



Международный журнал информационных технологий и энергоэффективности

Сайт журнала:

<http://www.openaccessscience.ru/index.php/ijcse/>



УДК 62

ПЕРСПЕКТИВЫ РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ АКТИВОВ ТЕПЛОГЕНЕРАЦИИ РФ

Дуйцев А.Н.

ФГБОУ ВО "ИВАНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ В.И. ЛЕНИНА", Иваново, Россия (153003, город Иваново, Рабфаковская ул., д.34), e-mail: alexandr007_08@mail.ru

В настоящей статье анализируются специфические вопросы обоснования необходимости проведения масштабной реконструкции (технического перевооружения, модернизации) тепловых электрических станций (ТЭС) РФ. Выявлены основные факторы, которые не учитываются при прогнозировании величины спроса на пиковую электрическую мощность. Обоснована возможность бездефицитного энергоснабжения российской экономики и модернизация тепловой генерации за счет уже существующих механизмов конкурентного отбора мощности (КОМ) и рынка за сутки вперед (РСВ).

Ключевые слова: Модернизация, реконструкция, техническое перевооружение, пиковая электрическая мощность, тепловые электрические станции (ТЭС), теплоэлектроцентрали, теплоснабжение, договор на поставку мощности (ДПМ), конкурентный отбор мощности (КОМ).

PROSPECTS FOR RECONSTRUCTION AND MODERNIZATION OF PRODUCTION ASSETS OF HEAT GENERATION OF THE RUSSIAN FEDERATION

Duitsev A.N.

IVANOVO STATE POWER ENGINEERING UNIVERSITY NAMED AFTER V.I. LENIN, Ivanovo, Russia (153003, Ivanovo, Rabfakovskaya st., 34), e-mail: alexandr007_08@mail.ru

This article analyzes the specific issues of substantiating the need for large-scale reconstruction (technical re-equipment, modernization) of thermal power plants (TPP) of the Russian Federation. The main factors that are not taken into account when forecasting the demand for peak electrical power are identified. The possibility of a deficit-free energy supply to the Russian economy and the modernization of thermal generation due to the already existing mechanisms of competitive power take-off (COM) and the market for the day ahead (RSV) is substantiated.

Keywords: Modernization, reconstruction, technical re-equipment, peak electric power, thermal power plants (TPP), thermal power plants, heat supply, power supply contract (DPM), continuous power take-off (COM).

Механизмы привлечения инвестиций в модернизацию объектов теплоэнергетического комплекса должны основываться на необходимости обеспечения "точек роста" экономики, представленных на Рисунке 1.



Рисунок 1 – «Точки роста» развития механизмов привлечения инвестиций на модернизацию теплоэнергетического комплекса

Основания для принятия решения о потребности проведения масштабной реконструкции (технического перевооружения, модернизации) тепловых электрических станций в ЕЭС России сформулированы в Генеральной схеме размещения объектов до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 г. № 1209-р в объеме до 76 ГВт тепловых электрических станций до 2035 года [1].

К основным элементам программы реконструкции (технического перевооружения, модернизации) предлагается отнести:

- конкурентный отбор проектов реконструкции (технического перевооружения, модернизации) тепловых электрических станций в рамках утверждённых ежегодных квот (объемных и стоимостных). Объем ежегодно вводимой по программе мощности с 2022 года должен составлять оценочно не более 3-4 ГВт в год;
- участие в отборе теплофикационных и конденсационных электрических станций, выработавших нормативный (плановый) парковый ресурс не менее чем на 125 %, и при этом имеющих показатель востребованности (включенности) за последние 2 года не менее 60 %;
- отбор проектов на реконструкцию (техническое перевооружение, модернизацию) тепловых электрических станций должен быть организован на конкурентных принципах, отвечающих требованиям оптимизации (снижения) совокупной стоимости проектов для потребителей;
- сравнение стоимости реализации проектов с учетом прогнозной выручки от продажи электрической и тепловой энергии, вырабатываемой на генерирующих объектах, в отношении которых подана заявка на конкурс;
- определение типовых проектных решений и оценка их стоимости на основе эталонов, рассчитанных независимыми экспертами;
- оплату мощности только после полного исполнения обязательств по вводам мощности и подтверждения реализации заявленных мероприятий;

- отсутствие ограничений на реализацию расширенного перечня работ по реконструкции (техническому перевооружению, модернизации), относительно оплачиваемого в рамках программы модернизации и/или реализацию более дорогих технических решений, относительно типовых, принятых при определении предельных уровней затрат, при условии финансирования разницы за счет собственника оборудования;
- ответственность инвестора за неисполнение обязательств по договору реконструкции (техническому перевооружению, модернизации) генерирующих мощностей тепловой электрической станции;
- условия договора на реконструкцию (техническое перевооружение, модернизацию) мощностей должны содержать обязательства собственника поддерживать указанное оборудование в готовности вырабатывать электрическую энергию не менее 15 лет с даты ввода в эксплуатацию объекта;
- возврат вложенных средств осуществляется за период 15 лет исходя из базовой доходности, которая будет установлена Правительством Российской Федерации.

Также обсуждается увеличение срока проведения конкурентного отбора мощности (КОМ) до начала поставки мощности по его итогам с 4 до 6-ти лет, что позволит увеличить горизонт планирования и принятия инвестиционных решений в рамках ценовых параметров КОМ.

Минэкономразвития имеет свой сценарий модернизации тепловой электроэнергетики, названный «Инфраструктурная ипотека». По мнению Минэкономразвития, основные положения программы модернизации которого представлены на Рисунке 2.



Рисунок 2 – Элементы программы «Инфраструктурная ипотека», предложенной Минэкономразвития

Принципами конкурса предлагается принять:

- залповый отбор на условиях максимальной конкуренции;
- максимальное снижение капитальных вложений и нормы доходности;
- максимальный объем привлеченных инвестиций с учетом финансовых ограничений.

На предварительном этапе предлагается оценить объем средств, реально высвобождающихся в связи с окончанием программы договоров на поставку мощности (ДПМ) с выполнением требования не превышения темпов инфляции, с учетом реализации существующих программ по АЭС, заводов по сжиганию ТБО, региональных надбавок, планов развития электросетей, динамики роста сбытовых надбавок. Учет всех этих факторов может весьма существенно снизить возможности регулируемых инвестиционных механизмов программы модернизации.

На первом этапе залпового конкурса Минэкономразвития предлагает провести отбор по капитальным затратам, при этом устанавливается минимум по капзатратам на основе эталонов затрат. На этом этапе предлагается привлечь потребителей, которые могут принять участие в отборе того или иного проекта.

На втором этапе среди проектов, отобранных по критерию полной стоимости строительства (CAPEX), отбираются проекты по доходности. При этом потребитель может на первом этапе либо согласиться с CAPEX, предлагаемым генератором, либо, подать минимальную заявку и тем самым вынудить его на следующем этапе подавать завышенную доходность. В рамках конкуренции возможно снижение стоимости итоговой цены электроэнергии. Также могут сравниваться проекты с разной глубиной модернизации.

Срок обязательств по программе модернизации предлагается зафиксировать в 25 лет, с тем же сроком возврата инвестиций. Универсальность для участия в конкурсе всех типов генерации позволяет, в частности ТЭЦ, иметь дополнительные инвестиционные преимущества за счет продажи тепловой энергии.

Директивное использование завышенных прогнозных данных из Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики от 22 февраля 2008 года уже привело к избыточным нерыночным инвестициям в рамках программы договоров о предоставлении мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности в 2009 – 2023 гг.

Методология прогнозирования потребности в пиковой мощности, используемая разработчиком Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, является ошибочной, расчёт спроса на мощность осуществляется без учёта:

- потенциала повышения уровня загрузки (КИУМ) тепловой генерирующей мощности (с текущего уровня 46,7% до прежнего, более эффективного – 52-55% и более), что позволяет увеличить выработку электроэнергии без увеличения объёмов установленной мощности на 70 - 90 млрд кВт/ч (месячный объём электропотребления в ЕЭС России);
- существенного улучшения регулировочных возможностей Единой энергосистемы в связи с ростом числа и объёмов мощности генерирующих объектов, развития топологии электрической сети в результате масштабных инвестиций последних десяти лет (для расчётов объёмов необходимой генерирующей мощности используются устаревшие завышенные плановые нормативные коэффициенты резервирования советского периода – от 17%);
- потенциала развития малой и распределённой энергетики, включая ВИЭ (замещение распределёнными энергоресурсами не менее 36 ГВт централизованной мощности к 2035 году), а также развития технологий производства, передачи, хранения и потребления электроэнергии, повышения энергоэффективности экономики.

В результате расчёты, используемые для новой Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на 2017-2035 годы, уже сейчас существенно разошлись с реальной ситуацией в отрасли. На горизонте 2022-2025 гг. сохраняются значительные избытки мощности, никакого дефицита в энергосистеме нет. В ЕЭС России наблюдается постепенное уплотнение графика нагрузки и стагнация пика потребления мощности (наблюдается незначительный рост электропотребления при одновременном снижении спроса на пиковую мощность промышленными потребителями).

Согласно базовому отраслевому документу, являющемуся основой для формирования инвестиционных программ субъектов электроэнергетики – Схеме и программе развития ЕЭС России на 2017 – 2023 гг., утвержденной приказом Минэнерго России от 01.03.2017 г. №143 [2], балансовый избыток мощности в 2023 году по ценовым зонам оптового рынка (Европейская часть России, Юг, Урал и Сибирь) составит более 52 ГВт. С учетом системных ограничений, экспортных перетоков и недоступной мощности, чистый избыток мощности составит более 26,2 ГВт.

Именно Схема и программа развития Единой энергетической системы России, согласно пункту 24 Постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» используется в качестве основы для формирования субъектами электроэнергетики инвестиционных программ в части объектов электроэнергетики, учтенных в схеме развития Единой энергетической системы России по итогам проведения конкурентного отбора мощности, а также для формирования предложений по корректировке Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, что не соответствует предложениям Минэнерго России.

Необходимость возврата к нерыночным доплатам по механизму, аналогичному договорам о предоставлении мощности (ДПМ), в связи с недостаточностью действующих рыночных механизмов для реализации проектов модернизации тепловой генерации, не подтверждается.

Генерирующий комплекс имеет достаточные ресурсы для содержания и обновления мощностей в рамках действующих механизмов и значительный потенциал для повышения собственной эффективности. Рыночная выручка генерирующих компаний складывается из оплаты мощности в конкурентном отборе мощности и рынке электроэнергии, основанных на маргинальном принципе ценообразования – более эффективные объекты получают сверхприбыль в связи с оплатой мощности и электроэнергии по самой дорогой заявке поставщика. Механизм маргинального ценообразования создавался именно для усиления стимулов генерирующих компаний к эффективности через направление маргинальной прибыли на создание новых и модернизацию существующих мощностей [3-4].

Предлагаемые Минэнерго нерыночные доплаты на модернизацию ТЭС ведут к необоснованному удвоению доходных источников энергетиков и не могут быть утверждены без отмены маргинального ценообразования в КОМ и РСВ.

Бездефицитное энергоснабжение российской экономики и модернизация тепловой генерации уже обеспечены действующими механизмами:

- КОМ и РСВ, рынок теплоснабжения полностью закрывают потребность в текущем содержании и обновлении генерирующих мощностей;

- для замены генерирующих объектов с низкой рыночной эффективностью имеется механизм присвоения временного статуса «вынужденной» генерации с регулируемым тарифом на мощность на период замещения этого объекта более эффективным решением;
- для предупреждения проблемы локальных дефицитов генерирующей мощности в 2015 году был утверждён и запущен механизм конкурсного отбора проектов строительства новой генерирующей мощности (КОМ НГО). Отборы проводятся заблаговременно на основании данных о локальном дефиците из Схемы и программы развития ЕЭС (отборы проектов строительства генерации в Республике Крым и на Таманском полуострове);
- в 2017 году утверждена методология ценообразования по методу «альтернативной котельной» на рынках теплоснабжения, открывшая дополнительные возможности для инвестиций в тепловую генерацию.

Таким образом, отказ от использования и развития существующих рыночных механизмов необходимым образом требует пересмотра функционирующих моделей оптового рынка электроэнергии и мощности и ликвидации маржинального ценообразования с переводом этих секторов на тарифное регулирование, что недопустимо исходя из идеологии осуществленных рыночных преобразований в энергетике РФ.

Список литературы

1. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. Утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 г. № 1209-р.
2. Рекомендации «круглого стола» на тему: «Модернизация объектов электрогенерации: источники финансирования». Утв. Решением комитета Госдумы РФ №3.25-5/65 от 12.04.2018
3. Энергетическая политика. [Электронный ресурс], URL: <https://energypolicy.ru/v-bushuev-n-novikov-infrastrukturnye-nakopiteli-v-energetike/energetika/2020/14/20/>
4. Приказ Минэнерго России №143 от 01.03.2017 «Об утверждении схемы и программы развития ЕЭС России на 2017-2023 гг.»

References

1. General layout of electric power facilities until 2035. Approved. By Order of the Government of the Russian Federation dated 09.06.2017 No. 1209-p
 2. Recommendations of the "round table" on the topic: "Modernization of power generation facilities: sources of financing". Approved by the Decision of the State Duma Committee of the Russian Federation No. 3.25-5/65 dated 12.04.2018
 3. Energy policy. [Electronic resource], URL: <https://energypolicy.ru/v-bushuev-n-novikov-infrastrukturnye-nakopiteli-v-energetike/energetika/2020/14/20/>
 4. Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation No. 143 dated 01.03.2017 "On approval of the scheme and Program for the development of the UES of Russia for 2017-2023."
-