

Назрела необходимость разработки «дорожной карты» развития законодательства

В данной статье автор анализирует текущее законодательство и готовящиеся изменения в энергетической отрасли. Рассматриваются основные проблемы, требующие максимального быстрого решения и предлагаются юридические способы стабилизации ситуации на рынке электроэнергии и мощности. Автор детально изучает проблемы платежной дисциплины, создания рыночного механизма и проведения мероприятий для вывода неэффективной генерации, процедуры отнесения к объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме, а также механизма консервации энерго мощностей.

Ключевые слова: неэффективная генерация, консервация энерго мощностей, платежная дисциплина.



Игорь Миронов,
директор Ассоциации
«Совет производителей энергии»

Итоги 2015 г. для энергетической отрасли

Новая модель конкурентного отбора мощности (КОМ) и первый долгосрочный отбор мощности до 2019 г. привели к резкому снижению доходов тепловой генерации. СО ЕЭС прогнозирует 20 ГВт неостребованной мощности. При этом растет объем более дорогой вынужденной генерации, соответственно усиливается регуляторное давление на рынок.

В 2015 г. в ЕЭС России доля дорогостоящей атомной генерации в объеме выработки электроэнергии выросла до 19 %, а тепловой — сократилась до 65,4 %.

Сокращение доходов ведет к снижению ремонтных программ и сокращению инвестиционных программ компаний.

Сложившаяся ситуация не устраивает ни поставщиков, ни потребителей: первые несут риск снижения цены на рынке до уровня ниже эксплуатационных затрат и необходимости содержать наиболее дорогую мощность за свой счет, вторым приходится дополнительно оплачивать не прошедшую отбор мощность в качестве «вынужденной» генерации.

Тем не менее решение не лежит на поверхности, поскольку существует объективная

О деятельности Ассоциации

Основная часть документов, принимаемых в электроэнергетике, не проходит без всесторонней экспертизы специалистов Ассоциации «Совет производителей энергии». Уже более 8 лет мы ежедневно собираем мнения специалистов и готовим позицию отраслевого сообщества по вопросам предстоящих изменений рынка электроэнергии и мощности, экологии, технической и кадровой политики. По ряду этих направлений есть серьезные пробелы в законодательстве, требующие формирования единой профессиональной отраслевой позиции. В 2008 г. РАО «ЕЭС России» прекратило свое существование, некоторые прежние ведомства тоже уже не обладают достаточным функционалом и кадрами, и мы, по сути, взяли на себя часть их работы.

Так, например, что касается развития социально-трудовых отношений, мы создали Общероссийское отраслевое объединение работодателей — поставщиков энергии для представления интересов работодателей отрасли в отношениях с профессиональными союзами, органами государственной власти. Это объединение участвует в разработке профессиональных отраслевых стандартов и ведет постоянный диалог с Всероссийским электросоюзом.

Кроме того, в 2011 г. мы создали Совет по надежности, который оказывает экспертную поддержку в части вопросов нормативно-правового регулирования и изменений законодательства в области технологической надежности и энергетической безопасности. Совет по надежности вырабатывает единые подходы в области технологической надежности в электро- и теплоэнергетике. Совет по надежности взял на себя работу по актуализации нормативно-правовых актов в сфере обеспечения надежности и безопасности объектов электроэнергетики, также он участвует в разработке и реализации комплекса мер, направленных на обеспечение перехода объектов электроэнергетики на наилучшие доступные технологии.

необходимость в резервах на тот случай, если эта мощность потребуется энергосистеме в будущем при восстановлении экономического роста.

Уже есть концепция СО ЕЭС по стимулированию генерирующих компаний к консервации старого оборудования. Обсуждаются соответствующие нормативные акты. Понятно, что содержание оборудования в законсервированном виде тоже стоит денег, но оно обойдется дешевле, чем его оплата по цене КОМ. Эксперты предложили плату за содержание законсервированной мощности сделать небольшой, чтобы предприятия могли компенсировать свои затраты.

Сложившаяся ситуация не устраивает ни поставщиков, ни потребителей: первые несут риск снижения цены на рынке до уровня ниже эксплуатационных затрат и необходимости содержать наиболее дорогую мощность за свой счет, вторым приходится дополнительно оплачивать не прошедшую отбор мощность в качестве «вынужденной» генерации.

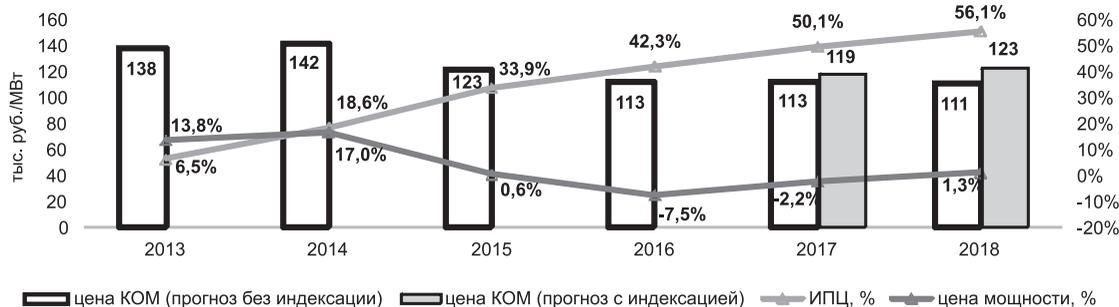
Таким образом, снижение излишней мощности может быть достигнуто двумя способами: консервацией и выводом из эксплуатации «ненужной» мощности.

Кроме того, большой отраслевой проблемой тепловой генерации остаются неплатежи — как за поставленную электроэнергию, так и за тепло. Основные должники на ОРЭМ — это компании Северо-Кавказского федерального округа.

Основные неплательщики за поставленное тепло — это управляющие компании и находящиеся в стадии банкротства и ликвидации краевые и муниципальные предприятия.

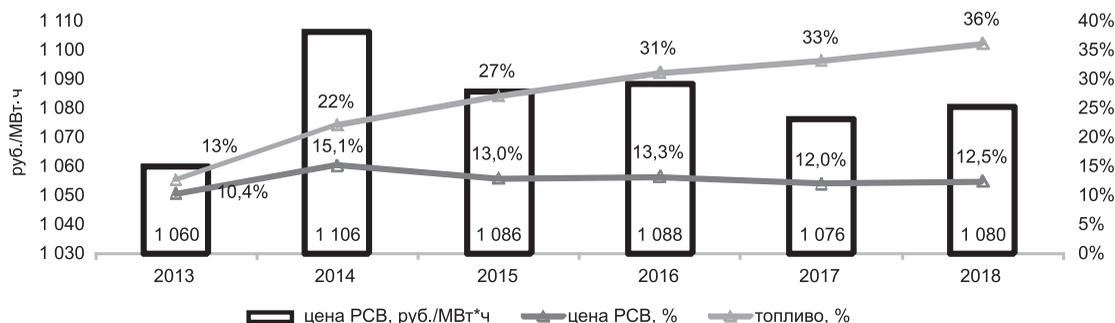
Долги растут из-за отсутствия возможности введения ограничений подачи тепловой энергии, банкротства и ликвидации управляющих компаний, перепродавцов тепловой энергии, небольших коммерческих предприятий.

Прирост цены КОМ в Первой ЦЗ на фоне роста ИПЦ к уровню 2012 г.



- ✓ Новые правила КОМ привели к снижению цены мощности на 75 % в 2016 г.
- ✓ Темпы роста инфляции значительно превышают темп роста цены КОМ в Первой ЦЗ.

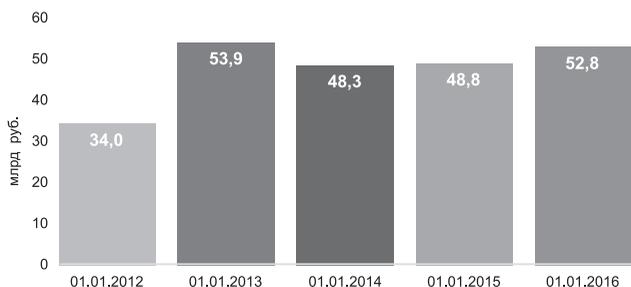
Прирост цены РСВ и цен на топливо в Первой ЦЗ к уровню 2012 г.



- ✓ В 2015 г. цены РСВ упали по сравнению с 2014 г. из-за роста КИУМ АЭС.
- ✓ Темпы роста цен на топливо значительно превышают темпы роста цены РСВ.

Отставание цен на электроэнергию и мощность от макроэкономических показателей и цен на топливо

- ✓ рост задолженности в 2012 году обусловлен низкой платёжной дисциплиной в СНФО и отсутствием системы финансовых гарантий (СФГ);
- ✓ дальнейший рост задолженности удалось приостановить, но в 2015 г. все же наблюдалось незначительное увеличение задолженности по отношению к 2014 г., в том числе из-за ослабления СФГ в июле 2015 г.;
- ✓ основными неплательщиками являются потребители и гарантирующие поставщики Северо-Кавказского федерального округа.



Динамика дебиторской задолженности на ОРЭМ

Показатель	2015	2016
Цена КОМ в 1 ЦЗ, тыс. руб./МВт	128,4	112,6
		-12,3 %
Цена КОМ в 2 ЦЗ, тыс. руб./МВт	265	189,2
		-28,6 %
Min рост тарифа на тепло, %	6	0
Max рост тарифа на тепло, %	9,7	3,4

Дебиторская задолженность перед крупнейшими теплогенерирующими компаниями составила на 1 января 2016 г.

170 млрд руб. за тепловую энергию
75 млрд руб. за электроэнергию на ОРЭ и
216 млрд руб. на рознице

ВСЕГО
461 млрд руб.

Предстоящие изменения

В ближайшее время должны быть приняты важные отраслевые изменения: создан рыночный механизм выбора и реализации замещающих мероприятий для вывода неэффективной генерации; формализована процедура отнесения к объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме; разработан механизм консервации энерго мощностей; создан рынок системных услуг. Остановлюсь только на некоторых спорных вопросах.

Новый ОРЕХ ДПМ ТЭС

Нормативный ОРЕХ (операционные затраты), компенсируемый через ставку за мощность по ДПМ (договор о предоставлении мощности), для объектов газовой генерации установлен в размере 80 тыс. руб./МВт-мес. в ценах 2010 г. Данная величина ОРЕХ определена на основе отчета Ламайер. В действующей конструкции ДПМ при расчете ставки за мощность предусмотрена индексация ОРЕХ по фактической инфляции за предыдущий год (ИПЦ дек./дек. по данным Росстата). Проиндексированная величина ОРЕХ на 2016 г. составляет 131,9 тыс. руб./МВт-мес.

При этом анализ структуры нормативного ОРЕХ, принятый по данным отчета Ламайер, и структуры прогнозного ОРЕХ свидетельствует, что:

- фактический объем «затрат на оплату труда» примерно соответствует нормативному;
- фактический объем «затрат на страхование» снижен относительно нормативного почти в три раза;
- фактический объем затрат на статью «эксплуатация, текущий ремонт и иные прочие условно-постоянные затраты» снижен более чем на 10 %. При этом по факту в составе данной статьи, кроме затрат на эксплуатацию и текущий ремонт, дополнительно учтены затраты на услуги Системного оператора и прочие обязательные платежи, которые в принципе не были учтены Ламайер в их расчете нормативного ОРЕХ и которые составляют около 20 % от данной статьи.

Суммарный объем затрат без учета сервисного обслуживания ниже нормативного в структуре ОРЕХ более чем на 20 %.

¹ K_{PCB} – доля затрат, покрываемая за счет прибыли от участия в продаже электроэнергии по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед.

Таким образом, анализ структуры нормативного ОРЕХ свидетельствует, что:

- объем превышения фактического ОРЕХ над нормативным обусловлен исключительно сервисными контрактами;
- в результате оптимизации и сокращения затрат иные статьи уже сокращены относительно нормативных более чем на 20 %, однако обеспечить компенсацию роста СО без пересмотра ОРЕХ за счет данной экономии невозможно.

Изменение подхода по принятию K_{PCB} ¹ для объектов ДПМ нового строительства

В соответствии с существующей нормативной базой доля затрат, отражающая прогнозную прибыль от продажи электрической энергии для объектов ДПМ (K_{PCB}) нового строительства, принимается для каждого ДПМ в зависимости от ценовой зоны, вида топлива и установленной мощности объекта.

Для объектов модернизации значение K_{PCB} определяется расчетным методом. При этом значение K_{PCB} , определяемое расчетным методом, оказывается больше, чем K_{PCB} для объектов нового строительства, принимаемых из предположения работы оборудования с высоким КИУМ (коэффициент использования установленной мощности) и низким УРУТ (удельный расход условного топлива). В текущих условиях некорректно применять для K_{PCB} нормативные значения КИУМ и УРУТ, так как они сильно отличаются от фактических. В среднем фактический УРУТ на 10 % больше, чем принимаемый для расчета цены ДПМ нового строительства; отклонение фактического КИУМ от принимаемого составляет около 20 % в меньшую сторону.

Методика расчета K_{PCB} , утвержденная Приказом Минэнерго России от 2 ноября 2015 г. № 828, не учитывает фактические условия работы объектов с низким КИУМ и высоким УРУТ. Величина цены объекта ДПМ прямо пропорционально зависит от значения K_{PCB} , следовательно, при его росте цена также будет расти. Предлагаемые изменения (Постановление Правительства Российской Федерации № 238 «О ценовых параметрах...» и Методика расчета K_{PCB}):

- для вводимых после 1 января 2016 г. объектов ДПМ использовать расчетный метод для определения величины K_{PCB} ;
- пересчитывать уточненное значение K_{PCB} также после 9-го отчетного периода, чтобы учесть отклонение прибыли от продажи электрической энергии объекта с 7-го по 9-й период поставки мощности.

Отмена штрафных санкций для оборудования, отобранного в долгосрочный КОМ и планируемого на вывод из эксплуатации в течение периода поставки

Согласно абзацам 6–7 пункта 121 Постановления Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 (ред. от 31 декабря 2015 г.) «Об утверждении правил оптового рынка ...» при отказе участника оптового рынка поставлять мощность в группах точек поставки по договорам КОМ и ВР такой участник должен выплатить штраф. Размер штрафа составляет 25 % стоимости мощности, заявленной участником КОМ в месяце т. В текущих условиях для поставщиков и покупателей может быть взаимовыгодно изменить подход в части штрафных санкций. Выгода заключается в том, что с покупателей предлагается снять обязательства по оплате мощности, а с поставщиков — по оплате штрафов.

Данная мера позволит снизить экономическую нагрузку на рынок. Предлагаемые изменения:

- отменить выплату участником ОРЭМ штрафа, обусловленного отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам КОМ и ВР, при согласовании вывода из эксплуатации с даты, приходящейся на период с 1 января 2017 г. по 31 декабря 2019 г.

Рост экологических требований

Кроме того, сейчас мы должны уделить максимальное внимание нормативно-технической документации. В 2014 г. принят ряд нормативно-правовых актов по экологии и внедрению наилучших доступных технологий, реализация которых существенным образом затрагивает деятельность объектов электроэнергетики, и нам предстоит разработать целый ряд подзаконных актов.

Рост ставок платы за пользование водными ресурсами

С 1 января 2015 г. были повышены ставки платы за пользование водными ресурсами — на 15 % ежегодно до 2025 г. В связи с повышением ставок общий размер соответствующих расходов генерирующих компаний за период 2015–2025 гг. оценивается в 36,4 млрд руб., что напрямую ухудшает финансовое положение компаний.

В условиях финансового кризиса предлагаем заморозить ставки на уровне 2015 г. сроком на семь лет.

В дальнейшем предусмотреть постепенное повышение, при котором размер ежегодного повышения не должен превышать уровень инфляции.

Повышение платы за пользование водными ресурсами при условии возврата воды в водоем

В законодательстве продекларирован механизм, предполагающий стимулирование водопользователей, которые используют воду из водоемов с возвратом. В отношении станций он не реализован, так как они оплачивают весь объем изъятый из водоема воды без уменьшающих коэффициентов.

По данной проблеме в конце 2015 г. СПЭ инициировал обращение в Минэнерго, предложив внести изменения в законодательство в части уменьшения платежей за пользование водой, изъятый из водоемов, при условии ее возврата.

Ввод лицензий по обращению с отходами

Лицензии по обращению с отходами I–IV классов опасности должны быть получены генерирующими компаниями к 1 июля 2016 г. За деятельность без лицензий предусмотрена уголовная и административная ответственность.

Существует риск невозможности получения лицензий к указанной дате из-за нарушения Росприроднадзором сроков процедур по включению видов отходов в федеральный каталог, так как в лицензиях должны быть указаны коды и наименования видов отходов, включенных в ФККО.

Считаем, что необходимо инициировать изменения правил лицензирования деятельности с отходами, например, выдавать лицензии на деятельность не с видами, а с более крупными классами аналогичных отходов.

Вывод из эксплуатации

Предстоит существенно доработать проект по выводу из эксплуатации энергетического оборудования. Сейчас законопроект содержит нормы, по которым генерирующие компании должны оплачивать отключение электростанции от сети. Возможно, нужно принимать решения по отдельным объектам, когда вывод оборудования будет слишком дорогим. Если регуляторы принимают такое решение, то генерирующим компаниям должен устанавливаться тариф на основании их реальных затрат на содержание этого оборудования.

Важные для решения в 2016 г. вопросы

Необходимость оставить на уровне 2015 г. коэффициенты, применяемые к недопоставке мощности.

Отменить плату 25% штрафа для мощности, отобранной в КОМ и планируемой к выводу из эксплуатации.

Рассмотреть пересчет коэффициента $K_{рsv}$ после 9 периода поставки по ДПМ для объектов, 3 и 6 периоды которых истекли до 1 июня 2016 г.

Пересмотреть ОРЕХ объектов ДПМ с учетом изменения курса рубля к иностранной валюте.

Принять методику по оплате мощности ДПМ с учетом срока действия Агентского договора (дельта 10–15).

Доработать проект по выводу оборудования из эксплуатации.

Разработать механизм компенсации затрат поставщиков на содержание ОРУ/ЗРУ.

Реформа системы теплоснабжения

Давно увязла в проблемах реформа теплоснабжения. Первым проектом Совета производителей энергии была работа вместе с Минэкономразвития над Федеральным законом «Об энергосбережении и энергоэффективности», в который вошло много положительных норм, касающихся теплоснабжения. Закон был успешно принят.

Замечу, что без решения проблем в сфере тепла останутся нерешенными и многие вопросы энергорынка. Если мы сможем увеличить выручку от теплоснабжения, исключив перекрестное субсидирование потребителей тепла со стороны потребителей электроэнергии, то это позволит решить многие проблемы ТЭЦ. В настоящее время определяются муниципальные образования, которые станут пилотными регионами, где будет внедряться метод «альтернативной котельной».

Предложения

Функционирование электроэнергетической системы происходит в целях поддержания надежного энергоснабжения потребителей и одновременно с целью максимальной эффективности использования мощностей и возможностей регулирования для целей минимизации тарифной нагрузки на потребителей электрической

энергии. Достижение этого возможно через оптимизацию инвестиционных решений по всей «энергетической» через принятие оптимальных технических решений, в том числе по надежности, но с учетом их влияния на стоимость, через моделирование и полноценное прогнозирование макроэкономических эффектов за счет новых производителей и потребителей, повышение качества и эффективности управления режимом. В этой связи можно было бы рекомендовать Правительству Российской Федерации при участии Минэнерго России, генерирующих, сетевых компаний и потребителей электроэнергии вернуться к пересмотру подходов и доработке нормативно-правовых актов в области регулирования надежности электроэнергетических систем с обязательным анализом необходимости предъявляемых требований, соразмерности эффекта от мероприятий, заложенных в нормативно-правовые акты, с эффектом влияния на надежность и цену электроэнергии для конечного потребителя, баланса интересов и ответственности всех сторон регулирования.

Опыт работы зарубежных энергосистем доказывает жизнеспособность и обоснованность метода разработки рыночных и технических регламентирующих документов на базе открытой процедуры написания, обязательной социально-экономической оценки регулирующего воздействия, проведения публичных консультаций с экспертным сообществом и обязательного получения отзывов от участников процесса. Внедрение у нас похожего механизма могло бы дать положительный эффект. Помимо этого, назрела необходимость разработки «дорожной карты» развития законодательства в энергетике с указанием ответственных органов. Это позволило бы избежать появления противоречащих друг другу документов и иметь четкую картину того, что будет происходить в течение нескольких лет. □

Библиография

1. Приказ Минэнерго России от 2 ноября 2015 г. № 828 «Об утверждении Методики расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности)».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 13 апреля 2010 г. № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности» (вместе с «Правилами определения цены на мощность, продаваемую по договорам о предоставлении мощности», «Правилами индексации цены на мощность», «Правилами расчета составляющей цены на мощность, обеспечивающей возврат капитальных и эксплуатационных затрат»).

© Миронов И., 2016, e-mail: nvk@np-cpp.ru