.2а). Все однофазные повреждения в ней устраняются путем замещения поврежденной фазы резервной фазой не более чем за 0,5 с.

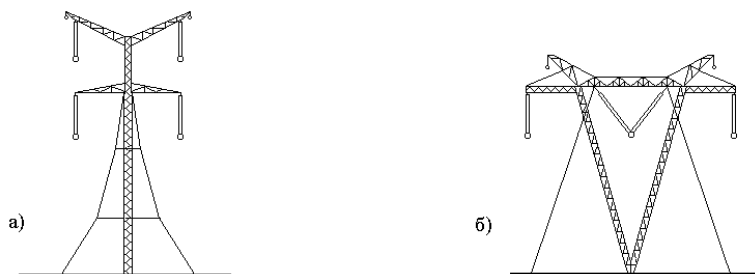


Рис.2. Промежуточные опоры линий СВН.

а) 4-полюсная линия постоянного тока или 3-фазная линия переменного тока с резервной фазой; б) традиционная 3-фазная линия.

На рис.3 показаны сравниваемые варианты, обеспечивающие транспорт 3000 МВт из Тюменского региона в Украину и Молдову. ППТ примыкает в районе Чернобыля к сети 330 кВ, а ПЭП подсоединяется к сети 750 кВ в Чернобыльском узле без необходимости сооружения подстанции.

Объективным экономическим показателем для сопоставления вариантов являются удельные приведенные затраты на единицу полезно передаваемой электроэнергии:

$$\zeta_{yd} = \frac{1}{P_{\max} \cdot T_{\max} - \Delta Y_{yd}} (E_{\varphi} \cdot E_{yd} + I_{ae} \cdot E_{ae} + I_{dn} \cdot E_{dn} + n_y \cdot \Delta Y_{yd}), \quad (1)$$

где E_{ϵ} - коэффициент эффективности капложений; $E_{\dot{y}_d}$ - капложения в целом на создание электропередачи; $\dot{I}_{\hat{a}\hat{e}}$, $\dot{I}_{d\hat{n}}$ - нормы отчислений на обслуживание и амортизацию линий и подстанций; $E_{\hat{a}\hat{e}}$, $E_{d\hat{n}}$ - капложения на строительство линий и подстанций; $\dot{h}_{\dot{y}}$ - стоимость потерянной электроэнергии; $\cdot \Delta \dot{Y}_{\dot{y}_d}$ - годовые потери электроэнергии в электропередаче; $P_{\max}$, $T_{\max}$ - максимальная мощность на отправном конце электропередачи и число часов ее использования.

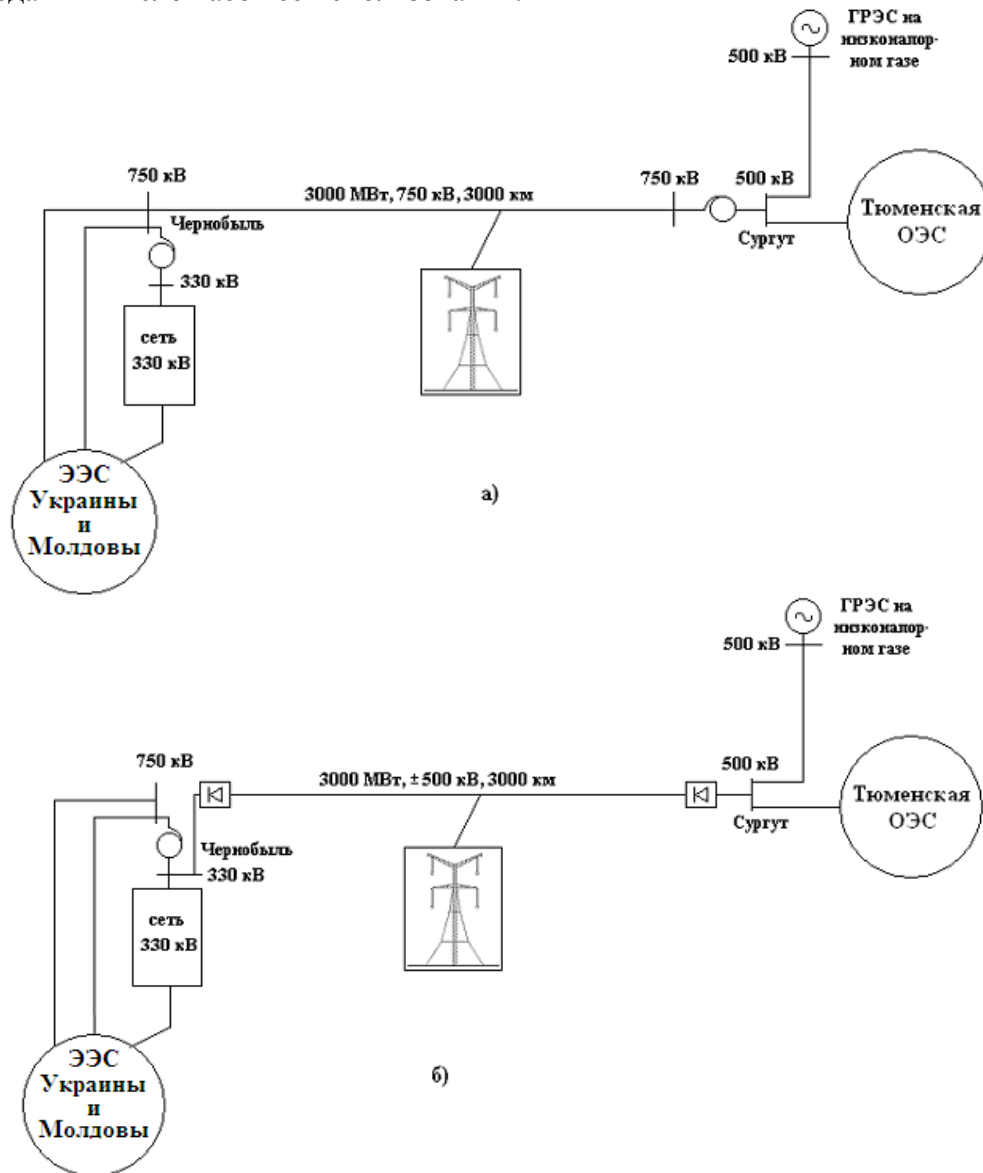


Рис. 3. Варианты электропередачи Сургут – Чернобыль.

- а) 3-фазная одноцепная ПЭП 750 кВ с резервной фазой;
- б) 4-полюсная ППТ ± 500 кВ.

При решении технико-экономических задач, особенно перспективного характера, возникает потребность выразить стоимость линии через такие ее параметры, которые могут служить также для определения потерь мощности и энергии:

$$\epsilon_{\text{âë}} = \epsilon_0 + v_F \cdot F + v_L \cdot L \quad (2)$$

где ϵ_0 - постоянная составляющая затрат; v_F , v_L - коэффициенты при составляющих стоимости, определяемых сечением и периметром фазы; F - сечение фазы по алюминию; $L = 2\pi \cdot n \cdot r$ - периметр фазы; n , r - число и радиус составляющих проводов фазы.

Коэффициенты выражения (2) зависят в общем случае от рода тока и класса напряжения ВЛ. Их значения применительно к рассматриваемым вариантам составляют: $\epsilon_0 = 74$ тыс.\$/км; $v_F = 63 \cdot 10^{-3}$ тыс.\$/мм²·мм; $v_L = 2,0$ тыс.\$/см·км для 3-фазной линии 750 кВ с резервной фазой, а также для 4-полюсной линии постоянного тока ± 500 кВ. Удельные стоимости подстанций 750 кВ переменного тока и преобразовательных подстанций постоянного тока соответственно принимались 20 \$/кВт и 100 \$/кВт.

Сравнение рассматриваемых вариантов дано в табл.1 при следующих данных: $P_{\text{max}} = 3000$ МВт, $T_{\text{max}} = 8000$ час, $E_{\epsilon} = 0,15$, $I_{\text{âë}} = 0,028$, $I_{\text{дн}} = 0,084$, $\dot{y} = 2,0$ цент/кВт·ч. Из табл.1 следует, что одноцепная ПЭП 750 кВ с резервной фазой является более предпочтительным вариантом.

Таблица 1

**Сравнение вариантов электропередачи Сургут – Чернобыль при транспорте
3000 МВт на расстояние 3000 км**

Технико-экономические параметры		Одноцепная ПЭП с резервной фазой	4-полюсная ППТ
Фазное (полюсное) напряжение, кВ		750/√3	500
Конструкция фазы (полюса), мм ²		7х450	4х600
Коэффициент полезного действия, %		87	87
Капиталовложения, млн. \$	ВЛ	1190	920
	ПС	60	600
	ЭП	1250	1520
Удельные затраты	цент/кВт·ч	1,37	1,74
	%	79	100

Оценка экономической эффективности различных путей электроснабжения Украины и Молдовы. Возможные варианты обеспечения новых мощностей на уровне 2010-2015 годов для электроснабжения растущей нагрузки энергосистем Украины и Молдовы показаны на рис.4. Принимается, что все варианты обеспечивают в приемном узле выдачу максимальной мощности 2600 МВт и годовую электроэнергию 21 ТВт·ч. В качестве критерия для сопоставления вариантов воспользуемся величиной удельных затрат на единицу полезной энергии, полученной в приемном узле:

$$\zeta = \zeta_{\text{нн}} + \zeta_{\text{yd}} \quad (3)$$

где $\zeta_{\text{нн}}$ - удельная стоимость полезно произведенной электроэнергии на соответствующей электростанции; ζ_{yd} - удельные затраты на единицу полезно переданной электроэнергии, определяемые согласно соотношению (1).

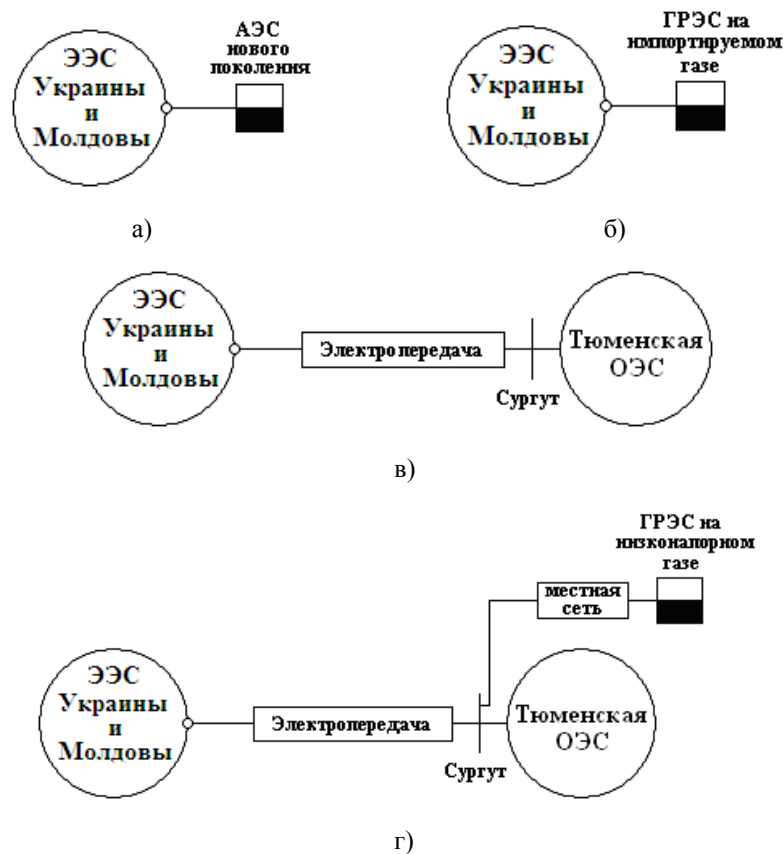


Рис. 4. Возможные варианты обеспечения новых мощностей в энергосистемах Украины и Молдовы на уровне 2010-2015 годов

- а) сооружение АЭС нового поколения;
- б) строительство ГРЭС на импортируемом газе;
- в) импорт избыточной электроэнергии из Тюменской ОЭС;
- г) импорт электроэнергии от Тюменских ГРЭС на низконапорном газе.

Удельная стоимость полезно произведенной электроэнергии на вновь введенных электростанциях в общем случае определяется соотношением:

$$\zeta_{\dot{n}\dot{n}} = \frac{1}{\eta_{\dot{n}\dot{n}}} \cdot \left[\frac{(\dot{L}_{\varphi} + \dot{I}_{\dot{n}\dot{n}}) \cdot \epsilon_{\dot{o}\dot{a}, \dot{n}\dot{n}}}{\dot{N}_{\dot{o}\dot{n}\dot{n}}} + \zeta_{\dot{n}} \right] \quad (4)$$

где $\eta_{\dot{n}\dot{n}}$ - коэффициент полезного действия электростанции; $\epsilon_{\dot{o}\dot{a}, \dot{n}\dot{n}}$ - удельные капиталовложения на сооружение электростанции; $\dot{N}_{\dot{o}\dot{n}\dot{n}}$ - годовое число часов использования установленной мощности электростанции; $\dot{L}_{\varphi}$ - коэффициент эффективности капиталовложений; $\dot{I}_{\dot{n}\dot{n}}$ - норма отчислений на обслуживание и амортизацию электростанции; $\zeta_{\dot{n}} = \dot{h}_{\dot{n}} \cdot b_{\dot{n}}$ - удельная топливная составляющая приведенных затрат; $\dot{h}_{\dot{n}}$, $b_{\dot{n}}$ - соответственно стоимость топлива и его удельный расход.

Удельные затраты на производство электроэнергии на АЭС и ГРЭС на газе с комбинированным парогазовым циклом приведены в табл.2. Удельный расход газа на выработку электроэнергии принимался 250 гут на кВт.ч. В настоящее время стоимость импортируемого газа в Украину и Молдову составляет 65 \$ за 1000 куб. м, а в странах Западной Европы - 160 \$ за 1000 куб. м. Существует тенденция к увеличению стоимости поставок природного газа в Украину и Молдову и на перспективу не исключается выравнивание цен на природный газ, поставляемый из России, для всех импортеров. По

крайней мере, дополнительные объемы газа, предназначенные для вновь сооружаемых электростанций, будут поставляться по рыночным ценам. Исходя из этого при расчетах стоимость импортируемого газа в Украину и Молдову на уровне 2010-2015 годов оценивалась величиной 150 \$ за 1000 куб. м. Цена низконапорного газа на отработавших Тюменских месторождениях по имеющимся оценкам составляет порядка 10 \$ за 1000 куб. м.

Таблица 2

Сопоставление удельных затрат на производство электроэнергии на различных электростанциях

Расположение Электростанции	Тип электростанции	Удельная стоимость, \$/кВт	Топливная составляющая затрат, цент/кВт.ч	Число часов использования установленной мощности, ч	КПД станции	Норма отчисления на эксплуатацию, %	Удельные затраты, цент/кВт.ч
Молдова, Украина	АЭС нового поколения	1500	0,5	6500	0,93	7	6,0
	ГРЭС на газе	600	3,7	6500	0,98	5	5,7
Тюменский регион	ГРЭС на низконапорном газе	600	0,25	6500	0,98	5	2,1

В табл.3 приведено окончательное экономическое сравнение вариантов ввода новых мощностей, создаваемых либо в Украине и Молдове, либо в Тюменском регионе и в последнем случае передаваемых по сверхдальней электропередаче, в качестве которой рассматривается наиболее экономичный вариант на переменном токе. В случае

Таблица 3

Экономическое сопоставление перспективных вариантов ввода новых мощностей в энергосистемах Украины и Молдовы

Возможные варианты покрытия нагрузки в Украине и Молдове на уровне 2010-2015 годов		Удельные приведенные затраты, цент/кВт.ч		
		Производство электроэнергии	Транспорт электроэнергии	Всего
Производство электроэнергии в Молдове и Украине	АЭС нового поколения	6,0	-	6,0 (105 %)
	ГРЭС на импортируемом газе	5,7	-	5,7 (100 %)
Производство электроэнергии в Тюменском регионе	ГРЭС на низконапорном газе	2,1	1,52	3,62 (63,5 %)
	Избытки электроэнергии Тюменской ОЭС	1,8	1,37	3,17 (55,6 %)

использования для импорта в Украину и Молдову избытков электроэнергии Тюменской ОЭС затраты на их производство принимались по себестоимости выработки электроэнергии в Тюменском регионе, которая ориентировочно составляет 1,8 цент/кВт.ч. В варианте экспорта электроэнергии в Украину и Молдову от ГРЭС на низконапорном газе помимо

затрат на сверхдальний транспорт (1,37 цент/кВт·ч) учтены также затраты (в размере 0,15 цент/кВт·ч) на местные сети, необходимые для передачи мощности от ГРЭС, расположенных в непосредственной близости от отработавших месторождений, в район Сургута. Из табл.3 следует, что импорт электроэнергии для Украины и Молдовы из Тюменского региона является наиболее экономичным вариантом решения проблемы ввода новых мощностей, которая остро встанет в период 2010 – 2015 годов.

Заключение. Существуют благоприятные предпосылки для создания на уровне 2010-2015 годов электрической связи из Тюменского региона в Украину с частичной передачей мощности в Молдову. Полуволновая электропередача напряжением 750 кВ позволяет экономически эффективно транспортировать на расстояние 3000 км в узел Чернобыля 21 млрд. кВт·ч электроэнергии при максимальной мощности 2600 МВт. Для обеспечения высокой надежности электропередачи конструкция воздушной линии предусматривает наличие резервной фазы, что позволяет исключить потерю электропередачи при наиболее вероятных однофазных повреждениях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Постолатий В.М., Быкова Е.М. Возможные перспективы участия республики Молдова в развитии и осуществлении параллельной работы энергосистем стран СНГ и Черноморского региона. // Труды Всероссийской научно-технической конференции “Энергосистема: управление, качество, безопасность”, Екатеринбург, 2001, с. 246 – 249.
2. Васильев В.А., Баринев В.А. Перспективы развития Тюменской энергосистемы. // Электрические станции, 2001, № 3, с. 2 – 11.
3. Samorodov G., Bogrunov V., Iatsenko R., “Technical and Economical Analysis of Very Long Distance Transmission Systems”, VII Symposium of specialist in electric operational and expansion planning (VII SEPOPE), Curitiba, Brazil, 2000.
4. Кучеров Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Лизалек Н.Н., Самородов Г.И. Полуволновая технология транспорта электроэнергии на расстояние 2000 – 4000 км и перспективы ее применения. // Труды международной научно-технической конференции “Передача энергии переменным током на дальние и сверхдальние расстояния”, Новосибирск, 2003, том 1, с. 17 – 24.

S. Zilberman, G. Samorodov

Main Power Networks of Siberia (Krasnoyarsk, Russia),
Siberian Research Power Institute (Novosibirsk, Russia)

FEASIBLE PERSPECTIVES OF ELECTRICITY IMPORT TO THE REPUBLIC OF MOLDOVA FROM TYUMEN REGION

Energy markets of the Ukraine and the republic of Moldova are very promising for electricity transport from Russia. In 2010-2015 power industry of the Ukraine and Moldova may face with the difficulties of installing new generating capacity. The paper gives consideration to technical and economic, and reliability aspects of creating long-distance transmission systems for power delivery from Tyumen Region to the Ukraine and the republic of Moldova. An economic comparison is made for the following alternatives: erection of modern nuclear power plant or gas-fired thermal power plant (gas is imported) in the Ukraine and republic of Moldova as well import of electric power from Tyumen Region.