

ЭНЕРГЕТИКА КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ И ПУТИ ЕЕ РАЗВИТИЯ



Основными направлениями энергетической политики республики являются обеспечение энергетической независимости (путем мобилизации гидроэнергетического потенциала) и привлечение частного сектора для содействия в разработке собственных энергоресурсов. Так как топливно-энергетический комплекс и гидроэнергетика, в частности, является одной из ключевых отраслей экономики, а также решающим фактором в обеспечении устойчивого функционирования отраслей производства и жизнедеятельности социальной сферы, вопрос энергетической независимости республики приобретает глобальное значение.

Электроэнергетика в структуре ВВП промышленности составляет 14-16% и играет важную роль в росте экономики республики, обеспечивая потребности отраслей материального производства и населения республики в энергоносителях, а также принося твердую валюту от ее экспорта.

Энергосистема Кыргызстана имеет в своем ведении 17 электрических станций суммарной установленной мощностью 3586,48 МВт, в том числе 15 ГЭС (2948,48 МВт) и 2 теплоцентрали, расположенные в городах Бишкек (588 МВт) и Ош (50 МВт).

В 1998 г. АО «Кыргызэнерго» выработано 11,6 млрд.кВт.ч электроэнергии, из которых 1,63 млрд. кВт.ч выработано на тепловых электрических станциях. Анализ выработки электрической энергии начиная с 1990 г. показывает, что ранее доля гидроэнергетики в общем балансе выработки электроэнергии в среднем составляла 60-65%, тогда как в 1998 г. она выросла почти до 90%.

У.А.Матеев - директор Госагентства по энергетике, к.т.н.

Г.Б.Андерсон – руководитель проекта ТАСИС

Увеличение выработки на ГЭС возможно при полном завершении строительства и выводе на проектную мощность Таш-Кумырской и Шамалды-Сайской ГЭС, предусматривающих необходимые капиталовложения в сумме 34,0 млн.долл. США. В связи с физическим износом необходимо изыскать средства на реконструкцию Уч-Курганской и Ат-Башинской ГЭС в объеме 18 млн. долл.

В настоящее время АО "Кыргызэнерго" эксплуатирует 10652 км линий электропередачи напряжением 35-500 кВ, 56065 км распределительных линий электропередачи напряжением 0,4-10 кВ. Количество подстанций напряжением 35 кВ и выше достигло 506 штук общей мощностью 9091,9 МВА, 18781 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ суммарной мощностью 3191 МВА.

Изменение структуры потребления электроэнергии в сторону коммунально-бытовых нужд также привело к серьезной нагрузке трансформаторов как подстанций 220/110кВ и 110/35 кВ, так и распределительных сетей. Даже учитывая то, что удалось разгрузить линию электропередачи 220 кВ севера республики в результате соглашений по транзиту энергии по сетям Республики Казахстан, техническое состояние и сетей, и трансформаторов оставляет желать лучшего. Так, 24% подстанций имеют оборудование, срок работы которого составляет более 25 лет. По ВЛ 0,4-10 кВ в непригодном или неудовлетворительном состоянии находится 11390 км линий по разным регионам республики.

С одной стороны, широкое использование электроэнергии в коммунально-бытовой отрасли позволило существенно ослабить зависимость республики от импорта дорогостоящих энергоносителей. В частности, только в 1996 г., по сравнению с 1991 г., импорт угля уменьшился на 2800 тыс.т, природного газа - на 1220 млн.куб.м, сжиженного газа - на 120 тыс.т и топочного мазута - на 790 тыс. т. Общая дотация за счет электроэнергетики в экономику республики при этом составила 1,3 млрд.сом.

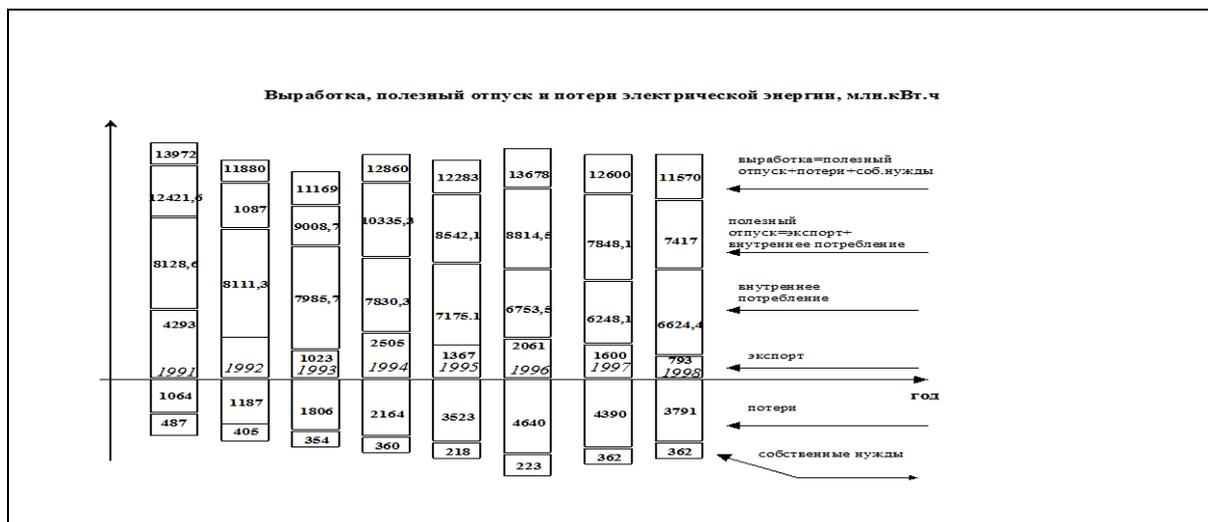
Однако, с другой стороны, такое положение в энергопотреблении дополнительно осложнило проблему обеспечения устойчивости и живучести энергосистемы. Она привела к увеличению нагрузки в низковольтной электрической сети, практически исчерпав всю ее пропускную способность, особенно в отопительный сезон.

В течение 1991-1998 гг. общее внутреннее потребление электрической и тепловой энергии снизилось. Но основные изменения произошли в структуре потребления. При снижении потребления электроэнергии в течение 1991-1998 гг. промышленностью с 43,1 до 31,8% доля коммунально-бытового сектора возросла с 27,2 до 44,2%. Рост потребления электроэнергии коммунально-бытовым сектором обусловлен низкими затратами при использовании электроэнергии в сравнении с другими энергоносителями для

целей отопления, приготовления пищи и водонагрева.

В настоящее время АО "Кыргызэнерго" имеет более 975000 абонентов, в том числе более 950000 - население.

Увеличение потребления электроэнергии населением в 1996-1998 гг. по сравнению с 1995 г. в основном связано с массовым использованием (более 70%) в осенне-зимний период электроэнергии для отопления, пищеприготовления и нагрева воды вместо угля и газа. Среднемесячный уровень потребления электроэнергии среди населения на одного абонента в настоящее время достиг 250 кВт.ч и имеет тенденцию к дальнейшему росту, а в некоторых регионах достигает 450 кВт.ч на одного абонента, что выше показателей даже высокоразвитых стран, как например, Англии, где среднее потребление составляет 300 кВт.ч в месяц.



Структура потребления электрической энергии за 1998 г. показывает, что основная доля потребления приходится на бытовых потребителей и составляет 45% (4300,8 млн.кВт.ч), далее следует промышленность, потребляющая 20% общего объема, или 1856 млн.кВт.ч. Непромышленным потребителям и на экспорт поставляется соответственно 13 и 14%, что составляет 1242 и 1300 млн. кВт.ч. Насосные станции потребляют 6%, или 554,4 млн.кВт.ч, и наименьшее потребление приходится на сельскохозяйственных потребителей - 198,6 млн.кВт.ч, или 2% общего полезного отпуска.

На рисунке показано общее состояние энергетики, и, как видно, идет

существенное увеличение потерь - до 35% и снижение сбора денег за отпущенную энергию (причем 25% деньгами и 75% по бартеру). С целью улучшения финансово-экономического состояния энергетики и улучшения энергоснабжения потребителей необходимо вводить рыночные механизмы в энергетическом секторе. Поэтому Жогорку Кенеш КР утвердил Правительственную программу реорганизации, согласно которой основные фонды АО «Кыргызэнерго» распределяются следующим образом:

- Создана одна вырабатывающая компания - АО «Нарынский каскад ГЭС», в собственности которой будут находиться все ГЭС Токтогульского каскада, строящиеся ГЭС, а также Бишкекская ТЭЦ и Ошская ТЭС. ТЭЦ в городах Бишкек и Ош впоследствии могут выделиться в отдельные

АО. Правительство оставляет за собой право предложить любую из строящихся ГЭС иностранным инвесторам.

- Создана одна передающая компания - АО «Национальные электросети», которая выступит как оператор и владелец ЛЭП ВН (всех линий напряжением 110 кВ и выше и частично ЛЭП напряжением 35 кВ). Эта компания будет законным правопреемником Кыргызэнерго.

- Пять распределительных компаний, созданных на основе действующих 8 ПЭСов в составе Кыргызэнерго.

Малые ГЭС мощностью до 30 MW будут приватизированы, а предприятия, не имеющие непосредственного отношения к производству электроэнергии (в том числе Бишкекское предприятие теплосетей, НИИ, ремонтные мастерские, жилье и социальная инфраструктура) будут функционировать как отдельные предприятия или, если это сочтут нужным, будут переданы на баланс местных администраций.

Планируемое разгосударствление отрасли на затратнопроизводящие компании послужит основанием для максимального снижения затрат. В этом плане важно, чтобы вырабатывающие мощности отделились от сетей на самом раннем этапе. Если этого не сделать, то затраты не будут разделяться и их регулирование будет затруднено; это также помешает в будущем эффективно вести конкуренцию.

Основными целями при осуществлении реорганизации и приватизации Кыргызэнерго являются:

Повышение эффективности энергетической отрасли и снижение затрат.

Достижение финансовой стабильности отрасли и выплата задолженностей.

Получение выручки от приватизации и привлечение прямых иностранных инвестиций в отрасль.

Эти цели имеют последствия для новой коммерческой структуры отрасли, а именно: иностранные инвесторы будут заинтересованы только в прибыльных (или прибыльных в перспективе) предприятиях. В то же время Правительству придется учитывать ряд внешних факторов, которые могут препятствовать достижению лучшей коммерческой структуры, учитывающей социальные аспекты повышения тарифов, необходимость производства на ТЭЦ тепла, а также межправительственные соглашения

по вопросам водопользования. Правительству нужно будет обеспечить бесперебойность электроснабжения, учесть изменения курса валют и требования банков-кредиторов.

Основным критерием функционирования отраслевых структур является необходимость максимального повышения эффективности. При этом различают четыре типа эффективности:

- *Эффективность инвестирования* - инвестиции должны поступить в достаточном объеме, нужного вида, направляться в предприятия, в них нуждающиеся, и на условиях самых низких затрат (при данном качестве). Все это регулируется посредством рыночных цен. Если рынок сигнализирует о неэффективности капиталовложений, следует прибегнуть к методике планирования снижения затрат. Мировая практика показывает, что государство и компании-монополисты склонны к сверхоптимистичным планам, в результате чего создается избыток мощностей, что влечет за собой перерасходы. Важно при планировании использовать информацию, свидетельствующую об эффективности цен (тарифов).

- *Эффективность эксплуатации* - деятельность функционирующего предприятия должна быть направлена на максимальное снижение общих затрат. Это достигается путем повышения эффективности эксплуатационных режимов и диспетчеризации электроэнергии с учетом ограничений. Эти меры будут эффективными только в случае, когда решения принимаются на основе точно рассчитанных и рациональных затрат или цен (тарифов).

- *Эффективность управления* - управление всеми предприятиями отрасли должно быть направлено на повышение производительности и снижение затрат. В рыночной системе появится естественная необходимость повышения прибыли; в условиях монополии в роли регулятора выступает Государственное агентство по энергетике (ГАЭ), которое заменяет собой рыночные механизмы.

- *Эффективность конечного потребителя* - потребление следует организовать таким образом, чтобы выгода от пользования электроэнергией по меньшей мере окупала бы затраты на организацию электроснабжения. Это достигается при условии, что цены,

оплачиваемые потребителями, соответствуют затратам на отпуск электроэнергии.

Для достижения эффективности необходимы следующие условия:

а) Отрасль должна быть реорганизована вертикально так, чтобы затраты на стадиях производства и снабжения (выработки - передачи - распределения - поставок потребителям) были прозрачными.

б) Цены отражали и общие затраты, и по структуре (т.е. соотношение фиксированных и переменных затрат и изменение цен во времени).

Эффективный рынок задает правильный уровень цен, и там, где возможно, следует провести горизонтальное разъединение каждого звена отрасли, открыв путь конкуренции между компаниями за снижение отпускных тарифов. Вырабатывающие и поставляющие электрокомпании будут также конкурировать между собой, о чем мы подробно расскажем ниже. Там, где конкуренция невозможна (во всяком случае, не предвидится для передающих и распределяющих компаний) или незначительна, на сцену выходит регулятивный орган.

Установление цен, отражающих затраты, имеет три момента:

- *Практический* - в действительности есть предел того, как часто можно менять тарифы для потребителей. В отличие от бытовых промышленных потребители имеют более сложные системы учета потребления при более сложных дифференцированных тарифах и могут легче отреагировать на изменение тарифов.

- *Социальный* - в Кыргызстане тарифы электропользования, в особенности для бытовых потребителей, далеко не отражают реальные затраты отрасли. Однако одновременное повышение тарифов создает трудности социального и политического характера. Если настаивать на предоставлении субсидий, то делать это следует очень осторожно, чтобы избежать злоупотреблений и снижения стимулов и не навредить финансовому состоянию электрокомпаний. Механизмы субсидий должны быть прозрачными и подкрепляться средствами, субсидии должны идти из государственного бюджета, а не за счет компаний. Следует избегать перекрестного субсидирования бытовых потребителей за счет промышленных потребителей: они губительны для экономики Кыргызстана и, в конечном итоге, для его населения.

Возможно использовать механизм прямых субсидий в виде наличности, выплачиваемых малообеспеченным слоям населения или выплаты компаниям государственных компенсаций за отпуск электроэнергии по сниженным тарифам (возможно, за минимальный предел потребления в расчете на одного потребителя).

- *Региональные различия* - затраты на поставки электроэнергии потребителям обычно значительно различаются, в особенности в городской и сельской местности, и на нерегулируемом рынке цены на поставляемую электроэнергию разнятся в региональном плане. Если Правительство намерено установить одинаковые тарифы по всей республике по каждой категории потребителя, то понадобится разработать механизм финансовых взаиморасчетов между распределительными компаниями.

Финансовое благополучие электрокомпаний зависит не только от правильно установленных тарифов, но и от того, насколько успешно идет оплата потребленной электроэнергии. В настоящее время собираемость оплаты низкая, имеют место крупные хищения, неуплата и ошибки в учете потребления. Учет потребления улучшится в случае притока инвестиций, однако полная собираемость оплаты зависит от Правительства, от того, насколько оно поддерживает политику отключения неплательщиков и требования неуклонной оплаты потребления; может потребоваться и принятие нового законодательства.

При условии финансового оздоровления отрасль становится привлекательной для инвестора, и инвестиции можно будет направить на строительство станций и модернизацию оборудования. В противном случае, приток внешних инвестиций будет ограничен небольшими проектами, экономически приемлемыми в настоящих условиях.

В принципе, конкуренция возможна как в области производства электроэнергии, так и электроснабжения. В 90-х годах ряд стран создали конкуренцию в этой отрасли, другие собираются ее ввести. Одновременно успешно прошла приватизация всех частей энергосистемы. Особенно распространена конкуренция среди вырабатывающих компаний. Конкуренция в области электроснабжения обычно проходит несколько стадий и начинается с конкуренции за право продажи электроэнергии распределительным компаниям и крупным промышленным потребителям.

Первоначальные предпосылки конкуренции в области производства электроэнергии в Кыргызстане чрезвычайно ограничены: энергосистема сравнительно невелика, различные станции обслуживают разные части рынка (основная нагрузка, пиковая нагрузка и т.п.), очень мало свободных мощностей, основные станции первоначально перейдут в собственность одной компании, эксплуатация Нарынского каскада ГЭС ограничена требованиями отпуска воды на ирригацию прилегающих территорий Узбекистана, а режимы Бишкекской и Ошской ТЭЦ подчинены задаче теплоснабжения.

Если взять только один Кыргызстан, то условия для развития свободного энергорынка представляются не очень благоприятными. Тем не менее в будущем можно ожидать возникновение конкуренции в области производства электроэнергии. В частности:

- Основную производящую компанию можно разделить на три (хотя сам по себе этот факт не будет способствовать развитию конкуренции).
- При условии сокращения технических потерь, на действующих электростанциях появятся свободные мощности.
- Можно привлечь проекты новых независимых производителей электроэнергии (по строительству новых крупных ГЭС, реконструкции действующих ГЭС, строительству малых ГЭС, возможно, и одной ТЭЦ).
- Возрастут импорт и экспорт электроэнергии и в отдаленном будущем появится среднеазиатский рынок электроэнергии.
- На начальном этапе Кыргызстану не удастся создать конкуренцию в области электроснабжения. Позднее, с появлением конкуренции среди оптовых продавцов, элемент конкуренции проникнет и в область поставок электроэнергии.

Предложенная Правительством программа приватизации АО «Кыргызэнерго» содержит две важные возможности для создания коммерческих отношений:

- Покупка всего объема электроэнергии АО «Национальные электросети», которое затем будет продавать электроэнергию распределительным компаниям.

- Прямые контракты между производящими и распределительными компаниями и любыми другими потребителями, имеющими право покупки электроэнергии непосредственно у производителей.

Вторая возможность гораздо предпочтительней: "покупатель-одиночка" будет менее прозрачен, более бюрократичен и будет сдерживать в будущем возможности развития рыночных механизмов.

Крупные промышленные потребители (КПП), подсоединенные к линии электропередач высокого напряжения (ЛЭП ВН), должны также получить разрешение непосредственно выходить на производителя.

Для того чтобы узаконить взаимоотношения между производящими, передающими и распределительными компаниями и КПП, понадобится создать набор контрактов и соглашений, обеспечивающих производство электроэнергии и необходимые дополнительные услуги и предусматривающих полную окупаемость затрат. Предстоит разработать следующие основные контракты и соглашения:

- *Соглашения о покупке электроэнергии (СПЭ)* между производящими компаниями, с одной стороны, и распределительными компаниями или КПП, с другой стороны.
 - *Контракты на поставку электроэнергии потребителям (по тарифам)* между распределительными компаниями и их потребителями.
 - *Кодекс передающей системы*, в который войдут обязательства и технические процедуры по эксплуатации системы, с охватом таких областей деятельности, как планирование потребления, условия подключения к сетям и процедуры эксплуатации сетей.
 - *Соглашения о подключении к системе и ее использованию*, по которому восполняются затраты на передачу электроэнергии потребителям (производящим и распределительным компаниям и КПП) через ЛЭП ВН. Оплата производится по двойному тарифу: базовый тариф за использование ЛЭП ВН и переменный тариф в зависимости от объема ежедневного потребления.
- АО «Национальные сети» будет выступать в роли оператора системы ЛЭП ВН (ОС ЛЭП ВН) и получит полномочия, необходимые для оперирования системой и предоставления требуемых услуг, согласно этим контрактам и соглашениям. Кодекс передающей системы содержит основные

технические процедуры и может потребовать от производителей отдельных дополнительных услуг. Другие услуги могут быть оказаны по специальному контракту (*Соглашение о предоставлении дополнительных услуг*) между ОС ЛЭП ВН и производящими компаниями.

ОС ЛЭП ВН будет также отвечать за управление межсистемными ЛЭП ВН между соседними государствами.

Речь идет о контрактах на чистый экспорт и ежедневном балансировании перетоков в Объединенной Энергосистеме Средней Азии.

Производящая компания АО «Нарынский каскад ГЭС» должна будет подписать контракт на чистый экспорт. Ежедневные перетоки будут находиться в ведении ОС ЛЭП ВН. В настоящее время ОС ЛЭП ВН стремится уравновесить годовые объемы импорта и экспорта электроэнергии (осуществленные вне контрактов), хотя при этом пренебрегает разницей в стоимости электроэнергии в разные периоды времени. Если практика перетоков электроэнергии останется, то ОС ЛЭП ВН должен будет подписать контракт с АО «Нарынский каскад ГЭС», оговаривающий финансовую сторону обмена электроэнергией или куплю-продажу электроэнергии путем взаимозачетов объемов перетоков, как указывалось выше. Однако будет лучше, если предложить новую систему финансовых расчетов за экспорт и импорт электроэнергии, которая создаст основу для включения в энергорынок Кыргызстана в будущем внешних источников, т.е. практически создаст основу будущего единого энергорынка Средней Азии.

В данном разделе рассматриваются варианты контрактов между производящими и распределительными компаниями (или КПП), которые закрепят наиболее важные коммерческие взаимоотношения в реорганизованной электроэнергетике.

Первоначально основная масса контрактов будет заключаться на электроэнергию, вырабатываемую АО «Нарынский каскад ГЭС». Эти контракты будут «твердыми», т.е. они не будут формально связаны с выработкой на какой-то конкретно ГЭС, это будут контракты на физические поставки электроэнергии в одну из распределительных компаний или какому-то КПП. Контракты с другими производителями (владельцами малых электростанций) должны заключаться на другой основе; эти контракты будут «гибкими», так что покупатель будет иметь право на получение объема выработки с одной определенной станции (или на часть выработки с этой

станции, если у нее несколько покупателей). В последнем случае контрактом при низкой загрузке станции предусматривается денежная компенсация покупателям.

Контракты должны включать двухставочную структуру тарифов:

- Компонент тарифа, связанный с мощностью станции, определяет максимальную мощность (в MW), обеспечиваемую по контракту.
- Плата за электроэнергию.

Двухставочный тариф должен отражать затраты. Компонент тарифа, связанный с мощностью, не только позволяет компенсировать фиксированные затраты, этот компонент тарифа предоставляет распределительной компании право на покупку электроэнергии в периоды недостаточного электроснабжения. Такое право должно быть твердо закреплено (так, чтобы производящая компания платила неустойку в случае невозможности отпуска) или же должна будет подключиться дополнительная мощность, пропорциональная договорной мощности.

Следует продумать, на какой срок будут действовать первоначальные контракты. КПП склонны заключать краткосрочные контракты, а распределительные компании предпочитают долгосрочные. Однако большую часть своей мощности им придется продать по краткосрочным контрактам, и они сделают это по двум причинам: им дадут понять, что в будущем появятся и другие генерирующие мощности; и второе, мощности, вырабатывающие дешевую энергию, не попадут в долгосрочную зависимость. Поэтому на начальном этапе распределительные компании должны иметь набор контрактов разных сроков действия. Процедура продаж электроэнергии по контрактам должна быть простой и основываться на принципе низкотратности. Первоначально это коснется, к примеру, компаний, которые обнаружат избыток мощности, предусмотренной контрактом, и захотят продать его тем компаниям, которые испытывают недостаток мощности. Со временем из этих контрактов вырастет сложный контрактный рынок. Ниже приводится, как будет развиваться простая схема взаимозачетов перетоков электроэнергии.

В отсутствие на начальном этапе конкуренции ГАЭ должно будет регулировать цены на каждой ступени отрасли:

- *Соглашения о покупке электроэнергии* будут утверждаться в самом их начале; в тексте соглашений будет предусмотрена ссылка на индексацию цен.

- *Плата за передачу* будет утверждаться периодически, раз в 3-5 лет, утвержденные цены должны служить стимулом к снижению затрат (в том числе и технических потерь).

- *Тарифы для конечного потребителя* будут также периодически пересматриваться и служить стимулом для снижения затрат и потерь; контролировать следует те элементы, которые находятся в ведении самих распределительных компаний, при этом распределительная компания сможет покрыть за счет потребителя реальные затраты по покупке и передаче электроэнергии.

Структура контроля над ценами предусматривает введение рыночных механизмов и появление конкурентной борьбы. Так, контроль за потребительскими тарифами должен основываться на разделении затрат на развитие и эксплуатацию распределительных сетей и коммерческих затрат на поставки электроэнергии потребителям. Такое разделение позволит ГАЭ лучше представить себе структуру затрат в отрасли (и сравнить затратность различных распределительных компаний), поможет ГАЭ наметить меры по повышению эффективности и определить соответствующий уровень цен в будущем, а также позволит ввести оплату за пользование распределителями в будущем, когда появятся конкурирующие распределительные компании.

Первоначальные контракты на покупку электроэнергии будут предложены в виде набора контрактов, утверждать их будет ГАЭ. С учетом преобладания на рынке одной генерирующей компании - АО «Нарынский каскад ГЭС». Согласно ГАЭ понадобится также на этапе продления контрактов или заключения дополнительных контрактов. При этом ГАЭ получит полномочия оказывать давление на компании. Вот почему крайне важно, чтобы ГАЭ уяснило, где кончатся эти полномочия. Также должно быть определенно оговорено, что ГАЭ несет ответственность за установление тарифов на уровне, позволяющем компаниям покрыть свои затраты с учетом возможного повышения эффективности производства.

Развитие конкурентности в производстве и распределении

электроэнергии повлияет на способ регуляции цен.

Потенциальными источниками конкурентности в будущем станут новые частные электростанции, которым понадобится долгосрочный контракт на их продукцию (срок, достаточный для того, чтобы инвестор смог вернуть капиталовложения вместе с соответствующей прибылью). Кыргызстану выгоднее выставлять такие проекты на международный тендер. Скорее всего, на начальном этапе контракты на покупку электроэнергии с этих станций будут заключать несколько распределительных компаний (и, возможно, КПП) вместе; им предстоит договориться о необходимости этого шага, начать и осуществить тендерные процедуры и договориться о распределении загрузки станции.

Важно, что новая станция будет поставлена в равные условия с уже действующими. Новая станция не заменит более экономичные действующие станции, однако и ранее построенные станции не смогут установить дешевые отпускные цены и тем самым помешать появлению на рынке новой электростанции. Понадобится контроль со стороны регулятивного органа за контрактами, которые будет заключать новая электростанция. Контроль может осуществляться в виде утверждения этих контрактов регулятивным органом (для чего понадобится разработать процедуру утверждения) или путем ретроспективного анализа деятельности распределительных компаний по реализации мощности новой станции, приняв за точку отсчета определенные финансовые критерии.

Другим источником конкурентности послужат кратковременные контракты на свободную мощность, которая появится в случае инвестирования в действующую электростанцию или за счет снижения потерь. Такие контракты привлекут распределительные компании и КПП, поскольку дадут им право на использование дополнительной мощности и на снижение отпускных цен. На начальном этапе такие контракты будут дополнять уже действующие основные контракты и не понадобится напрямую регулировать цены, хотя право заключить контракт следует предоставить всем желающим; можно будет предложить аукцион как механизм получения контрактов, о чем мы говорили выше. На протяжении некоторого времени распределительные компании и КПП будут пользоваться только такими контрактами при условии их пересмотра и продления.

Только в немногих странах таких, как Великобритания и США, независимые производители электроэнергии строят новые электростанции, не пользуясь преимуществами долговременных контрактов. Это возможно только там, где есть организованный рынок электроэнергии, для Кыргызстана на сегодня это неприемлемо. Однако возможно, что новая станция будет экспортировать большую часть выработки, оставляя часть ее для республики. Контракты на эту выработку должны заключаться на той же основе, что и кратковременные контракты для действующих предприятий.

Конкуренция в этой области возникнет тогда, когда распределительные компании решат обслуживать разные категории потребителей. На начальном этапе конкуренции не будет, КПП будут снабжаться напрямую от производителя, а местные распределительные компании будут обслуживать потребителей, прикрепленных к линиям среднего и малого напряжения. Тем не менее, на каком-то этапе в будущем может быть принято решение о введении конкуренции среди распределительных компаний.

Конкуренция в распределении возникнет, как только у крупных потребителей постепенно появится доступ к распределителям. В целях создания конкуренции распределительные компании должны занять "круговую оборону" и брать оплату за пользование распределителями в том же объеме, что и с постоянных клиентов, т.е. здесь не должно быть дискриминации.

По мере усиления конкуренции потребность в регулировании контрактной деятельности распределительных компаний уменьшится: у компании появится достаточно сильный финансовый стимул заключать более выгодные контракты, в этом случае интерес регуляторного органа сместится в плоскость условий конкуренции.

Центральной коммерческой силой в реорганизованной электроэнергетике станут контракты между производящими и распределяющими компаниями, однако их следует подкрепить механизмом получения контрактных прав и механизмом простого ежедневного баланса рынка.

Первоначально созданный рынок электроэнергии должен быть функционировать в следующем виде:

- Назначен Регистратор Контрактов (РК).
- Распределительные компании имеют портфель контрактов различного срока

действия с АО «Нарынский каскад ГЭС» и любыми другими (малыми) электростанциями.

- РК в курсе контрактных соглашений в плане цен и объемов.

- Установлен простой механизм получения контрактных прав для распределительных компаний; РК в курсе всех переговоров по контрактам.

- РК ежедневно ранжирует контракты в порядке возрастания отпускных цен.

- Ежедневно электростанции информируют оператора передающей компании (ОПК) об отпускных ценах и коэффициенте загрузки каждой генерирующей мощности. По каждой из них предоставляется цена за контрактную мощность и цена отпуска по сбалансированному рынку. Указанные цены за контрактную мощность используются не как финансовые показатели, а для составления очередности затребованности. Цены отпуска по сбалансированному рынку представлены в виде фиксированного кратного контрактной цены. (Производители могут распределять мощность в заданных пределах по своему усмотрению, но общая величина мощности должна оговариваться в контракте).

- ОПК составляет график диспетчеризации мощностей в зависимости от объявленных цен отпуска (с учетом возможных ограничений). Если мощности не в состоянии покрыть спрос, ОПК распределяет мощности пропорционально объемам, предусмотренным контрактами с каждой из распределительных компаний.

- Объем выработки измеряется по мере отпуска ее в распределительную сеть. Данные по отпуску округляются в расчете на потери при передаче.

- В случае, если предложенные по контракту мощности превышают спрос, избытком электроэнергии можно пренебречь. Компании платят в соответствии с контрактами (ранжированными РК, контрактами с наиболее дорогими ценами отпуска можно пренебречь).

- Если распределительная компания получила объем, превышающий заявленный, то излишки оплачиваются по средневзвешенной рыночной цене.

- Сбалансированный рынок управляется ОПК. Цены, предлагаемые производителями за мощность, превышающую контрактную, ранжируются в порядке возрастания; средне-взвешенная рыночная цена устанавливается за счет предельного увеличения мощности, требуемой в конкретный час.

В свете вышеизложенного можно предложить следующий предварительный план развития электроэнергетической отрасли в Кыргызстане (исходя из планируемой реорганизации Кыргызэнерго).

Стадия 1 - начальный этап реорганизации

Каждая распределительная компания и каждый КПП составляют портфель контрактов разной длительности (и различного типа); большинство из них будет с АО «Нарынский каскад ГЭС». Эти контракты утверждаются ГАЭ исходя из требований (а) гарантии окупаемости затрат производителя (с учетом возможного повышения эффективности) и (б) соблюдения принципа справедливого распределения контрактов.

Распределительные компании получают право заключать контракты в интересах потребителей. Ежегодно организуется обсуждение контрактов, на котором распределительные компании и КПП определяют свои контрактные потребности на текущий год, а производители предлагают различные варианты загрузок и объемов отпуска электроэнергии; условия этих контрактов могут быть пересмотрены ГАЭ и представлены на утверждение ГАЭ.

- Создан простой механизм контрактов на мощность и выработку.
- Назначен Регистратор Контрактов, который должен будет вникать во все подробности контрактов и ранжировать цены отпуска электроэнергии.
- ОПК составляет график диспетчеризации мощностей на основе заявленных цен отпуска и загруженности станций, также с учетом возможных ограничений.
- Создан сбалансированный рынок, гарантирующий ежедневную затребованность мощностей со стороны ОПК; отпускные цены на электроэнергию, подаваемую вне контрактов, регулируются.

Стадия 2 - деятельность предпочтительной рыночной структуры

- АО Нарынский каскад ГЭС подразделяется на три генерирующие компании, т.е. из его состава выделяются ТЭЦ Бишкек и ТЭЦ Ош как самостоятельные предприятия; имеющиеся в наличии контракты распределяются между тремя компаниями.

- Через тендеры, объявленные распределительными компаниями (и через соответствующие процедуры, разработанные распределительными компаниями), в рынок вступают новые независимые производители электроэнергии

- ГАЭ утверждает все новые контракты.

Стадия 3 - возможные перспективы развития

- Независимые поставщики электроэнергии могут конкурировать с распределительными компаниями за право обслуживания КПП, подключенных к распределительным сетям; распределительные компании могут конкурировать с другими распределительными компаниями за пределами своей зоны.

- Независимые поставщики электроэнергии покупают основные объемы электроэнергии от производителей на рынке по контрактам.

- Сбалансированный рынок ежедневно нивелирует возникающие отклонения от контрактных обязательств.

- Контрактный рынок регулируется предельными отпускными ценами, установленными ГАЭ; в условиях развитого энергорынка ГАЭ смягчает свои требования.

- ГАЭ определяет размер затрат на покупку электроэнергии, которые распределительные компании покрывают за счет конечного потребителя, пользуясь критерием выполнения контрактных обязательств.

Возможные дальнейшие стадии:

- Создание более сложных контрактных рынков электроэнергии.
- Постепенное образование рынка потребителей.
- Создание Среднеазиатского регионального энергетического рынка.

Рост энергопотребления вынуждает искать выходы из создавшегося положения. Одним из путей решения этой проблемы является развитие малых ГЭС, которые

сами по себе не решат всей задачи, но окажут существенную поддержку. В первую очередь эффект от внедрения малых ГЭС следует ожидать в отдаленных районах, электроснабжение которых осуществляется через линии электропередач, находящиеся в крайне изношенном состоянии.

Суммарный гидроэнергетический потенциал малых рек (с расходами воды от 0,7 до 50 м³/с) в Кыргызстане оценивается в 7,0 млрд.кВт.ч в год. Наличие таких гидроресурсов при широком развитии сети малых ГЭС дает реальную возможность обеспечивать электрической энергией многочисленные объекты сельского хозяйства, повысить надежность энергоснабжения отдельных районов республики и позволит сохранить часть водных ресурсов в Токтогульском водохранилище.

К настоящему времени освоение гидроресурсов малых рек составляет всего 2% возможного. Сегодня в республике эксплуатируются 13 малых станций суммарной мощностью 42 тыс.кВт.ч годовой выработкой 125 млн. кВт. ч. Эти станции построены в 1942-1958 гг. и к настоящему времени практически полностью изношены. Для их дальнейшей эксплуатации необходимо провести соответствующую реконструкцию и техническое перевооружение, учитывая это, правительством разрабатывается программа по реабилитации и строительству малых ГЭС. Следует отметить, что французская компания Микамиди реконструировала и ввела в эксплуатацию Жаильскую малую ГЭС мощностью 1,5 МВт.

В условиях дефицита капитальных вложений развитие топливно-энергетического комплекса без привлечения иностранных инвестиций невозможно.

Одним из основных условий инвестора являются гарантии Правительства Кыргызской Республики по соблюдению условий получения, использования и возврата инвестиций, а также наличие работающего пакета законодательных и нормативных актов КР.

Необходимо мобилизовать все внутренние ресурсы, активно привлечь иностранные инвестиции, одновременно продолжая работу по совершенствованию законодательно-правовой базы, обеспечивающей нормальную инвестиционную деятельность. В этих целях продолжается реформирование энергетической отрасли.

В настоящее время оно проводится в соответствии с Законами Кыргызской Республики: "Об энергетике", "Об электроэнергетике" и "О лицензировании", «Об энергосбережении», «О нефти и газе» и

Указом Президента Кыргызской Республики от 8 января 1997 г. "О совершенствовании системы управления электроэнергетической отрасли" и одобренной Правительством Кыргызской Республики "Программой разгосударствления и приватизации "Кыргызэнергохолдинга".

С целью реализации вышеуказанных задач Госагентством по энергетике разработаны следующие документы:

Основы тарифной политики на электрическую и тепловую энергию на период 1998-2000 годы; Финансовая модель реструктуризации АО «Кыргызэнерго»; 12 типов лицензий на виды деятельности в энергетическом секторе; Типовые контракты между энергоснабжающей организацией и потребителем; Соглашение о деятельности между Госагентством по энергетике и АО "Кыргызэнерго"; Правила пользования электрической и тепловой энергией; Правила учета электрической и тепловой энергии; Процедура рассмотрения спорных вопросов.

Жогорку Кенешем принят Закон "Об угле". Таким образом, в скором времени будут созданы полные условия, гарантирующие правовую и экономическую защиту любых видов инвестиций в энергетический сектор Кыргызстана.

Разработана Национальная энергетическая программа, которая проходит экспертизу в соответствующих органах государственной власти.

В нынешних рыночных условиях необходимо провести:

- реформу нефтяной, газовой отраслей топливно-энергетического комплекса;
- мониторинг факторов, определяющих угрозу энергетической безопасности (создание организационно-информационной базы);
- координацию действий хозяйствующих субъектов ТЭК.