



ПРОБЛЕМЫ ЭКОНОМИКИ ЭНЕРГЕТИКИ БЕЛАРУСИ: ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Падалко Л.П.

Институт экономики НАН Беларуси

Аннотация. В статье рассматриваются три проблемы экономики энергетики Беларуси: выбор оптимальной структуры генерирующих мощностей, тарифообразование на энергию и реформирование системы управления Белорусской энергосистемой.

Ключевые слова: генерирующие мощности, тарифообразование, реформирование энергосистемы.

PROBLEMS OF ECONOMIC POWER IN BELARUS: EXPERIENCE AND PROSPECTS

Padalko L.P.

National Academy of Sciences Institute of Economics, Bielorusia

Abstract. The article deals with three issues of Energy Economics of Belarus: choosing the optimal structure of generating capacities; tariffs for energy and reform of the management of the Belarusian energy system.

Keywords: power generation, tariff setting, reforming energy.

PROBLEMELE ECONOMICE ALE ENERGETICII BIELORUSIEI: EXPERIENȚĂ ȘI PERSPECTIVE

Padalko L.P.

Institutul de Economie al Academiei Naționale de Științe, Bielorusia

Rezumat. În articol se prezintă trei probleme ale economiei energeticii Bielorusiei: selectarea structurii optime a puterilor de generare, metoda de formare a tarifelor la energie electrică și reformarea sistemului de dirijare cu sistemul energetic al Bielorusiei.

Cuvinte cheie: puteri de generare, formarea tarifului, reformarea sistemului energetic

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ.

Нынешняя структура генерирующих мощностей в Беларуси сформировалась в значительной степени как результат стратегии развития Единой энергосистемы СССР. Основу нынешней структуры составляют три конденсационные электростанции Лукомльская ГРЭС, Минская ТЭЦ-5, Березовская ГРЭС и 23 теплоэлектроцентрали, в том числе примерно 10 крупных и остальные мелкие. Конденсационные станции в настоящее время модернизируются на основе перевода их на парогазовую технологию либо путём установки новых парогазовых блоков по 400 МВт, либо путём переоборудования действующих паротурбинных агрегатов в парогазовые. Таким образом, основными технологиями на нынешних КЭС являются паротурбинные и парогазовые, а в перспективе вторые сменяют первые. Действующие ТЭЦ также модернизируются на основе перевода на парогазовую технологию.

В настоящее время стратегия развития генерирующих мощностей направлена на диверсификацию по виду используемого первичного энергоресурса (природный газ, местные виды топлива, ядерное топливо) и на развитие распределённой генерации энергии. К наиболее существенным изменениям относятся ввод атомной электростанции к 2020 году, развитие электростанций на местных видах топлива (торф, древесина, в перспективе бурый уголь и сланцы) и возобновляемых энергоресурсах (гидроресурсы, ветер, биомасса, солнце). Значительное внимание уделяется развитию таких источников распределённой генерации, как когенерационные генерирующие установки на углеводородном топливе, размещаемых на предприятиях и в организациях или вблизи их.

Важным требованием к формируемой структуре генерирующих мощностей является обеспечение технической возможности покрытия переменного суточного графика электрической нагрузки, обусловленного неравномерностью суточного режима электропотребления. Особенностью нынешнего

режима работы станций является то, что в период ночной нагрузки в зимние сутки предлагаемая мощность нередко превышает нагрузку и с целью обеспечения баланса мощностей энергосистема вынуждена разгружать отборы турбин, снижая выработку теплофикационной электроэнергии и передавая отпуск тепла на котлы через РОУ. Нынешняя структура генерирующих мощностей обеспечивает техническую возможность разгрузки включённого оборудования КЭС до технического минимума (40 % от номинальной мощности) в период ночной нагрузки, не прибегая к остановке этого оборудования. Специализированных пиковых мощностей, таких как газотурбинных электростанций, достаточной мощности гидроэлектростанций в Белорусской энергосистеме нет. Так как пиковая часть графика имеет не остропиковый, а пологий характер, то покрытие пиковой нагрузки осуществляется конденсационными станциями.

В настоящее время в системе энергообеспечения Беларуси участвуют когенерационные мощности мини ТЭЦ с общей установленной мощностью около 700 МВт и их удельный вес будет увеличиваться. Эти станции предназначены для покрытия собственной нагрузки предприятий, где они установлены. Их влияние на режим работы электростанций энергосистемы проявляется в том, что они снижают загрузку станций энергосистемы, принимая на себя часть электрической нагрузки, ухудшая тем самым технико-экономические показатели их работы. Сравнивая удельные расходы топлива относительно полезно отпущенной электроэнергии для централизованной системы электроснабжения и для децентрализованной на базе газопоршневых энергетических установок при когенерационном режиме их использования можно отметить, что удельный расход топлива для децентрализованной системы примерно в два раза меньше, что с учётом удельных капитальных затрат показывает экономическую предпочтительность сооружения данных источников.

В связи с намечаемым вводом к 2020 году АЭС-2400 представляется важным выявление влияния АЭС на структуру генерирующих источников, участвующих в покрытии переменной части суточных графиков нагрузки, имея в виду то, что мощность АЭС, предназначенной для работы в базовой части суточного графика нагрузки, примерно в два раза превышает прогнозируемый рост к 2020 году электрической нагрузки. В итоге, структура генерирующих источников оказывается перенасыщенной базовыми источниками.

Важным при выборе структуры генерирующих мощностей в энергосистеме является выбор установленной мощности маневренных источников, а именно, газотурбинных, парогазовых и паротурбинных агрегатов, предполагая, что не все последние будут выведены из эксплуатации. Часть из них может быть оставлена в качестве резерва или же переоборудована в парогазовые блоки. Основные масштабы развития базовых мощностей определяются на основе обособленного рассмотрения развития ТЭЦ,

величина электрической мощности которых определяется величиной тепловой нагрузки, и АЭС.

Важное значение для выбора оптимальной величины установленной мощности парогазовых блоков имеет исследование покрытия переменной части летнего суточного графика электрической нагрузки учитывая, существенное снижение генерируемой теплофикационной электрической мощности (примерно в 3,4 раза) в летнее время из-за снижения тепловой нагрузки и вывода в плановые ремонты основного оборудования ТЭЦ. Учёт летнего суточного графика электрической нагрузки оказывает решающее влияние на выбор величины установленной мощности маневренных генерирующих источников. Включённая мощность КЭС и ТЭЦ должна обеспечить резервирование блока АЭС при аварийном выходе его из строя.

ПРОБЛЕМЫ ТАРИФООБРАЗОВАНИЯ НА ЭНЕРГИЮ, ПУТИ И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ.

Важное значение в обеспечении эффективного функционирования электроэнергетики и всей экономики страны имеет научно обоснованная тарифная политика на энергию. Тарифную политику можно определить как концептуальные положения по формированию тарифов на энергию, базирующиеся на научно-обоснованной системе принципов, способствующих достижению устойчивого социально-экономического развития страны. В тарифах должны учитываться интересы как производителей, так и потребителей энергии. Тарифная политика - это, по существу, политика в области экономических взаимоотношений между производителями и потребителями энергии, нацеленная на обеспечение стабильного функционирования и устойчивого развития страны. Система тарифов на энергию в Беларуси, сохранившаяся в основном ещё со времён СССР неизменной, оказалась ещё более искажённой, чем она была ранее. Необходима глубокая качественная перестройка всей существующей системы формирования тарифов, начиная от разработки тарифной политики и кончая разработкой методических основ её реализации.

Существенная искажённость тарифов обусловлена наличием перекрёстного субсидирования между электрической и тепловой энергией, а также между потребителями внутри каждого вида энергии. В советское время льготный тариф применялся только для сельскохозяйственных потребителей (1 коп/кВт·ч) и он был в два раза меньше среднего тарифа (около 2 коп/кВт·ч) и в четыре раза меньше тарифа для населения (4 коп/кВт·ч). В настоящее время льготный тариф применяется для населения, а также для некоторых промышленных потребителей. Тариф для сельхозпроизводства, как и раньше, не компенсирует в полной мере затраты энергосистемы на производство и распределение электроэнергии. Необходимо решить вопрос об упразднении перекрёстного субсидирования, особенно между

электрической и тепловой энергией. Оно искажает экономические показатели себестоимости, как основы формирования тарифов на энергию, в частности, приводит к повышению тарифов на электроэнергию, и к понижению тарифов на тепловую энергию. Искажённые перекрёстным субсидированием тарифы на энергию вносят искажение в результаты технико-экономического обоснования различных проектных решений, приводя к несогласованности эффективности локальных решений с народнохозяйственной эффективностью. Необходимо упразднение льготирования отдельных категорий потребителей энергии и тем самым перекрёстного субсидирования между ними.

Одним из основных направлений совершенствования тарифов на электроэнергию является выбор экономически обоснованной структуры двухставочных тарифов, применяемых для промышленных потребителей с установленной мощностью 750 кВт и выше. В настоящее время в условиях существующего соотношения между основной и дополнительной ставками промышленные потребители с установленной мощностью свыше 750 кВт, работающие в односменном режиме, оплачивают за 1 кВт·ч значительно больше, чем промышленные потребители с установленной мощностью менее 750 кВт, для которых применяется одноставочный тариф. Дополнительная ставка должна соответствовать топливной составляющей себестоимости полезно отпущенной электроэнергии, а основная ставка - условно-постоянным расходам в энергосистеме. Кроме того, на основную ставку предлагается возлагать функцию формирования прибыли в энергосистеме. Следует заметить, что данный вопрос является дискуссионным, так как приводятся аргументы в пользу отнесения хотя бы части прибыли на дополнительную ставку. Для белорусской энергосистемы, осуществляющей не только производство электроэнергии, но и импорт её, в дополнительную ставку следует включать, наряду с затратами на топливо, также затраты на покупку импортируемой электроэнергии.

При определении величины дополнительной ставки важное значение имеет объективное определение топливной составляющей себестоимости. Она в значительной мере зависит от принятого способа разделения затрат на ТЭЦ энергосистемы между двумя видами энергетической продукции. Среднее значение годового удельного расхода топлива (равное примерно 274 г.у.т./кВт·ч) соответствует физическому методу разделения затрат на ТЭЦ. В соответствии с экономическим подходом величина удельного расхода равна примерно 329 г.у.т./кВт·ч (по данным Белэнерго) и она соответствует среднему удельному расходу на замыкающих КЭС. Величина топливной составляющей себестоимости при цене топлива 200 долл/т.у.т. составит для физического метода $0,274 \cdot 20 = 5,48$, для экономического подхода $0,329 \cdot 20 = 6,58$ цент/кВт·ч. Удельный расход топлива на полезно отпущенную электроэнергию составит $5,48 : (1 + 0,112) = 6,17$

цент/кВт·ч, для экономического метода $6,58 : (1 - 0,112) = 7,41$ цент/кВт·ч, где 11,2 % - удельный вес потерянной энергии в сетях. С учётом цены импортируемого 1 кВт·ч средневзвешенные топливные составляющие себестоимости полезно отпущенной электроэнергии получаются немного меньше. Действующее значение дополнительной ставки (12,7 цент/кВт·ч) существенно выше данных значений. Это свидетельствует о завышенной оценке дополнительной ставки. Аналогично можно показать, что действующее значение основной ставки (13,6 долл/кВт месяц) занижено.

Действующий для промышленных потребителей одноставочный тариф в размере 14,8 цент/кВт·ч соответствует двухставочному тарифу при числе часов использования максимальной нагрузки, равном 7770 ч. Промышленные потребители, работающие в одну смену (это соответствует 2000-2500 часов использования максимальной нагрузки) и оплачивающие по двухставочному тарифу платят примерно по 20 цент/кВт·ч. Возникает вопрос об экономической обоснованности такого размера оплаты в сопоставлении с одноставочным тарифом для промышленности. Представляется недопустимым, что промышленные потребители с установленной мощностью свыше 750 кВт·А, работающие в односменном режиме, должны оплачивать за 1 кВт·ч значительно больше, чем промышленные потребители с установленной мощностью менее 750 кВт·А по одноставочному тарифу. Величина дополнительной ставки должна определяться как средневзвешенная величина для каждого потребителя в зависимости от его режима электропотребления и, кроме того, она должна дифференцироваться по сезонам года, например по отопительному и неотопительному периодам года ввиду существенного различия удельного расхода топлива на выработку энергии в энергосистеме по указанным периодам.

Важной проблемой является совершенствование подхода к разделению затрат при комбинированной выработке энергии между двумя её видами: электрической и тепловой. Применяемый ныне физический метод используется для отчётности. Применяемый также упомянутый ранее, так называемый, экономический метод, используется для ценообразования на энергию. Применение двух подходов к разделению топливных затрат на ТЭЦ: физического и, так называемого, экономического, используемого для ценообразования, вносит неопределённость при выполнении технико-экономических расчётов. Физический и экономический методы это два крайних подхода и как первый шаг было бы целесообразно использовать единый, компромиссный подход, то есть всю выгоду от комбинированного производства энергии относить на два вида энергии, а не на один. Для формирования обоснованных тарифов на энергию необходимо нахождение способа объективного разделения затрат между двумя видами энергетической продукции. Одним из таких подходов может быть такой, при котором не делается различия между двумя видами

продукции и оба вида измеряются в одних и тех же единицах измерения. Покажем это на примере когенерационной газопоршневой генерирующей энергетической установки, имеющей общий энергетический КПД, равный 90 %. Предположим, что эта установка с электрической мощностью в 1000 кВт работает с электрическим КПД равным 40% (без когенерации). Расход топлива за 1 час работы составит $1000 \cdot 860 / 0,4 \cdot 7000 = 307$ кг у.т. При отпуске тепла его количество составит (при общем КПД равном 0,9) $351 \cdot 0,55 \cdot 7000 \cdot 10^{-6} = 1,075$ Гкал, что составит 1125 кВт·ч. Общая выработка энергии будет равна $1000 + 1125 = 2125$ кВт·ч. Тогда общий удельный расход топлива составит $351 : 2125 = 0,144$ кг у.т./кВт·ч. Если кВт·ч перевести в Гкал, то получим $0,144 \cdot 860 \cdot 10^{-6} = 168$ кг.у.т./Гкал. Если аналогичный расчёт выполнить для паротурбинной ТЭЦ, то принимая общий энергетический КПД равным 80 % и электрический КПД –35 % (работа ТЭЦ по конденсационному циклу), то получим общий удельный расход $351 : 2286 = 0,154$ кг.у.т./кВт·ч. Для тепловых единиц получаем 179 кг.у.т./Гкал., Согласно физическому методу для КПД котла равного 0,9 удельный расход топлива для тепловой энергии составит 158 кг.у.т./Гкал, для электрической энергии в зависимости от КПД котла и КПД теплофикационного цикла турбины он составит примерно 0,150 кг.у.т./кВт·ч. Как видим, как в том, так и в другом случае результаты оказались близкими к физическому методу разделения затрат. Из вышеизложенного вытекает целесообразность (возможно, это покажется небесспорным) возвращения к физическому методу разделения затрат.

Важным направлением совершенствования тарифной системы является дифференциация тарифов в зависимости от удалённости потребителей от источников энергии. Речь идёт о дифференциации тарифов по уровням номинального напряжения. В настоящее время в подавляющем большинстве стран применяется такая дифференциация. Дифференциация тарифов по уровням напряжения обусловлена различием затрат на передачу и распределение энергии к разноудалённым от источников потребителям. Поэтому для нахождения обоснованного способа решения данной задачи необходимо, учитывая, что основой для расчёта тарифов является себестоимость производства, передачи и распределения, разработать метод дифференциации себестоимости в зависимости от удалённости. Соотношения между этими себестоимостями могут служить основой для выбора соотношения между значениями тарифов в разноудалённых точках электрической сети. Мало того, что наиболее удалённые потребители требуют больших эксплуатационных электросетевых затрат на доставку к ним электроэнергии, они требуют также больших затрат топлива, что обусловлено необходимостью покрытия потерь электроэнергии в электрических сетях, величина которых в среднем составляет 11,2% от объёма отпущенной в сеть электроэнергии. В принципе, затраты, связанные с

производством и доставкой электроэнергии к каждому узлу сети, свои. Однако дифференциация тарифов по каждому узлу, к которому подключён потребитель, практически неразрешимая задача. Необходим укрупнённый подход. Представляется целесообразной дифференциация в пределах каждой ступени номинального напряжения с учётом удалённости потребителей от источников питания [5]. Данный подход более трудоёмок и требует специального анализа схемы электрической сети конкретной энергосистемы с целью выделения отдельных узлов и расчёта для них электросетевой составляющей себестоимости полезного отпуска электроэнергии. Можно сказать так, что важным является знание не абсолютных значений себестоимости электроэнергии в различных точках сети, а относительных их значений, которые могут быть перенесены на соотношение между тарифами.

Для белорусской электросетевой структуры может быть предложена следующая дифференциация потребителей по уровню напряжения: высоковольтная сеть 220-330 кВ, высоковольтная сеть 110 кВ, высоковольтная сеть 35 кВ, средневольтная сеть 10 кВ и низковольтная сеть 0,4 кВ. В отдельную группу могут быть сведены электроприёмники, получающие электроэнергию непосредственно с шин электростанции на напряжении 10 кВ. Так как номинальные напряжения 35 кВ и 220 кВ упраздняются, то потребуются дифференциация по ступеням: 330, 110, 10 и 0,4 кВ, не считая уровня генераторного напряжения. Для перехода от ныне применяемой тарифной системы на указанную дифференциацию требуется серьёзная подготовительная работа. Главное требование при этом – это недопущение ущемления экономических интересов энергоснабжающей организации, то есть появления выпадающего дохода. Переход к дифференцированным по уровням номинального напряжения тарифам требует реформирования учётной политики в электрических сетях. Это означает необходимость учёта на уровне каждого филиала электрической сети, каждой областной энергосистемы эксплуатационных затрат по каждой ступени номинального напряжения. Такая учётная политика должна обеспечивать возможность получения объективных данных не только по эксплуатационным затратам по сетям каждого номинального напряжения, но и по величине потоков электроэнергии и мощности. Следует заметить, что дифференциация по уровням напряжения может рассматриваться как инструмент стимулирования развития распределённой генерации энергии, так как при этом повышается экономическая заинтересованность потребителей и независимых инвесторов в сооружении блок-станций и возобновляемых источников энергии.

По сравнению с двухставочным тарифом, который стимулирует потребителей к выравниванию режима только на основе снижения нагрузки в пиковой временной зоне, позонные тарифы стимулируют смещение этой нагрузки на ночное время. В

настоящее время, в условиях отсутствия дефицита мощности белорусской энергосистемы обеспечение прохождения ночной электрической нагрузки имеет не менее важное значение, чем снижение максимальной нагрузки. В этой связи важным является применение обоснованных методических подходов к определению позонных ставок (для ночной, полупиковой и пиковой зон суточного времени). Анализ существующих методов показывает несовершенство их. Применение позонных тарифов может приводить к ухудшению экономических показателей работы областных энергосистем, как субъектов хозяйствования. В этой связи необходимо определение объективной величины потерь этих субъектов и нахождение способов их компенсации. Для этого необходима разработка метода определения системного эффекта от применения позонных тарифов и способа возмещения потерь субъектам хозяйствования. Основными составляющими этого эффекта являются не только экономия топлива в энергосистеме, но и последующая экономия инвестиционных вложений, направляемых на развитие генерирующих мощностей энергосистемы. Правильная оценка этой экономии и метода компенсации за её счёт выпадающих доходов областных энергосистем (РУП облэнерго) в результате применения позонных тарифов являются важным условием эффективного применения позонных тарифов на электроэнергию. Расчёт дифференцированных по зонам суток ставок тарифов должен осуществляться для каждого потребителя индивидуально с учётом его реального режима потребления электроэнергии. Временные зоны суточного графика нагрузки должны устанавливаться едиными для всех потребителей исходя из суточного графика нагрузки всей белорусской энергосистемы. В то же время, размещение этих зон и их продолжительности должны дифференцироваться по месяцам года, так как время максимумов нагрузки в течение года не остаётся постоянным.

Необходима разработка методики учёта потребления реактивной мощности в системе экономических взаимоотношений между производителями и потребителями энергии. Ранее, в бывшем СССР, применялась система скидок и надбавок за уровень компенсации реактивной мощности. Сейчас про неё забыли. Единые, централизованно устанавливаемые тогда рекомендации не учитывали в должной мере режимные особенности каждой региональной энергосистемы и поэтому для каждой конкретной энергосистемы они носили весьма приближённый характер. В настоящее время требуется разработка более конкретных рекомендаций на базе углублённого анализа режимных показателей работы Белорусской энергосистемы и её электросетевой структуры. С целью снижения потерь электроэнергии в сетях от перетоков реактивных мощностей и обеспечения баланса реактивной мощности в режимах максимальных и минимальных активных нагрузок энергосистемы следует ввести систему доплат и

скидок, как это было раньше, за уровень компенсации реактивной мощности у потребителей энергии.

Применяемые в настоящее время одноставочные тарифы на тепловую энергию из-за неравномерности её потребления в течение года приводят к убыточности системы теплоснабжения в неотапительный период, так как поступающие в этот период деньги от потребителей не компенсируют все затраты системы теплоснабжения, необходимые для ремонта и обслуживания этой системы, учитывая, что все эти работы поведются, в основном, в неотапительный период. Энергосистема вынуждена брать кредиты и возвращать их вместе с процентами в отопительный период, когда имеют место основные поступления денег от потребителей. В этой связи целесообразно введение двухставочных тарифов на тепловую энергию с оплатой за мощность и энергию и с дифференциацией оплаты в зависимости от параметров теплоносителя. Наличие платы за мощность исключает убыточность теплоснабжающих компаний в неотапительный период. Наличие платы за потребленную энергию мотивирует к снижению её потребления. Недостатком существующей системы тарифообразования на тепло является отсутствие дифференциации в зависимости от удаленности потребителя от источника теплоснабжения.

В связи с масштабным вводом источников распределенной генерации энергии (на углеводородном топливе и возобновляемых источниках) как у потребителей, так и в качестве независимых производителей, целесообразна разработка научно-обоснованной системы тарифообразования на энергию, отпускаемую от этих источников в энергосистему, и от энергосистемы к потребителям, имеющим такие локальные источники. Система экономических взаимоотношений потребителей-владельцев локальных источников и централизованной системы энергоснабжения не должна подрывать народнохозяйственную эффективность развития распределённой генерации энергии (сооружения блок-станций). В то же время интересы энергосистемы и владельцев таких генерирующих установок могут вступать в противоречие, особенно в период прохождения ночного минимума электрической нагрузки энергосистемы. С одной стороны энергосистема не заинтересована в покупке энергии в это время, так как испытывает сложности в обеспечении прохождения ночного минимума нагрузки, а, с другой стороны, владелец генерирующей установки заинтересован в продаже энергии при надлежащих тарифах на неё. В этой связи представляется важным разработка стимулов, обеспечивающих согласованность экономических интересов энергосистемы и потребителей энергии.

В связи с намечаемым вводом АЭС представляется целесообразным переход к оптовому рынку электроэнергии, что потребует разработки тарифов на отпускаемую от электростанций электроэнергию. Это касается не только АЭС, но и других крупных электростанций энергосистемы. Можно

предположить, что ввод АЭС подтолкнёт к более решительным действиям по реформированию системы управления Белорусской энергосистемы. Формирование оптового рынка потребует разработки внутрисистемного экономического механизма, включающего в себя внутрисистемные тарифы. Заметим, что уже сейчас в связи с масштабными вводами блок-станций у потребителей энергии энергосистеме приходится сталкиваться с решением вопроса об экономических взаимоотношениях её с владельцами этих станций.

С целью активизации работы в области тарифной политики на энергию представляется целесообразным по опыту других стран создать в Беларуси Государственный комитет (или комиссию) по регулированию тарифов на энергию, поручив ему заниматься также вопросами реструктуризации электроэнергетической отрасли. Без такого органа невозможно будет организовать эффективную работу по совершенствованию и разработке научно-обоснованной системы тарифообразования на энергию в Беларуси.

Резюмируя вышеизложенное, можно предложить следующие мероприятия в области совершенствования и развития системы тарифообразования на энергию:

- упразднение перекрёстного субсидирования между потребителями энергии, а также между электрической и тепловой энергией;
- переход на оптимальное соотношение между ставками двухставочного тарифа, а также между этими ставками и ставками одноставочных тарифов на электроэнергию;
- переход на дифференциацию тарифов по ступеням номинального напряжения;
- применение научно обоснованного подхода к разделению общих затрат при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии, научно-обоснованная система тарифообразования на энергию, отпускаемую от блок-станций в энергосистему и от энергосистемы потребителям, имеющим такие локальные источники энергии.
- разработка научно обоснованной системы тарифообразования на электроэнергию, отпускаемую от электростанций в сеть энергосистемы, и это важно, прежде всего, не только для намечаемой к вводу АЭС, но и для других крупных станций в условиях формирования в Беларуси оптового рынка электроэнергии.

РЕФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ БЭЭС.

Система экономического управления Белорусской электроэнергетикой не претерпела никаких изменений со времён бывшего СССР, хотя экономическая инфраструктура, в которой функционирует электроэнергетика, приобретает черты рыночной экономики. Основными производственно-хозяйственными подразделениями Белорусской энергосистемы являются РУП «Облэнерго», которые образованы на базе 6 административных областей.

Каждое РУП представляет собой вертикально-интегрированную структуру, включающее в себя все находящиеся на данной территории электростанции, линии электропередачи, трансформаторные подстанции и другое оборудование. Под реформированием понимается преобразование вертикально интегрированной структуры энергосистемы в вертикально дезинтегрированную на основе выделения из крупных электростанций генерирующих компаний, из основной электрической сети белорусской электросетевой компании и создания на базе нынешних РУП Облэнерго шести распределительно-сбытовых компаний.

Существующая система централизованного экономического управления приводит к тому, что РУП-ы оказываются по итогам работы за месяц, квартал и год разнорентабельными, причём некоторые из них даже убыточными. В результате ГПО "Белэнерго" осуществляет централизованное перераспределение прибыли между РУП-ми.

Существующая система ценообразования не стимулирует энергетические предприятия снижать себестоимость производства. Каждая электростанция и РУП в целом знают, что, осуществив мероприятия по снижению себестоимости, оно не получит адекватного увеличения получаемой прибыли. Поэтому реформирование должно быть нацелено на обеспечение заинтересованности субъектов хозяйствования в повышении эффективности производства.

Концепция реформирования электроэнергетики в Беларуси не должна ни в коем случае механически копировать то, что сделано в области реформирования в других странах. Она должна учитывать специфические особенности электроэнергетики страны, её сложившуюся производственную структуру. В то же время некоторые общие принципы реформирования, характерные для всех стран, должны быть взяты на вооружение. К ним относится разделение по фазам производства и создание энергетических компаний трёх типов: генерирующих, передающей и распределительно-сбытовых. Ключевым элементом реформирования является создание оптового рынка электрической мощности и энергии, что обеспечит создание рыночной организационной структуры, которая на первом этапе реформирования может быть в рамках государственной собственности. В последующем могут быть изучены вопросы акционирования. Акционирование должно быть не самоцелью, а инструментом привлечения инвестиций в объёме, достаточном для обеспечения развития энергосистемы.

Важная цель реформирования - это привлечение инвестиций. При сосредоточении всех фаз производства в одном РУП-е потенциальный инвестор не видит, какая цена складывается в той или иной фазе производства. Желая, например, вложить свои средства в генерирующие источники, он не знает, по каким ценам продаётся продукция этих источников. При организационном разделении он видит цену в

каждой фазе производства и поэтому может принять правильное решение.

Централизованное управление режимом работы является позитивным фактором, так как режим работы каждой электростанции подчиняется экономичному режиму работы всей энергосистемы. Поэтому переход к конкурентному оптовому рынку экономии топлива не даст, если предполагать, что при централизованном управлении режимом действительно осуществляется оптимальное распределение электрической нагрузки между электростанциями.

Реструктуризация представляет собой элемент либерализации, под которой в общем случае понимается:

1. Свободный доступ производителей энергии на оптовый энергетический рынок.

2. Свободный доступ потребителей энергии к оптовому рынку электроэнергии.

3. Свободный выбор потребителем электроэнергии поставщика его и при этом сетевая и распределительная компании обязаны передавать энергию от производителя к потребителю.

К концу нынешней пятилетки согласно Государственной программы развития Белорусской энергосистемы намечено осуществить реструктуризацию системы управления энергосистемой. Конкретные пути и методы решения этой проблемы прорабатываются.