

КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ КОНКУРЕНТНЫХ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РЕСПУБЛИКИ КОМИ*

Введение. Цель разработки концепции состояла в обосновании создания на территории Республики Коми институциональной, регуляторной и информационно-технологической инфраструктуры, необходимой для эффективного формирования и развития конкурентных рыночных отношений между субъектами производства и потребления электроэнергии в регионе. В зону действия настоящей концепции включены: ОАО «АЭК Комиэнерго», ОАО «Печорская ГРЭС» (федеральная электростанция), ТЭЦ «Сыктывкарского ЛПК» (независимый производитель), другие субъекты энергосистемы Республики Коми.

По соотношению спроса и предложения Коми энергосистема является самодостаточной как с точки зрения технологии (собственная генерация полностью покрывает потребление), так и с точки зрения финансовых потоков (с финансовой точки зрения энергосистема субсидирует другие регионы ЕЭС России).

В результате сложившегося набора генерирующих мощностей наблюдается избыточное предложение электроэнергии внутри региона при отсутствии технической возможности экспортировать не востребованную внутри региона электрическую мощность из-за существующих внешних системных ограничений. Суммарное избыточное предложение генерирующих мощностей в регионе зимой превышает 900 МВт (суммарная рабочая мощность за вычетом востребованной потребителями мощности при пике потребления), при этом часть мощности «заперта» внутри отдельных энергорайонов энергосистемы Республики Коми. Более 90 % произведенной ОАО «Печорская ГРЭС» электростанцией электроэнергии востребовано на территории республики.

Энергосистему Республики Коми можно считать технологически изолированной от ЕЭС России, так как:

- межсистемные электрические сети не позволяют энергосистеме Республики Коми импортировать и экспортировать электрическую мощность свыше 100 МВт или 5% от располагаемой мощности;
- из-за ограниченности перетоков энергосистема должна обеспечивать себя как генерирующими мощностями, так и резервами;
- инфраструктура энергосистемы организационно и функционально обособлена от инфраструктуры межсистемных органов управления ЕЭС России;
- режимы работы энергосистемы в основном зависят от субъектов, функционирующих на территории Республики Коми.

Из числа потребителей электроэнергии региона условиям присоединения к федеральному оптовому рынку электроэнергии отвечают только два субъекта, не более 30 потребителей имеют присоединенную мощность свыше 1 МВт.

Планы развития энергосистемы Республики Коми на пятилетнюю перспективу не предусматривают масштабного электросетевого строительства, расширяющего межсистемные электрические связи.

Анализ текущей ситуации позволяет сделать вывод о нецелесообразности присоединения структуры энергосистемы к создающемуся Оптовому рынку электроэнергии ввиду незначительного объема внешних перетоков электроэнергии между энергосисте-

* Разработана в 2002 г. группой московских специалистов во главе с В.А. Аралиным по заказу и при участии АЭК «Комиэнерго» в качестве проекта для обсуждения, доложена на семинаре зам. начальника Отдела расчетов АЭК «Комиэнерго» В.В. Холодковым. Предлагаемый сокращенный вариант концепции сформирован к.т.н. Н.А. Мановым. Названия предприятий Республики Коми оставлены по состоянию на момент разработки Концепции.

мой республики и смежными энергосистемами и слабости межсистемных электрических связей, что делает невозможным полноценное участие субъектов, расположенных на территории республики, в едином обороте электроэнергии и мощности.

В случае, если отказаться от введения рыночных отношений в электроэнергетике Республики Коми, скорее всего, придется сохранить вертикально-интегрированную компанию как гаранта надежности энергоснабжения потребителей. Однако, в силу наличия независимых от ОАО «АЭК Комиэнерго» генерирующих объектов, производящих большую часть электроэнергии в республике (более 60 % в 1999 – 1-м полугодии 2002 г.), усиление ОАО "АЭК Комиэнерго" как вертикально-интегрированной компании не даст желаемого результата, а модель единого закупщика, которая является возможным вариантом развития конкуренции при наличии вертикально-интегрированной компании на соответствующей территории, не оправдала себя с точки зрения создания полноценной конкуренции и повышения экономической эффективности отрасли.

Таким образом, существуют достаточно серьезные предпосылки для того, чтобы рассматривать энергосистему Республики Коми как единого участника в ОРЭ на объем внешних перетоков электроэнергии (через механизмы создания агента потребителей/производителей электроэнергии или создания/выбора по конкурсу специализированной организации – оператора импорта и экспорта) и внедрять рыночные принципы отбора поставщиков в самой республике в соответствии с принципами функционирования и развития общероссийского рынка электроэнергии и мощности с учетом региональных (технологических и организационных) особенностей, а также следовать идее организационного обособления монопольных и конкурентных видов деятельности.

Имитационный анализ последствий введения конкурентных отношений в сфере генерации электрической энергии. С целью определения возможностей для развития конкуренции, а также определения уровня монополизма и рыночной силы отдельных объектов электрической генерации на территории Республики Коми было проведено несколько имитационных экспериментов.

Объектом анализа являлись следующие генерирующие объекты: Печорская ГРЭС; Воркутинские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2; Интинская ТЭЦ; Сосногорская ТЭЦ; ТЭЦ Сыктывкарского ЛПК (СЛПК); прочие объекты генерации, не обладающие значительной установленной мощностью.

Основные условия моделирования:

- информация о системных ограничениях, а также другие сведения, предоставленные ОАО «АЭК Комиэнерго», полны и достоверны;
- цены на топливо (уголь, газ и мазут) зафиксированы на уровне июля 2002 г.;
- задания по выработке тепловой энергии и переменные затраты для ТЭЦ зафиксированы по состоянию на 2001 – 2002 гг.;
- ценообразование и отбор поставщиков на рынке электроэнергии производится в соответствии с Целевой моделью Оптового рынка электроэнергии РФ, проводится только одна торговая сессия – торги «на сутки вперед».

На основании исследований в рамках указанных условий сделаны выводы:

1. Печорская ГРЭС является монополистом в Печорском энергорайоне по производству электроэнергии на мощность от 100 МВт летом и до 250 МВт в зимний максимум потребления.

2. Остальные электростанции региона, при условии независимости друг от друга и отсутствии ценового сговора, не обладают рыночной силой, за исключением Воркутинских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Максимальная мощность электроэнергии, в отношении которого указанные станции обладают рыночной силой, – 65 МВт при зимнем максимуме

потребления. Данный объем перекрывается теплофикационной выработкой электроэнергии станциями энергорайона, что элиминирует их локальный монополизм.

3. Летом ценообразующей станцией в регионе является Печорская ГРЭС, в условиях конкуренции транслируя цену своей заявки практически на все энергорайоны Республики Коми. Максимально возможный принятый рынком объем мощности Печорской ГРЭС – 670 МВт в день зимнего максимума. В дневные пиковые часы зимнего максимума потребления «замыкающей» (при моделировании цен по топливной составляющей себестоимости) ценой в Воркутинском, Интинском и Печорском энергорайонах является цена, указанная в ценовой заявке Печорской ГРЭС. В Южном и Ухтинском энергорайонах цена в таком случае формируется ценовыми заявками местных генераторов (одного или нескольких).

4. ТЭЦ СЛПК загружена только на величину собственных производственных потребностей СЛПК при условии, что цена в заявке ТЭЦ СЛПК выше, чем у Сосногорской ТЭЦ. ТЭЦ СЛПК способна конкурировать с Сосногорской ТЭЦ и Печорской ГРЭС в Южном энергорайоне на размер мощностей, не востребованных собственным производством. С учетом собственного потребления СЛПК, ТЭЦ СЛПК является монополистом в Южном энергоузле в зимний максимум потребления на объем до 205 МВт. Если рассматривать потребление электроэнергии производством СЛПК как «потребление генератором электроэнергии на собственные нужды», ТЭЦ СЛПК не обладает рыночной силой.

5. Максимальная, принятая рынком мощность Сосногорской ТЭЦ (при конкурентных условиях: зимний максимум потребления, минимальная цена в заявке у Печорской ГРЭС, цена Сосногорской ТЭЦ меньше, чем ТЭЦ СЛПК) – 160 МВт, при этом Сосногорская ТЭЦ является ценообразующей в Ухтинском и Южном энергорайонах.

6. Электростанции ОАО «АЭК Комиэнерго», кроме Сосногорской ТЭЦ, при подаче заявок по топливной составляющей себестоимости загружены только на размер теплофикационного минимума.

7. В случае неограниченного завышения Печорской ГРЭС цены в заявке, рынком по любой цене будут приняты ее монопольные объемы, при этом цены данной станции транслируются только в пределах Печорского энергорайона. Зеленоборский энергоузел Печорского энергорайона в таком случае снабжается генерирующими объектами Южного и Ухтинского энергорайонов, цены которых определяют узловые цены в энергоузле. В Воркутинском и Интинском энергорайонах энергоснабжение в таком случае обеспечивается Воркутинскими и Интинской ТЭЦ.

8. В случае, если ценовая заявка Печорской ГРЭС ниже, чем переменные издержки у всех ТЭЦ региона, а ТЭЦ выставляют ценопринимательские заявки на объем электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, узловые цены не покрывают переменных затрат угольных ТЭЦ – следовательно, у последних возникают убытки от реализации электроэнергии (при условиях: ценопринимание, заданный паритет цен на топливо).

9. Подача Печорской ГРЭС ценопринимательской заявки на монопольные объемы и заявки на остальные объемы электроэнергии по цене ниже, чем в заявке Воркутинской ТЭЦ-2 за вычетом потерь на транспорт электроэнергии, делает ценовую заявку ГРЭС ценоопределяющей в Печорском энергорайоне. При таком сценарии рынком будет принято 440 МВт мощности Печорской ГРЭС при зимнем максимуме потребления.

10. В случае ценового сговора между ТЭЦ СЛПК и Сосногорской ТЭЦ консолидированно станции обладают рыночной силой на объем до 160 МВт в зимний максимум потребления (в Ухтинском и Южном энергорайонах). В условиях летнего мини-

му потреблению эти станции, даже действуя совместно, не обладают рыночной силой.

11. При подаче ценовых заявок производителями региона из расчета топливной составляющей себестоимости плюс незначительная норма прибыли, все электростанции региона убыточны и не покрывают своих условно-постоянных затрат (при условии сохранения относительного уровня тарифов на тепло, вырабатываемое ТЭЦ). Таким образом, в условиях совершенной конкуренции в отношении купли-продажи электроэнергии, для всех ТЭЦ региона и ОАО «Печорская ГРЭС» достаточно сложно найти и реализовать стратегию получения выручки от продажи электроэнергии, покрывающей их условно-постоянные издержки.

Анализ возможных рыночных стратегий генераторов электроэнергии. В условиях конкурентного отбора поставщиков электроэнергии в Республике Коми при данных технологических ограничениях и сохранении текущей технологической инфраструктуры для генераторов электроэнергии возможны следующие основные ценовые стратегии:

Печорская ГРЭС. Являясь самой мощной электростанцией региона (1060 МВт располагаемой электрической мощности) и монополистом в Печорском энергорайоне на объем электроэнергии до 250 МВт, станция имеет возможность выбора собственной стратегии поведения на рынке. Ситуация на рынке и стратегии других генераторов во многом будут определяться выбранной моделью поведения ГРЭС. Далее рассмотрены некоторые наиболее вероятные основные стратегии. Реально же, в конкурентной среде, Печорская ГРЭС будет использовать их комбинацию.

1. Максимальное предложение электроэнергии Печорской ГРЭС по минимальным ценам в заявке. Цена в заявке Печорской ГРЭС равна сумме ее переменных издержек и некоторой нормы рентабельности. За счет объема поставки даже относительно небольшая надбавка может покрыть условно-постоянные издержки станции и принести необходимую доходность. При этом фактически Печорская ГРЭС не будет иметь конкурентов, вытесняя с рынка остальных основных игроков.

При использовании такой стратегии, тем не менее, ГРЭС может оказаться в зоне убытков. В случае формирования цен в заявках Сосногорской ТЭЦ и ТЭЦ СЛПК по их топливной составляющей себестоимости при отсутствии у Печорской ГРЭС источников покрытия условно-постоянных издержек, кроме как за счет выручки от электроэнергии (в отличие от ТЭЦ, имеющих также доход от тепла), сформировавшаяся равновесная узловая цена не обеспечит покрытия условно-постоянных издержек Печорской ГРЭС.

2. Стратегия установления максимально возможной (условно неограниченной) цены на монопольный объем.

3. Повышение цены в заявке до уровня чуть ниже цен в заявках Воркутинских ТЭЦ и Интинской ТЭЦ с корректировкой на стоимость потерь электроэнергии обеспечивает ГРЭС загрузку в объеме, равном сумме ее монопольного объема и объемов потребления в Интинском и Воркутинском энергорайонах за вычетом электроэнергии, вырабатываемой ТЭЦ севера в теплофикационном цикле.

Вполне вероятно, что такая стратегия и будет выбрана Печорской ГРЭС. При этом для потребителей севера республики рыночная ситуация все равно будет выигршной, поскольку в противном случае ценовые заявки местных ТЭЦ определяют более высокие узловые цены.

Такой стратегией рынку будет подан сигнал о потребности районов в более экономичных генерирующих мощностях, и эта стратегия также дает стимул угольным ТЭЦ к снижению издержек. При описанной стратегии Печорская ГРЭС не конкурирует

с ТЭЦ юга Республики, подавая им сигнал для установления более высоких цен. Тем не менее, на юге имеются избыточные мощности, так что при отсутствии ценового соглашения такая стратегия Печорской ГРЭС не исключает ценовой конкуренции на юге республики.

Сосногорская ТЭЦ. В текущих условиях функционирования электростанция значительно более экономична, чем угольные ТЭЦ региона. Основными ее конкурентами следует признать Печорскую ГРЭС и ТЭЦ СЛПК. В целом, стратегия Сосногорской ТЭЦ должна определяться стратегиями конкурентов, поэтому достаточно сложно предсказать ее собственное поведение в рынке. Тем не менее, ниже рассмотрены некоторые возможные стратегии:

1. Ценовая конкуренция с Печорской ГРЭС и ТЭЦ СЛПК. При этом СЛПК, для которого электроэнергия является побочным продуктом, вполне способен выставить ценовую заявку, «отсекающую» конкурентов с рынка, поставляя электроэнергию с минимальной надбавкой к переменным издержкам или используя перекрестное субсидирование между электроэнергией и основной продукцией предприятия.

2. Участие в балансирующем рынке. Так как Сосногорская ТЭЦ в настоящее время участвует в покрытии пиковых нагрузок и фактически балансирует рынок, то, вероятнее всего, при новой конфигурации рынка ТЭЦ будет получать вознаграждение за резервы мощности. Вполне возможно покрыть данным вознаграждением часть затрат станции.

3. Замещение «монопольных» объемов ТЭЦ СЛПК (до 160 МВт без учета потребления СЛПК) в случае, если ТЭЦ СЛПК не активно участвует в конкуренции на рынке, т. е. вытеснение ТЭЦ СЛПК с рынка.

Воркутинская ТЭЦ-2. При текущем паритете цен на газ и уголь производство электроэнергии в конденсационном цикле угольной ТЭЦ-2 в условиях рыночного отбора генераторов будет убыточным. При этом ТЭЦ-2 будет принята рынком на объем электроэнергии, произведенной в теплофикационном цикле. Возможно участие ТЭЦ-2 в балансирующем рынке, он должен установить вознаграждение за резерв мощности ТЭЦ. При существенном снижении цен поставщиками угля, что вероятно, к примеру, при альянсе с угледобывающими предприятиями республики, либо при изменении ценовой политики в отношении тепла, ТЭЦ-2 может конкурировать при определенных условиях с Печорской ГРЭС и вытеснять ее с рынка на объем поставок в Интинский и Воркутинский энергорайоны республики. При этом ТЭЦ-2 будет ценообразующей в указанных энергорайонах и будет загружена более чем на 90% располагаемой электрической мощности.

Интинская ТЭЦ, Воркутинская ТЭЦ-1. Основная электрическая нагрузка данных станций определяется тепловым графиком производства. Мощности генераторов незначительны. Существенным является тот факт, что Интинская ТЭЦ при выработке электроэнергии по теплофикационному циклу фактически может производить в определенные периоды времени свыше 50% от потребности в Интинском энергорайоне.

ТЭЦ СЛПК. В настоящее время СЛПК рассматривает электроэнергию как побочный продукт основного производства. При этом, без учета собственного потребления, продажа электроэнергии по состоянию на конец 2001 г. по цене, установленной РЭК, составляла порядка 10% совокупной выручки ОАО «СЛПК». При полной загрузке электрогенерирующих мощностей, данный показатель может быть увеличен до 25%, что позволяет рассматривать данное предприятие как потенциального игрока в области производства и продажи электроэнергии.

График выработки ТЭЦ СЛПК в настоящее время, в основном, определяется загрузкой производственных мощностей СЛПК, излишки произведенной электроэнергии

выдаются в сеть. Если руководством предприятия будет принято решение о полноценном участии мощностей ТЭЦ, не востребованных производством, в конкуренции на рынке электрогенерации, то для ТЭЦ СЛПК возможны ценовые стратегии, зеркальные по отношению к стратегиям ее прямого конкурента – Сосногорской ТЭЦ.

В случае, если ТЭЦ СЛПК организационно обособляется от основного производства или СЛПК участвует в рынке электроэнергии отдельно как продавец и как покупатель, возможна ситуация, при которой его ТЭЦ будет конкурировать с другими генераторами на поставку электроэнергии для нужд производства СЛПК, что может быть ему выгодно (экономия на топливных издержках). При этом ТЭЦ СЛПК становится монополистом в Южном энергорайоне на объем в 205 МВт при зимнем максимуме потребления.

Прочие. Ветровая электростанция (Воркутинский энергорайон), ДЭС, ТЭЦ Сыктывкарского ЛДК обладают слишком малой мощностью, чтобы оказывать существенное влияние на ценообразование. При анализе возможностей развития рынка электроэнергии республики ценовые стратегии данных станций рассматривать не целесообразно.

Этапы развития конкурентных рыночных отношений в электроэнергетике Республики Коми. Подготовительный этап.

В течение данного этапа необходимо:

- 1) разработать необходимую нормативно-правовую базу, которая включает:
 - изменение государственного регулирования,
 - правила торговых отношений (правила рынка),
 - необходимые регламенты и методики;
- 2) разработать и заключить соответствующие необходимые договора;
- 3) подготовить систему оперативно-диспетчерского управления к работе по правилам конкурентного сектора;
- 4) подготовить информационно-технологическую базу, которая включает:
 - программное обеспечение рынка,
 - информационную систему,
 - коммерческий учет;
- 5) обучить участников рынка.

Для подготовки системы оперативно-диспетчерского управления к работе по правилам конкурентного сектора, необходимо усовершенствовать систему планирования и контроля исполнения суточных почасовых графиков производства электроэнергии, утверждаемых для каждого продавца оптового рынка. Для этого РДУ ОАО "Комиэнерго" должно доработать модель расчетной электрической схемы с выделением узлов электрической сети, к которым «прикрепляются» точки физической поставки (получения) электроэнергии каждым генерирующим агрегатом (энергопринимающим устройством), принадлежащим каждому участнику оптового рынка (далее – узлы расчетной схемы). Такие узлы должны быть выделены и для субъектов, которые имеют потенциальную возможность стать участниками оптового рынка.

В настоящий момент в РДУ используются две расчетные схемы. Первая, состоящая из 38 узлов и 39 веток, используется РДУ при согласовании диспетчерских планов и графиков с ОДУ Северо-Запада. Контрольные замеры по энергосистеме Республики Коми для ОДУ Северо-Запада также «фиксируются» в данной схеме. Вторая расчетная схема, состоящая из более чем 100 узлов, используется для оперативно-диспетчерского управления РДУ АЭК «Комиэнерго», имеющаяся система телеметрии обновляет информацию не реже, чем каждые 5 сек. В данной схеме очень подробно указаны подстанции (т.е. точки подключения потребителей).

Расчетная схема должна быть составлена так, чтобы наиболее полно и точно отражать ограничения по пропускной способности контролируемых сечений электрической сети и режимные ограничения, электрическую мощность и узлы «привязки» потребителей и производителей электроэнергии. Необходимым дополнением к расчетной схеме должно стать программное обеспечение, поддерживающее ее параметры в актуальном состоянии. Расчетная схема применяется для проведения краткосрочного планирования режимов работы субъектов оптового рынка как в регулируемом, так и в конкурентном секторах с учетом ограничений, связанных с технологией распределения электрической энергии по сетям.

Разработка необходимой нормативно-правовой базы включает следующие методики, на основании которых РДУ и в последующем оператор рынка Республики Коми (ОРПК) будет осуществлять соответствующие виды работ на оптовом рынке переходного периода:

- методику составления прогнозов потребления электроэнергии (в том числе по узловым) на сутки «Х» и на сутки «Х+1», а также среднесрочных (на неделю вперед, на месяц и несколько месяцев) и долгосрочных (на один год) прогнозов потребления электроэнергии в узлах расчетной схемы;
- методику формирования предварительных почасовых суточных диспетчерских графиков загрузки генерирующих агрегатов с учетом использования разработанной расчетной схемы электрической сети;
- методику определения ограничений пропускной способности электрических сетей и сетевых ограничений;
- методику определения требований к величине и территориальному размещению резервов мощности по различным видам (типам) резервов;
- методику выбора регулируемых (системных) генераторов и режима их загрузки;
- процедуру согласования плановых графиков загрузки генерирующих агрегатов, составленных Оператором рынка или организацией, исполняющей его функции.

В части подготовки коммерческой инфраструктуры необходимо разработать и внедрить соответствующие требованиям Целевой модели конкурентного оптового рынка:

1. Информационную инфраструктуру:

- коммуникационную систему:
 - каналы передачи данных и типовое коммуникационное оборудование (средства «последней мили») для подключения вычислительных средств участников к каналам передачи данных электронной торговой системы;
 - сертифицированные на соответствие технологическим требованиям аппаратные средства вычислительной техники и базовое программное обеспечение;
 - оперативную систему сбора, поузлового распределенного хранения, междуузловой репликации и транспортировки данных учета электроэнергии, топологических характеристик сети и других исходных данных, существующих в виде электронных документов.
- электронную платформу, т.е. типовые элементы электронной торговой системы, являющиеся основой для развертывания и обеспечения устойчивой и безопасной работы функционально-технологического обеспечения рынка.

2. Функционально-технологическое обеспечение:

- автоматизированные средства коммерческого учета электроэнергии;
- систему сбора, верификации, обработки и накопления данных коммерческого учета электроэнергии;

- систему подготовки и сбора заявок, результатов, оповещений и других исходных данных, обеспечивающую электронный документооборот между участниками торгов и электронной торговой системой;
- специализированное технологическое программное обеспечение:
 - систему оптимизации режима работы генерирующих агрегатов,
 - систему расчетов узловых равновесных цен по ценовым заявкам с учетом системных и технологических ограничений на базе разработанной расчетной схемы;
- финансово-расчетную систему – программное обеспечение клиринговой системы, обеспечивающей расчеты между участниками рынка;

3. Инструментальное обеспечение рынка:

- систему анализа рыночной информации и поддержки принятия решений ответственным персоналом (OLAP-систему) на основе аналитического хранилища данных;
- аналитические инструменты трейдера, являющиеся основой для бизнес-операций в среде электронной торговой системы.

Для подготовки работы требуется:

- реализовать меры по изменению правил тарифного регулирования;
- разработать методику компенсации участникам рынка ущерба, возникающего в результате исполнения прямых договоров;
- разработать методику, позволяющую своевременно выявлять и предотвращать возможный сговор как производителей, так и покупателей электроэнергии, использование их монопольного положения и рыночной силы.

Для возможности начала функционирования переходной модели рынка необходима разработка и утверждение (в установленном соответствующими государственными органами порядке) правил реализации конкурентных рыночных отношений в электроэнергетике Республики Коми (по тексту – правила рынка), которые включают все необходимые методики для работы переходной и целевой модели.

Подготовительный этап завершается этапом полномасштабной имитации работы рынка (длительность – до месяца) по алгоритмам переходного этапа, изложенного ниже. На этапе имитации отрабатываются информационные технологии, взаимодействие организаций инфраструктуры с участниками рынка, проверяется исполнимость режимов суточных графиков загрузки генерирующих мощностей, а также выявляются возможные недостатки модели и правил рынка переходного периода. Кроме того, режим имитации позволит участникам рынка получить ценный опыт работы на конкурентном рынке.

Организация рыночных отношений в электроэнергетике Республики Коми – переходная модель. Для эффективного функционирования целевой модели необходимо наличие:

- эффективных отработанных (или, по крайней мере, адекватных) механизмов (компенсаторов) для защиты от возможных неконкурентных действий субъектов;
- отработанных технологий рынка, навыков и квалификаций у его субъектов;
- временного периода для выявления и решения возможных проблем развития конкурентных отношений;
- ценовых, объемных и других возможных сигналов участникам рынка.

Отсутствие перечисленного выше возможно восполнить только на специально предусмотренном переходном этапе, основными целями проектирования и «запуска» которого являются:

- обеспечение плавного перехода от полностью регулируемого и прогнозируемого рынка к конкурентному;

- гарантия цен для определенных групп потребителей, а также обеспечение определенных гарантий для производителей в период адаптации к конкурентному рынку;
- тестирование предлагаемых моделей функционирования коммерческой и технологической инфраструктуры рынка.

Таким образом, введение целевой модели развития конкурентных рыночных отношений в энергетике Республики Коми должно предусматривать наличие переходного этапа, характеризующегося, с одной стороны, применением в максимально возможной степени конкурентных элементов, с другой – учетом значительных ограничений. К ним можно отнести:

- отсутствие полноценной институциональной, технологической и информационной инфраструктур рынка на территории энергосистемы (не завершенная реорганизация ОАО «АЭК Комиэнерго», в том числе отсутствие выделенных из АЭК генерирующих компаний; отсутствие организации, исполняющей функции гарантирующего поставщика; отсутствие функционирующих конкурентных энергосбытовых компаний, инфраструктурных организаций);
- отсутствие необходимого правового пространства (в том числе в отношении правил тарифного регулирования и регулирования взаимоотношений между субъектами торговых отношений);
- энергетическая обособленность региона (наличие «запертых» мощностей при их избытке в среднесрочной перспективе), повышенная требовательность к стабильности теплоснабжения региона (в силу продолжительного отопительного сезона);
- невозможность моментального отказа от использования механизмов перекрестного субсидирования.

Переходная модель формирования рыночных отношений в электроэнергетическом секторе Республики Коми соответствует принципам организации рыночных отношений в республике в рамках целевой модели и учитывает как объективные долгосрочные характеристики ее энергосистемы, так и особенности текущей ситуации. Данная модель организации переходного периода предусматривает наличие конкурентных отношений только в рынке электроэнергии. На основе результатов его функционирования, в целевой модели будут введены рынок (оплата) мощностей производителей и рынок резервов.

В целом, переходная модель принципиально отличается от целевой сохранением в определенной степени системы тарифного регулирования и введением в рамках этой системы обязательных прямых договоров для региональных производителей электроэнергии.

Торговые отношения в электроэнергетике региона в начале переходного этапа включают три сектора:

- 1). обязательных договоров (регулируемый сектор);
- 2). конкурентной торговли;
- 3). отклонений.

На переходном этапе в силу того, что до реорганизации ОАО «АЭК Комиэнерго» в регионе будут представлены только три институционально обособленных производителя электроэнергии, удовлетворяющие условиям торговых отношений целевой модели (ОАО «Печорская ГРЭС», ТЭЦ СЛПК и ОАО «Комиэнерго»), предлагается участие ОАО «Комиэнерго» в торгах по следующей схеме: с учетом внедренного раздельного учета каждая электростанция ОАО «АЭК Комиэнерго», удовлетворяющая условиям участия в конкурентных торговых отношениях (Сосногорская ТЭЦ, Воркутинская ТЭЦ-2, Воркутинская ТЭЦ-1, Интинская ТЭЦ), выставляет свою ценовую заявку, при этом в АЭК «Комиэнерго» должна быть разработана система, стимулирующая руково-

дителей электростанций к подаче реальных ценовых заявок и поощряющая достижение станциями положительных финансовых результатов от участия в секторе свободной торговли электроэнергией. Необходимо предусмотреть недопущение возможного влияния ОАО «АЭК Комиэнерго» на заявки генераторов.

В последующем для развития конкурентных отношений между производителями электроэнергии представляется оптимальным преобразование генерирующей инфраструктуры региона в соответствии с одним или несколькими вариантами:

- выделение электрогенерирующих мощностей ОАО АЭК «Комиэнерго» (в силу значительной географической удаленности основных генераторов ОАО "АЭК Комиэнерго", наличия существенных технических и экономических различий между ними, достаточности их мощностей для энергоснабжения/поставок электроэнергии в соответствующих им энергоузлах) в две генерирующие компании с располагаемыми мощностями 270-295 МВт и 390 МВт соответственно. Оптимальный, с точки зрения настоящей концепции, проект реформирования АЭК «Комиэнерго» должен предусматривать выделение не менее двух электрогенерирующих компаний: одна – на базе Воркутинской ТЭЦ-2, вторая – на базе Сосногорской ТЭЦ. При этом в результате реорганизации АЭК «Комиэнерго» для обеспечения конкурентных отношений между производителями электроэнергии необходимо добиться обеспечения организационной независимости выделенных компаний друг от друга;

- выделение из ОАО "АЭК Комиэнерго" одной электрогенерирующей компании с последующей передачей по конкурсу в управление третьим лицам одной из вышеуказанных ТЭЦ без изменения структуры капитала;

- разделение генерирующих мощностей энергосистемы по решению органа антимонопольного регулирования. Под антимонопольное регулирование из электростанций республики формально может попасть Печорская ГРЭС. Оптимальной для рынка электроэнергии ситуацией является организационное обособление двух блоков данной электростанции (что может быть реализовано как по решению органа антимонопольного регулирования, так и добровольно по решению собственников), что позволит формально избежать локального монополизма электростанции в Печорском энергоузле. Данное решение может быть заменено более простым – назначением Печорской ГРЭС на соответствующий объем системным генератором. Однако данное решение уменьшает объем конкурентного рынка, в то время как организационное обособление максимизирует его.

Таким образом, в регионе будет не менее четырех крупных локальных поставщиков электроэнергии (наиболее вероятные: Печорская ГРЭС, ТЭЦ ОАО «СЛПК», Воркутинская ТЭЦ-2, Сосногорская ТЭЦ), являющихся самостоятельными участниками рынка. Некоторые маломощные теплогенерирующие генераторы с учетом их модернизации впоследствии также смогут участвовать в конкуренции в секторе производства электроэнергии на территории Республики Коми, преимущественно в течение отопительного сезона. Не исключено также появление в регионе новых генерирующих станций. В числе возможных проектов – строительство двух блоков Печорской ГРЭС, Интинской ГРЭС, Воркутинской ТЭЦ-3. Помимо электроэнергии «внутренних» производителей на рынок в будущем может поставляться электроэнергия ТЭЦ-1 ОАО «Котласский ЦБК» (мощностью до 100 МВт при существующих системных ограничениях в энергосистемах).

Такая структура генерации обеспечивает необходимый и достаточный уровень конкуренции среди поставщиков электроэнергии.

В случае, если складывающиеся на рынке цены и регулируемые тарифы не будут позволять региональным генераторам покрывать свои условно-постоянные издержки,

что может привести к нестабильности энергоснабжения и/или скачкообразной динамике цен в секторе конкурентной торговли и в балансирующем секторе, уполномоченный орган государственного регулирования может принять решение о введении платы за мощность.

Для выравнивания структуры регулирования генерирующих объектов в Республике Коми необходимо:

- лишить ОАО «Печорская ГРЭС» статуса участника ФОРЭМ вне зависимости от ее включения в ту или иную Оптовую генерирующую компанию;
- вывести ОАО «Печорская ГРЭС» из под регулирования со стороны ФЭК РФ – аналогично с другими региональными генераторами данный производитель должен регулироваться РЭК Республики Коми.

При продолжении регулирования Печорской ГРЭС со стороны ФЭК РФ тарифы, установленные для электростанции, не будут согласованы с тарифной политикой, проводимой в Республике Коми. Это может привести к ценовому (тарифному) дисбалансу между установленными тарифами для станции и для других генераторов республики.

При предложенном решении отсутствует проблема организации расчетов со станцией. Участие Печорской ГРЭС на ФОРЭМ с одновременным регулированием РЭК Республики Коми затрудняет расчеты за электроэнергию между участниками торговли электроэнергией на территории Республики Коми и ГРЭС. Данное ограничение может быть снято путем реализации электроэнергии ГРЭС в республике через единого заказчика, так как ни один потребитель республики, за исключением ОАО "АЭК Коми-энерго", не является участником ФОРЭМ. При этом невозможно корректное совмещение участия ГРЭС в сегменте 5-15% переходной модели ОРЭ РФ и в предлагаемой переходной модели.

Регулирование Печорской ГРЭС со стороны РЭК при участии ПГРЭС в ФОРЭМ может привести к резкому повышению ее тарифов с целью привлечения в регион налоговых поступлений от станции (подобная мера практически не несет рисков повышения тарифов для потребителей региона, так как цена покупки электроэнергии на ФОРЭМ для ОАО «АЭК Комиэнерго» устанавливается ФЭК).

До начала функционирования Оператора рынка Республики Коми, исполнение его функций возлагается на ОАО «АЭК Комиэнерго». Для гарантирования и последующего обеспечения соблюдения принципов справедливой конкуренции во всех секторах торговли электроэнергией необходимо создание общественной организации, исполняющей функции Наблюдательного совета, контролирующего исполнение ОАО «АЭК Комиэнерго» функций оператора рынка электроэнергии. Членами данной организации могут быть представители субъектов торговых отношений со стороны производителей и покупателей электроэнергии (как отдельные, так и объединенные в ассоциацию), Администрации республики, РЭК республики, независимых экспертов, ОАО «Комиэнерго», инфраструктурных организаций ОРЭ РФ (АТС, СО), РАО «ЕЭС России».

До начала функционирования Системного оператора Республики Коми (в составе Оператора рынка), исполнение его функций возлагается на РДУ ОАО «АЭК Комиэнерго», выделяемое в филиал ОАО «АЭК Комиэнерго».

Конфигурация сетевой инфраструктуры. Наиболее приемлемым вариантом конфигурации электросетевых активов на территории Республики Коми является передача в процессе реорганизации ОАО «АЭК Комиэнерго» магистральных сетевых активов (соответствующих критериям ПП РФ №881 от 21.12.2001 г.) в соответствии с базовым вариантом реформирования в ОАО «ФСК» с одновременным назначением компании АЭК «Комиэнерго» эксплуатирующей организацией, так как:

- ОДУ Северо-Запада не участвует в ведении режимов на территории республики, все магистральные сетевые активы на территории Республики Коми принадлежат и эксплуатируются АЭК «Комиэнерго», а не МЭС Северо-Запада, при этом данное делегирование полномочий является оптимальным, учитывая географические и технологические особенности энергосистемы. Изменение данной системы обслуживания энергетической инфраструктуры и приведение ее к стандартному виду (в соответствии с базовым вариантом реформирования АО-энерго) может привести к дублированию функций по обслуживанию энергетических объектов и снижению надежности энергоснабжения потребителей;

- должно быть обеспечено гарантированное исполнение указаний Оператора рынка и технологического диспетчера;

- при передаче электросетей в собственность и эксплуатацию двум организациям увеличатся затраты на их содержание;

- при реализации данного варианта не потребуется привлечения дополнительного персонала и построение дополнительной организационной структуры (филиала ОАО «ФСК» по обслуживанию электросетей Республики Коми);

- электросети на территории республики одноцепные и незамкнутые, при построении системы поставки электроэнергии на рыночных принципах существуют значительные риски, связанные с распределением электроэнергии в случаях аварий. Обеспечить необходимый уровень надежности, а также существование и функциональность адекватных механизмов страхования и выплаты компенсации от данных видов рисков, а в перспективе и оптимизацию топологии сетей, с большей эффективностью можно при эксплуатации электросетевого хозяйства в регионе институционально одним субъектом инфраструктуры рынка.

Предложения по организации рыночных отношений в электроэнергетике Республики Коми в рамках целевой модели.

а. Принципы организации.

Концепция развития конкурентных рыночных отношений в энергосистеме Республики Коми основывается на следующей целевой структуре отрасли:

1. Разделение конкурентных и естественно-монопольных видов деятельности – деятельность по генерации и сбыту электроэнергии отделяется от эксплуатации сетей, оперативно-диспетчерского управления и деятельности по организации торговых отношений в отношении электроэнергии в регионе.

2. Инфраструктура рынка не зависима от его участников.

При этом все участники имеют равные права доступа к услугам рыночной инфраструктуры.

Целевая модель формирования рыночных отношений в электроэнергетическом секторе Республики Коми соответствует принципам, принятым для построения конкурентного рынка Единой энергетической системы России и учитывает особенности электроэнергетического сектора Республики Коми.

б. Организация торговых отношений на территории Республики Коми.

Конкурентные отношения в электроэнергетике региона будут осуществляться через следующие механизмы: рынок «на сутки вперед», организованный на тех же принципах, что и на общероссийском оптовом рынке электроэнергии; прямые договоры поставки электроэнергии; балансирующий рынок; рынок мощности; рынок резервов.

В общероссийском оптовом рынке электрической энергии и мощности Республика Коми выступает как единый продавец на объем отрицательного перетока из республики и единый покупатель на объем положительного перетока в регион. В рамках единого оптового рынка на территории Республики Коми выделяется зона, которая для

коммерческого оператора рынка (АТС) и технологического оператора (СО) выступает как нетто-продавец/нетто-покупатель в отношении конкретных узлов, являющихся границей раздела сетей. В общероссийском рынке в качестве участника рынка может выступать Объединенный оператор рынка Республики Коми или Оператор импорта и экспорта (созданная или выбранная по конкурсу компания).

При организации и развитии конкурентных отношений в электроэнергетике региона все субъекты должны:

- иметь равный территориальный статус в отношении продажи/покупки электроэнергии;
- находиться относительно их регулирования в равных условиях.

Для технологического обеспечения развития конкурентных отношений в электроэнергетике Республики Коми его участникам должны быть предоставлены следующие общесистемные услуги:

- 1) предоставление доступа к сети и её использованию;
- 2) предоставление доступа к электронной торговой системе;
- 3) услуги по администрированию торговой системы;
- 4) услуги по управлению режимами, направленные на поддержание надежности работы энергосистемы и качества электроэнергии (диспетчерские услуги).

На рынке электроэнергии Республики Коми действуют участники, непосредственно принимающие участие в купле-продаже электроэнергии, и службы, обеспечивающие работу инфраструктуры торговых отношений, вместе называемые субъектами торговых отношений.

Со стороны поставщиков – генерирующие компании, в состав которых входят все генерирующие объекты, находящиеся на территории Республики Коми вне зависимости от организационно-правовой формы и участия в холдинговых и прочих структурах.

В части требований, предъявляемых к участнику торговли, выступающему в качестве продавца электроэнергии, применяются соответствующие требования ОРЭ РФ со следующими коррективами:

суммарная [рабочая] мощность всех генерирующих агрегатов, принадлежащих данному участнику и заявленных к участию в торговых отношениях, должна составлять не менее 10 МВт.

Со стороны покупателей – удовлетворяющие условиям рынка потребители, конкурентные энергосбытовые компании и гарантирующий(ие) поставщик(и).

На объемы перетоков (экспорта/импорта) в/из смежных энергосистем, покупателем/продавцом электроэнергии на оптовом рынке Республики Коми выступает Оператор рынка (или Оператор импорта и экспорта).

Объединенный оператор рынка Республики Коми (ОПРК). Для создания оптимальных условий эффективного функционирования инфраструктуры торговой зоны Республики Коми, целесообразно создание единой инфраструктурной организации (Объединенного оператора рынка), исполняющей функции организатора торгов и системного оператора. Данная организация должна быть создана на основе РДУ ОАО "АЭК Комиэнерго", для чего РДУ ОАО "АЭК Комиэнерго" должно быть организационно обособлено от ОАО «АЭК Комиэнерго».

Создание единого Объединенного оператора рынка Республики Коми обусловлено следующими причинами:

- 1) сокращением трансакционных издержек, в частности, издержек на содержание административно-управленческого аппарата, на регистрацию новых субъектов рынка, за счет централизации функций.

2) снижением нагрузки по содержанию инфраструктурных организаций на одного участника рынка – создание единого оператора обеспечивает соответствие рыночной инфраструктуры объему торговых операций.

3) минимизацией организационных преобразований, что позволит сократить период неопределенности и неустойчивости работы системы.

4) обеспечением полной координации работы коммерческого и технологического диспетчеров, что является необходимым условием нормального функционирования конкурентного рынка электроэнергии.

5) упрощением взаимодействия инфраструктурных подразделений, поскольку они находятся внутри одной системы, что обеспечивает сохранение установившихся технологических связей и способствует обеспечению надежности энергоснабжения на переходном периоде.

б) повышением степени управляемости и контроля над деятельностью инфраструктурных организаций за счет существования единого Наблюдательного совета.

В качестве системного оператора торговых отношений в Республике Коми, ОРПК осуществляет оперативно-диспетчерское управление с учетом результатов торгов, учет архитектуры организации торговли на общероссийском рынке и связей, которые должны существовать между инфраструктурой торговой зоны Республики Коми и инфраструктурой ОРЭ РФ (АТС, СО-ЦДУ ЕЭС). В дополнение к этому к функциям ОРПК необходимо отнести:

- обеспечение надежного функционирования и развития энергосистемы, обеспечение стандартов качества электроэнергии;
- планирование режима работы с учетом требований ПТЭ и правил торговых отношений;
- планирование и управление оперативным состоянием оборудования;
- кратко-, средне- и долгосрочное планирование основных показателей энергосистемы;
- планирование ремонтов.

Статус ОРПК. Юридический статус ОРПК должен способствовать достижению его независимости и непредвзятости, а также обеспечивать равное представление интересов всех субъектов рынка и быть гарантом как прозрачности осуществляемых через ОРПК расчетов и сделок, так и стабильности торгов электроэнергией. Как институт, предоставляющий услуги по организации торговли на недискриминационной основе, ОРПК не должен находиться под контролем или доминирующим влиянием одного или группы лиц. ОРПК должен быть отдельным юридическим лицом, не преследующим целей извлечения прибыли и не заинтересованным в увеличении числа совершаемых на рынке операций.

Участниками ОРПК могут быть: РАО «ЕЭС России», ОАО «ФСК», Администрация Республики Коми, потребители и производители электроэнергии (как самостоятельно, так и объединенные в ассоциацию), региональная распределительная компания. Данная структура позволит как наиболее эффективно учесть региональные особенности рынка электроэнергии, так и контролировать рынок электроэнергии его участниками, гарантировать его неиспользование в целях региональных групп влияния, и, тем самым, обеспечить его потенциально большую конкурентность и непредвзятость, а также облегчить потенциальную возможность инкорпорирования региональной инфраструктуры Коми в единый рынок электроэнергии при снятии системных ограничений.

Непредвзятость Оператора рынка Республики Коми может обеспечиваться созданием Наблюдательного совета рынка, который при этом является одновременно и органом управления ОРПК, и органом управления рынком.

Сетевые компании. Предоставляют услуги по присоединению к сети и её использованию для передачи электроэнергии от производителей к потребителям. Основная деятельность сетевых компаний является естественно-монопольной и подлежит государственному регулированию, включая регулирование доступа к их услугам, качество предоставляемых услуг и установление сетевых тарифов.

Основные выводы о возможностях развития конкурентных отношений на рынке генерации электроэнергии Республики Коми. Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

- Текущие режимы загрузки станций не соответствуют принципам экономической эффективности, изложенным в Целевой модели ОРЭ. Так, в настоящий момент, введение коммерческой диспетчеризации может сократить топливные затраты энергосистемы республики на 15% в зимний максимум потребления и на 23% в летний минимум потребления.

- На рынке производства электроэнергии Республики Коми есть достаточные предпосылки для внедрения конкурентных отношений.

- Введение конкурентного отбора поставщиков электрической энергии возможно только при корректном учете системных ограничений.

- Имитация конкуренции при заданных условиях показала наличие конкуренции среди генераторов во всех энергорайонах республики, кроме части Печорского энергорайона, монополистом в котором является Печорская ГРЭС. Следовательно, данный фактор необходимо учесть при проектировании модели конкурентного рынка на территории республики. В остальных энергоузлах между собой могут конкурировать не менее трех генерирующих объектов при соответствующей конфигурации рынка (организационном обособлении электростанций, обеспечении добросовестной конкуренции). Для снижения риска недобросовестной конкуренции со стороны Печорской ГРЭС можно использовать организационное обособление части генерирующих мощностей станции (два блока) или регулирование с помощью института системных генераторов.

- При проектировании модели рынка электроэнергии в Республике Коми необходимо предусмотреть механизмы компенсации ТЭЦ за произведенную в теплофикационном цикле электроэнергию, основанные на принципе соблюдения безопасности снабжения потребителей республики тепловой энергией. В случае выставления ТЭЦ на теплофикационный объем ценопринимающей заявки, сформированная цена может принести ТЭЦ существенные убытки.

- Ценовая конкуренция электростанций региона по переменным издержкам, без компенсации условно-постоянных затрат электростанций платой за мощность или иным способом, приведет к существенным убыткам для электростанций региона. При этом ТЭЦ способны компенсировать часть условно-постоянных затрат за счет реализации тепловой энергии, а Печорская ГРЭС не имеет такого источника доходов. Это заставит их либо завышать свои заявки с последующим снижением цен под давлением конкуренции (что приведет к скачкообразной динамике цен), либо вступать в ценовой сговор. При проектировании модели конкуренции в Республике Коми необходимо предусмотреть механизмы, обеспечивающие электростанциям региона доходы, достаточные для воспроизводства их функционирования.

- Для снижения риска недобросовестной конкуренции требуется четко установить правила рынка, не допускающие ценовых сговоров и картельных соглашений между производителями электроэнергии.

- При небольшом количестве производителей электроэнергии выбор даже одним из них стратегии максимизации прибыли за счет участия преимущественно в балансирующем рынке может значительно повысить цены данного сегмента рынка в некото-

рых узлах. Это обусловлено конфигурацией сетевого оборудования республики и соответствующими ограничениями на свободный переток электроэнергии и мощности. Данный риск резкого повышения цен может управляться за счет применения механизма установления предельных тарифов на электроэнергию.

ДИСКУССИЯ

Ф.В. Веселов. Некоторые замечания к проекту Концепции развития конкурентных рыночных отношений в электроэнергетике Республики Коми.

1. Неадекватно поставленные цели реформирования.

В проекте заявлено, что «целями разработки настоящей концепции» в том числе является «...формирование рыночных отношений в Республике, обеспечивающих конкуренцию в сфере производства и сбыта электроэнергии».

Конкуренция – не цель, а средство достижения целей. Объективный анализ предлагаемой схемы запуска конкурентных отношений в Республике Коми (РК) оставляет большие сомнения в достижимости двух других поставленных целей – «сохранение надежности и бесперебойности организации поставок электроэнергии потребителям» и «осуществление «пилотного» проекта для оценки применимости и эффективности основных положений переходной и Целевой моделей оптового рынка электроэнергии».

Единственным зримым результатом, который, наверное, и является реальной целью авторов проекта, является «увод» с ФОРЭМ относительно более дешевой Печорской ГРЭС и включение этой станции в баланс РК. Учитывая слабые электрические связи энергосистемы РК с другими энергосистемами ЕЭС России и ожидаемые преобразования ФОРЭМ в связи с запуском конкурентного сектора, вопрос об изменении статуса Печорской ГРЭС правомочен, но зачем для этого необходимо вводить конкуренцию?

2. Малодоказательные аргументы в пользу возможности запуска конкурентных отношений в отдельно взятой энергосистеме РК.

Из-за ограниченных возможностей по внешним перетокам электроэнергии и мощности в силу слабости межсистемных электрических связей авторы концепции делают вывод «о нецелесообразности присоединения структуры энергосистемы к создающемуся Оптовому рынку электроэнергии», о «невозможном полноценном участии субъектов, расположенных на территории республики, в едином обороте электроэнергии и мощности».

Вместе с тем, при правильности такой оценки ситуации, авторы Концепции приходят не к выводу о целесообразности сохранения регулируемой электроэнергетики в регионе с понятными механизмами возмещения затрат на энергоснабжение, а к выводу о необходимости запуска конкурентного механизма. Хотя при этом авторы признают наличие «возможных проблем развития конкурентных отношений» в РК (в частности, наличие внутрисистемных сетевых ограничений*, относительно небольшое число участников планируемого регионального рынка, работа генерирующих источников в вынужденных режимах и др.).

Представляется, что в материалах Концепции обоснования возможности использования конкурентного механизма являются недостаточными и малоубедительными. В них есть только ссылка на проведенные модельные исследования. Отсутствуют результаты моделирования, демонстрирующие, что в различных режимах работы региональной энергосистемы и сценариях моделирования рынка электроэнергии в РК отсутствуют риски проявления монополизма (не приведены расчеты индексов рыночной концентрации, не проанализированы возможности манипулирования ценой на рынке электроэнергии в ценообразующем сегменте кривой предложения) или что эти риски невелики и могут быть эффективно сняты за счет применения понятных мер антимонопольного

регулирования. Среди таких мер авторы концепции упоминают лишь регулирование цен для генераторов, признанных системными или работающими в вынужденном режиме, передачу в аренду генерирующих блоков независимым операторам и введение регулируемых пределов изменения цен на рынке. При этом не детализирована «механика» применения этих мощных инструментов регулирования, не показано как их применение отразится на возможности существования конкурентных отношений.

По нашим расчетам моделирования участия генераторов в едином (а не в полностью изолированном) рынке электроэнергии, организованном в Европейской зоне ЕЭС

* В частности, в концепции отмечается, что «электросети на территории республики одноцепные и незамкнутые, при построении системы поставки электроэнергии на рыночных принципах, существуют значительные риски, связанные с распределением электроэнергии в случаях аварий».

России, получалось, что маржинальная цена электроэнергии в зоне Коми существенную часть времени формируется не собственными, а менее дорогими станциями из других зон. Вместе с тем, собственные ТЭЦ несут тепловую нагрузку и не могут быть полностью замещены. Поэтому конкурентное ценообразование в этих ценовых зонах приводило бы к большому недобору средств для покрытия полных издержек для электростанций, работающих в этой зоне (аналогичный эффект получался и в Архангельской энергосистеме). Считаем, что в этих условиях необходимо сохранить регулируемые тарифы.

3. Ориентация на автономность системы оперативно-диспетчерского управления энергетикой РК.

Предлагается создание обособленного оператора рынка электроэнергии, занимающегося как оперативно-технологическим управлением, так и функциями оператора рынка. При этом из текста концепции непонятно, будет ли реализовано принятое и реализуемое в настоящее время решение о вхождении РДУ энергосистем в организационную структуру Системного оператора ЕЭС России.

Отсутствуют даже в обобщенном виде описания принципов взаимодействия автономного оператора рынка Коми с иерархически построенной системой оперативно-диспетчерского управления России.

4. Ориентация на максимальное «дробление» генерирующих мощностей.

Небольшое число генерирующих источников вынуждает авторов искать способы увеличения числа продавцов электроэнергии – участников рынка за счет их максимально возможного разукрупнения, вплоть до сдачи отдельных блоков в управление независимым операторам. При этом остается неясным, как такие решения повлияют на финансовую устойчивость и жизнеспособность генераторов, будут ли созданы необходимые стимулы для привлечения столь необходимых масштабных инвестиций в реконструкцию и развитие генерирующих мощностей, будет ли обеспечена надежность энергоснабжения потребителей энергии в долгосрочной перспективе?

5. Непредставительность рыночного эксперимента на базе энергосистемы РК для построения конкурентного рынка в России.

Особые условия запуска рынка электроэнергии, малые возможности для устойчивой конкуренции, малый масштаб рынка (из-за этого трудно будет экономически обосновать относительно более высокие удельные затраты на запуск рынка для каждого его участника) делают результаты этого эксперимента непредставительными для построения конкурентного рынка в России.

Минимальной величиной рыночного пространства, оправдывающей вложения в рыночную инфраструктуру, является, по нашему мнению, территория, охватываемая ОЭЭС в целом.

6. Отсутствует технико-экономическое обоснование проекта создания рынка.

Не дана, даже ориентировочно, оценка необходимых капиталовложений в проект создания и запуска инфраструктуры и информационно-программного обеспечения рынка, в сопоставлении с ожидаемыми экономическими результатами от реализации данного проекта.

Д.С. Уткин. О Концепции развития конкурентных рыночных отношений в электроэнергетике Республики Коми.

Концепция развития конкурентных рыночных отношений в электроэнергетике Республики Коми была разработана с целью формирования на территории региона полноценной рыночной инфраструктуры, обеспечивающей конкуренцию в сфере производства и сбыта электроэнергии.

Однако недостаточное количество производителей электроэнергии, особенности загрузки станций, сложившиеся перетоки электроэнергии между энергоузлами, межсистемные сетевые ограничения не позволяют полноценно реализовать идею создания конкурентного рынка электроэнергии на территории энергосистемы Республики Коми. Рассмотрим более подробно возможности реализации этой Концепции.

1. Особенности режима работы энергосистемы.

Предлагается рассмотреть режимы работы энергосистемы в типичные зимний и летний дни, а именно 17.12.2003 г. и 18.06.2003 г., и оценить возможности конкуренции среди производителей электроэнергии, выдающих мощность в сети энергосистемы.

Для более ясного представления о наличии генерирующих мощностей и перетоках электрической мощности в энергосистеме республики приводится упрощенная схема энергосистемы (рисунок) и основные показатели действующих электростанций (таблица).

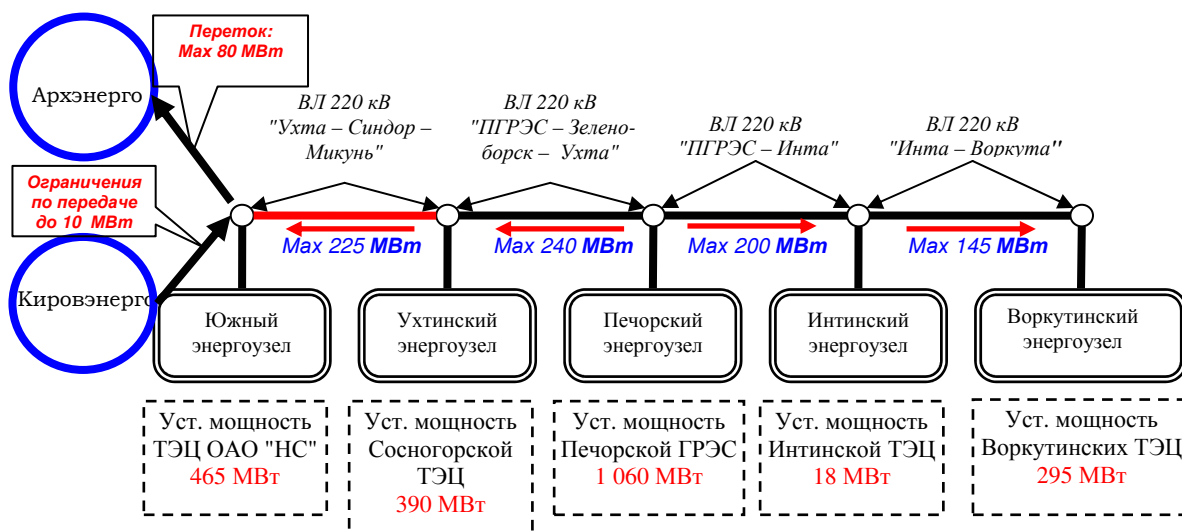


Рис. Установленные мощности электростанций и предельные перетоки между энергоузлами Коми энергосистемы.

Основные технико-экономические показатели производителей электроэнергии в Республике Коми за 2003 г.

Станции	Располагаемая мощность, МВт	Себестоимость электроэнергии, коп./кВт.ч.	Топливная составляющая себестоимости, коп./кВт.ч.
Воркутинская ТЭЦ-1	14	90	45
Воркутинская ТЭЦ-2	210	70	43

Интинская ТЭЦ	16	68	37
Печорская ГРЭС	1000	35	18
Сосногорская ТЭЦ	330	44	29
Блок-станция ТЭЦ "Нойзидлер-Сыктывкар"	340, в т.ч. 236 на собственные нужды	тариф РЭК – 37 коп.	

Воркутинский энергоузел (ВЭУ).

Производителями электрической энергии в ВЭУ являются две ТЭЦ, принадлежащие ОАО "АЭК "Комиэнерго". Установленные электрические мощности Воркутинских ТЭЦ -1 и ТЭЦ-2 составляют 25 и 270 МВт соответственно (располагаемые 14 и 210 МВт).

Средний объем потребления электрической мощности в ВЭУ 17.12.2003 г. составил 166 МВт при средней загрузке ВТЭЦ-1 и ВТЭЦ-2 в этот день на 12 МВт и 132 МВт соответственно (данные ТЭЦ производят электроэнергию в теплофикационном режиме). Таким образом, собственные генерирующие мощности ВЭУ обеспечивали потребление на 87%. Дефицит электрической мощности в энергоузле покрывался за счет перетоков электрической энергии в объеме до 35 МВт по ВЛ 220 кВ "Инта – Воркута" (пропускная способность линии – 145 МВт).

В типичный летний день 18.06.2003 г. средний объем потребления электрической мощности в ВЭУ составил 144 МВт при средней выработке вышеуказанных генерирующих мощностей 147 МВт. Произведенная электрическая мощность сверх объема потребления ВЭУ порядка 3 МВт была передана в Интинский энергоузел. Обе станции (ВТЭЦ-1 и ВТЭЦ-2) работали 18 июня 2003 г. в теплофикационном режиме.

Интинский энергоузел (ИЭУ).

Установленная мощность Интинской ТЭЦ составляет 18 МВт, располагаемая мощность – 16 МВт. Данная ТЭЦ также производит электроэнергию в теплофикационном режиме.

Средний объем потребления электрической мощности в энергоузле в зимний день 17.12.2003 г. составил 59 МВт при выработке мощности Интинской ТЭЦ, собственником которой является ОАО "АЭК "Комиэнерго", в размере 14 МВт. Дефицит электрической мощности в энергоузле в размере 76 % покрывался за счет перетоков по ВЛ 220 кВ "ПГРЭС – Инта" (пропускная способность линии – 200 МВт).

18.06.2003 г. потребление электрической мощности Интинского энергоузла в объеме 30 МВт обеспечивалось на 16 % за счет собственных генерирующих мощностей энергоузла (5 МВт) и на 84 % за счет генерирующих мощностей Воркутинского и Печорского энергоузлов. Дефицит электрической мощности покрывался за счет перетоков по ВЛ 220 кВ "Инта – Воркута" и "ПГРЭС – Инта".

Печорский энергоузел (ПЭУ).

Основным генерирующим источником в ПЭУ является Печорская ГРЭС, установленная и располагаемая мощности которой составляют 1 060 и 1 000 МВт соответственно.

Выработка электрической мощности Печорской ГРЭС (не принадлежит ОАО "АЭК "Комиэнерго") в рассматриваемый зимний день 17.12.2003 г. составила 386 МВт при потреблении мощности в ПЭУ 259 МВт. Производство энергии сверх потребления в ПЭУ в объеме 127 МВт обусловлено покрытием дефицита электрической мощности в Воркутинском и Интинском энергоузлах (45 МВт для Инты и 22 – для Воркуты), а также в Южном энергоузле (60 МВт). Резервная и неиспользуемая мощности Печорской ГРЭС составили около 600 МВт, что обусловлено отсутствием электрических нагрузок в Республике Коми для этой станции из-за спада электропотребления протяженной и слабой связью с ЕЭС России.

Превышение объема выработки электрической мощности Печорской ГРЭС (291 МВт) над объемом потребления ПЭУ (198 МВт) в типичный летний день 18.06.2003 г. связано, также как и в типичный зимний день 17.12.2003 г., с покрытием дефицита электрической мощности в других энергоузлах (Интинском – 22 и Южном – 71 МВт). Резервная и неиспользуемая мощности Печорской ГРЭС 18.06.2003 г. составили более 700 МВт.

Ухтинский энергоузел (УЭУ).

Собственные генерирующие мощности данного энергоузла, а именно Сосногорской ТЭЦ (установленная мощность – 390, располагаемая – 330 МВт), полностью покрывают его потребности в электрической мощности. Выработка электрической мощности Сосногорской ТЭЦ 17.12.2003 и 18.06.2003 г. в объеме 216 и 168 МВт (соответственно) была направлена на покрытие потребления мощности Ухтинским ЭУ в зимний и летний дни в размере 187 и 118 МВт и покрытие дефицита мощности в Южном энергоузле.

Южный энергоузел (ЮЭУ).

Генерирующие мощности ЮЭУ представлены ТЭЦ ОАО "Нойзидлер-Сыктывкар" (установленная мощность 465 МВт, располагаемая – 340 МВт), обеспечивающей в первую очередь электрической и тепловой энергией ОАО "Нойзидлер-Сыктывкар", а во вторую – покрытие дефицита электрической мощности в Южном энергоузле и потребности в тепловой энергии Эжвинского района г. Сыктывкара, в котором расположена данная ТЭЦ.

Средняя выработка электрической мощности ТЭЦ ОАО "Нойзидлер-Сыктывкар" в типичный зимний день 17.12.2003 г. составила 227 МВт, в т.ч. на собственные потребности предприятия было затрачено порядка 145 МВт и выдано в сети энергосистемы порядка 82 МВт. Средняя потребность энергоузла, помимо ОАО "Нойзидлер-Сыктывкар", в этот день составила 193 МВт. Покрытие дефицита в энергоузле в объеме 111 МВт производилось за счет перетока мощности по ВЛ 220 кВ "Ухта-Синдор" в объеме 129 МВт, произведенной Печорской ГРЭС и Сосногорской ТЭЦ. При этом порядка 18 МВт было передано из Коми энергосистемы в Архангельскую энергосистему.

18.06.2003 г. средний объем потребления электрической мощности ЮЭУ, помимо ОАО "Нойзидлер-Сыктывкар", составил 126 МВт, а средний объем выданной мощности ТЭЦ ОАО "Нойзидлер-Сыктывкар" в сети энергосистемы – 18 МВт. Дефицит электрической мощности энергоузла в объеме 108 МВт был покрыт за счет Печорской ГРЭС и Сосногорской ТЭЦ, также порядка 21 МВт было выдано в Архангельскую энергосистему.

2. Возможности развития конкурентных отношений.

После описания режима работы энергосистемы в типичные зимний и летний дни произведем оценку возможных конкурентных отношений между производителями электроэнергии в случае их самостоятельной и независимой деятельности на рынке электроэнергии Республики Коми.

Воркутинский энергоузел.

Себестоимость производства 1 кВт.ч Воркутинскими ТЭЦ превосходит себестоимость 1 кВт.ч Печорской ГРЭС в 2-2,5 раза. Следовательно, в условиях свободной конкуренции потребление электрической мощности Воркутинским энергоузлом должно максимально покрываться за счет мощности, выработанной Печорской ГРЭС. Но, учитывая необходимость выработки энергии Воркутинскими ТЭЦ в теплофикационном режиме и обеспечения надежности электроснабжения Воркутинского энергоузла, поставки электрической мощности от Печорской ГРЭС существенно ограничиваются.

Таким образом, на установление цены на электроэнергию в Воркутинском энергоузле могут оказывать влияние три производителя, причем два из них (Воркутинские ТЭЦ) можно признать монополистами, производящими в типичные зимний и летний дни от 85 до 100% электрической мощности, потребляемой в ВЭУ. Такое положение является явно недостаточным для установления справедливой рыночной цены, заставляющей производителей электроэнергии снижать свои издержки.

Интинский энергоузел.

Интинский энергоузел зависит от поставок электрической мощности из соседних энергоузлов на 75% в типичный зимний день и на 84% в типичный летний день. Но дефицит мощности в данном энергоузле полностью будет покрываться за счет Печорской ГРЭС ввиду наименьшей стоимости электроэнергии по сравнению с Воркутинскими ТЭЦ и возможностью свободного перетока всей недостающей мощности в ИЭУ по ВЛ 220 кВ "ПГРЭС-Инта".

Развитие конкурентных отношений в Интинском энергоузле среди производителей электроэнергии ограничено составом его участников, которые существенно отличаются друг от друга технико-экономическими показателями, что отрицательно влияет на установление реальной рыночной цены на электроэнергию.

Печорский энергоузел.

В Печорском энергоузле Печорская ГРЭС выступает монопольным поставщиком электроэнергии, так как является экономически самой эффективной станцией с достаточным резервом свободных мощностей по сравнению со станциями, расположенными в Воркутинском и Ухтинском энергоузлах. В то же время монополизм Печорской ГРЭС, позволяющий при свободном рынке установить максимальную цену на электроэнергию в ПЭУ, может быть ограничен поставкой электрической мощности от Сосногорской ТЭЦ.

Ухтинский энергоузел.

Сосногорская ТЭЦ частично производит энергию в теплофикационном режиме. Покрытие нагрузки УЭУ, не обеспеченной теплофикационной выработкой Сосногорской ТЭЦ, может производиться этой же станцией в конденсационном режиме, а также от Печорской ГРЭС и даже ТЭЦ "Нойзидлер-Сыктывкар".

С учетом баланса Южного энергоузла и более высокой экономичности Печорской ГРЭС, по сравнению с Сосногорской ТЭЦ, в условиях свободного рынка цену в УЭУ будет диктовать Печорская ГРЭС.

Южный энергоузел.

Южный энергоузел является энергодефицитным. Объем выдаваемой электрической мощности от ТЭЦ ОАО "Нойзидлер-Сыктывкар" в сети энергосистемы зависит от нагрузки этого предприятия. В типичные зимний и летний дни в сети энергосистемы ТЭЦ выдавала 42 и 14% электрической мощности от всего объема потребления мощности в энергоузле. Дефицит электрической мощности покрывается за счет поставок мощности от Печорской ГРЭС и Сосногорской ТЭЦ с небольшим избытком, позволяющим производить малые поставки мощности (максимум 80 МВт) в Котласский энергоузел Архангельской энергосистемы. В условиях свободного рынка, если ОАО «Нойзидлер-Сыктывкар» не будет заинтересовано в работе своей ТЭЦ в конденсационном режиме, дефицит мощности в ЮЭУ будет покрываться за счет Печорской ГРЭС в пределах пропускной способности ВЛ 220 кВ "Ухта – Синдор – Микунь".

Выводы

1. Рассмотренные режимы работы Коми энергосистемы 17.12.2003 г. и 18.06.2003 г., а также проведенная оценка возможных конкурентных отношений среди имеющихся

региональных производителей энергии, позволяют сделать вывод, что развитие полноценных конкурентных рыночных отношений среди производителей электроэнергии Республики Коми существенно ограничивается:

- недостаточным количеством конкурентов-производителей электроэнергии;
- теплофикационным режимом работы ТЭЦ;
- резко отличающимися технико-экономическими показателями производителей энергии;
- слабостью межсистемной ВЛ 220 кВ Микунь – Урдома, связывающую Коми энергосистему с Архангельской, которая не позволяет расширить состав конкурирующих между собой производителей на региональном рынке электроэнергии.

2. При организации локального конкурентного рынка электроэнергии в Республике Коми в настоящее время, свободные цены во всех энергоузлах в пределах пропускной способности связей, будет диктовать Печорская ГРЭС, с которой не конкурентоспособны все ТЭЦ в конденсационном режиме, а Воркутинская и Интинская ТЭЦ и в теплофикационном режиме. Это приведет к убыточности существующих ТЭЦ АЭК «Комиэнерго».

3. Указанным можно объяснить то, что в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 24.10.2003 г. № 643 "О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода" Республика Коми не вошла в перечень субъектов РФ, территории которых объединены в ценовую зону оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода.

4. Для анализа целесообразности локального конкурентного рынка электроэнергии в Республике Коми в будущем необходимо рассмотреть перспективный электроэнергетический баланс региона с учетом динамики электропотребления и возможного развития производственных мощностей электроэнергетики.

Н.А. Манов. Эскизное сравнение различных моделей организации электроэнергетики в Республике Коми.

Возможные модели организации электроэнергетики в Республике Коми (РК) приведены в таблице. Помимо них не исключены и другие, являющиеся в основном симбиозом приведенных в таблице.

Первая модель исходит из сохранения существующего положения. В силу слабых электрических связей с ЕЭС России в РК сохраняется АЭК «Комиэнерго» как вертикально-интегрированная компания (ВИК), на ОРЭ по-прежнему два участника от РК – Печорская ГРЭС (ОГК-3) и АЭК «Комиэнерго». Все остальные участники оборота электроэнергии на территории РК являются субъектами РРЭ, включая АЭК «Комиэнерго». Розничный рынок РК регулируется Региональной энергетической комиссией - Тарифным комитетом (РЭК-ТК) РК, как и в настоящее время.

Недостатки первой модели – затратный механизм тарифообразования, отсутствие конкуренции в монопольных сферах электроэнергетики, недостаточная объективность тарифного регулирования РЭК-ТК РК, трудности обеспечения инвестициями модернизации и развития электроэнергетики РК.

Вторая модель исходит из «базовой» схемы реформирования АО-энерго: из АЭК «Комиэнерго» выделяются региональные генерирующая (РГК), сетевая (РСК), сбытовая (РСБК) и управляющая (РУК) компании, региональное диспетчерское управление. РСБК придается статус гарантирующего поставщика. Имеют право организовываться независимые сбытовые компании (НСБК). Состав участников ОРЭ – Печорская ГРЭС (ОГК-3) и Коми РСБК. Коми РСК и Коми РГК могут интегрироваться с межрегиональными соответственно сетевой и генерирующей компаниями. РРЭ РК в этой моде-

ли конкурентный, монопольные сферы электроэнергетики в РК регулируются РЭК-ТК РК.

Достоинство второй модели по сравнению с первой: уход от регулирования в производстве и сбыте электроэнергии, соответственно создание условий для конкуренции и снижения издержек в этих сферах электроэнергетики. Узкие места при реализации второй модели: сетевые ограничения для конкуренции генерирующих источников, ухудшение экономического положения Воркутинской ТЭЦ-2 и Сосногорской ТЭЦ ввиду неконкурентоспособности с Печорской ГРЭС (ОГК-3) и ТЭЦ АО «Нойзидлер Сыктывкар», усложнение условий работы Коми РДУ по обеспечению надежности Коми энергосистемы в силу необходимости учета большого числа двусторонних договоров между продавцами и покупателями электроэнергии, отсутствие Основных положений функционирования розничного рынка электроэнергии РК, непроработанность

Характеристика моделей организации электроэнергетики Республики Коми

Модель	Участники ОРЭ от РК	Участники РРЭ	Реформирование АЭК «Комиэнерго»	Примечание
I.	Печорская ГРЭС (ОГК-3) АЭК «Комиэнерго»	АЭК «Комиэнерго» ТЭЦ АО «Нойзидлер-Сыктывкар» Все потребители РК	АЭК «Комиэнерго» остается ВИК	РРЭ регулируется РЭК-ТК РК
II.	Печорская ГРЭС (ОГК-3) Коми РСбК	Коми РГК ТЭЦ АО «Нойзидлер-Сыктывкар» Коми РСбК-ГП НСбК Коми РСК Коми РДУ Все потребители РК	Выделение из АЭК «Комиэнерго» РГК, РСК, УЭК, РСбК, РДУ («базовая» схема реформирования)	РРЭ – конкурентный, тарифы на услуги РСК, РДУ, сбытовые надбавки ГП регулируются РЭК-ТК РК
III.	Печорская ГРЭС (ОГК-3) Коми РГК ТЭЦ АО «Нойзидлер-Сыктывкар» Коми РСбК Крупные потребители РК	Коми РСбК-ГП НСбК Коми РДУ Прочие потребители РК	Выделение из АЭК «Комиэнерго» РГК, РСК, УЭК, РСбК, РДУ («базовая» схема реформирования)	РРЭ – конкурентный, тарифы на услуги РСК, РДУ, сбытовые надбавки ГП регулируются РЭК-ТК РК
IV.	Коммерческий оператор Коми ЭЭС	ПГРЭС (ОГК-3) ВТЭЦ-2 СТЭЦ ТЭЦ АО «Нойзидлер-Сыктывкар» Коми РСК Коми РСбК-ГП НСбК Коми РДУ Коммерческий оператор Коми ЭЭС Все потребители РК	Выделение из АЭК «Комиэнерго» ВТЭЦ-2, СТЭЦ, РСК, РСбК, РДУ	РРЭ – локальный конкурентный, тарифы на услуги РСК, РДУ, сбытовые надбавки ГП регулируются РЭК-ТК РК

тарифов на системные услуги по обеспечению надежности, отсутствие органа по исчислению платы за системные услуги, трудность привлечения инвестиций в модернизацию Воркутинской ТЭЦ-2 и Сосногорской ТЭЦ, проблематичность получения инвестиций от Межрегиональной магистральной сетевой компании для усиления основных системообразующих связей в РК, отсутствие действенной мотивации для снижения издержек у Печорской ГРЭС (ОГК-3) и ТЭЦ АО «Нойзидлер-Сыктывкар», сложность взаимодействия региональных властей с межрегиональными энергетическими структурами - межрегиональной (территориальной) генерирующей компанией, межрегиональными магистральной и распределительной сетевыми компаниями (если Коми РГК и Коми РСК войдут в них).

Очевидно, что внедрение второй модели требует большой подготовительной работы для создания конкурентных условий и действенной мотивации участников регионального рынка электроэнергии по совершенствованию и развитию энергетического хозяйства на территории РК.

Третья модель исходит из вывода на оптовый рынок всех производителей и потребителей электроэнергии в РК, которые удовлетворяют требованиям ОРЭ. В их число со временем могут войти ТЭЦ АО «Нойзидлер-Сыктывкар», крупные потребители РК, такие как АО «Воркутауголь», АО «Лукойл-Коми» и др. Третья модель гибче, чем вторая, поскольку позволяет участникам ОРЭ пользоваться, кроме сектора прямых договоров, секторами спотового и балансирующего рынка. Другое достоинство третьей модели по сравнению со второй – наличие АТС, способного квалифицированно оценивать стоимость системных услуг по обеспечению надежности Коми энергосистемы. В третьей модели работа Коми РДУ представляется менее сложной, чем во второй, поскольку часть функций коммерческого и технологического управления уходит на уровень АТС и СО-ЦДУ «ЕЭС России».

Недостатки третьей модели те же, что и для второй (за исключением сложности работы Коми РДУ и необходимости регионального расчета стоимости системных услуг). Третья модель, подобно второй, требует большой подготовительной работы (создание телекоммуникаций, АСКУЭ, методического и программного обеспечения работы Коми РДУ). Необходимы шаги по усилению системообразующих связей Коми энергосистемы, повышению конкурентоспособности Воркутинской ТЭЦ-2 и Сосногорской ТЭЦ, модернизации Печорской ГРЭС и ТЭЦ АО «Нойзидлер-Сыктывкар».

Четвертая модель исходит из обсуждаемой Концепции реформирования электроэнергетики Республики Коми. Суть концепции – в создании локального регионального рынка электроэнергии в РК. Реализация этой модели наиболее сложна и трудоемка. Существует риск провала локального конкурентного рынка электроэнергии в РК.

Наиболее перспективной из четырех рассмотренных моделей представляется третья. Вместе с тем, технико-экономическая эффективность для конкретных временных периодов любой из моделей организации электроэнергетики РК требует обоснованного доказательства.

Отдельно следует рассмотреть вопрос о степени соответствия каждой из моделей требованию надежности развития, что связано с возможностью появления в РК крупного энергоемкого производства – Печорского алюминиевого завода (ПАЗ) и, соответственно, возникновения дефицита генерирующих мощностей в РК. В последнем случае вопрос о создании конкурентного рынка электроэнергии в РК снимается.

Рассмотрим возможные стратегии АО «Коми алюминий» (более широко «СУАЛ-холдинга») по энергообеспечению ПАЗ. Для повышения инвестиционной привлекательности ПАЗ компания «СУАЛ-холдинг» будет стремиться снизить требуемые инвестиции в энергообеспечение ПАЗ. В условиях существующей рыночной недооценки основных фондов в энергетике наименее емкий по инвестициям путь – это скупка ком-

панией акций Печорской ГРЭС и АЭК «Комиэнерго». Став частичным собственником Печорской ГРЭС и АЭК «Комиэнерго», компания «СУАЛ-холдинг» (в лице аффилированной компании «Комплексные энергетические системы») вправе потребовать, чтобы часть мощностей Печорской ГРЭС обслуживала ПАЗ, а Сосногорской ТЭЦ – резервировала их.

Недостающие мощности АО «Коми алюминий» должно получать на рынке электроэнергии либо построить собственные энергоисточники. Согласно специфики производства алюминиевые заводы работают с поставщиками электроэнергии по длительным долгосрочным договорам. По ценам, предлагаемым АО «Коми алюминий» на покупку электроэнергии, вряд ли найдутся генерирующие компании, заинтересованные в существенном вводе новых генерирующих мощностей в РК для электрообеспечения ПАЗ (исключение могут составить ввод 6-го блока на ПГРЭС и модернизация ПГРЭС и Сосногорской ТЭЦ по парогазовому циклу). Выход у «Коми алюминия» один – строительство дополнительного собственного энергоисточника, если при этом подтвердится рентабельность производства алюминия от энергоисточников на дорогом топливе. Таким образом, и в отношении энергообеспечения крупного потенциального потребителя электроэнергии в РК (ПАЗ) наиболее привлекательной в перспективе представляется третья модель организации электроэнергетики в РК, как дающая большую свободу в привлечении инвестиций в электроэнергетику РК.

В целом, вопрос выбора модели и этапов реформирования электроэнергетики РК требует более детального и всестороннего изучения. До создания необходимых условий для эффективной конкуренции производителей и потребителей на рынках электроэнергии РК, целесообразно сохранить АЭК «Комиэнерго» как вертикально-интегрированную регулируемую энергетическую компанию. Ближайшим шагом к развитию конкуренции может рассматриваться выход на ОРЭ ТЭЦ АО «Нойзидлер-Сыктывкар» (кроме Печорской ГРЭС и АЭК «Комиэнерго» в настоящее время). По мере развития системообразующей сети Коми энергосистемы и создания АСКУЭ на ОРЭ могут выходить крупные потребители РК. При строительстве Печорского алюминиевого завода для резервирования его электрообеспечения понадобится ввод ЛЭП 500 кВ Киров-Сыктывкар-Печора. К этому времени должны быть созданы условия для организации электроэнергетики РК по третьей модели.