
УДК 621.311.019.3

КОНКУРЕНТНЫЙ ОТБОР МОЩНОСТИ: ОСОБЕННОСТИ, НОРМАТИВНОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

© 2021 г. Ю. Я. Чукреев¹, *, М. Ю. Чукреев¹

¹Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
Сыктывкар, Россия

*e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru

Поступила в редакцию 16.12.2020 г.

После доработки 15.02.2021 г.

Принята к публикации 24.02.2021 г.

Приводится анализ нормативных документов, применяемых для обоснования величины спроса на мощность и одной из ее составляющих – нормативного резерва мощности. Для ценовых зон ЕЭС России выполнен сравнительный анализ ретроспективной информации о прогнозных значениях максимумов нагрузки и производства электроэнергии на гидроэлектростанциях с их фактическими значениями. Приводятся практические результаты влияния выявленных несоответствий в нормативных документах и отклонений прогнозируемых параметров максимальных нагрузок и производства электроэнергии на гидроэлектростанциях от фактических значений на величины спроса на мощность и обоснование генерирующих источников для его покрытия при реализации процедуры конкурентного отбора мощности.

Ключевые слова: конкурентный отбор мощности, баланс мощности, нормативный резерв мощности, спрос на мощность, показатели балансовой надежности, нормативно-технические документы

DOI: 10.31857/S0002331021020072

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние электроэнергетической отрасли характеризуется наличием значительного избытка генерирующей мощности, что существенно снижает эффективность отрасли и не способствует ее развитию в аспекте сооружения новых генерирующих источников. В настоящее время обоснование ввода новых генерирующих источников в какой-то мере предусмотрено при проведении процедуры конкурентного отбора мощности (КОМ) в рамках механизма долгосрочных договоров на поставку мощности (ДПМ). Следует отметить, что такой подход требует для потребителей постоянного увеличения платы за мощность. Обоснование роста платы за мощность достигается различными способами, но в основном за счет увеличения различными способами прогнозируемых параметров спроса на мощность в ее балансе и использовании достаточно устаревших нормативно-технических документов о планируемых величинах резервной мощности при управлении развитием ЕЭС России.

1. БАЛАНС МОЩНОСТИ В ЕЭС РОССИИ

Планирование развития электроэнергетической отрасли во все времена было сопряжено с формированием балансов мощности и электроэнергии ЕЭС страны. В со-



Рис. 1. Структура прогнозируемого баланса мощности.

ответствии с постановлением Правительства РФ № 823¹ с 2010 г. силами АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» ежегодно выполняется и выставляется в открытый доступ работа «Схема и программа развития ЕЭС страны на 7-летний период» (далее – СиПР ЕЭС), в которой приводится информация о перспективных балансах мощности (рис. 1). В них, как и в любых балансах, имеется приходная и расходная части. В сбалансированном варианте покрытие спроса приходной части должно соответствовать спросу на мощность расходной части баланса мощности.

Приходная часть баланса определяется установленной мощностью генераторов электростанций за вычетом различного рода ограничений мощности на максимум нагрузки, вводов мощности после прохождения максимума, не выдаваемой (запертой)

¹ Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823.

мощности. Расходная часть баланса определяется спросом на мощность и включает в себя три составляющие: планируемый максимум нагрузки, экспорт/импорт мощности и нормативный резерв мощности. Планируемый максимум нагрузки формируется на основе прогноза потребления мощности по территориям субъектов РФ с учетом среднесезонных температур наружного воздуха в них. Нормативный (полный) резерв мощности включает в себя составляющие оперативного (в последнее время названного компенсационным), ремонтного и стратегического резервов мощности. Определение последних двух составляющих в большей степени базируется на обработке статистической информации и применении достаточно простых математических моделей и в статье не рассматривается. Составляющая оперативного резерва мощности зависит от множества факторов, в том числе и случайно обусловленных, и всегда являлась наиболее сложной для понимания как потребителей, так и поставщиков мощности и электроэнергии.

2. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ

Процедура КОМ проводится с 2010 г. на площадке АО «СО ЕЭС» и определяет оплачиваемую мощность на оптовом рынке из ее существующего избыточно объема. Тем самым она направлена на выявление неэффективных генераторов с целью снижения существующих избытков мощности в ЕЭС России. Участвующие в КОМ и не прошедшие отбор генерирующие источники не оплачиваются и, следовательно, должны, при условии согласования с Минэнерго РФ, подвергаться демонтажу. При этом в соответствии с нормативно-техническими документами, утвержденными Постановлениями Правительства РФ № 1172² от 27 декабря 2010 г. (далее – «Правила оптового рынка») и № 893³ от 27 августа 2015 г. при проведении процедуры КОМ обязательной оплате подлежит мощность:

– по договорам о предоставлении мощности новыми генераторами электростанций КОМ НГО (далее – НДПМ);

– генерирующих объектов, работа которых необходима для поддержания технологических режимов работы энергосистемы или поставок тепловой энергии (вынужденные режимы – ВР).

Отбор эффективных генераторов электростанций при проведении процедуры КОМ осуществляется на основе стоимостных зависимостей предложения генерирующих мощностей и объема спроса на мощность (рис. 2). Зависимость спроса на мощность представляет собой отрезок прямой, проходящей через две точки (на рис. 2 точки 1 и 2). В первой точке спрос на мощность определяется Приказом, утвержденным Минэнерго РФ⁴ (далее – Приказ № 431). Во второй – он увеличивается на 12%. При этом цена мощности в выделенных точках не может быть изменена и устанавливается Правительством РФ, исходя из цены 2017 г., проиндексированной в соответствии с индек-

² Постановление Правительства РФ № 1172 от 27.12.2010 (ред. от 19.01.2018) «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 РФ № 893 от 27.08.2015 «Об изменении и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности, а также проведения долгосрочных конкурентных отборов мощности».

⁴ Положение о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного потока электрической энергии (мощности), утвержденное Приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 431 (ред. от 17.08.2017).

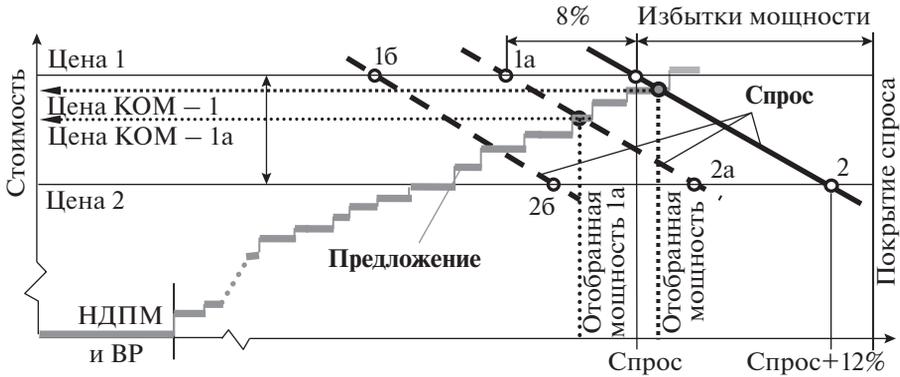


Рис. 2. К пояснению процедуры коммерческого отбора мощности.

сом потребительских цен и возможным увеличением, утверждаемым Минэнерго РФ, на величину до 20%.

Изменение цены мощности, полученной при реализации процедуры КОМ, от величины спроса на мощность показано на рис. 2. Для понимания, каким образом изменяется цена, на рис. 2 помимо основной зависимости спроса (сплошная жирная линия 1–2), представлены еще две (пунктирные линии 1а–2а и 1б–2б), построенные для уменьшенных на 8% величин спроса на мощность. Видно, что наиболее приемлемым способом улучшения инвестиционной привлекательности для реализации НДСП является увеличение составляющей спроса на мощность. Второй подход – это изменение цены на мощность во второй точке, но это требует согласования с Правительством РФ. Характеристика предложения (серая ломанная линия) определяется энергетическими компаниями и в принципе не должна зависеть от заявленной величины спроса на мощность и ее цены. На самом деле, при проведении процедуры КОМ величина спроса на мощность является заданной величиной, а цены в точках 1 и 2 прогнозируемые с достаточной степенью достоверности.

3. НОРМАТИВНЫЙ РЕЗЕРВ МОЩНОСТИ В ИНФОРМАЦИОННЫХ ДОКУМЕНТАХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПРОЦЕДУРЫ КОМ

Следует отметить, что методика обоснования нормативного резерва мощности для компенсации вывода генерирующего оборудования во внеплановые (аварийные) ремонты остается неизменной. В современных условиях, к сожалению, нет научно обоснованных положений по применению критериев принятия решений по обеспечению того или иного уровня надежности. Здесь можно ориентироваться либо на нормативные показатели стран западной Европы ($LOLH = 3–8$ ч/сут), либо Северной Америки ($LOLE = 0.1$ раз в год), либо на отечественный норматив для территориальных зон [$1–3$] ($J_d = 0.004$).

Важным для всех перечисленных показателей балансовой надежности является примерно одинаковая методическая основа их получения и совершенно разная информационная составляющая, особенно в части учета режимов электропотребления [3]. Европейский норматив к показателям балансовой надежности ориентирован на учет почасовых графиков потребления электроэнергии для всех 8760 часов года, Североамериканский предусматривает учет нагрузки только максимального часа суток года

(365 значений). Отечественный норматив к показателям балансовой надежности ориентирован на учет только одного среднечасового суточного графика декабря месяца в предположении его действия в течение всех рабочих дней года. Сравнение этих показателей, с точки зрения их влияния на обоснование средств резервирования, мероприятие достаточно сложное. В работе [3] для определенных условий проведены такие исследования, которые показали приемлемое совпадение результатов по обоснованию величины оперативной составляющей нормативного резерва мощности.

В соответствии с Приказом № 431 величины нормативного резерва мощности для выделенных ценовых зон рынка электроэнергии и мощности определяются плановыми коэффициентами резервирования, утверждаемыми Минэнерго РФ. Их величина определяется суммой коэффициента 1.17, коэффициента прогнозного недоиспользования мощности и коэффициента, учитывающего экспорт электрической энергии. По последнему коэффициенту вопросов не возникает, экспорт электрической энергии представлен в балансе мощности (рис. 1). Необходимо отметить, что численные значения коэффициента 1.17 основываются на устаревших материалах методических рекомендаций (МР) по проектированию развития энергосистем. Последняя редакция таких МР была выполнена в конце 90-х годов прошлого столетия [4] с учетом рекомендаций [1]. Правда, Минэнерго России, эта редакция была утверждена только в 2003 г. Методические разработки, направленные на обоснование величины нормативного резерва мощности и использованные при разработке МР 2003 г. [1], были ориентированы на наличие дефицитов мощности в ЕЭС России и необходимость сооружения новых генерирующих источников. В современных условиях задача должна рассматриваться совершенно в другой плоскости – в большей степени связанной не с вводом нового генерирующего оборудования, а с его демонтажем.

Из текста упомянутого выше Приказа № 431 можно догадаться, что коэффициент 1.17 соответствует 17% нормативного резерва мощности от планируемого совмещенного максимума нагрузки, приведенного в утвержденных Минэнерго РФ МР 2003 г. для Европейской части ЕЭС России (первая ценовая зона). Для ОЭС Сибири (вторая ценовая зона) этот процент в МР 2003 г. составляет величину 12% от планируемого совмещенного максимума нагрузки. В Приказе № 431 коэффициент 1.17 по необъясненным причинам распространен на ЕЭС России в целом, т.е. и на вторую ценовую зону. Приведенная в Приказе № 431 добавка к коэффициенту 1.17 коэффициента прогнозного недоиспользования мощности, учитывающего снижение мощности, обусловленное проведением внеплановых ремонтов генерирующего оборудования, объяснению не поддается. При разработке МР 2003 г., как и МР более ранних выпусков, внеплановые ремонты всегда являлись основой обоснования коэффициента резервирования (1.17 или 17% от совмещенного максимума нагрузки).

Совершенно очевидно, что МР 2003 г. требуют актуализации. Следует отметить, что она была предпринята еще в 2011 г., т.е. практически сразу после начала работ по ежегодному выполнению работы СиПР ЕЭС. По заданию АО «СО ЕЭС» специалистами ОАО «Институт ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» с привлечением специалистов научно-исследовательских институтов была выполнена новая редакция МР с учетом изменившихся условий функционирования и развития ЕЭС страны⁵. На наш взгляд, в этой работе по инициативе АО «СО ЕЭС» были существенно завышены значения нормативного резерва мощности с 17% (МР 2003 г.) до 20.5% для ЕЭС России в целом и с 12 до 22% – для ОЭС Сибири. Увеличение коснулось в первую очередь составляющей

⁵ Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем/ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2012 г. (одобрены НП «НТС ЕЭС», секция «Техническое регулирование в электроэнергетике» в июле 2012 г.

резерва мощности на проведение плановых ремонтов оборудования. Например, по отношению к редакции МР 2003 г. в Европейской части ЕЭС произошло двукратное увеличение ремонтной составляющей (с 4–5% до 9–10%), а в ОЭС Сибири и вовсе к трехкратному (с 4% до 12%). Можно предположить, что по этой причине они не были утверждены Минэнерго РФ. Вопросы обоснования ремонтной составляющей нормативного резерва мощности частично рассмотрены в работе [5] и в данной статье не рассматриваются.

Обоснование средств обеспечения надежности сопряжено с разработкой моделей оценки показателей балансовой надежности (ПБН), в которых учитываются как информация, детализирующая баланс мощности в выделенных территориальных зонах, определяемых расчетную схему ЕЭС России, так и ряд случайных факторов, вызванных ненадежностью оборудования и неопределенностью прогнозируемых параметров. Не вызывает никакого сомнения, что модель расчетной схемы ЕЭС России, вероятностная информация и применяемые нормативные показатели балансовой надежности должны быть актуализированы под современные реалии развития электроэнергетической отрасли.

В качестве расчетной схемы ЕЭС России при разработке МР 2003 г. выступали объединенные энергосистемы (ОЭС). Применение в качестве территориальных зон ОЭС в современных условиях может быть оправдано тем обстоятельством, что процедура проведения конкурентного отбора мощности в настоящее время ориентирована только на две ценовые зоны – Европейская часть, включая ОЭС Урала, и Сибирь. Следует отметить, что современное программное обеспечение [3, 6] предусматривает дробление ОЭС на более мелкие территориальные зоны. Однако, в силу сложности информационного наполнения, такое дробление целесообразно только в случаях значительного влияния ограниченности пропускной способности между выделенными внутри ОЭС территориальными зонами.

Величина оперативной составляющей нормативного резерва мощности зависит от двух случайных факторов: внеплановых выводов в ремонт генерирующего оборудования и случайных колебаний нагрузки, вызванных влиянием температурного фактора. Влияние первого фактора получило название аварийной составляющей оперативного резерва мощности, второго – нагрузочной. Исследования показали [7], что при использовании информации (нормы внепланового аварийного вывода в ремонт генерирующего оборудования и среднеквадратичные отклонения нагрузки), применяемой при разработке МР 2003 г., величина нагрузочного резерва составляет более 40% от оперативного резерва мощности или более 4% от совмещенного максимума нагрузки. Другими словами, в МР 2003 г. при обосновании оперативной составляющей нормативного резерва мощности осуществлялся учет влияния температурного фактора. Этот учет привел как минимум к 4-х процентному увеличению величины нормативного резерва мощности по отношению к совмещенному максимуму нагрузки.

При проведении процедуры КОМ в соответствии с Приказом № 431 планируемый совмещенный максимум нагрузки определяется ее прогнозом, представленным в работе СиПР ЕЭС (см. раздел 4), увеличенным на повышающий коэффициент, вызванный влиянием температуры. Значение этого коэффициента при формировании информации для проведения процедуры КОМ на 2022–2024 гг. и на 2025 г. для обеих ценовых зон в соответствии с информацией ”Конкурентный отбор мощности”⁶ с сайта АО “СО ЕЭС” (далее – сайт АО “СО ЕЭС”) превышает 4.2% от совмещенного максимума. Тем самым можно констатировать, что в Приказе № 431 при определении вели-

⁶ Сайт АО “СО ЕЭС” ”Конкурентный отбор мощности”, monitor.so-ups.ru.

чины спроса на мощность наблюдается двойной учет одного и того же фактора. Это приводит к увеличению величины спроса на мощность как минимум на 4% от совмещенного максимума нагрузки.

Приведенные существенные разногласия в рассмотренных двух нормативно-технических документах, на наш взгляд, связаны либо с некомпетентностью специалистов, готовивших Приказ № 431, либо намеренными действиями. К его подготовке в 2010 г. и последующей редакции в 2017 г. не привлекались специалисты академической и вузовской науки, а также отраслевых Институтков, владеющие вопросами обеспечения балансовой надежности ЭЭС и сумевшими устранить недочеты в Приказе № 431.

Еще один важный момент, связанный с принимаемыми в Приказе № 431 значениями планового расчетного коэффициента резервирования, приведен в п. 107 “Правил оптового рынка”. В нем его значение для второй ценовой зоны оптового рынка увеличено на 8.55% и в информационных материалах для проведения процедуры конкурентного отбора мощности на 2022–2024 гг., представленных на сайте АО “СО ЕЭС”, доведено до значения 26.55%. Обоснование такого увеличения в открытой печати не приведено. Понятно, что в условиях имеющихся избытков мощности при проведении процедуры КОМ должны отбираться наиболее эффективные из существующих агрегатов электростанций. При наличии избыточных мощностей в энергосистеме в экономическом аспекте производство электроэнергии на гидроэлектростанциях привлекательнее, чем на тепловых и атомных, в силу меньших эксплуатационных издержек (отсутствие топливной составляющей). В то же время режимы их работы зависят от погодных условий (маловодные годы), и эти аспекты (экономичность и энергообеспеченность) в современных условиях наличия избытков мощности должны учитываться при обосновании средств резервирования.

4. АНАЛИЗ ПРОГНОЗА ПОТРЕБЛЕНИЯ МОЩНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Выполненный в 2019 г. отчет СиПР ЭЭС 2019–2025 гг. является 10-м с начала их формирования в 2010 г. Это позволяет на основе ретроспективной информации подвести определенные итоги и сравнить планируемые максимальные нагрузки и производство электроэнергии на ГЭС с их фактическими значениями. Приведенное ниже сравнение проведено для периода с 2016 по 2019 гг. на период упреждения от одного года до семи лет. Рассмотрение времени раньше 2016 г. не представлялось возможным из-за отсутствия информации в работах СиПР ЭЭС, первая из которых дает прогноз на 7 лет только для 2016 г. Рассмотрение позже 2019 г. невозможно из-за отсутствия информации по фактическим параметрам потребления мощности.

Прогнозирование максимума нагрузки. Величина планируемого максимума нагрузки составляет основу спроса на мощность расходной части баланса мощности (рис. 1). Из этого следует, что ошибки при планировании этой величины в значительной степени влияют на обоснование генерирующих мощностей участвующих в покрытии расходной части баланса мощности. Учитывая эти обстоятельства, в АО “СО ЕЭС” создана единая система прогнозирования производства и потребления электроэнергии и мощности на перспективу до 7 лет⁷. Прогноз по потреблению мощности разрабатывается на час максимума декабря месяца для среднесуточных температур прохождения максимума, усредненных за 10 лет, предшествующих осенне-зимнему периоду. При этом учитываются показатели фактических балансов мощности за предыдущие пери-

⁷ Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные ПП РФ от 13.08.2018 № 937.

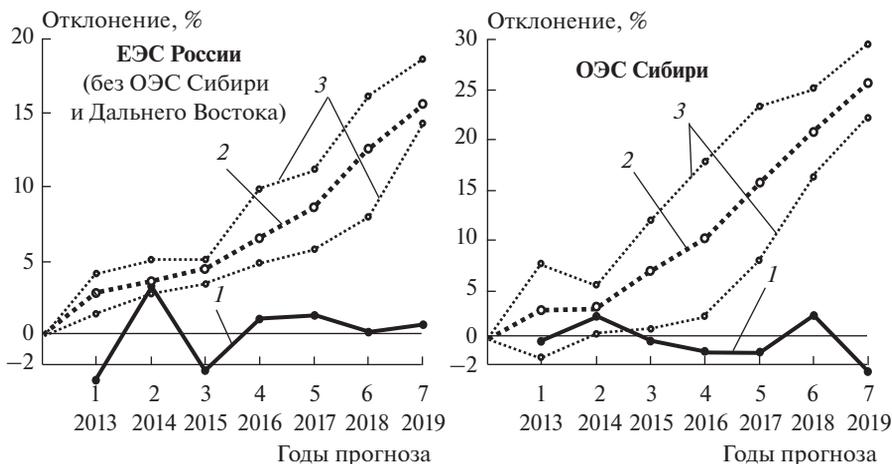


Рис. 3. Отклонения прогнозируемых нагрузок от фактических значений для ЕЭС России без ОЭС Дальнего Востока и Сибири (из десяти выпусков работы СиПР ЕЭС с 2010–2016 по 2019–2025 годы).

оды, планы по технологическому присоединению объектов, макроэкономические показатели в соответствии со сценариями социально-экономического развития страны.

Совершенно очевидно, что на величину планируемого максимума нагрузки влияет период упреждения прогноза (от 1 до 7 лет). Анализ показывает, что этот период при проведении процедуры обоснования генерирующих мощностей участвующих в покрытии спроса на мощности (процедура КОМ) неуклонно растет. До 2015 г. КОМ проводился только на один год вперед. В 2015 г. КОМ проводился на 2016–2019 гг. С 2016 г. по 2018 г. — на год, наступающий через три календарных года. В 2018 г. КОМ проводился сразу на три года (с 2022 по 2024 гг.), т.е. для 2024 г. упреждение составило пять лет. И, наконец, в начале 2019 г. КОМ проводился на 2025 г., в 2020 г. будет проводиться на 2026 г. и т.д. Таким образом, период упреждения прогнозной информации с одного года вырос до предельного для работы СиПР ЕЭС 7-летнего значения.

На рисунке 3 для 2016–2019 гг. приведена информация о процентных отклонениях прогнозируемых параметров максимальной нагрузки (из работ СиПР ЕЭС) от фактических значений для ценовых зон европейской части ЕЭС России и Сибири. На рисунке 3 пунктирные линии: 2 — средние значения отклонений за рассматриваемый 4-х летний ретроспективный период от фактических величин, более тонкие 3 — их максимальные и минимальные огибающие. При этом следует отметить, что для обеих ценовых зон за период с 2013 по 2019 гг. наблюдается практическое отсутствие роста фактических величин максимумов нагрузки от их среднего значения (на рис. 2 зависимость 1 — жирная линия).

Видно, что для обеих ценовых зон при увеличении периода прогнозирования отклонения прогнозных величин от их фактических значений растут и достаточно значительно. Для прогноза на один год средние значения отклонений для обеих ценовых зон составляет порядка 3-х %, для семилетнего периода более 15.5% для 1-й ценовой зоны и 25% для 2-й. Объяснений столь больших отклонений при прогнозировании максимального потребления на один год не находится. Значительный рост прогнозных параметров максимумов нагрузки над фактическими величинами для анализируемого 4-х летнего периода можно объяснить заложенными в первых работах СиПР ЕЭС 2010–2016 — 2012–2018 гг. трендами увеличения потребления от года к году, что

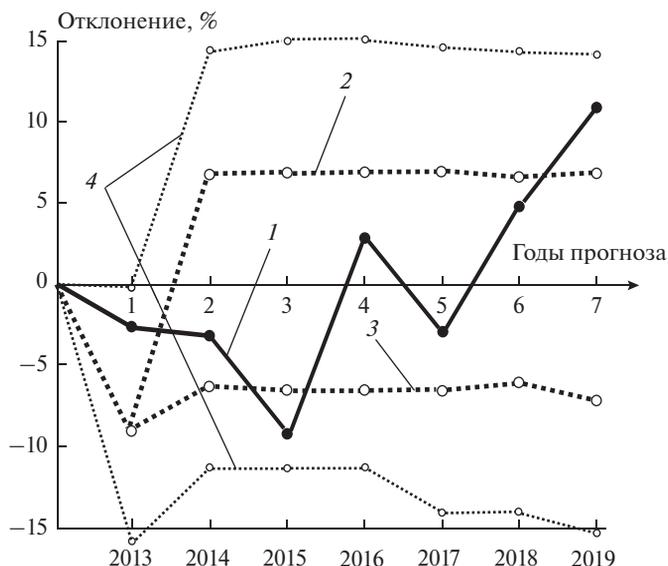


Рис. 4. Отклонения прогнозируемых параметров производства электроэнергии гидроэлектростанций ОЭС Сибири от фактических величин на 7-летний период.

не делает чести разработчикам баланса мощности. Следует отметить, что в последующих работах СиПР ЕЭС этот тренд снижается до разумных пределов. Например, в работе СиПР ЕЭС на 2011–2017 гг. разрыв между планируемой величиной максимума нагрузки для первого и седьмого года составил: для европейской части ЕЭС России 17.65%, для ОЭС Сибири – 17.56%. В работе, выполненной через 8 лет, на горизонт планирования 2019–2025 гг. разрыв значительно снизился и составил 5.7% (в 3 раза) и 8.53% (в 2 раза) соответственно. При этом систематическая ошибка прогнозирования на первый год (от 2 до 3%, рис. 3) остается. Исходя из приведенного анализа при проведении процедуры эффективного отбора генерирующих мощностей в процедуре КОМ, отклонения прогнозируемых для 7-летнего периода упреждения параметров максимальных нагрузок с учетом систематического отклонения на один год планирования от их фактических величин, должно составить:

– для первой ценовой зоны от 6 до 8%, а с учетом систематического отклонения для прогнозирования на один год – 5%;

– для 2-й ценовой зоны от 11 до 13%, а с учетом систематического отклонения для прогнозирования на один год – 10%.

Прогноз производства электроэнергии на гидроэлектростанциях ОЭС Сибири. При планировании балансов электроэнергии в работе СиПР ЕЭС объем производства электроэнергии на ГЭС для территориальных зон в виде ОЭС приводится для наиболее вероятного по водной обеспеченности сценария. Для ОЭС Сибири и Дальнего Востока, где доля производства электроэнергии на ГЭС значительна (от 35% и выше), начиная с 2012 г., баланс электроэнергии приводится и для маловодного года. На рисунке 4 по аналогии с рис. 3 приведена информация о процентных отклонениях прогнозируемых параметров производства электроэнергии от фактических значений для 7-летнего периода применительно к ГЭС ОЭС Сибири и изменении фактического

производства электроэнергии для периода с 2013 по 2019 гг. от среднего за эти годы значения (сплошная жирная линия – 1).

Обращают на себя внимание значительные средние (10% – на рис. 4, зависимость 2) и максимальные (15%, – зависимость 4) отклонения прогнозируемых значений вероятного производства электроэнергии на ГЭС от фактических величин для всех прогнозных периодов. Для маловодного года эти прогнозы, как и следовало ожидать, немного ниже фактических величин производства электроэнергии (средние за 4 года порядка 7%, максимально возможные от 11 до 15%, зависимости 3 и 4 соответственно). В тоже время планируемые на предстоящий год значения производства электроэнергии для наиболее вероятного и маловодного года совпадают. Объяснения этому явлению, как и факта резкого увеличения за рассматриваемый период с 2016 по 2019 гг. средних значений производства электроэнергии на ГЭС для наиболее вероятного сценария и резкого снижения для маловодного года на период прогнозирования от 2-х и более лет, не находится (пунктирные линии 2 и 3).

Приведенная на рис. 4 зависимость отклонений фактических значений производства электроэнергии от среднего значения за период 2013–2019 годов (линия 1) для ГЭС ОЭС Сибири имеет достаточно сильную флуктуацию. Максимальное снижение производства электроэнергии составило 9.2% (2015 г.). Если же рассматривать отклонения величин средних прогнозируемых параметров производства электроэнергии для маловодного года от их фактических значений для периода упреждения от 2 до 7 лет, то они колеблются в пределах 7% (зависимость 3). При этом максимально возможные отклонения, наблюдаемые в одном из 4-х рассматриваемых годов ретроспективного периода, колеблются в диапазоне от 12 до 15% (тонкая пунктирная линия 4 на рис. 4).

Увеличение нормативного резерва в ОЭС Сибири на 8.55% возможно при достижении разницы в 16.7% между планируемым значением производства электроэнергии на ГЭС и значением для маловодного года. На основании представленного на рис. 4 анализа ретроспективной информации это можно обеспечить только при рассмотрении максимальных отклонений прогнозируемых параметров производства электроэнергии для вероятного сценария и для маловодного года (пунктирные линии 4). Рассматривая средние значения (зависимости 2 и 3), можно обеспечить только 14%. При рассмотрении прогнозируемых параметров производства электроэнергии для наиболее вероятного и маловодного года получается интересная картина. Чем больше в прогнозах производства электроэнергии на ГЭС разрыв между ними, тем большей может быть добавка к величине нормативного резерва. При этом ретроспективная информация о соотношении фактического производства электроэнергии на ГЭС с его прогнозируемыми величинами совершенно не принимается во внимание. Тем самым из рассмотрения выпадает наиболее важный параметр фактического производства электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири. На наш взгляд, при обосновании резерва мощности необходимо рассматривать риски от недопроизводства электроэнергии на ГЭС в маловодных годах, отталкиваясь от средних значений его фактического производства с учетом динамики его изменения для прогнозируемого периода, основываясь в том числе и на анализе ретроспективной информации по данным параметрам. В этом случае, в соответствии с характеристиками, приведенными на рис. 4, снижение производства электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири в маловодные годы не должно превышать в среднем 7.0% (зависимость 3), а с учетом фактических отклонений 9.2% (зависимость 1, для 2015 г.). Это соответствует добавке к нормативному резерву мощности не 8.55%, принятых в “Правилах оптового рынка”, а от 3.58 до 4.72%.

Таблица 1. Исходная и скорректированная информации для проведения процедуры конкурентного отбора мощности на 2025 г.

Номер ценовой зоны	Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности, МВт			Плановый коэффициент резервирования, %		Выработка объектов розничной генерации	Спрос на мощность, МВт/%
	из работы СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг.	с учетом совмещения	с учетом температурного фактора	расчетный	применяемый		
Исходная информация							
1	132441	127547	133011	18.4	18.4	7143	150342/100
2	34704	33845	35283	18.0	26.55	1311	43339/100
Итого	167145	161392	168294	–	–	8454	193681/100
Скорректированная информация							
1	127806	123083	123083	19.05	19.05	7143	139387/92.71
2	31192	31984	31984	12.73	17.45	1311	36254/83.65
Итого	158998	155067	155067	–	–	8454	175641/90.68

5. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И НЕКОТОРЫЕ ВЫВОДЫ

В начале 2020 г. была проведена процедура КОМ на 2025 г. Информация, необходимая для его проведения, представлена на сайте АО “СО ЕЭС” “Конкурентный отбор мощности” и представлена разделом “Исходная информация” в табл. 1. На основе представленных в статье противоречий к формированию величины спроса на мощность в разделе “Скорректированная информация” приведены получаемые на основе представленного анализа значения, влияющих на итоговое значение величины спроса на мощность.

Спрос на мощность определяется величиной совмещенного максимума нагрузки и величиной планового коэффициента резервирования. Ошибка прогнозирования совмещенного максимума в очень большой степени зависит от периода прогнозирования. При проведении процедуры КОМ он постоянно растет и сегодня достиг своего порогового значения в 7 лет. Анализ, приведенный в разд. 4, наглядно это характеризует. С большой долей вероятности можно констатировать, что увеличение периода упреждения с трехлетнего, используемого в 2016 г. (всего три года назад) на 7-летний приводит как минимум к увеличению максимальной нагрузки на 3.5% в первой ценовой зоне и на 5.5% во второй ценовой зоне ЕЭС России.

В соответствии с Приказом № 431 учет температурного фактора холодного периода года осуществляется увеличением совмещенного максимума нагрузки некоторый процент. При этом не учитывается, что действие этого фактора учитывается при обосновании нормативного резерва мощности в и МР 2003 г. (коэффициента 1.17 в Приказе № 431). Двойной учет одного и того же случайного фактора приводит как минимум к 4-х процентному увеличению величины спроса на мощность.

При проведении процедуры КОМ в 2020 г. на 2025 г. для второй ценовой зоны в соответствие с “Правилами оптового рынка” был принят плановый коэффициент резервирования 26.55% от совмещенного максимума нагрузки. Он учитывал добавку

8.55%, компенсирующую возможные ограничения мощности ГЭС, вызванных маловодным годом. Выявленные в разделе 4 несоответствия при оценке влияния недоиспользования ГЭС второй ценовой зоны в маловодные годы позволяет обоснованно снизить принятую в “Правилах оптового рынка” добавку к нормативному резерву мощности с 8.55% до 4.72%.

Из таблицы 1 видно, что величина спроса на мощность для обоснования генерирующих источников ее покрытия в скорректированном варианте значительно сокращается — чуть менее 8% в первой и более 16% во второй ценовых зонах. Приведенный рис. 2 наглядно показывает, что необоснованное увеличение величины спроса на мощность (на рис. 2 — 8%) приводит к увеличению прибыли генерирующих компаний и инвестиционной привлекательности для ввода нового оборудования. Это положительный момент. Отрицательных моментов значительно больше, в частности: для крупных потребителей электроэнергии увеличивается цена за мощность, происходит наращиванию объемов избыточной мощности, неоплачиваемой потребителями и требующей дополнительных затрат на ее обслуживание.

В соответствии с п. 107 “Правил оптового рынка” цена за мощность определяется на основе линейной функции спроса задаваемой двумя точками (рис. 2). Цены для точек спроса на мощность жестко определены ценой, установленной Правительством РФ в 2017 г. С учетом индексации в первой и второй ценовых зонах на 2025 г. они составили соответственно 209 051.27 и 292 415.27 руб./МВт для первой точки спроса. Анализ проведенных процедур КОМ показывает, что итоговая цена за мощность не более чем на 10% отличается от начальной цены первой точки спроса. Например, для 2025 г. цена за мощность после проведения процедуры КОМ составила для первой ценовой зоны 193 157.87, для второй — 303 191.67 руб./МВт. Это позволяет с 10-ти процентной погрешностью определить экономическую составляющую снижения стоимости покупки мощности потребителями при учете выявленных выше противоречий. Для первой ценовой зоны она составит величину $(150\,342 - 139\,387) \times 193\,157.87 = 2\,116\,044.5$ тыс. руб./мес., для второй — $(43\,339 - 36\,254) \times 303\,191.67 = 2\,148\,113$ тыс. руб./мес. Годовое снижение платы за мощность крупными потребителями обеих ценовых зон составит достаточно большую величину — более 50 млрд руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д.* Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат. 1981. 320 с.
2. *Billinton R.* Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition / R. Billinton, R.N. Allan. N.Y. and London: Plenum Press, 1996. 509 p.
3. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.* Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. 207 с.
4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). М.: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118-2003.
5. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю., Степков А.И.* Обоснование нормативных требований к надежности обеспечения потребителей в условиях перспективного планирования ЕЭС России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 69. Иркутск: Надежность развивающихся систем энергетики — ИСЭМ СО РАН, 2018. С. 247–256.
6. *Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М.* Надежность систем электроэнергетики. Новосибирск: Наука. 2015. 224 с.
7. *Чукреев Ю.Я.* Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН. 1995. 176 с.

**Competitive Power Take-Off:
Features, Regulatory and Information Support**

Yu. Iy. Chukreev^{a, *} and M. Yu. Chukreev^a

*^aInstitute of Socio-Economic and Energy Problems of the North, FRC Komi Scientific Center,
Ural Branch of RAS, Syktyvkar, Russia*

**e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru*

An analysis is made of the regulatory documents used to justify the capacity demand and one of its components – the normative capacity reserve. For the price zones of the UES Russia, retrospective information on the forecast values of maximum loads and power generation at hydroelectric power stations has been compared with their actual values. The article gives the practical results of influence of the identified regulatory documents inconsistencies and deviations of the maximum load forecasts and hydroelectric power generation from the actual power demand values and the justification of the generating sources to cover it under a competitive power selection procedure.

Keywords: competitive capacity selection, capacity balance, normative capacity reserve, capacity demand, balance reliability indicators, regulatory and technical documents