

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЭС: МАНЕВР УКЛОНЕНИЯ ОТ РЫНКА?

АВТОРЫ



Алексей ЖИХАРЕВ
Директор по электроэнергетике
Кандидат экономических наук
A.Zhikharev@vygon.consulting



Николай ПОСЫПАНКО
Консультант
N.Posypanko@vygon.consulting

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	7
РОЛЬ ТЭС В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ.....	9
ГЕНЕРИРУЮЩИЕ МОЩНОСТИ.....	9
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МОЩНОСТЕЙ.....	12
ВОЗРАСТНОЙ АСПЕКТ.....	15
ЭКОНОМИКА ТЭС НА ОРЭМ.....	21
ПРОДАЖА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ.....	21
ЦЕНОВЫЕ ЭФФЕКТЫ ПРОГРАММЫ ДПМ ТЭС.....	25
ЭКОНОМИКА МОДЕРНИЗАЦИИ.....	32
СЦЕНАРИИ МОДЕРНИЗАЦИИ.....	36
СЦЕНАРИЙ 1. ГЕНЕРАЛЬНАЯ СХЕМА.....	37
СЦЕНАРИЙ 2. ПОДДЕРЖАНИЕ ПАРКОВОГО РЕСУРСА.....	43
МЕХАНИЗМ СТИМУЛИРОВАНИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ.....	46
РОСТ ЦЕНЫ КОМ.....	46
КОНКУРЕНТНЫЙ ОТБОР ПРОЕКТОВ.....	50
АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К ВЫБОРУ АЛГОРИТМА ОТБОРА ПРОЕКТОВ.....	53
РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ СЦЕНАРИЕВ.....	60
ГЛОССАРИЙ.....	69

РЕЗЮМЕ

- В 2010–2017 гг. по сравнению с масштабным вводом новых мощностей ТЭС (33 ГВт), АЭС (5,1 ГВт) и ГЭС (3,7 ГВт) вывод из эксплуатации старой генерации осуществлялся значительно более низкими темпами (13 ГВт), что обеспечило профицит мощности в ЕЭС.
- Средний возраст оптовых ТЭС увеличился в 2010–2017 гг. с 31,6 до 32,2 лет с учетом программы ДПМ. За рамками паркового ресурса работает 74% (110 из 149 ГВт) мощностей ТЭС. Средний возраст ТЭС в разрезе регионов и ЗСП варьируется от 9 (ЗСП Северная Тюмень) до 56 лет (Мурманская область).
- Доля тепловой генерации в структуре энергобаланса РФ устойчива по меньшей мере до 2035 г., но объем производства ТЭС снижается. На фоне роста выработки АЭС и ГЭС КИУМ оптовых ТЭС уменьшился с 49% в 2012 г. до 44% по итогам 2016 г.
- В 2015–2017 гг. доля выручки ТЭС в конкурентных сегментах РСВ и КОМ сократилась соответственно до 49,0% (-3 п. п.) и 10,3% (-1 п. п.), при этом платежи по ДПМ достигли четверти доходов оптовых ТЭС.
- Средняя цена на мощность по ДПМ на сегодняшний день составляет около 870 тыс. руб./МВт в месяц в первой ценовой зоне (ЦЗ) и 1 040 тыс. руб./МВт в месяц во второй ЦЗ. Этот уровень в 5,5 раз превышает цены на отборе «старой» мощности КОМ.
- Платежи потребителей за весь период ДПМ составят 2,8 трлн руб. На пике нагрузки (268 млрд руб.) в 2020 г. ДПМ обеспечит от 15% (первая ЦЗ) до 18% (вторая ЦЗ) в средней цене ОРЭМ.
- Новые мощности ДПМ более эффективны, что позволяет экономить на топливе около 40 млрд руб. в год. Однако снижение затрат энергокомпаний слабо влияет на значение цен в РСВ. Низкий темп роста РСВ в 2014–2017 гг. (1,1% в первой ЦЗ, 2,1% во второй ЦЗ) был обусловлен увеличением предложения АЭС и ГЭС.
- Основная часть введенных по ДПМ ТЭС (15 ГВт) используется эффективно, с КИУМ 70–95%, но более 5,5 ГВт, при 100%-й оплате мощности, работает с КИУМ менее 25%, то есть простаивает в течение 9 месяцев в году.

- Для поддержания среднего возраста ТЭС в ЕЭС России на горизонте до 2035 г. необходимо ежегодно обновлять 2,4 ГВт (38,4 ГВт в 2019–2035 гг.) при условии вывода самых старых генерирующих единиц той же мощности.
- В Генеральной схеме¹ предусмотрены базовый (59,5 ГВт, Сценарий 1а настоящего исследования) и минимальный (51,4 ГВт, Сценарий 1б) варианты развития генерирующих мощностей ТЭС, что соответствует ежегодному обновлению до 2035 г. в размере 2,9 ГВт и 2,5 ГВт соответственно.
- Приоритет электростанциям бинарного парогазового цикла, предусмотренный в базовом сценарии Генеральной схемы (68% от общего объема новых вводов), приведет в 2018–2035 гг. к снижению среднего паркового ресурса ТЭС с 189 до 171 тыс. часов (-10,5%) за счет более короткого срока службы газовых турбин. Это увеличит затраты на поддержание уровня паркового ресурса в энергосистеме в будущие периоды из-за сокращения жизненного цикла и более высоких затрат на оборудование.
- При текущих тарифах на газ нормированная стоимость электрической энергии (LCOE) на ПСУ ниже уровня ПГУ на 180 руб./МВт*ч (6,6%), т.е. в условиях свободного рынка инвестиции в ПСУ более эффективны. Конкурентоспособность ПГУ повысится при переходе на НДТ и повышении платежей за негативное воздействие на окружающую среду, в том числе выбросы CO₂.
- Модернизация оптовых ТЭС потребует 2,0 трлн руб. (Сценарий 1а, в ценах 2017 г.) или 1,6 трлн руб. (Сценарий 1б) инвестиций до 2035 г. Сценарий удержания на текущем уровне среднего паркового ресурса ТЭС с применением преимущественно технологии ПСУ (Сценарий 2) предусматривает за тот же период 0,8 трлн руб. инвестиций.
- Совокупный платеж потребителей за модернизацию по цене, обеспечивающей генераторам 10% доходности, до 2035 г. составит от 1,07 трлн руб. (Сценарий 2) до 2,95 трлн руб. (Сценарий 1а) сверх прогнозного значения КОМ.
- Без механизма гарантированной доходности для финансирования модернизации цена КОМ в отборе на 2022 г. должна быть увеличена до 220 тыс. руб./МВт в первой ЦЗ

¹ Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. (утв. Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2017 №1209-р).

(+50%) и до 285 тыс. руб./МВт во второй ЦЗ (+16%). Совокупный прирост платежа потребителей до 2035 г. при этом составит 1,5 трлн руб.

- С 2021 г. объем денежных средств, выплачиваемых потребителями в рамках ДПМ ТЭС, начинает снижаться в среднем на 30 млрд руб. ежегодно. Но сокращение платежей по ДПМ компенсируется ростом КОМ, РСВ и оплатой новых ДПМ ГЭС, АЭС, ВИЭ, ТБО, а также программой снижения тарифов на Дальнем Востоке.
- При ожидаемом уровне изменения индекса РСВ (+2% в первой, +3% во второй ценовой зоне) прогнозный рост цены на электроэнергию, включая мощность, на ОРЭМ в 2017–2023 гг. составит 4,4% без принятия новой программы и 5,2% с ней (Сценарий 1а).
- С 2024 г. в Сценарии 1а темп роста цены замедлится и в отсутствие масштабных инвестиций при низкой цене КОМ и без новых механизмов гарантированного возврата вложений будет составлять до 1,4%.
- При установлении КОМ в 2022 г. на комфортном для обновления мощностей уровне и последующей индексации на 3% ежегодно, средний рост средней цены ОРЭМ в 2024–2030 гг. составит +0,1% в год.
- Превышающий инфляцию средний рост цены (+5,1%) в 2017–2030 гг. возможен при реализации «стресс-сценария», учитывающего стагнацию потребления, удорожание программы модернизации ТЭС, расширение программ поддержки ДПМ ТБО и ВИЭ, продление субсидирования цен в регионах Дальнего Востока и средний темп повышения цен РСВ от 3%.
- При росте цены КОМ до уровня, позволяющего модернизировать оборудование, дополнительные программы стимулирования модернизации и «ручной» выбор ТЭС не потребуются. Организация отдельной процедуры отбора проектов должна обеспечивать принципы конкуренции и соблюдать баланс интересов генераторов и потребителей, для чего важно:
 - проводить отбор не в ценовой зоне, а в узле заявленной на вывод станции;

- не вводить избыточные квалификационные требования и разрешить доступ к отбору всем действующим генераторам;
 - обеспечить возможность сравнения заявок разных инвестиционных проектов с учетом затрат на капитальное сетевое строительство;
 - предусмотреть единые технические требования (обновление всего основного оборудования);
 - разрешить не прошедшим отбор станциям продолжить работу как есть – в КОМ или по вынужденному тарифу;
 - не устанавливать наличие профицита мощности в качестве условия, препятствующего инициации процедуры отбора проектов для модернизации.
- Для ограничения объема платежей потребителей на ОРЭМ в случае отбора для модернизации ТЭС часть инвестиций должна быть компенсирована за счет тарифа на тепловую энергию и/или переадресации платежа за мощность потребителям субъекта РФ.
 - Установленная в результате отбора цена на мощность не должна превышать уровень, необходимый для частичного возврата инвестированного в модернизацию капитала в диапазоне 50-60%. Данная мера будет стимулировать участие в конкурсных отборах только высокоэффективных проектов, имеющих возможность обеспечивать дополнительную доходность в сегменте РСВ и на рынке тепла.

ВВЕДЕНИЕ

С начала 1990-х гг. более 70 развивающихся стран инициировали процессы реформирования электроэнергетики. Предпосылками для реструктуризации и изменения курса развития были неэффективное управление электроэнергетическими активами и необходимость привлечь инвестиции в модернизацию отрасли в условиях резкого роста потребления. Как правило, реформы проводились по отдельным сегментам отрасли, серьезно затягивая решение задачи комплексного преобразования экономических основ ее функционирования и бизнес-процессов. В сфере профессионалов-реформаторов даже появилось утверждение: «Реформа – это не событие, а процесс».

Реформа российской электроэнергетической отрасли полностью подтверждает данный тезис: начавшись в 2001 г., процесс все еще продолжается. Значительный пласт проблем был решен благодаря тому, что система регулирования отрасли адаптировалась к текущей конъюнктуре, однако новые вызовы становятся актуальными и требуют продолжения процесса тонкой настройки. Сегодня, анализируя период после ликвидации РАО ЕЭС России, можно сделать ряд интересных выводов и извлечь определенные уроки.

В последнее время сектор генерации привлекает повышенное внимание, поскольку после демонополизации и дерегулирования он столкнется с резким снижением денежного потока в ближайшие годы. Основной объем выплат по ДПМ придется на 2020 г., после чего будет уменьшаться, сокращая возможности для реинвестирования в техническое перевооружение. Генерирующие компании настаивают на том, что им катастрофически не хватает средств для дальнейшего развития, и призывают продлить действие механизма ДПМ в части модернизации оборудования. Одновременно резкий рост конечной цены на электроэнергию на оптовом рынке из-за дополнительных платежей по ДПМ АЭС и ГЭС, за первое полугодие 2017 г. составивший 11%, вызывает большое возмущение потребителей, которые, в свою очередь, отмечают, что достигнутый уровень цен формирует риски для конкурентоспособности производимой продукции на мировом рынке.

В 2018-2019 гг. по ДПМ будут введены последние 1,3 ГВт. Сегодня, оценивая эффект от реализации программы, можно констатировать, что она создала условия для серьезного профицита мощности. На экономику электроэнергетики России стала давить нагрузка возросшего объема резервных мощностей в размере 90 ГВт², поскольку прогноз будущего увеличения объема по-

2 *Интервью Министра энергетики РФ А.В. Новака телеканалу РБК в рамках ВЭФ 2017 г. – 7.09.2016 г.*

требления при разработке программы делался на основе экстраполяции быстрых темпов развития экономики, актуальных для повышенного роста 2005-2008 гг. Однако с 2012 г. экономика России переживает период стагнации, отразившийся и на электропотреблении, фактическое значение которого разошлось с прогнозом примерно на 30%.

В ситуации профицита и регулирования значительной части выручки генерирующих компаний, получаемой по ДПМ, цены на электрическую энергию на рынке на сутки вперед (РСВ) не растут. Соответственно инвесторы не получают достаточных ценовых сигналов для инициирования капитальных вложений в сектор, в том числе в модернизацию оборудования. Стало очевидно, что при отсутствии роста потребления упор надо делать на повышение надежности энергообеспечения. Реализуемая программа ДПМ позволила удержать средний возраст тепловых электростанций в России на уровне 32 лет по состоянию на 2017 г. Поскольку основные вводы в рамках ДПМ уже осуществлены и других системных инвестиций пока не запланировано, средний возраст тепловых электростанций с 2018 г. будет увеличиваться и к 2025 г. достигнет 40 лет.

Данный прогноз не реализуется, если инициировать модернизацию действующих генерирующих тепловых мощностей. Какой механизм позволит осуществить этот процесс в оптимальном для отрасли режиме, и как новая волна инвестиций отразится на ценах на электроэнергию? В настоящем исследовании будут представлены оценки нескольких сценариев модернизации российской теплоэнергетики, сформированных с учетом анализа эффективности реализованной программы ДПМ.

До 2040 г. около 2300 ГВт электрических мощностей в мире должно быть закрыто в связи с достижением предельного срока жизни³, причем 60% этих мощностей расположено в развитых странах ОЭСР.

После перевода рынков электроэнергии развитых государств на принципы конкурентного ценообразования большинство из них испытывает сложности с привлечением инвестиций. В 2016 г. 94% мировых инвестиций в генерирующие мощности было осуществлено энергокомпаниями в условиях полностью регулируемой тарифной выручки или с применением механизмов гарантированного возврата капитала и снижения рисков падения рыночных цен на энергию. В 2011 г. эта доля составляла 92%⁴.

³ World Energy Outlook 2015 (IEA), p.311.

⁴ World Energy Investments 2017 (IEA), p.106-107.

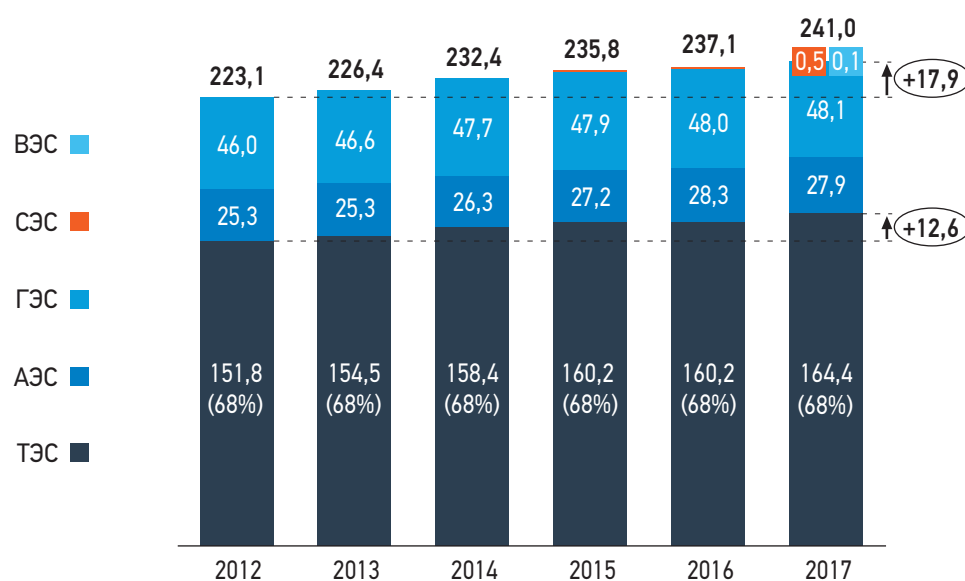
РОЛЬ ТЭС В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ

ГЕНЕРИРУЮЩИЕ МОЩНОСТИ

ТЭС играют существенную роль в структуре потребления электрической энергии на территории РФ. Причин этому две: во-первых, Россия богата углеводородами и исторически делает упор на развитие именно тепловой генерации, тем самым обеспечивая внутренний спрос на добываемые нефть, газ и уголь; во-вторых, среднегодовая температура воздуха в России составляет -2°C , поэтому обеспечение потребителей тепловой энергией является серьезной и приоритетной задачей.

Установленная мощность функционирующих в Единой энергетической системе (ЕЭС) России ТЭС превышает 164 ГВт, что составляет 68% от всего парка генерирующего оборудования. За последние 5 лет установленная мощность ТЭС в единой энергосистеме приросла на 13 ГВт при общем росте на 18 ГВт.

Рис. 1. Установленные мощности электростанций в ЕЭС России, ГВт



Источник: Минэнерго России, СО ЕЭС, VYGON Consulting

Из 164 ГВт общих мощностей ТЭС около 149 ГВт принадлежит энергокомпаниям – участникам оптового рынка электрической энергии и мощности. Электростанции совокупной мощностью более 8 ГВт продают энергию на розничном рынке, еще 8,4 ГВт – это блок-станции оптовых потребителей электроэнергии.

Ввод новых мощностей в рассматриваемый период обеспечивался механизмом гарантирования возврата инвестиций в рамках договоров предоставления мощности (ДПМ). Долгосрочные

ДПМ предусматривают повышенные⁵ платежи за мощность для новых генерирующих объектов, перечень которых утвержден Правительством РФ. Отдельным проектам предоставлялось государственное софинансирование капитальных вложений.

Так, из общего объема вводов мощностей (32 ГВт) ТЭС, ГЭС, АЭС и ВИЭ, осуществленных с 2012 по 2017 гг., 20 ГВт – это результаты строительства ТЭС в рамках ДПМ. 4,5 ГВт – новые АЭС и ГЭС, которые по ДПМ также получают повышенный платеж за мощность.

Среди введенных в этот период мощностей учтены также:

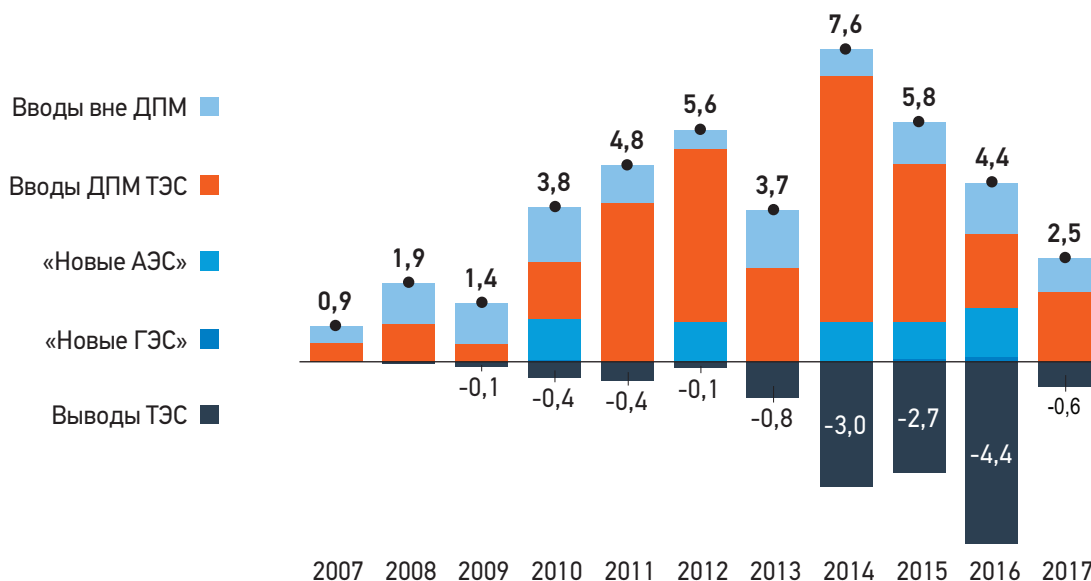
- Богучанская ГЭС (3 ГВт), строительство которой начато в 1970-е годы. Этот проект, заверченный совместно ПАО «РусГидро» и АО «РУСАЛ», частично профинансирован за счет бюджетных средств⁶;
- проекты инвестиционной программы ПАО «РусГидро» и его дочерних обществ, построенные с привлечением бюджетного финансирования – как целевого⁷, так и произведенного путем выкупа дополнительной эмиссии акций государственным банком ПАО ВТБ (0,7 ГВт);
- мобильные газотурбинные электростанции, включенные для покрытия пикового спроса в Краснодарском крае и Республике Крым (0,5 ГВт);
- солнечные электростанции мощностью 0,16 ГВт, введенные в рамках механизма стимулирования развития возобновляемых источников энергии посредством ДПМ ВИЭ.

⁵ В сравнении с ценой на мощность, установленной в сегменте КОМ

⁶ Программа «Комплексное развитие Нижнего Приангарья», 2006 г.

⁷ Федеральная целевая программа «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2018 года» (утв. ПП РФ от 15.04.1996 №480).

Рис. 2. Вводы и выходы электрических мощностей ЕЭС России, ГВт



Источник: Минэнерго России, СО ЕЭС, YGON Consulting

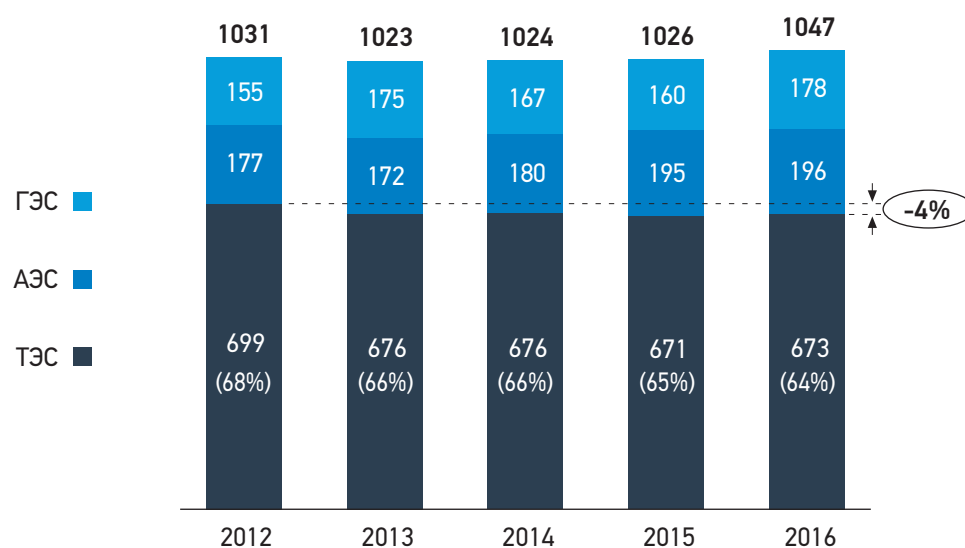
Основной объем электростанций, введенных в этот период вне программы ДПМ и без иных внерыночных льгот и преференций, построен потребителями электрической энергии для удовлетворения собственных нужд. Совокупный показатель ввода блок-станций потребителей с 2012 г. превысил 2,8 ГВт.

Масштабный ввод новых генерирующих мощностей не сопровождался адекватными объемами вывода старых неэффективных станций. За последние 10 лет при общем объеме ввода 45 ГВт было закрыто только 13 ГВт. Недостаточные объемы вывода обусловлены как возможностью получения специальных платежей за мощность при получении статуса вынужденной генерации, так и длительной процедурой согласования вывода из эксплуатации.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
МОЩНОСТЕЙ**

Более 60% потребляемой в России электрической энергии вырабатывается на газовых и угольных тепловых электростанциях (ТЭС), однако за последние 5 лет доля энергии, произведенной на ТЭС, сократилась на 4 п. п. Снижение прежде всего обусловлено ростом выработки гидро- (ГЭС) и атомных электростанций (АЭС).

Рис. 3. Баланс производства электрической энергии в ЕЭС России, млрд кВтч



Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

Рост объема выработки гидроэлектростанций с 155 млрд кВт*ч до 178 млрд кВт*ч (+15%) обусловлен как увеличением объема фактически доступных ресурсов – уровнем воды в водохранилищах и водными режимами рек, так и вводом новых ГЭС в объеме 2,1 ГВт за последние 5 лет.

Атомные электростанции также продемонстрировали увеличение выработки с 177 млрд кВт*ч до 196 млрд кВт*ч. Рост связан с положительным сальдо вводов/выводов АЭС, которое за 5 лет составило 2,6 ГВт (+10,5%). Кроме того, на объем выработки электроэнергии влияет программа «Росэнергоатом» по увеличению выработки на действующих электростанциях, предусматривающая перевод современных блоков на режимы функционирования с фактическим превышением номинальной мощности до 104-107%.

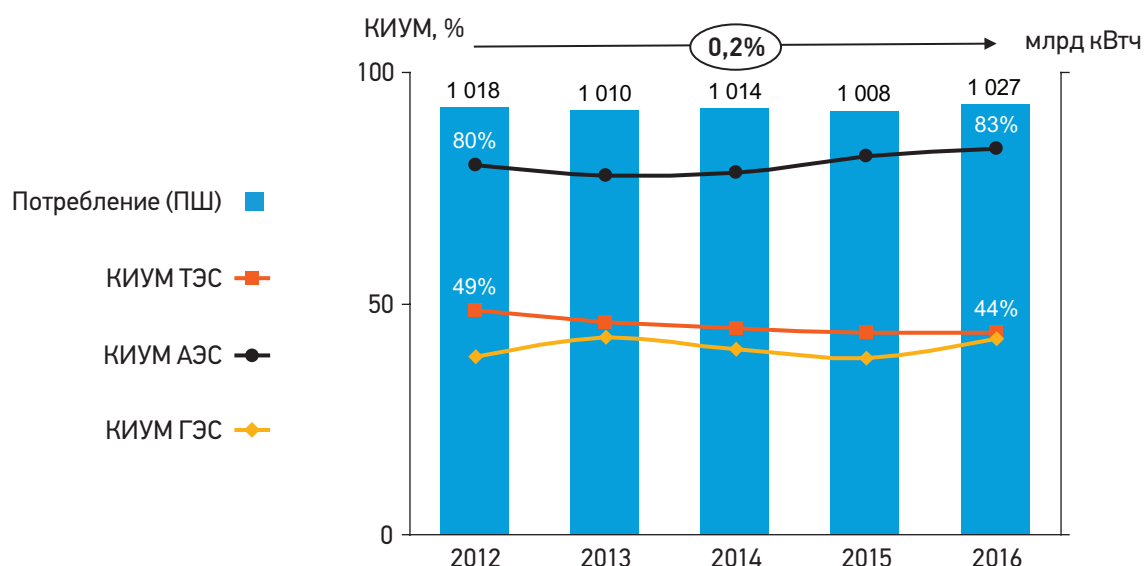
Поскольку переменные издержки производства энергии на АЭС, ГЭС, а также солнечных (СЭС) и ветряных (ВЭС) электростанциях близки к нулю, их плановый объем отпуска энергии невозможно оптимизировать в ходе ценовой конкуренции на рынке электри-

ческой энергии. Фактическая загрузка при этом определяется водностью для ГЭС и погодными условиями для СЭС и ВЭС. Таким образом, эти электростанции, подавая ценопринимающие заявки на РСВ, включаются в диспетчерский график в первую очередь.

Приоритетом также обладают тепловые электростанции, необходимые для устойчивой работы единой энергосистемы и/или теплоснабжения потребителей, и блок-станции – собственная генерация промышленных потребителей.

Оставшийся объем выработки электроэнергии обеспечивается тепловыми электростанциями. Соответственно, при росте объема мощности, подлежащей приоритетной загрузке, снижается КИУМ тепловых электростанций.

Рис. 4. Динамика КИУМ генерирующих мощностей в ЕЭС



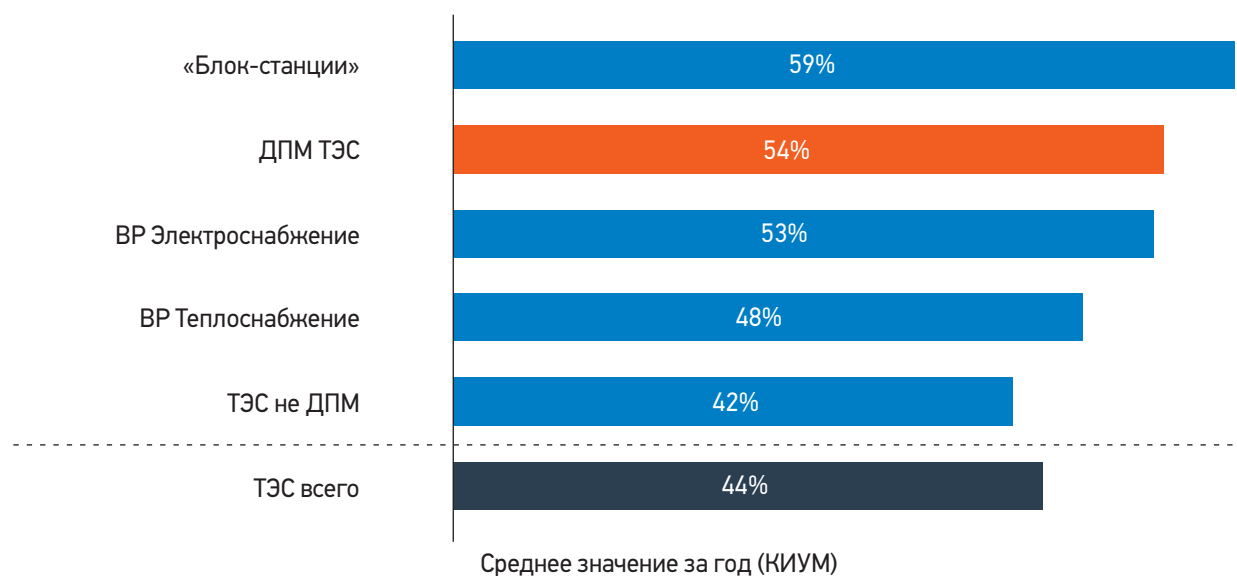
Источник: VYGON Consulting

В условиях значительного объема нового строительства и неизменного спроса (среднегодовой рост не превышал 0,2%) КИУМ тепловых электростанций снизился с 49% в 2012 г. до 44% в 2016 г.

Самой эффективной загрузкой по КИУМ среди ТЭС отличаются блок-станции потребителей. Средний КИУМ такой генерации составляет 59%, а по отдельным электростанциям превышает 90%.

Средний КИУМ введенных по ДПМ энергоблоков равен 54% и превосходит показатели загрузки (КИУМ) старой генерации в диапазоне 1–12 п. п.

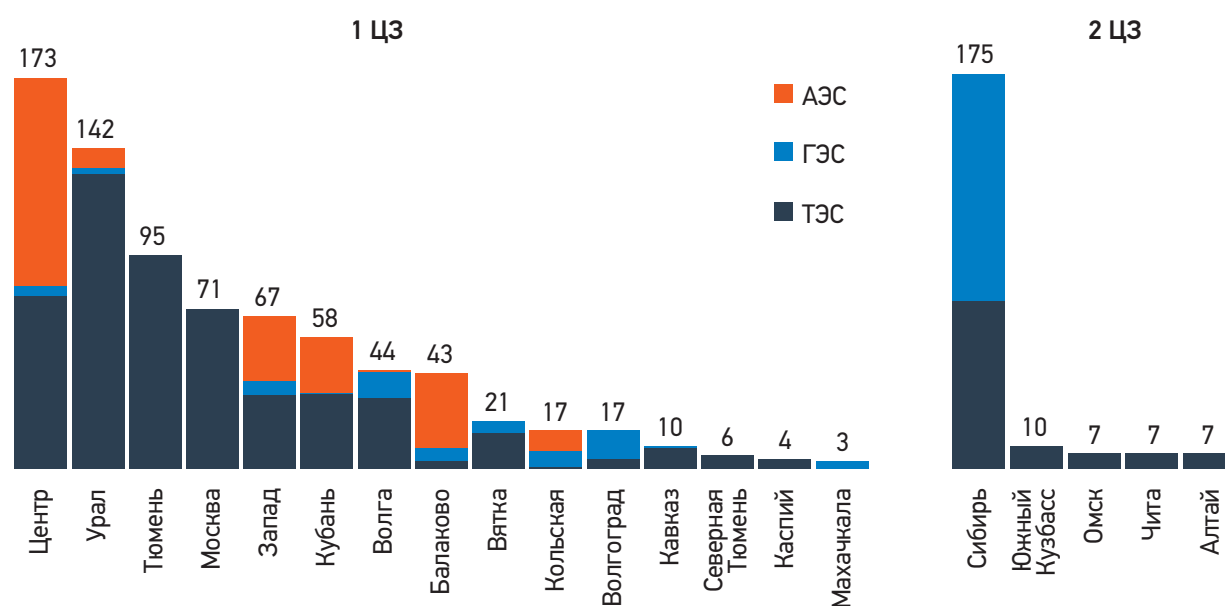
Рис. 5. Использование «новых» и «старых» мощностей в 2016 г.



Источник: АТС, VYGON Consulting

Несмотря на общее снижение КИУМ ТЭС, тепловые электростанции остаются критически значимыми для ЕЭС России в целом. В большом числе регионов и зон свободного перетока (ЗСП) зависимость от выработки ТЭС приближается к 100%.

Рис. 6. Выработка электрической энергии в разрезе ЗСП (2016 г.), млрд кВтч

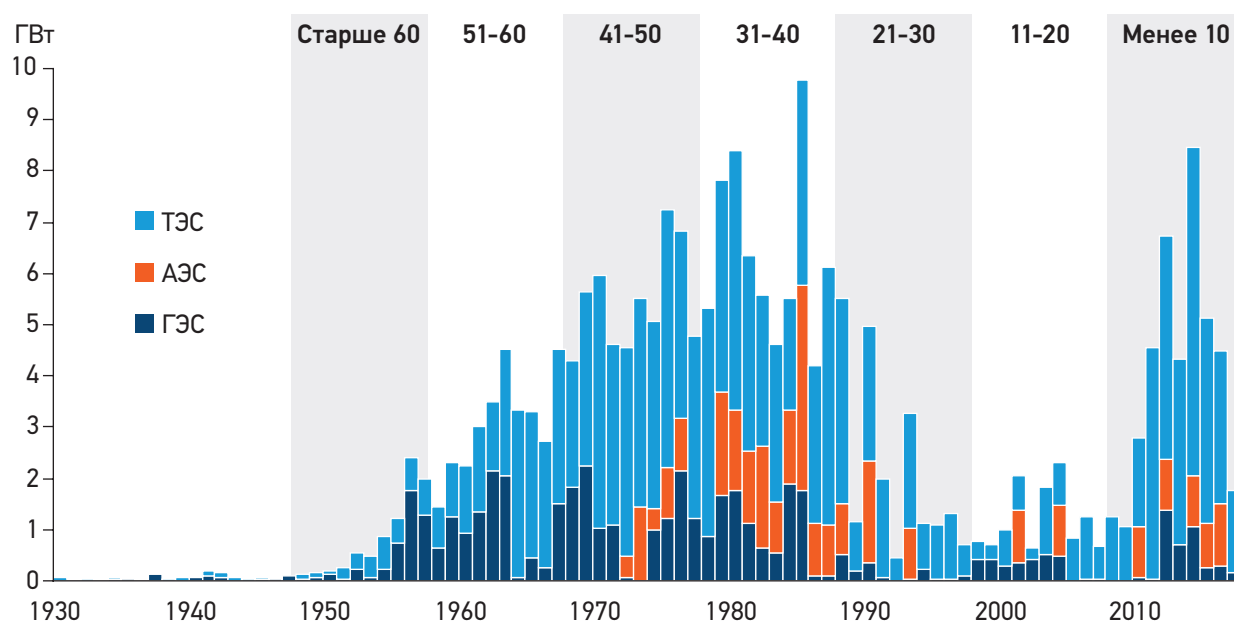


Источник: СО ЕЭС, АТС, VYGON Consulting

ВОЗРАСТНОЙ АСПЕКТ

За 25-летний период наиболее масштабного строительства электростанций, который длился с 1963 по 1988 гг., на территории страны было введено в строй более 100 ГВт мощностей, в среднем по 3,9 ГВт ежегодно (из них не менее 2 ГВт ТЭС). Большая часть (90 ГВт) из введенных в указанное время мощностей функционирует до сих пор, составляя основу действующего парка генерирующего оборудования.

Рис. 7. Возрастная структура генерирующих мощностей на территории России

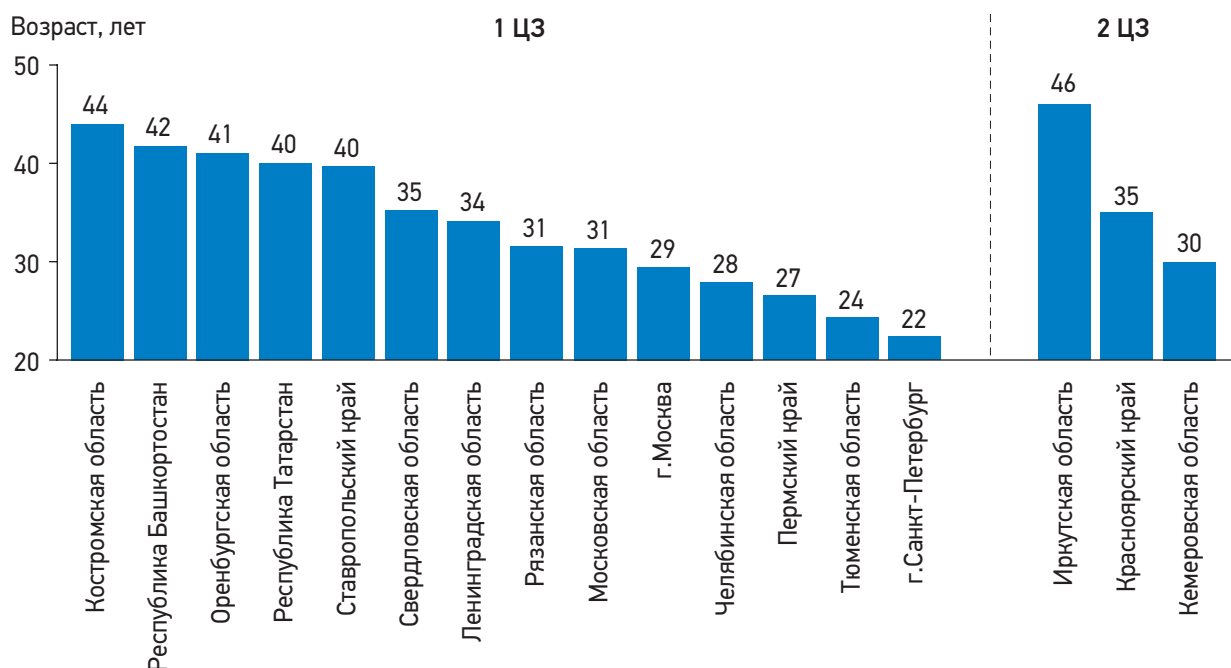


Источник: СО ЕЭС, АТС, VYGON Consulting

На сегодняшний день средний возраст тепловой генерации в России составляет около 32 лет⁸ с тенденцией к росту. При этом возрастная структура отличается как по ЗСП, так и по отдельным регионам, находясь в интервале 9-56 лет. В тех субъектах РФ, где совокупные мощности оптовых ТЭС составляют свыше 3 ГВт, средний возраст составляет 22-46 лет (рис. 8).

⁸ Возраст рассчитан как средневзвешенный, с учетом мощности единиц генерирующего оборудования.

Рис. 8. Средний возраст ТЭС по субъектам РФ (для регионов с мощностью ТЭС > 3 ГВт)



Источник: СО ЕЭС, АТС, VYGON Consulting

Для тепловой электростанции предельный срок службы при проектировании, как правило, не устанавливается. Основное оборудование имеет паспортные характеристики, определяющие парковый ресурс. По истечении паркового ресурса решение о продолжении функционирования принимается на основе фактического обследования и прогнозируемого экспертами индивидуального паркового ресурса. В России, как в США и ряде стран Европы, продолжают работать энергоблоки с возрастом 60 лет и старше.

Возраст генерирующего оборудования не является единственным показателем устойчивости работы, но по мере старения оборудования растет интенсивность отказов. Основными причинами выхода из строя паровых и газовых турбин выступают следующие объективные факторы: термическая и механическая усталость, механический износ, деформация, солевые отложения и коррозия. Эффекты проявляются тем сильнее, чем выше параметры (давление и температура) пара или газов, проходящих через турбину.

Таблица 1.
Парковый ресурс паровых турбин

Завод изготовитель	Давление свежего пара, МПа	Мощность, МВт	Парковый ресурс	
			Наработка, тысяч часов	Количество пусков, шт.
АО «ТМЗ»	9 и менее	до 50	270	900
	13-24	50-250	220	600
АО «ЛМЗ»	9 и менее	100 и менее	270	900
	13	52-300	220	600
	24	500-1200	100	300
ОАО «Турбоатом»	9 и менее	50 и менее	270	900
	13	160	200	600
	24	300	170	450
	24	500	100	300

Источник: ЭНИН, VYGON Consulting

Проектный парковый ресурс паровой турбины находится в интервале от 100 (24 МПа) до 270 тыс. часов (9 МПа), что соответствует интервалу от 12 до 35 лет (табл. 1). Индивидуальный ресурс работы паровой турбины обычно превышает проектный в 1,5 раза с учетом мероприятий по своевременной диагностике и ремонту отдельных деталей⁹.

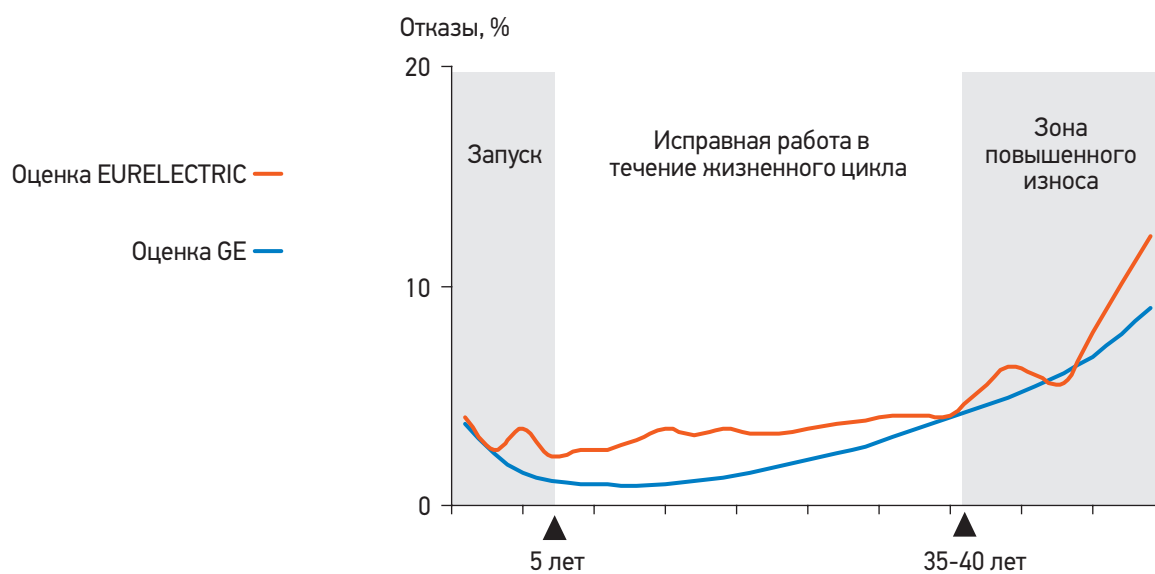
Проектный парковый ресурс газовых турбин, в которых температуры нормальных режимов работы превышают 1000°C, определяется производителями на уровне 100 тыс. часов (эквивалентно 12 лет непрерывного функционирования). Индивидуальный ресурс газовой турбины также может превысить проектный, но для продолжения эксплуатации за рамками заявленного производителем срока полезного использования требуются дополнительные мероприятия по продлению паркового ресурса.

В целом продлевать срок эксплуатации энергоустановки можно бесконечно, но затраты на поддержание надежной эксплуатации за пределами индивидуального ресурса растут ускоренными темпами.

⁹ «Разработка программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 года», ЭНИН, 2012

По экспертным и статистическим оценкам, критический возраст, после которого начинают увеличиваться вероятность и частота отказов оборудования, для паровой теплоэлектростанции составляет 35–40 лет (рис. 9).

Рис. 9. Интенсивность отказов тепловых электростанций парового цикла «bathtub curve»



Источник: EURELECTRIC, GE, VYGON Consulting

После 40 лет функционирования вынужденный простой станции для проведения внеплановых ремонтов достигает 30–40 дней в году, а ее КИУМ при этом снижается на 8–10 п. п. При прогнозируемом КИУМ 45%, обусловленном плановым диспетчерским графиком станции, такая интенсивность отказов сокращает выручку от продажи электрической энергии на 18–22%. Рост аварийности и количества внеплановых ремонтов служат основными предпосылками к принятию решения относительно модернизации парка генерирующего оборудования.

Для снижения вероятности поломок и обеспечения надежного функционирования энергосистемы, а также энерго- и теплообеспечения потребителей важно не допускать превышения уровня 35–40 лет для возраста генерирующего оборудования. Но при таком среднем возрасте ТЭС самые старые мощности будут не моложе 75–80 лет.

Выбор темпов обновления парка оборудования.

Оставляя за скобками экономические и технологические аспекты модернизации генерирующего оборудования, необходимо отметить, что оценку общего состояния парка оборудования по параметру среднего возраста нельзя использовать без учета анализа возрастной структуры.

Ежегодный объем обновления $P_{обнов}$ для поддержания среднего возраста парка оборудования постоянного размера $P_{парк}$ в общем случае зависит от возраста самой старой станции $Возраст_{стар}$. При условии ввода новой мощности, сопровождающегося выводом того же объема старых станций, ежегодное обновление будет определяться соотношением:

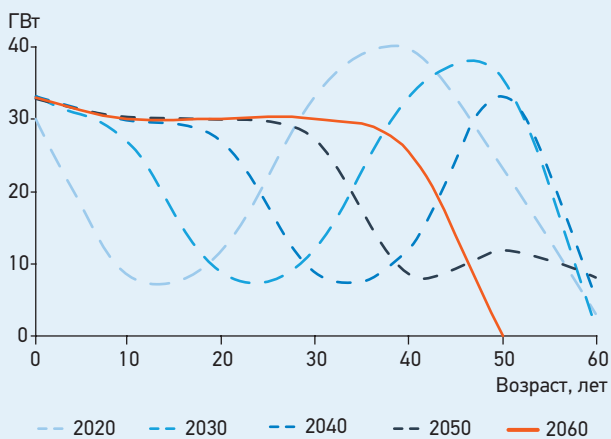
$$P_{обнов} = \frac{P_{парк}}{Возраст_{стар}}$$

Рассчитанная таким образом величина обновления будет тем меньше, чем старше самая старая станция. Длительное исполнение плана обновления парка с ежегодным объемом замещения мощностей в размере $P_{обнов}$ приведет к выравниванию возрастной структуры и стабилизации среднего возраста на уровне:

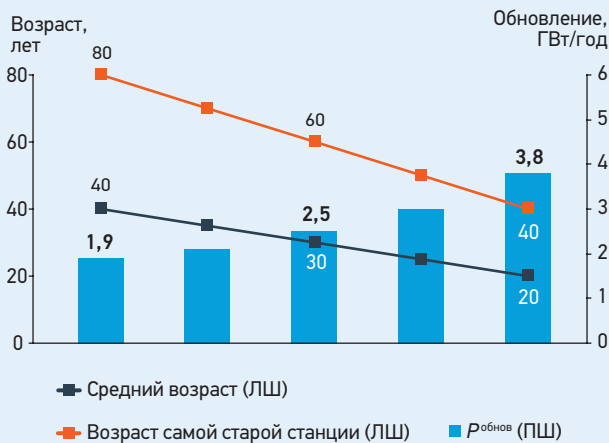
$$Возраст_{сред} = \frac{P_{парк}}{2 \times P_{обнов}}$$

При этом возраст самой старой станции будет вдвое превышать средний возраст. Таким образом, задача поиска минимального ежегодного обновления может быть в простейшем виде сформулирована и решена по условию предельного возраста самой старой станции.

Изменение возрастной структуры



Обновление и предельный возраст

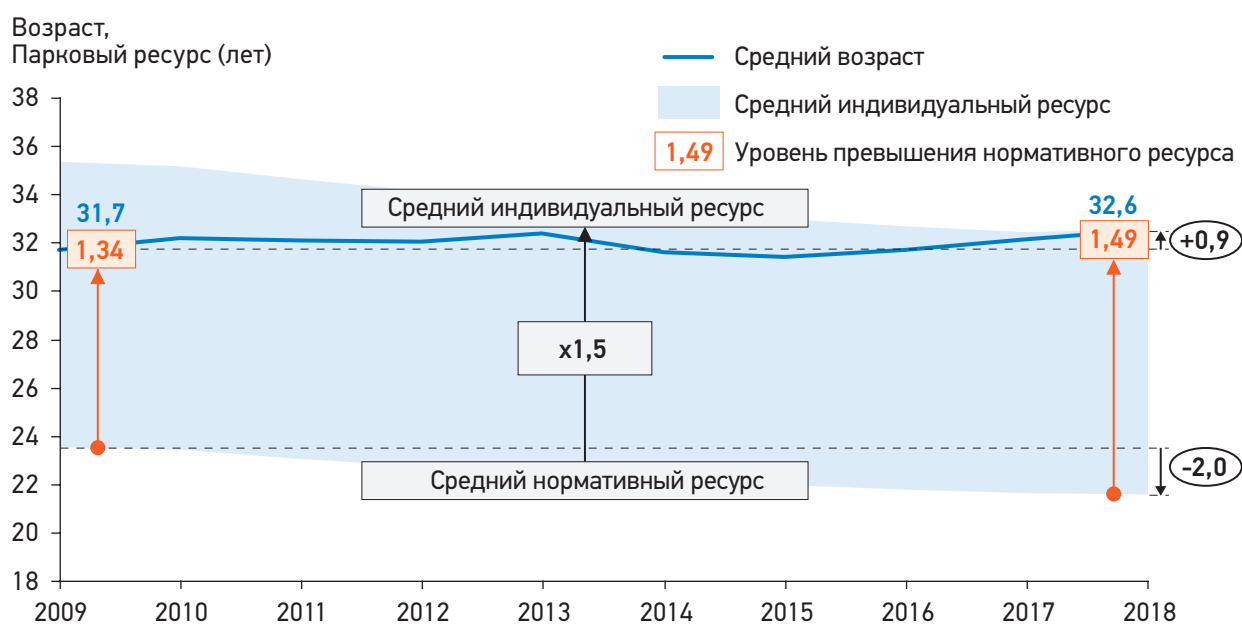


Источник: VYGON Consulting

Благодаря программе ДПМ ТЭС средний возраст оптовых теплоэлектростанций с 2009 по 2018 гг. вырастет только на 0,9 года. Однако приоритет в программе обновления был отдан строительству электростанций бинарного парогазового цикла (ПГУ), которые составили 80% новых вводов. В результате средний нормативный парковый ресурс генерирующих мощностей ТЭС оптового рынка сократился на 2 года с 206 тыс. часов (эквивалентно 23,7 лет непрерывной работы) по состоянию на 2009 г. до 189 тыс. часов (эквивалентно 21,7 лет непрерывной работы) по состоянию на 2017 г. (рис. 10).

Таким образом, несмотря на масштабные обновления в рамках программы ДПМ, средний показатель фактического «износа» парка оптовых ТЭС, равный отношению превышения среднего возраста над проектным парковым ресурсом, повышается с 1,34 в 2009 г. до 1,49 в 2018 г.

Рис. 10. Динамика среднего возраста и нормативного паркового ресурса оптовых ТЭС в 2009-2018 гг.



Источник: VYGON Consulting

Снижение среднего паркового ресурса генерирующего оборудования приводит к сокращению продолжительности цикла обновления, т. е. к увеличению объема электрических мощностей, подлежащих ежегодной модернизации для сохранения текущего уровня износа.

**ЭКОНОМИКА
ТЭС НА ОРЭМ**

**ПРОДАЖА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ**

В среднем около 50% выручки ТЭС на ОРЭМ формируется от продажи электрической энергии на РСВ и БР. Для станций, получающих плату по дорогим ДПМ, эта доля ниже, а для продающей мощность в КОМ «старой» генерации может достигать 65-70%.

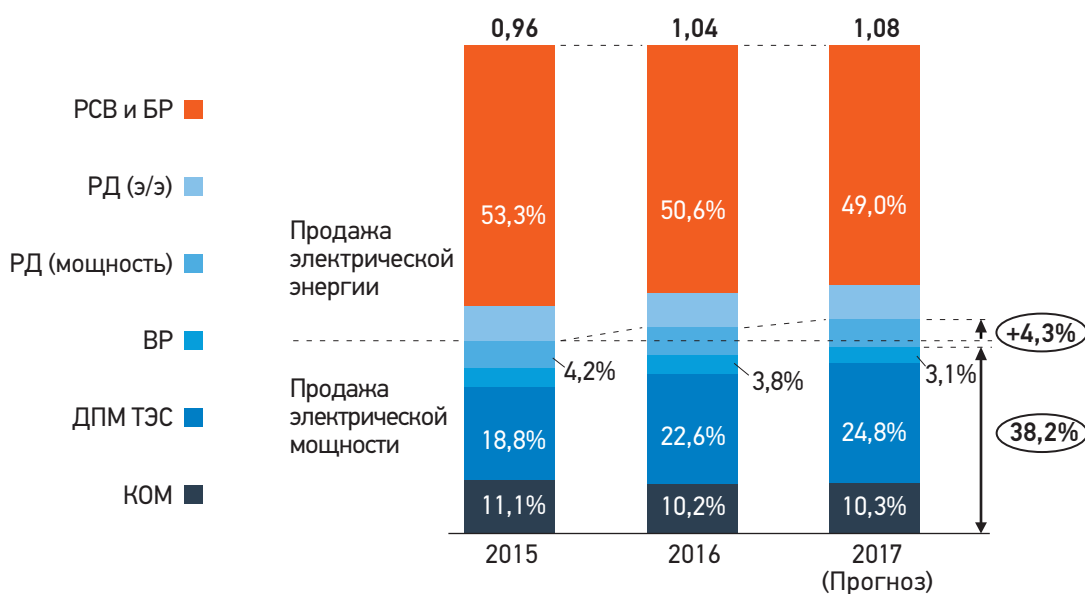
Средняя доля от продаж электрической энергии (РСВ и БР) в структуре выручки теплоэлектростанций последние 3 года снижается с 53,3 до 49,0%, несмотря на прогнозируемый рост выработки теплоэлектростанций в ЕЭС на 3,5% (22 млрд кВт*ч) в 2017 г. по сравнению с 2015 г.

Доля выручки от реализации мощности в сегментах КОМ, ДПМ ТЭС и ВР («вынужденный» режим) с 2015 г. увеличилась с 34% до 38%. Но с учетом уровня цен, установившегося в конкурентном отборе мощности на 2016 и 2017 гг., вес сегмента КОМ также снижается с 11% до 10%.

Роль конкурентных сегментов рынка находится под давлением роста продаж мощности новыми станциями по ДПМ. В 2017 г. выручка здесь превысит 260 млрд руб. и вплотную приблизится к 25% в совокупной стоимости электрической энергии и мощности, реализуемой ТЭС на оптовом рынке.

Доля выручки от продажи электрической энергии и мощности по регулируемым договорам (РД)¹⁰ для целей поставки населению составляет около 13%.

Рис. 11. Структура выручки оптовых ТЭС на ОРЭМ, трлн руб.



Источник: АТС, VYGON Consulting

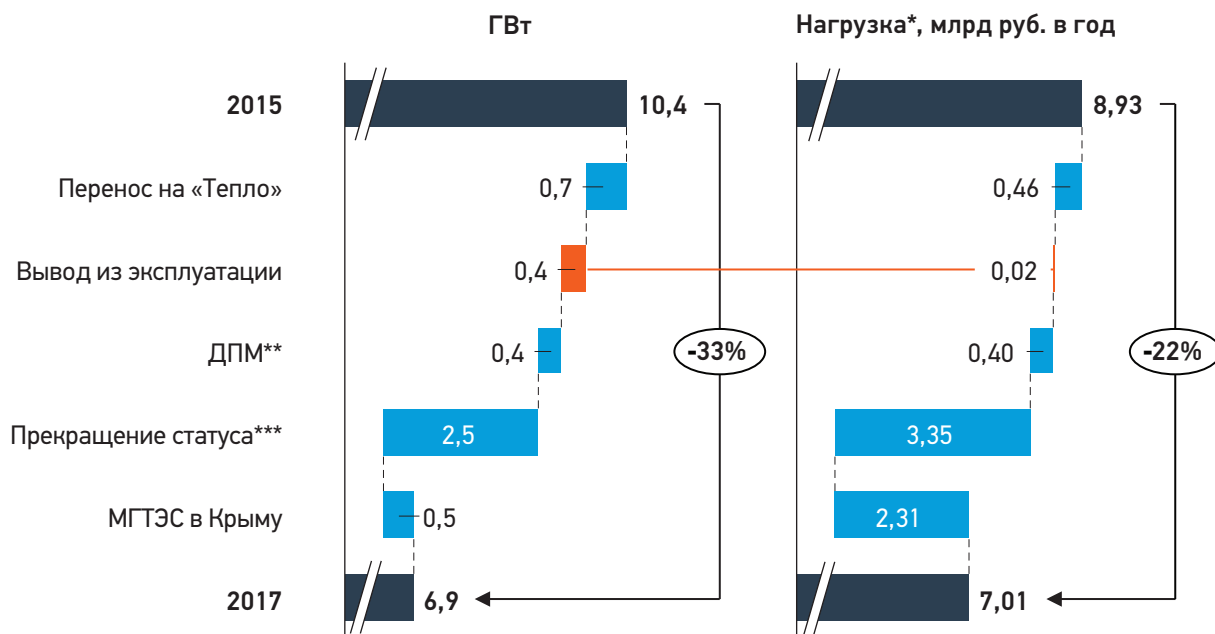
¹⁰ Заключаются в целях обеспечения поставок в пользу населения и приравненных групп потребителей. Цены в РД устанавливаются ФАС России обычно ниже установившихся в конкурентных секторах КОМ и РСВ.

Около 3% в совокупной выручке ТЭС на оптовом рынке занимает доля мощности электростанций, работающих в «вынужденном» режиме (ВР).

Поскольку энергосистема РФ развивалась как единая оптимизированная система центров потребления и производства энергии, а также объектов магистральных и распределительных сетей, значительное количество электростанций в ЕЭС так или иначе выполняет функции обеспечения системной надежности. Мощности генераторов взаимно резервируют друг друга, а их высоковольтные распределительные устройства одновременно могут использоваться для транзита произведенной на других объектах генерации энергии.

Вывод наиболее значимых для энергосистемы объектов не возможен без осуществления замещающих мероприятий. Такие станции наделены статусом «вынужденных» и получают плату за мощность по устанавливаемому ФАС России тарифу, который обычно выше уровня цен конкурентного отбора мощности КОМ.

Рис. 12. Динамика изменения «вынужденных» (электроснабжение) мощностей и платежей потребителей ОРЭМ



* «Нагрузка» - платеж за мощность сверх цены КОМ.

** «Вынужденный» статус прекращен в отношении агрегатов ТЭС, начавших получать плату по ДПМ.

*** Прекращение статуса означает, что станциям не продлили вынужденный статус, и они продолжают работать по ценам КОМ.

Источник: АТС, СО ЕЭС, VYGON Consulting

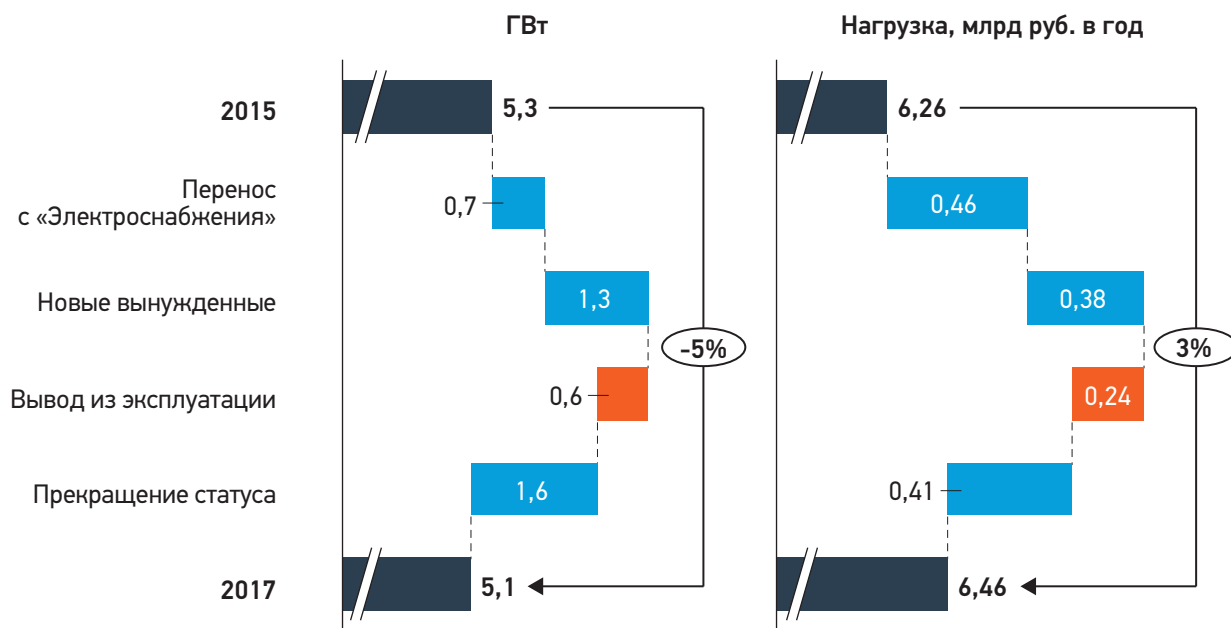
Станции, которые необходимы ЕЭС, считаются вынужденными по электроснабжению, а те, которые обеспечивают теплоснабжение региональных потребителей, – вынужденными по теплоснабжению. В 2017 г. среднегодовой объем мощности, реализуемый «вынужденными» ТЭС по тарифам, составляет около 12 ГВт.

Несмотря на исключение с 2015 г. из перечня вынужденных по электроснабжению трети мощностей (3,5 ГВт), нагрузка на потребителей в рамках оплаты надбавки сверх цены КОМ снизилась только на 22% (рис. 12). Значительный вклад в удержание платежа на высоком уровне внес запуск мобильных ГТЭС в Республике Крым (первая ценовая зона ОРЭМ).

Часть станций, ранее получавших повышенную плату как необходимые для обеспечения надежности энергосистемы (0,7 ГВт), теперь классифицируются как вынужденные по теплоснабжению. Нагрузка платежей за мощность ложится при этом на оптовых покупателей, находящихся в субъекте РФ, а не на всех покупателей ценовой зоны.

Хотя среднегодовая оплачиваемая «вынужденная» по теплоснабжению мощность снижается, совокупный платеж потребителей растет (рис. 13).

Рис. 13. Динамика изменения «вынужденных» (теплоснабжение) мощностей и платежей потребителей на ОРЭМ



Источник: АТС, СО ЕЭС, VYGON Consulting

Увеличение происходит за счет переноса нагрузки с ценовых зон на субъекты РФ (0,7 ГВт) и присвоения вынужденного статуса новым мощностям (1,3 ГВт).

Вынужденный статус является временным и присваивается станции по решению Правительства РФ или исполнительной власти региона на срок до 3 лет. Срок устанавливается для реализации необходимых замещающих мероприятий – строительства тепловых мощностей (котельной) в регионе или для выполнения мероприятий по повышению надежности в Единой энергетической системе. Однако закрытие вынужденных станций по факту осложняется задержками в организации замещающих мероприятий и отсутствием ответственности уполномоченных органов за их невыполнение.

В целом рентабельность продаж ТЭС на оптовом рынке определяется следующими ключевыми факторами:

- цены реализации электрической энергии и мощности;
- топливные издержки, размер которых определяется удельным расходом условного топлива конкретного состава генерирующего оборудования и фактическими ценами на топливо;
- объем выработки, характеризующийся показателем КИУМ;
- стоимость сервисного обслуживания;
- стоимость ремонтной программы.

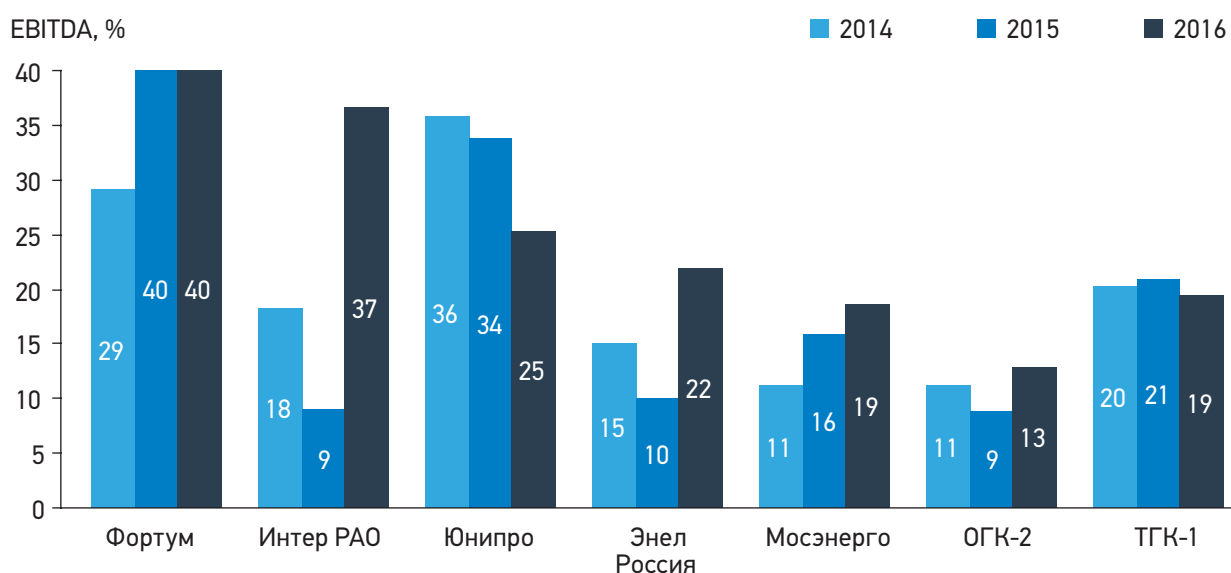
В 2014–2016 гг. оптовые энергокомпании демонстрируют высокие показатели рентабельности по EBITDA (до 40%) и рентабельности продаж по валовой прибыли в основном благодаря запуску объектов инвестиционных программ ДПМ ТЭС и реализации соответствующей мощности по премиальным ценам таких контрактов.

Значительный эффект также оказывает предусмотренный контрактами ДПМ переход к ускоренному возврату инвестиций для объектов, введенных в 2010 г.¹¹

¹¹ Механизм ДПМ предусматривает возврат инвестированного капитала, рассчитанного исходя из 15-летнего срока окупаемости, в ускоренном режиме в течение 10 лет действия договора о предоставлении мощности. Соответственно, с седьмого года энергокомпании начинают получать дополнительные аннуитетные платежи, изначально рассчитанные на 11–15 лет.

Дополнительным фактором роста рентабельности в 2016 г. послужила доходность долгосрочных государственных облигаций на повышенном уровне 10,2%. Это фактически увеличило расчетную доходность договоров ДПМ до 15,7-16,7%.

Рис. 14. Рентабельность EBITDA генерирующих компаний оптового рынка



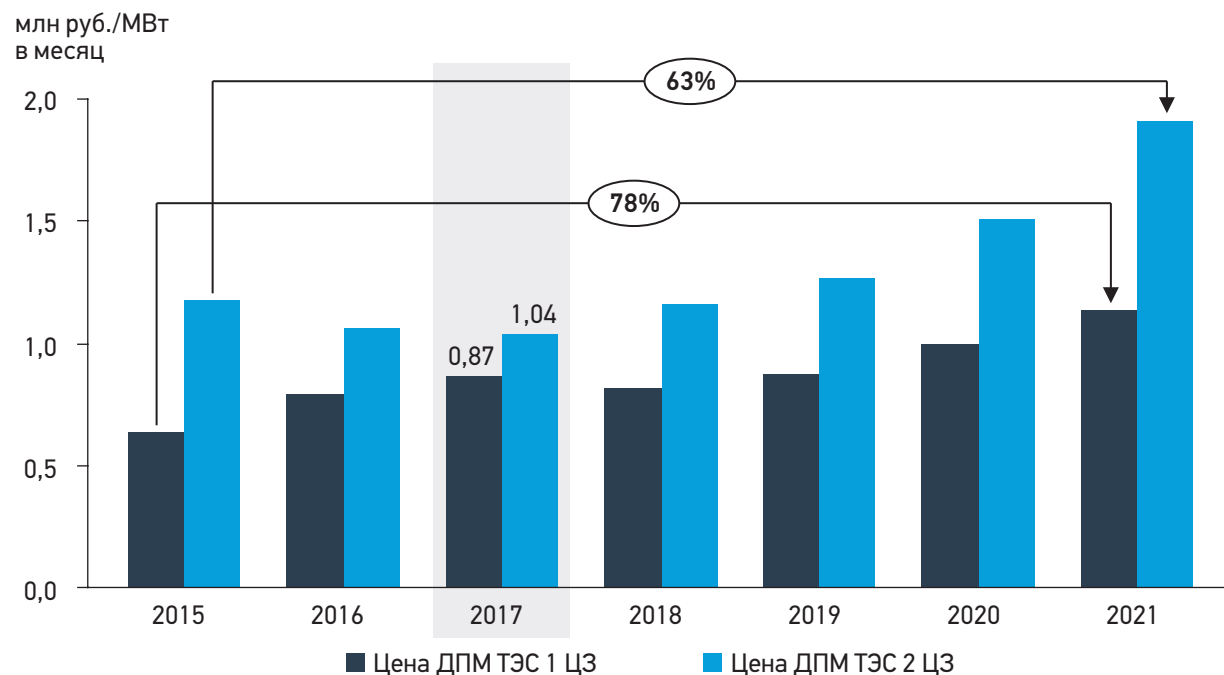
Источник: данные компаний, VYGON Consulting

**ЦЕНОВЫЕ ЭФФЕКТЫ
ПРОГРАММЫ ДПМ ТЭС**

Средняя цена на мощность ДПМ на сегодняшний день составляет около 870 тыс. руб./МВт в месяц в первой ценовой зоне и 1 040 тыс. руб./МВт в месяц во второй ценовой зоне. Такой уровень, позволяющий окупить строительство новой электростанции, в 5,5 раз превышает цены на конкурентном отборе старой мощности КОМ.

В соответствии с методикой расчета цены на мощность по контракту ДПМ, средневзвешенная цена продажи мощности к 2021 г. вырастет на 63% во второй ценовой зоне и 78% в первой ценовой зоне (рис. 15).

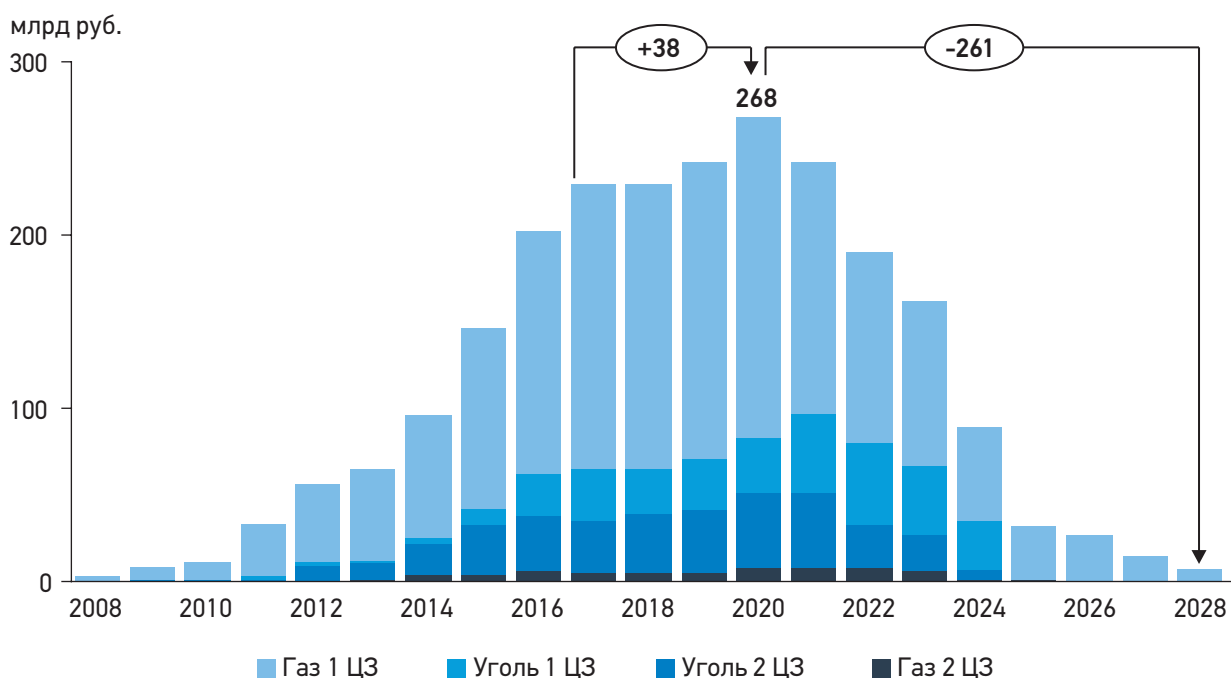
Рис. 15. Средневзвешенные цены на мощность ДПМ ТЭС



Источник: Совет рынка, VYGON Consulting

Это произойдет под влиянием индексации операционных затрат и утвержденного в ДПМ фактора ускоренной окупаемости капитальных вложений: когда часть денежных потоков, приходящихся на 11-15-е годы реализации проекта, будет получена генерирующими компаниями в 7-10-х годах проекта.

Рис. 16. Повышенный платеж потребителей за ДПМ ТЭС

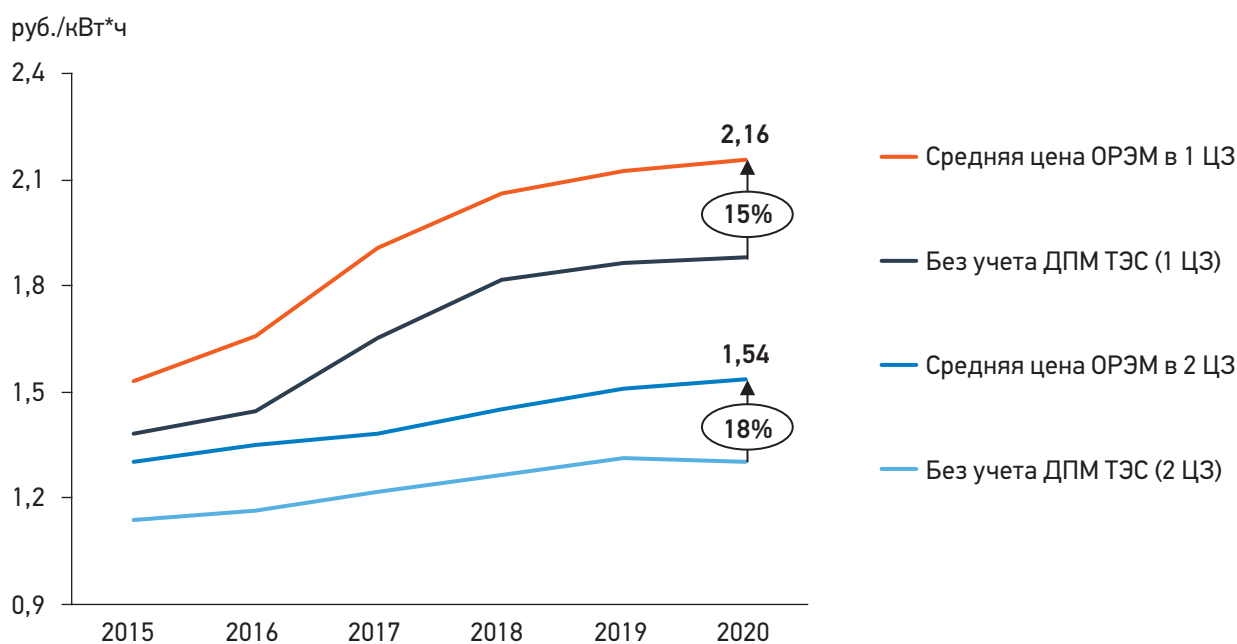


Источник: Совет рынка, ЦФР, VYGON Consulting

Совокупная финансовая нагрузка, оплачиваемая потребителями по ДПМ ТЭС сверх цены КОМ, в 2017 г. составляет более 225 млрд руб. в год. Пик выплат по ДПМ придется на 2020 г., в котором прогнозируемый совокупный платеж сверх расчетной цены КОМ достигнет 268 млрд руб.

Средняя оптовая цена на электрическую энергию (включая мощность) в 2017 г. вырастет под влиянием оплаты ДПМ ТЭС на 195 руб./МВт*ч. В пиковом 2020 г. вклад ДПМ ТЭС оценивается в 235 руб./МВт*ч (первая ценовая зона) и 275 руб./МВт*ч (вторая ценовая зона), что эквивалентно росту оптовой цены на 15% и 18% соответственно (рис. 17).

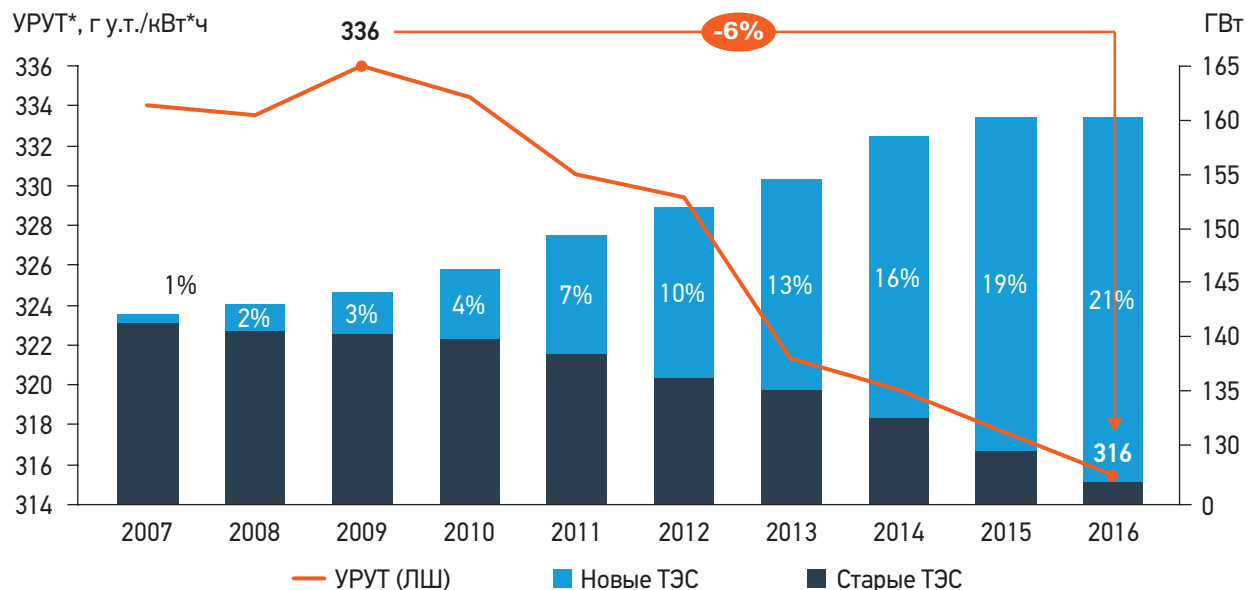
Рис. 17. Вклад ДПМ ТЭС в среднюю цену ОРЭМ



Источник: VYGON Consulting

Строительство новых генерирующих мощностей позволило снизить удельный расход топлива на выработку электрической энергии с 336 г у.т./кВт*ч в 2010 г. до 316 г у.т./кВт*ч в 2016 г. (-6%). За счет этого годовая экономия топливных затрат оптовых энергокомпаний составила около 40 млрд руб.

Рис. 18. Рост топливной эффективности в ЭЭС России по данным Минэнерго

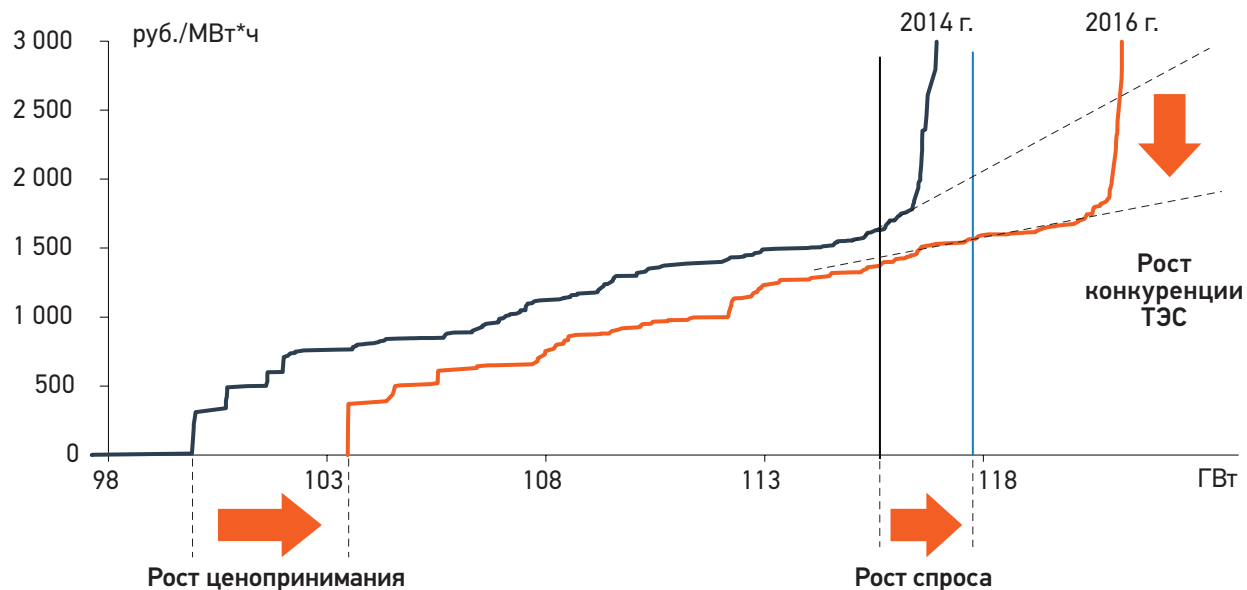


* Данные удельного расхода условного топлива Минэнерго России (пропорциональный метод).

Источник: Минэнерго, VYGON Consulting

С учетом принципов формирования цен на электрическую энергию на оптовом рынке в секторах РСВ и БР ввод новых мощностей должен был отразиться на конечных ценах за счет вытеснения дорогой генерации из торгового графика и соответствующего изменения формы и наклона кривой предложения (рис. 19).

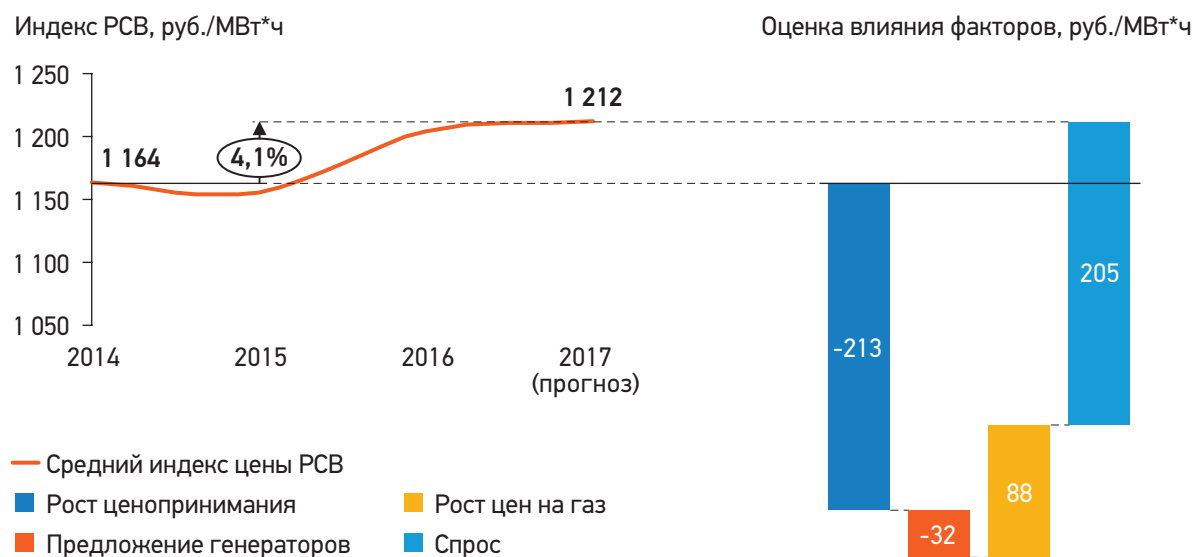
Рис. 19. Основные факторы цен РСВ на примере часа максимума нагрузки в 2014 и 2016 гг. (первая ценовая зона)



Источник: АТС, VYGON Consulting

Тем не менее простейший факторный анализ формирования цен РСВ в первой ценовой зоне за 2014–2017 гг. (рис. 20) показывает, что конкуренция по топливным издержкам (ценовое предложение генераторов) не оказывает значительного влияния на индекс цены.

Рис. 20. Результаты факторного анализа формирования цены РСВ в первой ценовой зоне



Источник: VYGON Consulting

Анализ выполнен методом последовательной подстановки фактических значений 2014 г. (среднегодовой объем ценоприимания, среднегодовая величина спроса на электроэнергию, среднегодовая форма кривой предложения генераторов и индекс цен на газ) в модельный расчет среднегодовой цены на электрическую энергию за 2015–2017 гг.

Результаты расчетов позволяют утверждать, что наибольший вклад в формирование цены РСВ в 2017 г. по сравнению с 2014 г. внесли факторы увеличения спроса (рост цены +17,3%), увеличение объема ценоприимającego предложения (снижение цены -18,4%) и индексация цен на газ (рост цены +7,5%). Ценовые заявки генерирующих компаний в сегменте РСВ оказывали наименьшее влияние на цену (-2,8% роста цены).

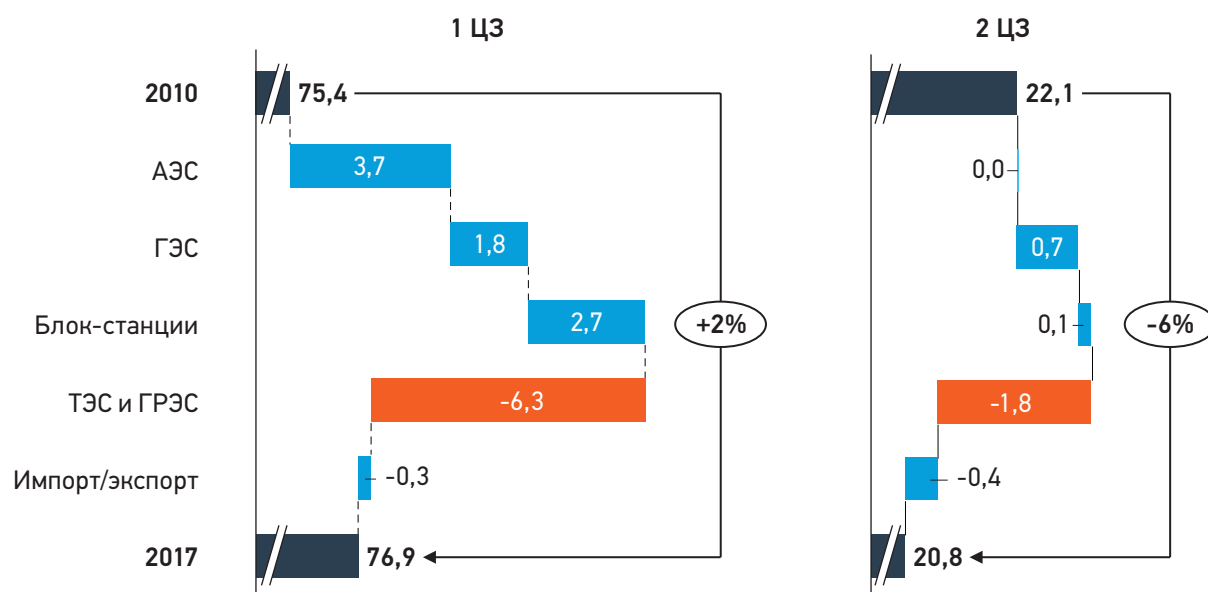
Таким образом, ключевыми факторами, влияющими на цены РСВ, являются спрос и объем предложения недиспетчируемых объемов генерирующих мощностей (АЭС, ГЭС, блок-станции потребителей и технологические минимумы ТЭС), заявки которых

могут быть поданы только с нулевой ценой. Увеличение объемов ценопринимания снижает объем ценового предложения тепловой генерации и равновесные цены. Уменьшение объема ценопринимающего предложения, наоборот, оказывает поддержку индексу равновесных цен.

В первой ценовой зоне приоритетный отбор ценопринимающего предложения с 2010 г. вырос на 1,5 ГВт (+2%) в связи с новым вводом АЭС (+3,7 ГВт), ГЭС (+1,8 ГВт) и увеличением мощности блок-станций потребителей (+2,7 ГВт). Объем ценопринимающего предложения оптовых ТЭС (-6,3 ГВт) в этот период, напротив, снизился (рис. 21).

Во второй ценовой зоне, несмотря на увеличение располагаемой мощности ГЭС и блок-станций, объем ценопринимания с 2010 г. сократился на 6% (-1,3 ГВт). Основная причина – снижение технических и технологических минимумов тепловой генерации (P_{min}).

Рис. 21. Среднегодовой объем ценопринимающего предложения на ОРЭМ



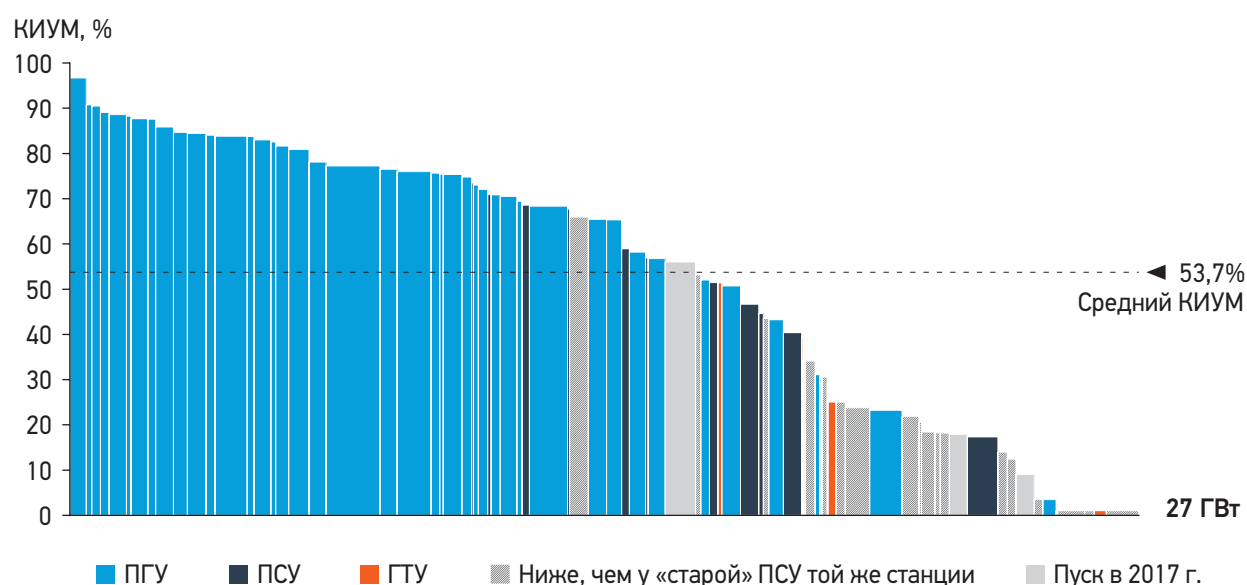
Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

Незначительный эффект от ввода новых мощностей на изменение цены РСВ может иметь несколько объяснений, и, прежде всего, это рациональные торговые стратегии генерирующих компаний, направленные в условиях ограниченной конкуренции на рост рентабельности выработки. Хотя отборы заявок в рамках РСВ проводятся в целом по ценовым зонам, эффект вытеснения дорогой генерации новыми блоками ограничен. Выработка большин-

ства неэффективных станций не может быть полностью замещена «новой» в связи с необходимой минимальной загрузкой ТЭЦ для отпуска тепловой энергии и/или в связи с ограничениями пропускной способности электрических сетей.

Как следствие, новые эффективные блоки могут быть загружены не полностью. Анализ КИУМ генерирующих единиц, введенных в рамках ДПМ, показывает, что более половины мощностей ДПМ, прежде всего более эффективные ПГУ, работают с КИУМ от 70 до 95% (рис. 22). Однако остальные энергоустановки загружаются неэффективно – их КИУМ достигает 10%.

Рис. 22. Востребованность новых мощностей ДПМ ТЭС



Источник: АТС, СО ЕЭС, VYGON Consulting

В числе причин неэффективной загрузки можно выделить следующие:

- Объектам ДПМ гарантируется основной денежный поток за счет оплаты мощности, а это не создает непосредственных стимулов для загрузки генерирующих единиц.
- Ряд станций построены как пиковые и используются редко – в качестве резерва для покрытия максимумов потребления – 0,3 ГВт.
- Часть объектов испытывает сложности с наладкой работы уже введенного оборудования – 1 ГВт (например, Ново-

черкасская ГРЭС, Троицкая ГРЭС)¹².

- Ряд энергоблоков, введенных в рамках ДПМ, прежде всего ПСУ, работает с КИУМ ниже, чем у аналогичных агрегатов, функционирующих вне программы ДПМ, в том числе ниже, чем у других генерирующих единиц той же электростанции. Это может объясняться как экономическими (худшие показатели эффективности), так и техническими (схемы тепловых отборов на ТЭЦ) причинами.

Всего объем мощностей, работающих с неэффективной загрузкой, составляет 4,4 ГВт без учета пиковых мощностей и введенных в 2017 г. станций. Средний КИУМ на них не превышает 24%.

ЭКОНОМИКА МОДЕРНИЗАЦИИ

При достижении генерирующим оборудованием предельного индивидуального ресурса затраты и продолжительность ремонтных кампаний растут, поэтому замена основного оборудования позволяет значительно снизить регулярные расходы на текущий и капитальный ремонт. При среднем уровне затрат на проведение ремонтов оборудования 0,2-0,3 млн руб./МВт стоимость ремонтной программы для возрастных станций может достигать 0,6-0,9 млн руб./МВт в год. Продолжительность простоев из-за выбытия оборудования в ремонт также сокращается, увеличивая выручку от продажи электроэнергии на оптовом рынке.

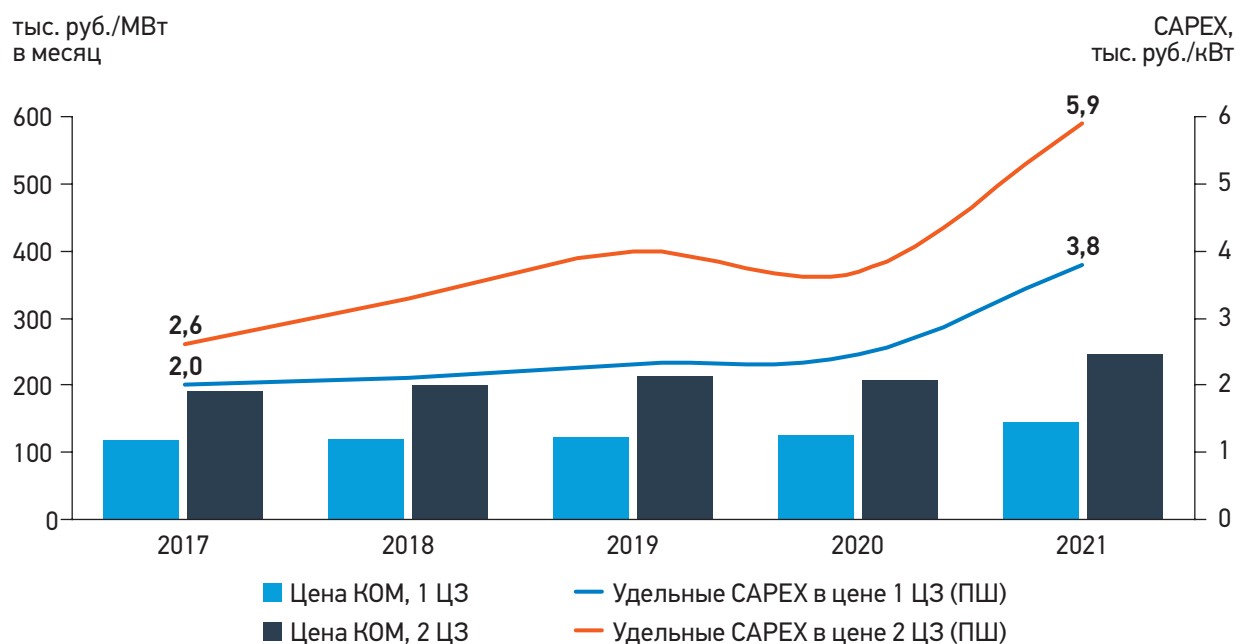
Текущая модель свободного оптового рынка электрической энергии (РСВ) доступна для широкого круга действующих генераторов и не предполагает тарифного регулирования. С учетом адекватной рыночной стратегии цены РСВ компенсируют генератору затраты на топливо и пуски оборудования. Маржинальным и прибыльным сектор РСВ потенциально является только для ГЭС, АЭС и тепловых станций с наивысшей топливной эффективностью в энергосистеме.

Индикативные уровни цен на отбираемую в КОМ мощность («це-

новые точки») устанавливаются Правительством РФ ежегодно из соображений компенсации условно-постоянных затрат, необходимых для содержания существующей мощности. Уровень цен на КОМ позволяет проводить текущие ремонты возрастных электростанций, но не может полностью компенсировать значительный объем амортизационных отчислений, требуемых для нового строительства, и тем более не учитывает затраты на финансирование таких инвестиций.

Текущее значение цены КОМ позволяет на горизонте 10 лет окупить инвестиционные вложения в размере до 3,8 тыс. руб./кВт в первой ценовой зоне (газовая ТЭС) и 5,9 тыс. руб./кВт (угольная ТЭС) во второй ценовой зоне установленной мощности с учетом компенсации в цене на мощность операционных затрат (соответственно 105 тыс. руб./МВт и 162 тыс. руб./МВт в месяц). Но даже такие оценки справедливы только при «освобождении» ТЭС от обязанности реализовывать мощность по регулируемым договорам и прогнозируемой индексации цены КОМ.

Рис. 23. Возможный уровень инвестиций в рамках текущей цены КОМ



Источник: VYGON Consulting

Для гарантированного возврата инвестиций в модернизацию оборудования ТЭС при удельных капитальных вложениях 20 тыс. руб./кВт (обновление основного оборудования ПСУ) необходим рост цены КОМ до 405-490 тыс. руб./МВт в месяц.

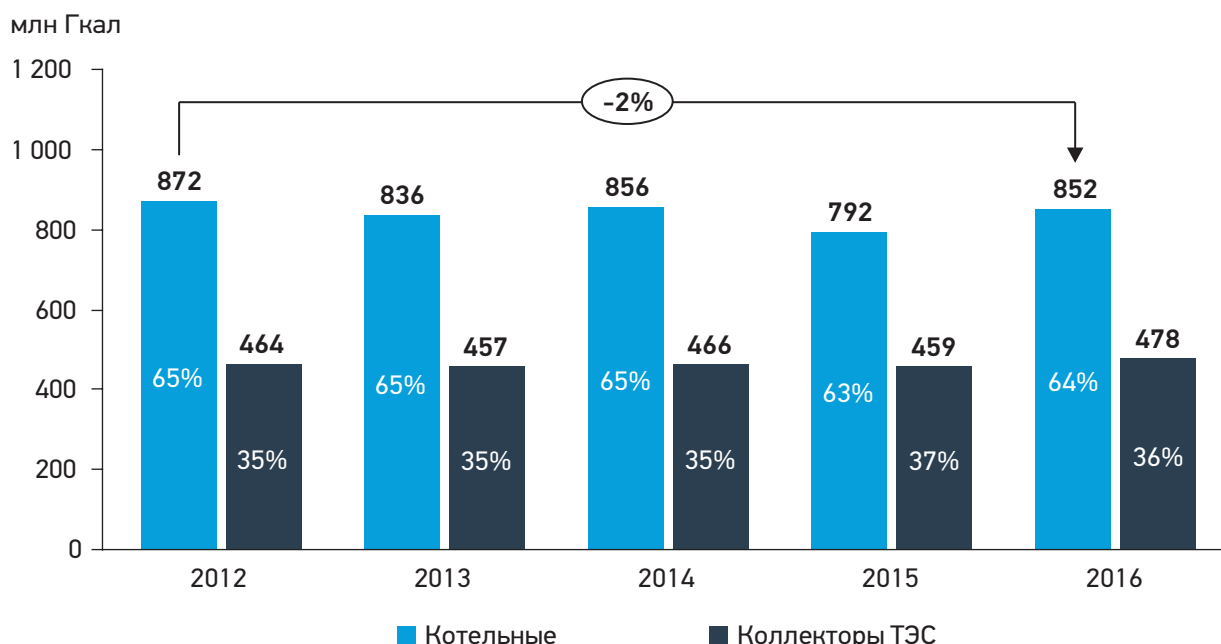
Рост базовой цены КОМ до уровня, соответствующего затратам на модернизацию старой станции, создаст условия для обновления парка оборудования, но приведет к росту «маржинальной» конечной цены на мощность для потребителей.

При этом оплата мощности в секторе КОМ характеризуется существенным недостатком с точки зрения привлечения долгосрочного финансирования. То, что цена устанавливается (гарантируется) только на 1 год поставки мощности, делает этот механизм стимулирования капиталоемких проектов малоэффективным.

Несмотря на ограниченные возможности для финансирования обновления мощностей, только за 2014-2016 гг. энергокомпании, по данным СО ЕЭС, модернизировали 12,3 ГВт (8% парка) оптовых тепловых станций (отдельных генерирующих единиц).

Надо отметить, что часть из зафиксированных СО ЕЭС мероприятий по модернизации могла не носить капитального характера, но сопровождалась ростом предельного объема поставки мощности (+0,6 ГВт), что позволило увеличить годовую выручку от продажи мощности на 3,3 млрд руб.

Рис. 24. Структура производства тепловой энергии



Источник: Росстат, РЭА, VYGON Consulting

Еще одним из источников окупаемости инвестиций является реализация тепловой энергии. ТЭС продают тепло по тарифу, устанавливаемому регулирующим органом субъекта, исходя из

фактических затрат. При этом тарифы ТЭС на тепловую энергию обычно ниже тарифов районных котельных, часто расположенных в одной системе теплоснабжения.

Объемы производства и отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭС составляют более трети всего объема тепла в России. Либерализация рынков тепловой энергии, предполагающая запуск ценовых зон теплоснабжения и установление свободных цен, ограниченных предельным уровнем себестоимости тепла на новой «альтернативной котельной», при разнице тарифа ТЭЦ и предельной цены в 1 тыс. руб./Гкал может обеспечить до 470 млрд руб. дополнительных доходов для ТЭС.

Необходимо учитывать, что дополнительные доходы ТЭС с комбинированной выработкой от перехода на свободные цены не могут быть полностью направлены на модернизацию генерирующего оборудования. Часть увеличенной выручки от продажи тепловой энергии должна быть направлена на реконструкцию тепловых сетей.

СЦЕНАРИИ МОДЕРНИЗАЦИИ

Для исследования системных эффектов от программы модернизации генерирующих мощностей на горизонте до 2035 г. мы выбрали следующие сценарии:

Сценарий «Генеральная схема» соответствует Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 г., утвержденной Правительством 09.06.2017. Сценарий «Генеральная схема» предусматривает два варианта развития: базовый (Сценарий 1а) и минимальный (Сценарий 1б).

В Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики поименована часть генерирующих объектов, подлежащих модернизации/вводу в эксплуатацию. За рамками стратегического документа в обоих вариантах развития остается еще 17 ГВт и 15 ГВт энерго мощностей в базовом и минимальном сценарии соответственно, которые должны быть обновлены для достижения прогнозных целей по установленной мощности электростанций. Потенциальный состав этих мощностей будет зависеть от наличия механизма стимулирования технического перевооружения и принципов отбора подлежащих модернизации объектов.

Сценарий «Поддержание паркового ресурса» опирается на макроэкономические показатели¹³ базового варианта сценария «Генеральная схема» с предложенным альтернативным вариантом определения ежегодного объема ввода/вывода энерго мощностей тепловых электростанций. Общий объем мощности, подлежащий модернизации, определяется исходя из поддержания среднего возраста на уровне 2019 г. (предполагается что в 2020 г. будут введены первые объекты в рамках возможного механизма поддержки).

Сценарий предусматривает поддержание постоянного уровня износа, равного относительному превышению среднего возраста оптовых ТЭС над проектным парковым ресурсом, то есть заявленным производителем нормативным сроком эксплуатации оборудования.

Определяемый таким образом износ может удерживаться на постоянном уровне путем:

- обновления парка ТЭС на аналогичное по сроку службы оборудование исходя из поддержания среднего возраста без снижения среднего паспортного ресурса генерирующих единиц (Сценарий 2);

¹³ Динамику потребления электрической и тепловой энергии, динамику импорта/экспорта электрической энергии, развитие сетевого хозяйства, динамику изменения установленной мощности АЭС и ГЭС.

- ускоренного обновления мощностей путем замены на оборудование с таким же или меньшим сроком службы – проектным парковым ресурсом.

Для целей моделирования сценария средний нормативный парковый ресурс рассчитывается в целом как средневзвешенный по величине установленной мощности проектный парковый ресурс единиц генерирующего оборудования всех оптовых ТЭС. При этом парковый ресурс генерирующей единицы принимается равным ресурсу паровой турбины для ТЭС паросилового цикла или ресурсу газовой турбины для газотурбинной электростанции и станций бинарного цикла.

Набор модернизируемых тепловых электростанций для целей моделирования определяется исходя из замещения самых изношенных энергоблоков.

СЦЕНАРИЙ 1. ГЕНЕРАЛЬНАЯ СХЕМА

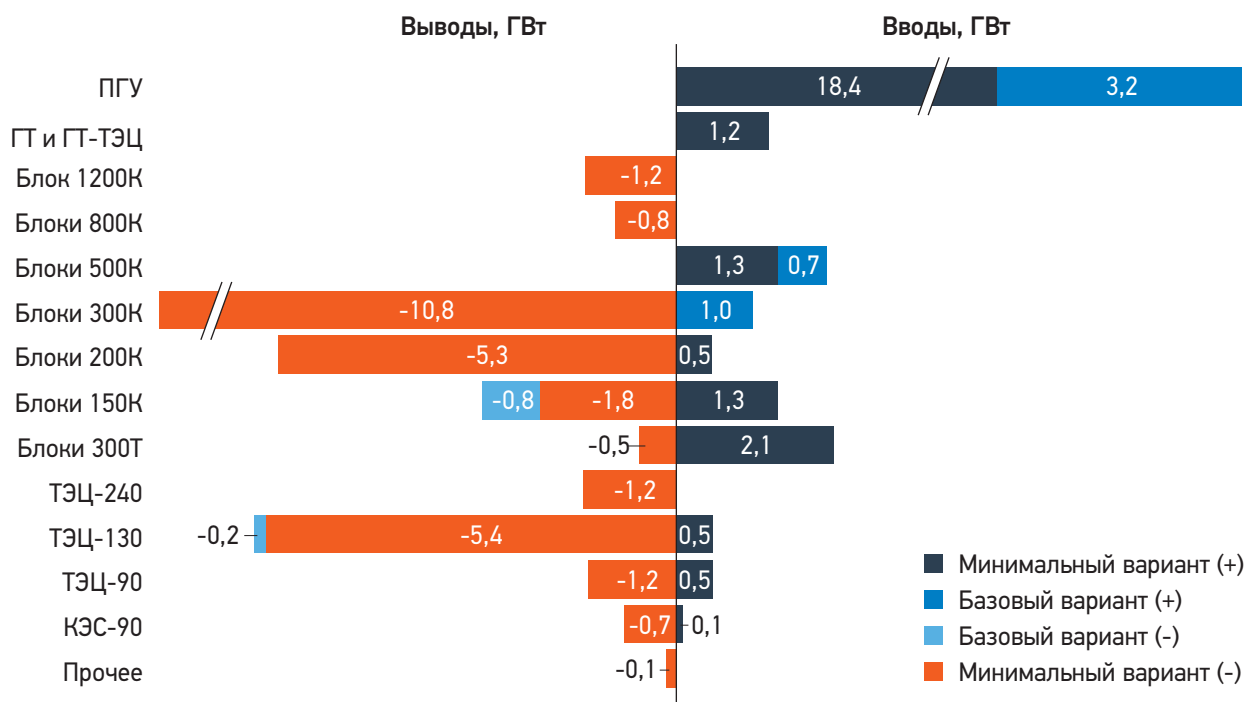
В соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики совокупный объем вводов новых мощностей тепловых электростанций в России составит до 2035 г. от 51,4 ГВт (минимальный вариант) до 59,5 ГВт (базовый вариант). Новые вводы сопровождаются выводом из эксплуатации 51,5 ГВт мощностей (в обоих вариантах).

Документ содержит конкретный перечень (поименованных) генерирующих энергоблоков, подлежащих вводу и демонтажу, для крупных оптовых электростанций в объеме 35,7 ГВт для базового варианта и 29,4 ГВт для минимального варианта (рис. 25). Указанные объемы включают в себя как новое строительство – 6,9 ГВт для базового и 3,5 ГВт для минимального варианта, так и техническое перевооружение (модернизацию) и расширение действующих станций.

Генеральная схема предполагает, что кроме поименованных в документе должно быть дополнительно введено или реконструировано 24–22 ГВт мощностей. 7 ГВт ТЭС из них по факту введены в рассматриваемый стратегическим документом период с 2016 г. или уже строятся и с высокой вероятностью будут введены в 2018–2019 гг. Таким образом, еще 15–17 ГВт ТЭС должны

быть построены или обновлены до 2035 г. по прогнозу Генеральной схемы, и их финансирование может осуществляться в рамках нового механизма модернизации.

Рис. 25. Объемы поименованных проектов ввода/вывода оптовых ТЭС в ценовых зонах ОРЭМ



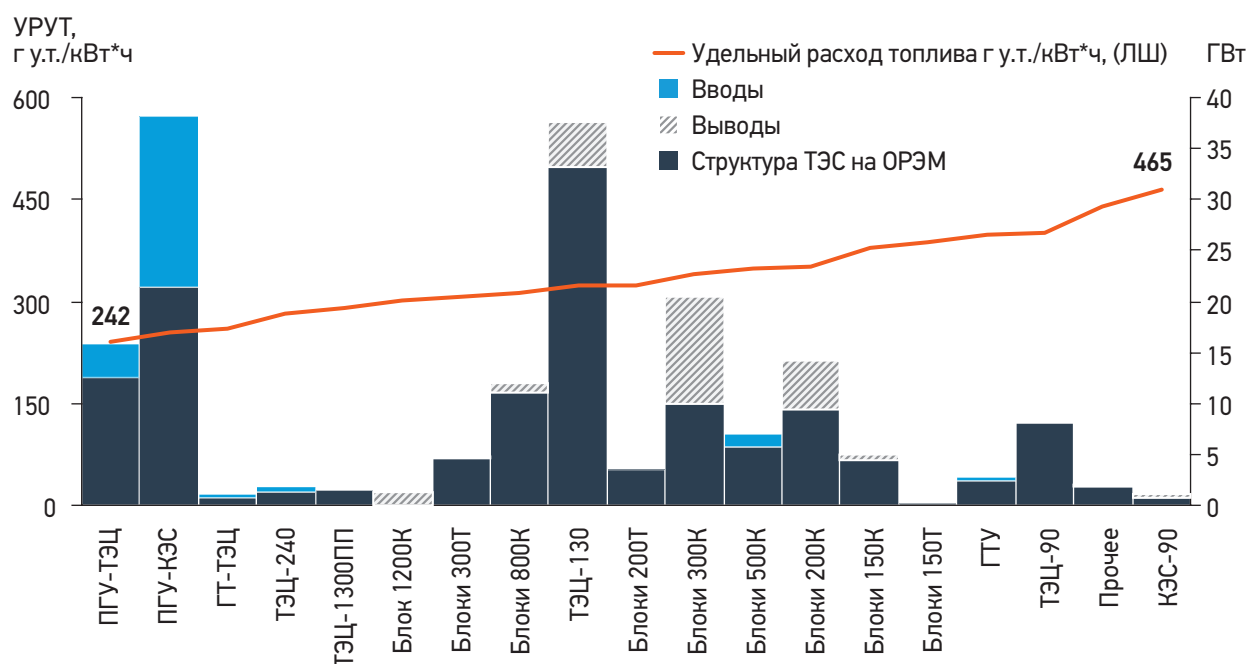
Источник: VYGON Consulting

Из поименованных в базовом варианте Генеральной схемы 35,7 ГВт обновленных мощностей оптовых ТЭС 24,5 ГВт (68%) нового оборудования приходится на парогазовые блоки, обладающие наибольшей топливной эффективностью¹⁴ (рис. 25).

В соответствии с документом новыми ПГУ будут замещены прежде всего конденсационные блоки единичной мощности 150, 200 и 300 МВт. Кроме того, должен быть выведен значительный объем мощности генерирующего оборудования типа ТЭЦ-130 (давление 9 МПа).

¹⁴ Для анализа топливной эффективности используются данные об удельном расходе условного топлива (пропорциональный метод), согласно информационно-аналитическому докладу ЗАО «АПБЭ» «Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2011 году».

Рис. 26. Структура вводов и выводов в разрезе типов генерирующего оборудования (Генеральная схема, базовый вариант)



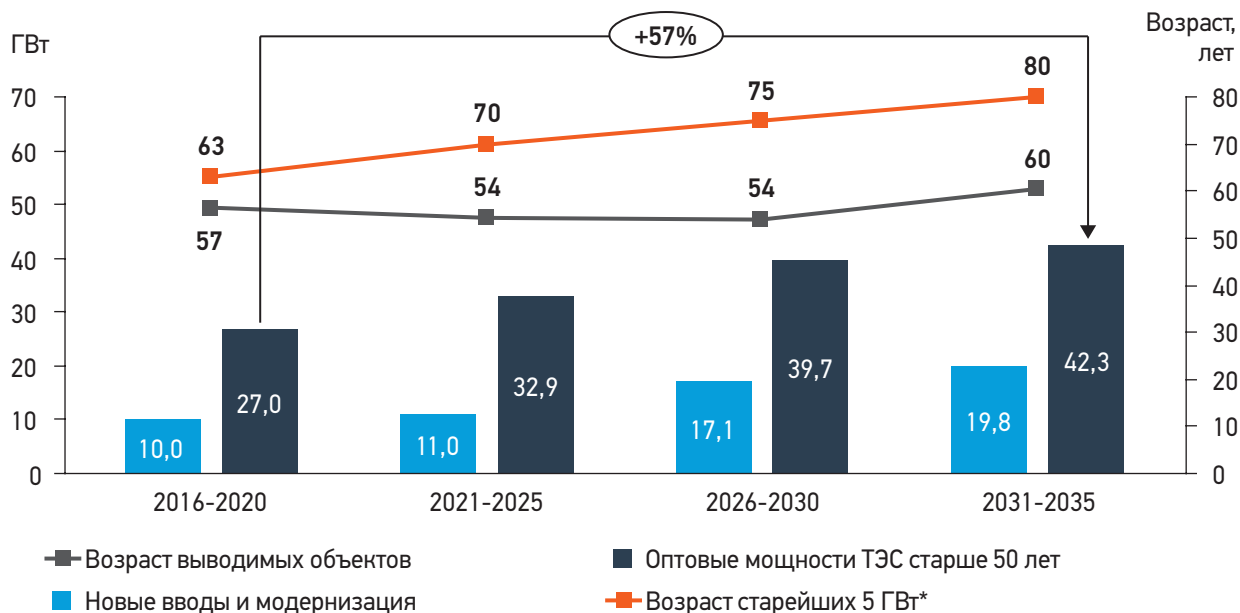
Источник: VYGON Consulting

Согласно Правилам разработки¹⁵ Генеральная схема должна содержать указания на конкретное оборудование только для станций мощностью свыше 500 МВт. Наименее эффективные энергоблоки с паровыми турбинами (с давлением пара 9 МПа и менее), находящиеся по большей части в составе ТЭЦ мощностью менее 500 МВт, остаются за рамками прогнозного документа.

Для станций мощностью свыше 500 МВт средний возраст выводимых из эксплуатации паросиловых установок составит на момент закрытия 54-60 лет. В отсутствие дополнительных вводов за рамками конкретизированных Генеральной схемой объектов доля мощностей старше 50 лет в базовом сценарии вырастет с 27,4 ГВт в 2016-2020 гг. до 41,5 ГВт (+52%) к 2035 г.

15 Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утв. Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 г. №823.

Рис. 27. Возрастная структура выводов (Сценарий 1а)



* При условии вывода только поименованных в Генеральной схеме объектов

Источник: YGON Consulting

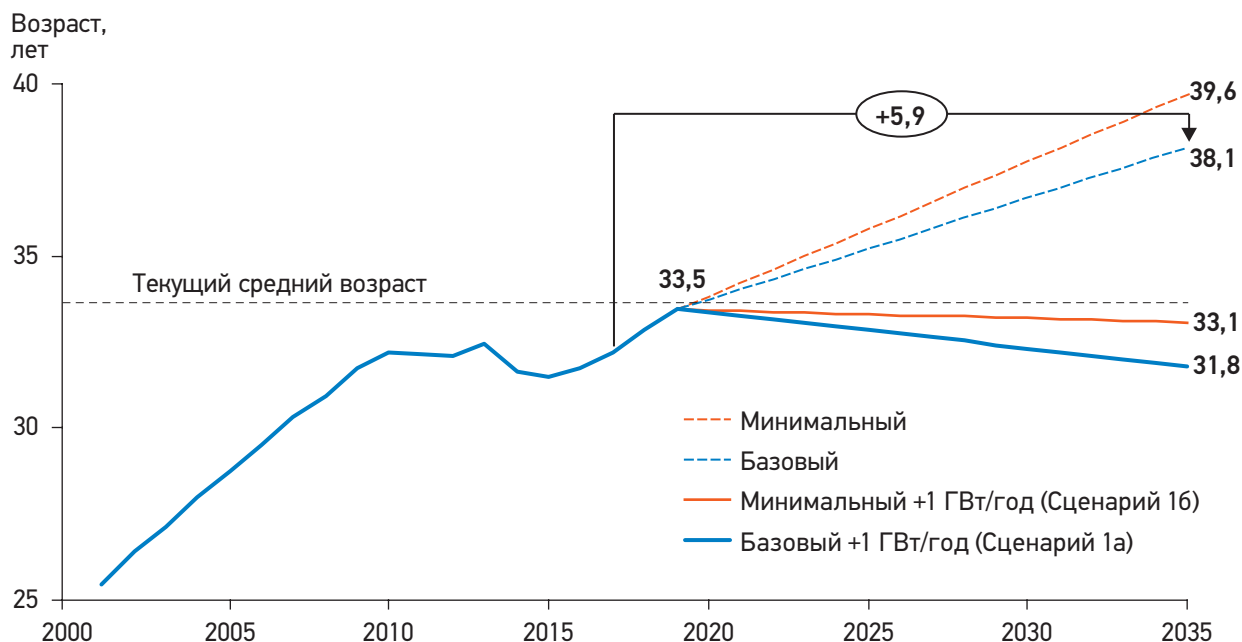
Генерирующих объектов, поименованных (обозначенных) в Генеральной схеме, недостаточно для поддержания статус-кво по возрастной структуре тепловых генерирующих мощностей. Средний возраст самых «старых» 5 ГВт генерирующих мощностей на оптовом рынке уже к 2025-2030 гг. достигнет 75 лет, увеличившись с нынешних 63.

В отсутствие дополнительных вводов, кроме поименованных Генеральной схемой, оптовые ТЭС к 2035 г. постареют с текущих 32,2 лет до 38,1 лет в базовом сценарии или 39,6 лет в минимальном сценарии (рис. 28).

Заявленная Генеральной схемой программа модернизации для станций 500 МВт и выше соответствует ежегодным вводам в 2020–2035 гг. в размере 1,95 ГВт для базового варианта и 1,57 ГВт для минимального. Для поддержания среднего возраста оптовых ТЭС на текущем уровне необходимо дополнительно в этот период обеспечить замещение старой мощности в объеме не менее 1,0 ГВт/год при условии одновременного вывода той же мощности самых старых энергоблоков.

Замещение старой неэффективной генерации преимущественно новыми парогазовыми блоками позволит снизить удельный расход топлива ТЭС, работающих на ОРЭМ, и достичь среднего показателя 302 г у.т./кВт*ч в базовом сценарии (рис. 29).

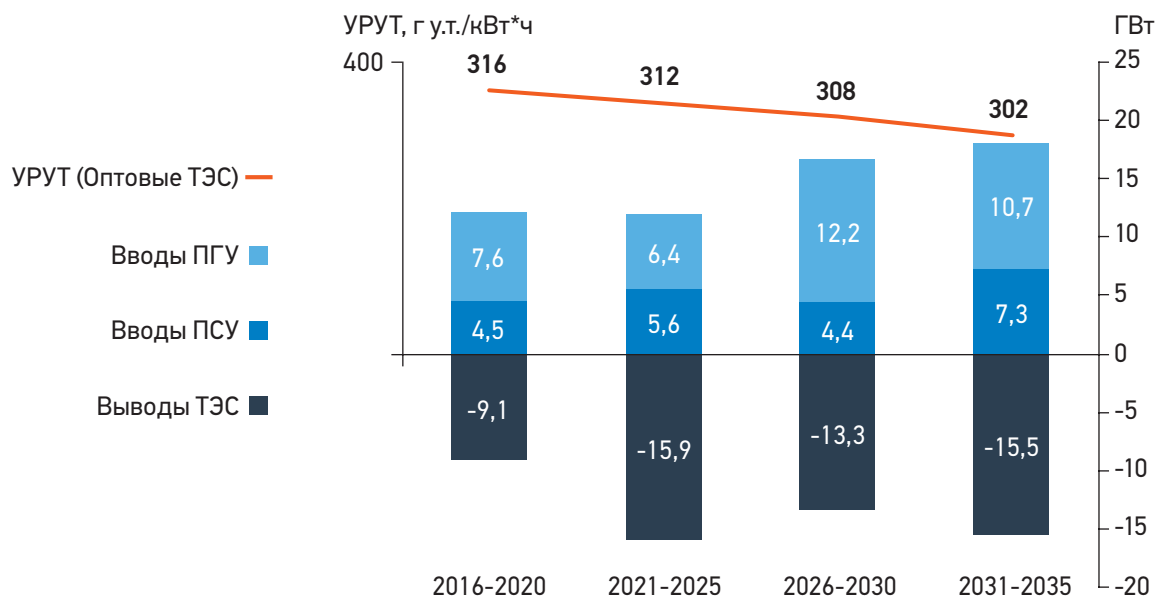
Рис. 28. Средний возраст оптовых ТЭС в различных вариантах реализации Генеральной схемы



Источник: VYGON Consulting

Благодаря этому расход топлива на производство электроэнергии в энергосистеме снизится на 11-13 млн т у.т. (-4,5%) в год.

Рис. 29. Динамика вводов/выводов генерирующей мощности и УРУТ оптовых ТЭС в базовом варианте «Генеральной схемы»



Источник: VYGON Consulting

При реализации базового варианта сценария «Генеральная схема» средний нормативный парковый ресурс оптовых ТЭС снижается из-за ввода газотурбинных и парогазовых электростанций. Газовые турбины характеризуются меньшим по сравнению с паросиловыми турбинами сроком службы, заявленным производителем.

Полная реализация программы вводов и замещения мощностей согласно Генеральной схеме обеспечит сохранение среднего возраста оптовых ТЭС на уровне 32,2 лет. Средний паспортный (нормативный) ресурс при этом по сравнению со значением 2009 г. снизится на 4,9 года до 18,6 лет (рис. 30).

Рис. 30. Динамика среднего возраста оптовых ТЭС и паспортного индивидуального ресурса при реализации Генеральной схемы (Сценарий 1а)



Источник: VYGON Consulting

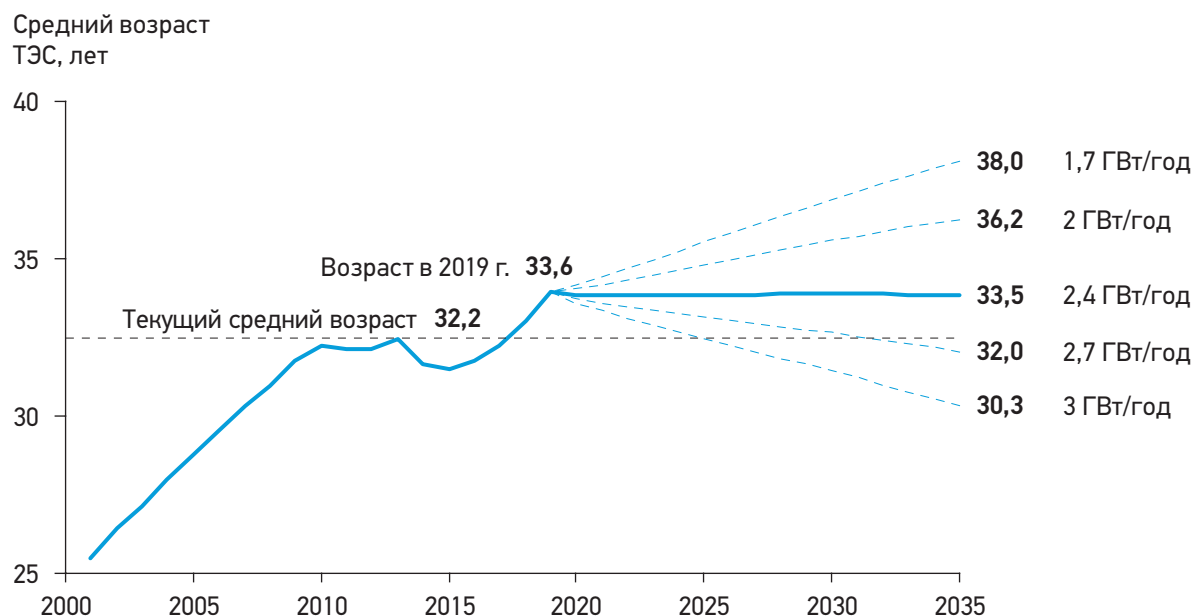
При реализации базового варианта сценария «Генеральная схема» показатель относительного превышения среднего фактического срока службы оборудования над нормативным ресурсом вырастет с 1,49 (2017 г.) до 1,7 (2035 г.). Следовательно, средняя оптовая ТЭС будет работать за рамками полуторакратного превышения паспортного ресурса с рисками экспоненциального роста затрат на техническое обслуживание и ремонт старого оборудования.

Для целей анализа возможности поддержания паркового ресурса был промоделирован альтернативный сценарий, предусматривающий реализацию проектов модернизации только с паросиловым циклом (Сценарий 2).

**СЦЕНАРИЙ 2.
ПОДДЕРЖАНИЕ
ПАРКОВОГО РЕСУРСА**

К 2019 г. с учетом ожидаемых вводов оптовых станций, строительство которых уже начато, средний возраст ТЭС достигнет 33,6 лет, а показатель превышения нормативного паркового ресурса – 1,57. Для удержания среднего возраста и износа на этом уровне на горизонте до 2035 г. необходимо ежегодно с 2020 г. модернизировать или вводить около 2,4 ГВт мощностей при условии закрытия аналогичного объема самых возрастных энергоблоков.

Рис. 31. Прогнозная динамика среднего возраста оптовых ТЭС



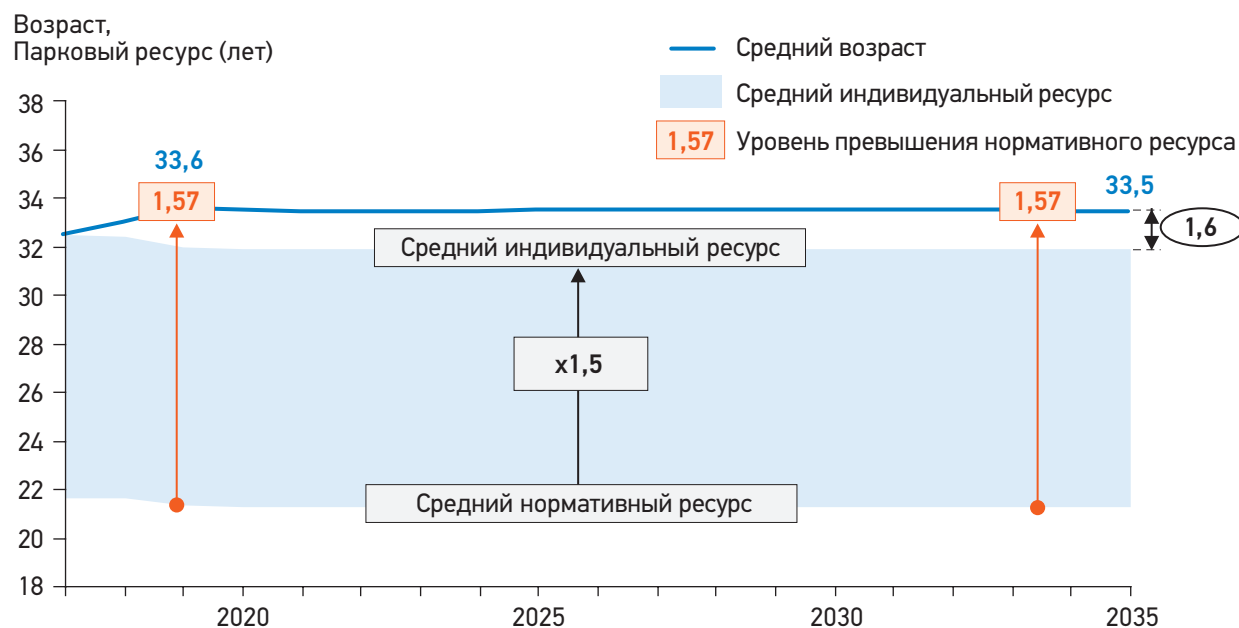
Источник: VYGON Consulting

Расчетный нормативный парковый ресурс снижается с учетом разных объемов ввода мощностей на газовом и парогазовом цикле, а поддержание паркового ресурса на текущем уровне возможно при сохранении нынешнего соотношения блоков ПСУ, ПГУ и ГТУ в системе.

Предельный возраст самой старой станции так или иначе находится в прямой зависимости от ее нормативного срока жизни – паркового ресурса, поэтому снижение паркового ресурса означает для системы в долгосрочной перспективе сокращение цикла обновления, т. е. больший среднегодовой объем модернизации мощности.

Напротив, если новые вводы в энергосистеме осуществлять преимущественно на базе паросилового цикла, средний нормативный парковый ресурс остается на текущем уровне (рис. 32) и объем необходимого расчетного ежегодного обновления парка для ограничения роста износа оборудования в системе не растет.

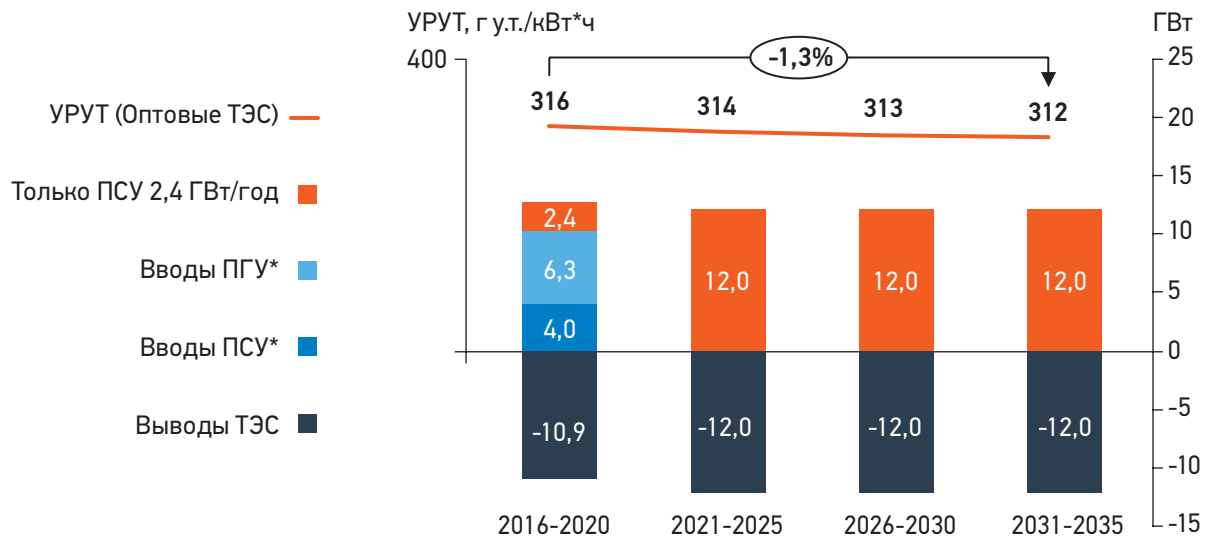
Рис. 32. Динамика среднего возраста и износа (Сценарий 2)



Источник: VYGON Consulting

Если новое генерирующее оборудование будет проектироваться преимущественно в паросиловом цикле при одновременном выводе наименее эффективных мощностей, к 2035 г. может быть достигнут показатель средней топливной эффективности в 312 г у.т./кВт*ч (-1,3%).

Рис. 33. Динамика вводов, выводов и УРУТ. Сценарий «Поддержание паркового ресурса»

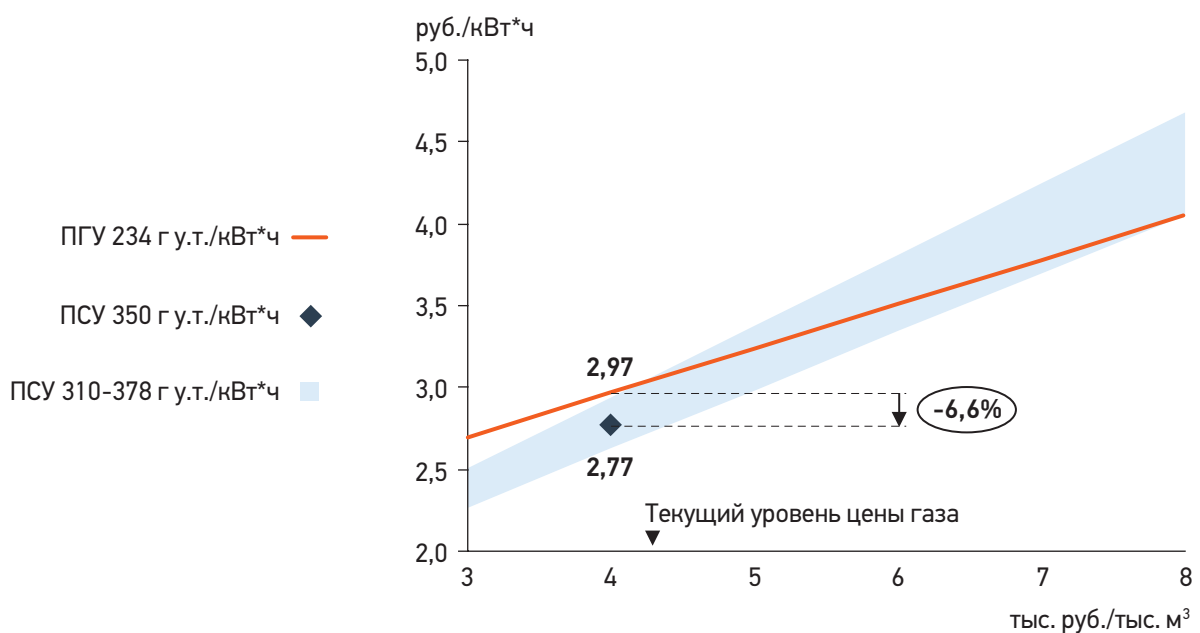


* Вводы высокой вероятности, ТЭС по которым начато строительство

Источник: VYGON Consulting

Необходимо отметить, что для большинства проектов, если бы они реализовывались в актуальных рыночных условиях, а не исходя из наличия механизмов обеспечения гарантированной доходности на вложенный капитал, инвесторы при текущих ценах газа предпочли бы более дорогим ПГУ решения на базе ПСУ (рис. 34).

Рис. 34. Нормированная стоимость электроэнергии ПСУ и ПГУ (LCOE)



Источник: VYGON Consulting

МЕХАНИЗМ СТИМУЛИРОВАНИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ

Наиболее устойчивым в долгосрочной перспективе вариантом проведения модернизации представляется интеграция задачи в текущую модель КОМ. Цена КОМ, которая на сегодня выполняет функцию «удержания» от закрытия действующей генерации, должна обеспечивать также достаточный для обновления объем инвестиций. При таком подходе отсутствие долгосрочных гарантий возврата инвестиций по контракту ДПМ (или аналогу) компенсируется прогнозируемым формированием уровня цены КОМ на основе в первую очередь рыночных факторов.

Рост доли сегмента КОМ в общей конечной стоимости электроэнергии позволит энергокомпаниям более гибко реагировать на возможные будущие вызовы Единой энергетической системе, связанные со снижением цены альтернативной распределенной генерации для потребителя.

Увеличение доли сегментов с гарантированной доходностью, напротив, снижает возможности для оперативного реагирования и принятия поставщиками адекватных ситуации решений.

При выборе варианта отдельного механизма стимулирования модернизации ТЭС и отказа от общего увеличения цен в сегменте КОМ крайне важно обеспечить принципы конкурсного отбора проектов. Это позволит минимизировать цены на модернизируемую мощность и, как следствие, объем гарантированного платежа в рамках механизма возврата инвестиций.

Выбор механизма должен осуществляться исходя из принципа обеспечения оптимальной нагрузки на потребителей энергии.

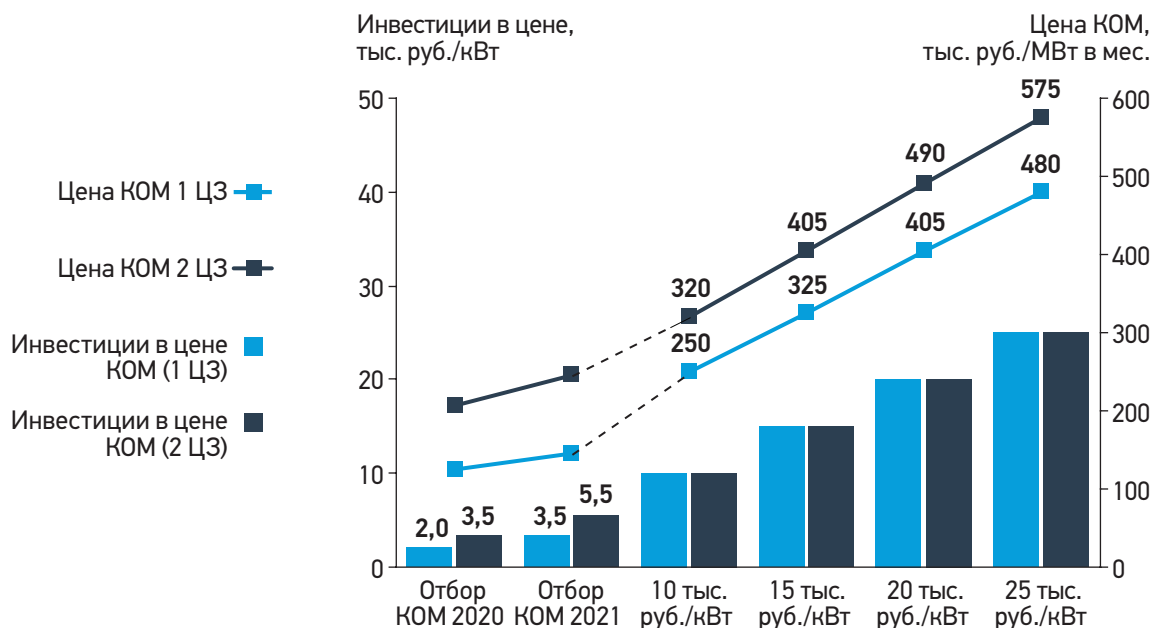
РОСТ ЦЕНЫ КОМ

Цена КОМ служит источником компенсации генераторам условно-постоянных затрат, включающих в себя амортизацию, ремонты и затраты на техническое перевооружение. В текущей модели рынка мощности цена формируется исходя из спроса¹⁶ и задаваемых ежегодно правительством ценовых параметров предложения генераторов. Де-факто цена складывается на уровне, достаточном для рентабельной работы большинства ТЭС.

Несмотря на то, что цена КОМ позволяет проводить техническое перевооружение хоть и в ограниченном объеме (уровень цены покрывает инвестиции в объеме удельных капитальных вложений 3–5 млн руб./МВт), для обеспечения финансирования капиталоемкой модернизации цена должна вырасти значительно (рис. 35).

¹⁶ Устанавливается в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России» (ежегодно утверждается Приказом Минэнерго России).

Рис. 35. Удельные инвестиции в цене КОМ



Источник: VYGON Consulting

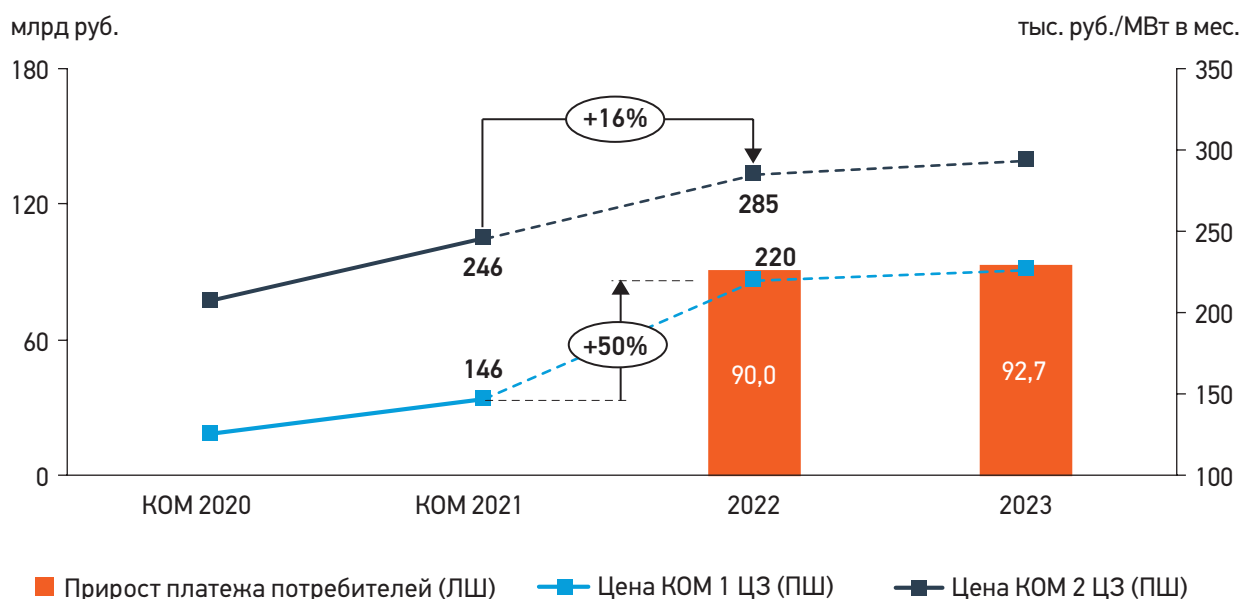
Для финансирования капитальных вложений в модернизацию электростанций в размере 20 тыс. руб./кВт при условии 10-летнего срока возврата инвестиций цена КОМ должна вырасти до 405–490 тыс. руб./МВт в месяц.

Однако такой сценарий предполагает одновременную модернизацию всего парка электростанций. Поскольку оборудование энергокомпании может обновляться равными долями, например, по 1/4 части в течение 40 лет, необходимая для оплаты инвестиций цена конкурентного отбора значительно снизится.

Исходя из этого предположения цена КОМ на 2022 г. составит 220 (первая ценовая зона) и 285 (вторая ценовая зона) тыс. руб./МВт в месяц (рис. 36).

Увеличение цены на мощность до указанного уровня позволит энергокомпаниям аккумулировать достаточные средства для модернизации 25% парка оборудования каждые 10 лет.

Рис. 36. Рост платежа потребителей в случае включения в КОМ стоимости модернизации (20 тыс. руб./кВт, обновление 25% парка)



Источник: VYGON Consulting

Прирост платежа потребителей в варианте роста цены КОМ до уровня, предусматривающего возможность модернизации, составит 1,54 трлн руб. до 2035 г. и за 15 лет позволит обновить до 45 ГВт (почти 40% действующего парка ТЭС, получающих платежи КОМ) без применения более дорогих технологий парогазового цикла.

При этом рост цены КОМ хотя и обеспечивает дополнительный денежный поток энергокомпаниям, но в текущей модели регулирования не гарантирует его сохранения на срок окупаемости проекта. Цена, определяемая в результате отбора, фиксируется только на один год и может быть снижена в будущие периоды при установлении Правительством РФ новых ценовых параметров точек спроса.

Другой слабой стороной этого подхода может стать отсутствие обязательств энергокомпаний реализовывать мероприятия по модернизации оборудования даже при значительном росте цены на мощность. Хотя дополнительный денежный поток, формируемый в результате роста цены КОМ, позволит профинансировать в течение 40 лет замену всего парка оборудования, модернизированы могут быть далеко не все станции.

Реализация такого механизма оплаты обновления ТЭС имеет следующие преимущества перед специальным механизмом гарантирования инвестиций в модернизацию:

1. Вырастет доля стоимости электрической энергии, формирующейся по рыночным принципам, что сократит роль ручного управления и в дальнейшем снизит риски разбалансировки спроса и предложения мощности.
2. У участников рынка будут равные возможности для конкуренции за доступ к средствам для модернизации, соответствующие их доле присутствия на оптовом рынке.
3. Выбор объектов для модернизации будет осуществляться генерирующими компаниями независимо и на основании рыночных сигналов. Состав генерирующего оборудования в ЕЭС будет оптимальным (минимальным) с учетом фактического и прогнозного спроса.

При этом потребуются устранить ряд сложностей такого подхода к модернизации мощностей посредством КОМ:

1. Отсутствие экономических сигналов для развития состава генерирующего оборудования с учетом региональной специфики ЕЭС, так как на сегодняшний день отбор проводится по ценовым зонам.
2. Цена КОМ, формируемая сейчас ежегодно в рамках конкурентного отбора, должна отличаться достаточной устойчивостью и низкой волатильностью. Гарантией стабильности может стать предсказуемый алгоритм определения Правительством РФ ценовых точек и наклона кривой спроса или фиксация цены КОМ для модернизируемой станции на период 3-5 лет.
3. Отсутствие прямых обязательств энергокомпаний по выполнению мероприятий по модернизации, которые существуют при заключении ДПМ, необходимо компенсировать разумным ужесточением технической политики государства в энергетике, в том числе предусмотрев:
 - переход на НДТ и внедрение современных экологических требований;
 - ревизию требований к надежности функционирования ТЭС в рамках ОРЭМ.

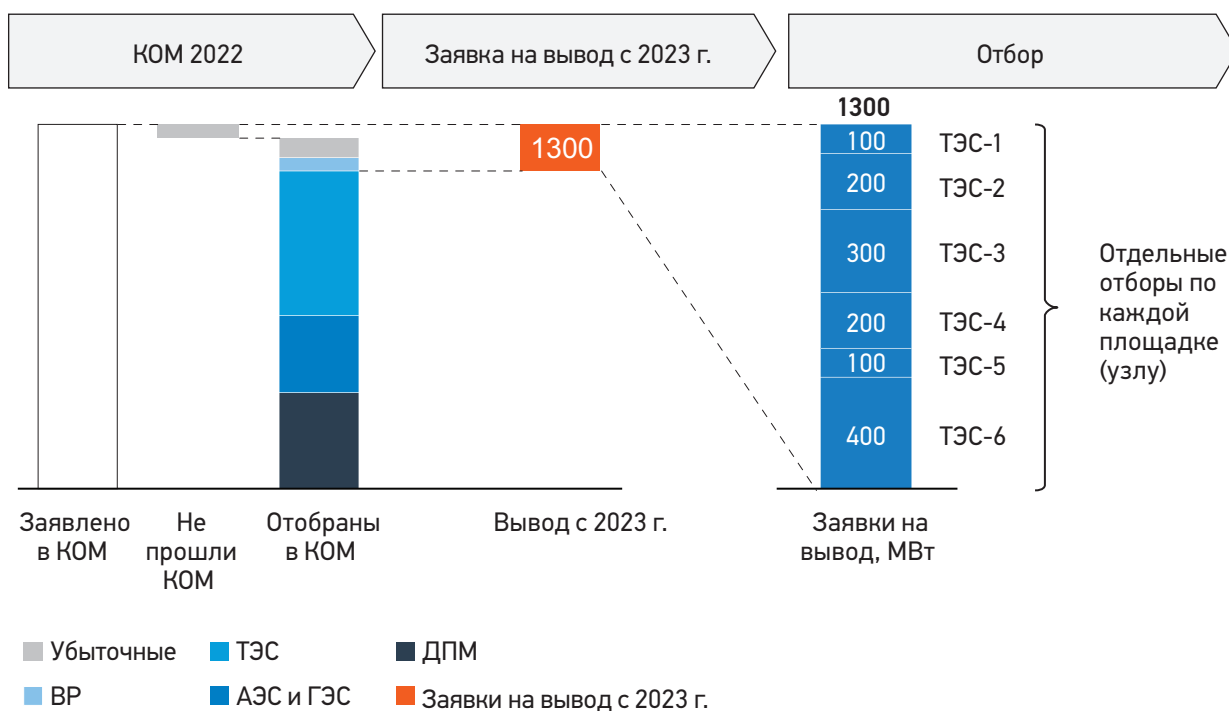
**КОНКУРЕНТНЫЙ
ОТБОР ПРОЕКТОВ**

Текущий уровень КОМ не достаточен для окупаемости нового строительства тепловой генерации и не может гарантировать возврат вложений при капиталоемкой модернизации.

При отказе от стратегии роста общей цены КОМ до значений, обеспечивающих комфортные показатели обновления большинству ТЭС, на первый план выходит проблема выбора электростанций для приоритетного финансирования модернизации. Архитектура такого нового сегмента конкурсных отборов должна учитывать сильные и слабые стороны разных вариантов его построения.

Такие отборы могут проводиться параллельно (до или после) КОМ или независимо от КОМ. Ключевым условием для запуска отбора должен стать заявленный вывод ТЭС (рис. 37).

Рис. 37. Условия проведения отбора на модернизацию

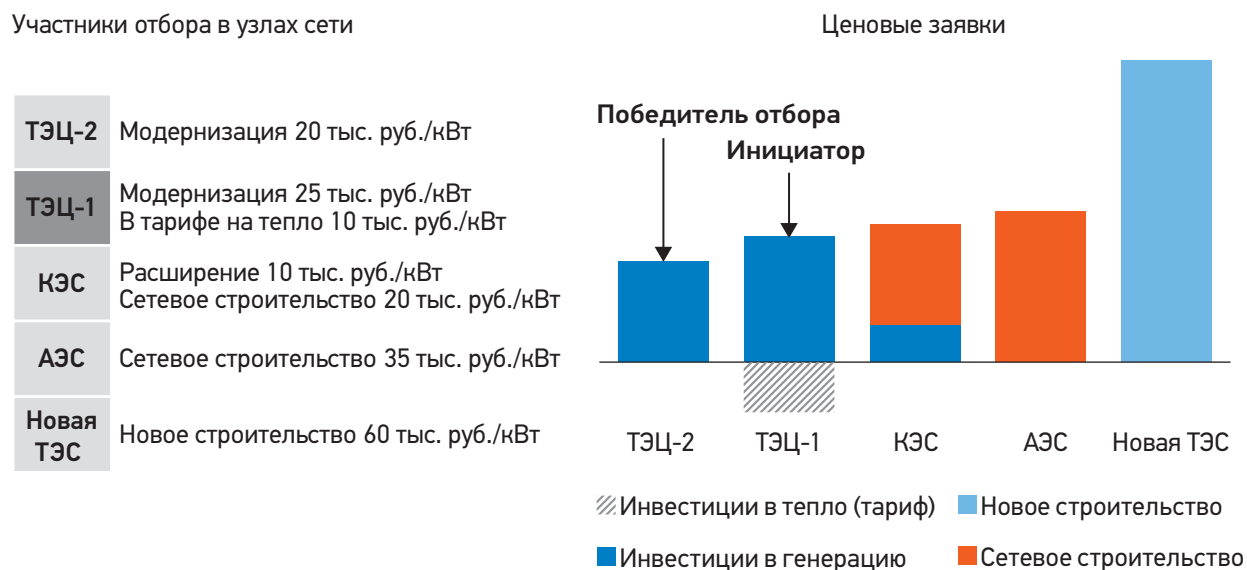


Источник: VYGON Consulting

Учет указанных ниже параметров при определении механизма стимулирования модернизации и алгоритма отбора позволит осуществить обновление отрасли в оптимальном для ЕЭС режиме:

- Отбор проводится для набора узлов расчетной модели при подаче станцией заявки на вывод из эксплуатации (рис. 38).

Рис. 38. Отбор в узле – локальный поиск оптимального варианта развития ЕЭС



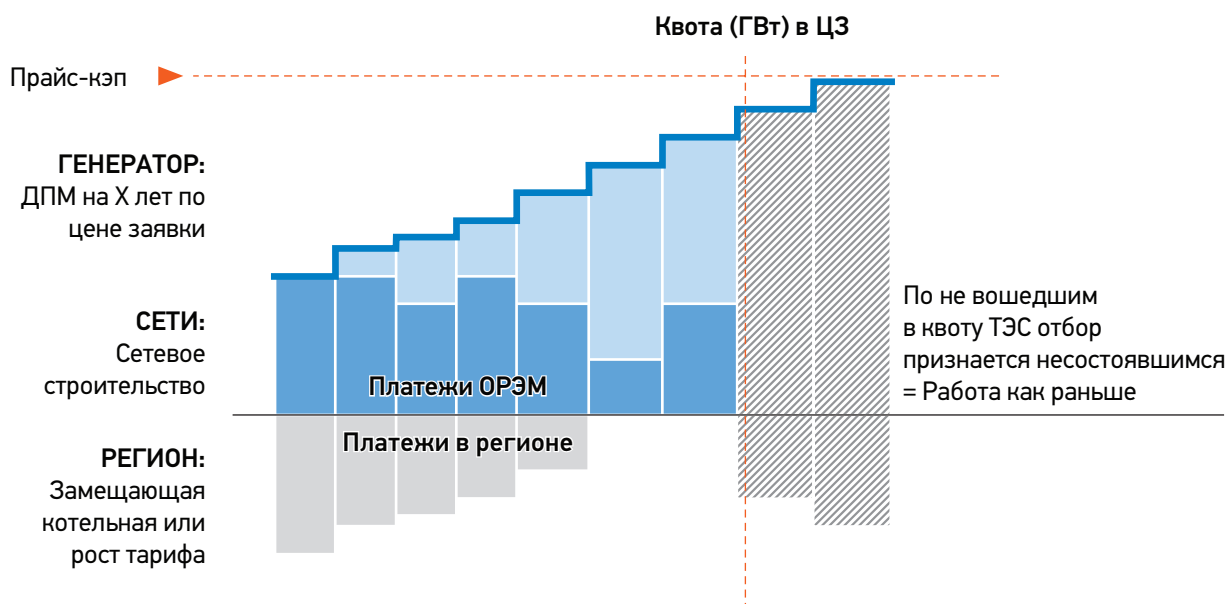
Источник: VYGON Consulting

- Для проведения отбора не обязательно возникновение дефицита мощности на территории в случае вывода станции-инициатора.
- Отборы не предусматривают критериев для допуска к конкурсу заявляемых проектов модернизации (возраст, износ). К конкурсу должен быть допущен максимальный круг участников – электростанций, имеющих возможность физической поставки мощности с учетом размещения локальных резервов.
- Целью отбора является поиск оптимальных для ЕЭС проектов модернизации, отвечающих критериям надежности и ограничения роста платежа потребителей. Заявки станций должны конкурировать с проектами развития сетевого комплекса, высвобождающими существующие запертые мощности. Заявки действующих и новых станций могут конкурировать между собой с учетом включения стоимости мероприятий по развитию сетей для обеспечения поставки мощности в узлах отбора. Должна быть разработана методика оценки необходимости сетевого строительства и расчета капитальных вложений для сопоставления заявок разноудаленных от узлов отбора площадок генерации.
- Предусматриваются единые технические требования к набору мероприятий по модернизации, в том числе требо-

вания к локализации оборудования. В целях обеспечения подачи сравнимых заявок проекты инвестиций в генерирующие мощности должны предполагать только глубокую модернизацию – замену всего основного энергетического оборудования.

- В случае отбора для модернизации ТЭЦ часть инвестиций может быть компенсирована за счет тарифа на тепловую энергию и/или переадресации платежа за мощность потребителям субъекта РФ (рис. 39).

Рис. 39. Конкурсный отбор: последствия для субъектов



Источник: VYGON Consulting

- Если заявка на модернизацию не прошла отбор, применительно к заявителю не должно возникать обязательство на вывод генерирующих мощностей и/или запрет на дальнейшее участие в КОМ в последующие годы. Соблюдение этого принципа позволит избежать дефицита мощности, повысит конкуренцию среди заявителей и минимизирует затраты.
- Установленная в результате отбора цена на мощность должна обеспечивать только частичный возврат инвестированного в модернизацию капитала в диапазоне до 60%. Данная мера будет стимулировать участие в конкурсных отборах только высокоэффективных проектов, имеющих возможность обеспечивать дополнительную доходность в сегменте РСВ и рынке тепла, и сократит риски ограниченной конкуренции в отборах.

АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К ВЫБОРУ АЛГОРИТМА ОТБОРА ПРОЕКТОВ

Территориальный принцип проведения отбора

В рамках какой территории/площадки проводить отбор?

	Pro	Contra
ЦЕНОВАЯ ЗОНА	Отбор проектов может проводиться в рамках действующего механизма одноэтапного КОМ	Невозможно учесть действительные и ожидаемые локальные дефициты мощности Отсутствие территориальных ценовых сигналов
ЗСП	Более точный механизм оценки спроса и предложения При проведении в существующих зонах свободного перетока (зонах мощности) отбор может быть легко интегрирован в оптовый рынок	Не могут быть учтены региональные факторы износа мощностей, планов по развитию систем теплоснабжения, а также вопросы стоимостной нагрузки на потребителей ОРЭМ от «вынужденных» станций Подразумевает переориентирование отборов КОМ с ценовых зон на ЗСП или проведение отдельного этапа отбора
СУБЪЕКТ РФ	Модернизация может частично оплачиваться потребителями электрической энергии ОРЭМ конкретного региона (инвестиции в «тепловую часть» ТЭЦ), что снизит ценовую нагрузку на оптовом рынке Региональные власти могут выбирать между оплатой модернизации и реализацией «замещающих» мероприятий для организации надежного теплоснабжения потребителей (строительство котельных)	Требуется комплексная организация отбора с учетом баланса мощности по ЗСП
УЗЕЛ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ	Дефициты мощности могут быть оценены максимально точно В отборе может быть организована конкуренция между генераторами и электросетевыми объектами	Потребуется разработка механизма приведения заявок удаленных станций к единой базе узла поставки мощности Расширенная конкуренция с сетевыми проектами потребует прозрачных алгоритмов расчета стоимости сетевого строительства, в том числе проектов снятия сетевых ограничений для удаленных станций

Объемы модернизации/отбора

Сколько мощностей должно обновляться каждый год?

	Pro	Contra
КВОТА МВТ ИЛИ РУБ. (Решение Правительства РФ)	Позволяет задать равномерный темп замещения старых мощностей согласно принятым Правительством РФ критериям (возраст, износ и др.) Обеспечивает приемлемый темп роста платежей потребителей Низкий объем квоты создает условия для ценовой конкуренции в отборе	Ограничение ежегодного объема модернизируемой мощности может не учитывать экономические критерии Объем отбираемых мощностей может не соответствовать минимально необходимой технической потребности
В ОБЪЕМЕ ЗАЯВЛЕННЫХ ВЫВОДОВ	Объем обновления мощности будет соответствовать объемам закрываемых станций	Не учитывается профицит мощности на территории

Критерии допуска к отбору

Какие объекты допускать к отбору мощности для модернизации?

	Pro	Contra
НЕТ КОНКУРСА – ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ (Решение Правительства РФ)	Рост платежей потребителей полностью контролируется При определенном подходе могут быть приняты решения, отвечающие государственным приоритетам и развитию ЕЭС	Не может быть соблюден принцип равных возможностей для генерирующих компаний Привлечение дополнительных ресурсов ФОИВ для анализа и технической оценки необходимости модернизации конкретных станций Риск коррупционной составляющей
ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ КВАЛИФИКАЦИЯ	Могут учитываться индивидуальные параметры ТЭС: возраст, КИУМ, отпуск тепловой энергии и др.	Установление жестких требований по указанным параметрам ограничит конкуренцию между объектами
ДОПУСК НОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ И СЕТЕЙ	Экономическая оптимизация развития ЕЭС с учетом рыночных сигналов Обеспечивается максимальная конкуренция между объектами	Потребуется усложнения алгоритма отбора и сравнения эффективности заявок Потребуется внесения изменения в процессы инвестиционного планирования и тарифного регулирования сетевых организаций

Приоритеты для проектов

Должны ли какие-то объекты получить преимущество при сравнении близких по цене заявок?

	Pro	Contra
ПРИОРИТЕТ ОБЪЕКТУ С НАИБОЛЬШИМ ИЗНОСОМ	Максимально отвечает цели снижения среднего износа в ЕЭС	Не учитывает целесообразность вывода наименее эффективных старых мощностей
ПРИОРИТЕТ ОБЪЕКТУ В БОЛЕЕ ВОЗРАСТНОЙ ЗСП	Позволит снизить средний возраст, уровень износа и уровень риска аварийности в ЗСП	Может привести к отбору менее эффективного проекта
ПРИОРИТЕТ ОБЪЕКТУ С ВЫНУЖДЕННЫМ СТАТУСОМ	Снизит платеж потребителей субъекта за мощность «вынужденной» генерации по теплоснабжению и выровняет цены на мощность в ценовой зоне Снизит объем «вынужденной» мощности по электроснабжению оплачиваемой потребителями ценовой зоны	Рост платежа за мощность потребителей в ценовой зоне Станция сохраняет возможность получения особого «вынужденного» статуса после выполнения обязательств по модернизации
ПРИОРИТЕТ ОБЪЕКТУ НА ГАЗЕ/УГЛЕ	Учитывает приоритеты государственной политики и аспекты энергетической безопасности	Не отвечает цели минимизации платежа потребителей Искажит рыночные сигналы и может привести к неэффективным инвестиционным решениям

Дефицит – условие проведения модернизации

Сколько мощностей должно обновляться каждый год?

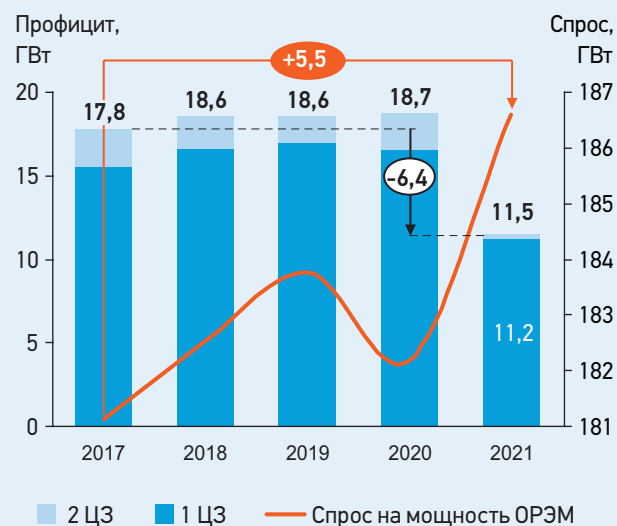
	Pro	Contra
<p>ОТБОР (право на модернизацию) ТОЛЬКО ПРИ УГРОЗЕ ДЕФИЦИТА</p>	<p>Объем оплачиваемых мощностей на рынке сократится и будет соответствовать спросу с учетом резервирования</p> <p>Количество проектов для модернизации снизится, а значит, снизится платеж потребителей за модернизацию</p>	<p>Станции в зонах избытка мощности не получают права на модернизацию и могут быть закрыты, что может снизить в долгосрочной перспективе уровень локального резерва и балансовой надежности ЕЭС</p> <p>Закрытие «лишней» в данный момент ТЭС может увеличить среди оставшихся количество де-факто «вынужденных» мощностей, претендующих на повышенные тарифы</p> <p>После «оптимизации» состава ТЭС с учетом сигналов отборов КОМ и конкурса на модернизацию, рост спроса потребует строительства новых электростанций и соответствующих высоких затрат</p>

Нужно ли стимулировать вывод старых мощностей?

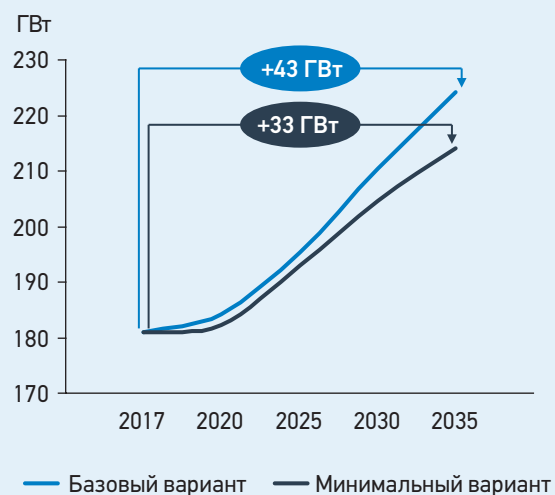
На текущий момент на рынке КОМ зафиксирован избыток мощностей в размере от 17,8 ГВт (отбор на 2017 г.) до 11,5 ГВт (2021 г.). Основной объем «лишней» мощности расположен в европейской части страны – первой ценовой зоне. Динамика снижения мощности, заявляемой в отбор КОМ на 2021 г., говорит о достаточности текущих рыночных сигналов для закрытия неэффективных мощностей.

Алгоритм отбора объектов ТЭС для модернизации с последующим заключением ДПМ модернизируемой мощности позволяет как стимулировать вывод лишней мощности из эксплуатации, так и, наоборот, сохранять эти мощности в системе в расчете на будущий спрос, который согласно Генеральной схеме может вырасти до 2035 г. на 33–43 ГВт.

Динамика спроса на мощность и профицита на ОРЭМ



Спрос на генерирующую мощность с учетом прогноза Генеральной схемы



Источник: VYGON Consulting

Технические требования

Должны ли предъявляться конкретные технические требования к модернизации?

	Pro	Contra
ТИПОВОЙ (ОБЯЗАТЕЛЬНЫЙ) ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ	Позволит унифицировать и обеспечит сопоставимость заявок генерирующих объектов	Создаст сложность администрирования отбора, сравнения заявок и контроля выполнения обязательств
НАДСТРОЙКА ПГУ	Обеспечит снижение объема потребляемого топлива в ЕЭС	<p>Более капиталоемкое решение модернизации вызовет рост платежей потребителей ОРЭМ</p> <p>Риски неконкурентоспособности ПГУ после истечения периода возврата капитала по ДПМ из-за высоких сервисных затрат и низких цен на газ</p> <p>ПГУ имеют ограничения для участия в частотном регулировании ТЭС ПГУ (газовые турбины) обладают меньшим нормативным парковым ресурсом по сравнению с ПСУ</p>
ТРЕБОВАНИЯ К ЛОКАЛИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ	Создаст предпосылки для развития отечественного машиностроения (производство газовых турбин) и компетенций по сервисному обслуживанию парогазовых ТЭС	<p>Завышенные требования приведут к увеличению стоимости проекта и, соответственно, к росту платежа потребителей</p> <p>Риск срыва сроков реализации проекта по причине отсутствия или несвоевременной поставки оборудования</p>

Алгоритм отбора

Как интегрировать сегмент модернизации в действующую архитектуру ОРЭМ?
 Что должно быть предметом договора, заключаемого по результатам отбора?

	Pro	Contra
РОСТ ЦЕНЫ КОМ ДО УРОВНЯ, ТРЕБУЕМОГО ДЛЯ ФИНАНСИРОВАНИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ	<p>Увеличивается доля стоимости электроэнергии и мощности, формирующейся по рыночным принципам</p> <p>Возможность для энергокомпаний определить оптимальную долгосрочную стратегию поведения в рамках ОРЭМ, основанную на рыночных сигналах</p>	<p>Рост цены КОМ</p> <p>Цена КОМ фиксируется только на год, что снижает предсказуемость окупаемости проектов по обновлению мощностей и удорожает заемное финансирование</p> <p>Отсутствуют прямые обязательства по модернизации оборудования</p>
КОНКУРС ПРОЕКТОВ ОТДЕЛЬНО ОТ КОМ	<p>Позволит четко определить и контролировать исполнение обязательств по модернизации электростанций</p> <p>Финансирование модернизации не увеличивает цену КОМ для всех станций в ЕЭС</p>	<p>Снижение доли стоимости электроэнергии и мощности, формирующейся по рыночным принципам</p> <p>Новые долгосрочные обязательства покупателей по финансированию программ генерирующих компаний</p>
ЗАПРЕТ УЧАСТИЯ В КОМ ДЛЯ СТАНЦИЙ, НЕ ПРОШЕДШИХ ОТБОР	<p>Стимулирует уход в сегмент модернизации только в случае реальной необходимости (убытков в текущей модели КОМ)</p>	<p>Приводит к дефициту мощности на очередной год отбора КОМ в результате вывода станций, не прошедших отбор на модернизацию. Строительство новой мощности в таком сценарии приведет к росту нагрузки на потребителей</p>

Доходность инвестиций

Что именно гарантирует доходность и возврат инвестиций в модернизацию?

	Pro	Contra
ДПМ ПО ИТОГАМ ОТБОРА НА МОДЕРНИЗАЦИЮ	<p>ДПМ позволяет энергокомпаниям привлечь заемное финансирование для проектов модернизации</p>	<p>Снижение воздействия ценовых сигналов рынка в долгосрочном периоде</p>
РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТОВ В ТЕКУЩЕЙ МОДЕЛИ РЫНКОВ – ДОХОДНОСТЬ НЕ ГАРАНТИРУЕТСЯ	<p>Доходность обеспечивается только объектам, эффективно функционирующим на рынках электрической и тепловой энергии</p> <p>Модернизация осуществляется исходя из возможности повышения экономической эффективности производства электрической и тепловой энергии</p>	<p>Затрудняет привлечение заемного финансирования</p>

**РЕЗУЛЬТАТЫ
МОДЕЛИРОВАНИЯ
СЦЕНАРИЕВ**

Вышеупомянутые сценарии модернизации были промоделированы для парка ТЭС, расположенных в ценовых зонах ОРЭМ. Период анализа охватывает 2018-2035 гг.

Расчет основных экономических последствий выполнен исходя из предположения, что возврат инвестиций будет осуществляться за счет получения платы за мощность на ОРЭМ. Цены на мощность определены по методике расчета цен на мощность в рамках ДПМ. Применены следующие макроэкономические предпосылки и параметры расчета.

Таблица 2.

Макроэкономические предпосылки и основные параметры расчета

Показатель	Ед. изм.	Значение
Индекс инфляции всех расходов и цен в период реализации проекта	%	3
Базовая норма доходности инвестированного капитала	%	10
Срок возврата инвестированного капитала	Лет	10
Доля затрат, компенсируемая в цене на мощность ¹⁹	%	10

Источник: VYGON Consulting

Для расчета величины капитальных вложений использовались значения удельных показателей в расчете на 1 кВт установленной мощности согласно Таблице 4.

Данные уровни капитальных затрат предусматривают размещение комплекса нового оборудования на действующей электростанции без необходимости проведения дополнительных мероприятий по выдаче мощности и развитию инфраструктуры топливного обеспечения.

¹⁹ Определяет долю инвестиций, возврат которых гарантируется за счет повышения цены мощности, реализуемой на оптовом рынке (соответствует Крсв, используемой в расчете по договору ДПМ).

Таблица 3.

Удельные капитальные вложения и операционные затраты

Тип станции	Ед. изм.	Удельные капитальные затраты
Удельные капитальные затраты (глубокая модернизация, замена блока на действующей станции)		
ПСУ (газ)	тыс. руб./кВт	20
ПСУ (уголь)	тыс. руб./кВт	20
Надстройка ПГУ	тыс. руб./кВт	45
Удельные капитальные затраты (новое строительство)		
ПСУ (газ)	тыс. руб./кВт	45
ПСУ (уголь)	тыс. руб./кВт	110
ГТ-ТЭЦ	тыс. руб./кВт	50
ПГУ	тыс. руб./кВт	60
Удельные операционные затраты		
Газовые электростанции	тыс. руб./кВт в мес.	105
Угольные электростанции	тыс. руб./кВт в мес.	162

* Удельные операционные расходы определены исходя из утвержденных для договоров ДПМ на 2010 г. с учетом ежегодной индексации на 4%.

Источник: VYGON Consulting

Таблица 4.

Основные показатели расчета сценариев модернизации оптовых ТЭС 2020-2035 гг.

	Ед. изм.	Сценарий 1а Генеральная схема (базовый вариант)	Сценарий 1б Генеральная схема (минималь- ный вариант)	Сценарий 2 Поддержание паркового ресурса	Рост цены КОМ
Обновление мощностей в 2020-2035 гг.	ГВт	47,2	41,8	38,4	До 45 ГВт
Ежегодный ввод мощностей (модернизация)	ГВт	2,95	2,60	2,40	До 3 ГВт
Размещенные мощности*	ГВт (ГВт/год)	31,2 (1,95)	25,8 (1,6)	-	-
Неразмещенные мощности**	ГВт (ГВт/год)	16 (1,0)	16 (1,0)	38,4 (2,4)	45 (3,0)
Средний возраст оптовых ТЭС к 2035 г.	лет	31,8	33,4	34,1	?***
Совокупный объем инвестиций до 2035 г.	млрд руб.****	2 040	1 580	768	До 770
Совокупный платеж потребителей (сверх цены КОМ) до 2035 г.	млрд руб.	2 954	2 322	1 069	1 538
Максимальный годовой платеж потребителей (сверх цены КОМ) в 2035 г.	млрд руб.	365	271	103	132

* Планируемые вводы генерирующих мощностей в ценовых зонах ОРЭМ, размещаемые согласно Генеральной схеме на конкретных (поименованных) электростанциях.

** Разница между совокупным объемом вводов новых мощностей в ценовых зонах ОРЭМ и объемом мощностей, размещенных на конкретных (поименованных) электростанциях.

*** Зависит от действий энергокомпаний: объемов обновления мощностей и возраста закрываемых ТЭС.

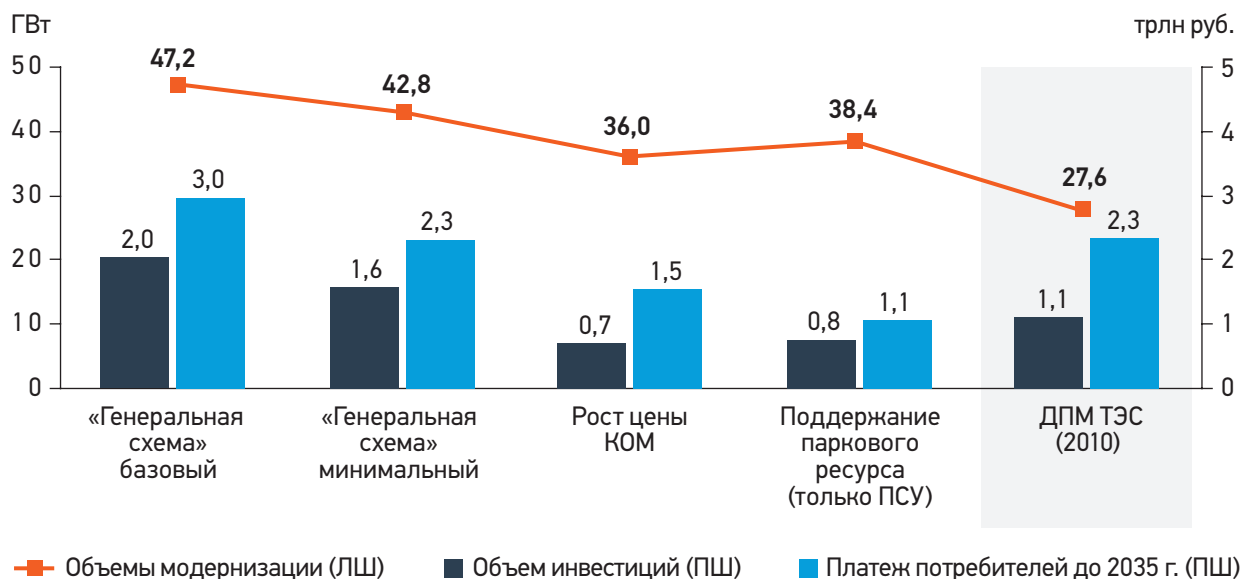
**** Здесь и далее стоимость в рублях, в номинальном выражении.

Источник: VYGON Consulting

**ИНВЕСТИЦИИ И ПЛАТЕЖИ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В
РАЗЛИЧНЫХ СЦЕНАРИЯХ**

Совокупные капитальные вложения, необходимые для реализации программы модернизации мощностей только в части оптовых теплоэлектростанций, можно оценить в 1,6 трлн руб. в минимальном варианте Генеральной схемы и 2,0 трлн руб. в базовом варианте.

Рис. 40. Совокупный объем инвестиций и вводов в различных вариантах модернизации до 2035 г. (в сравнении с текущей программой ДПМ)

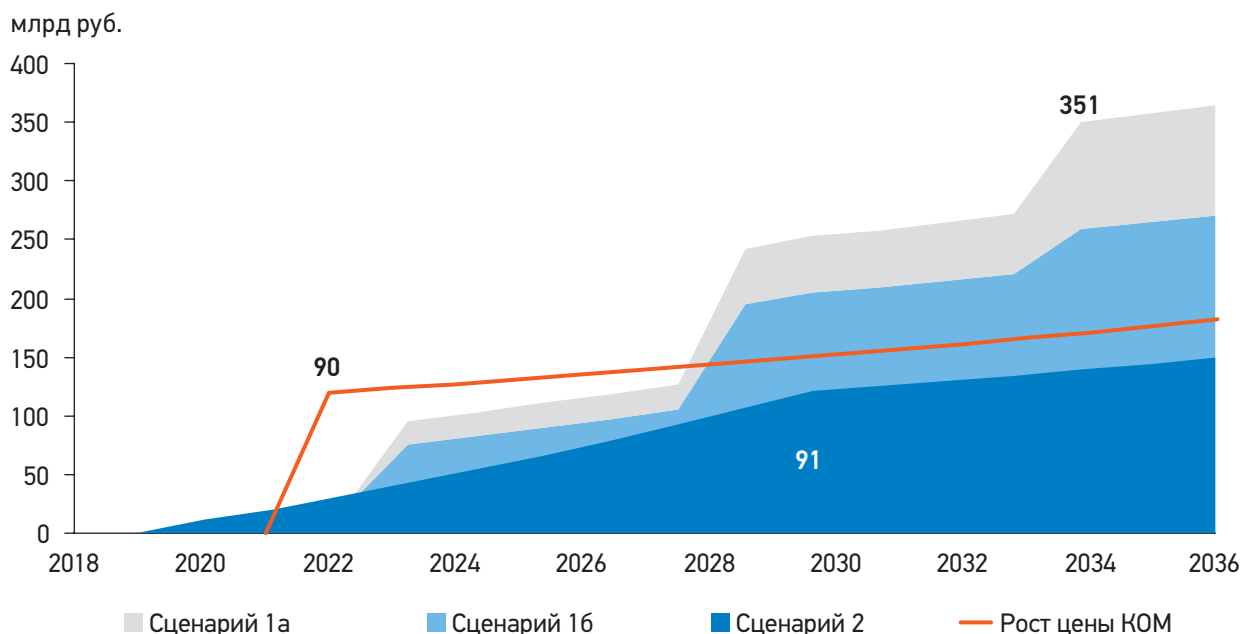


Источник: VYGON Consulting

Реализация программы модернизации по сценарию «Поддержание паркового ресурса» потребует не меньше 0,8 трлн руб. инвестиций при тех же параметрах расчета.

Совокупный платеж потребителей сверх прогнозного уровня КОМ до 2035 г. в случае оплаты модернизируемой мощности по цене, учитывающей капитальные вложения генераторов с долей 80%, составит для различных вариантов от 1,1 до 3,0 трлн руб.

Рис. 41. Совокупный рост платежа потребителей в различных сценариях



Источник: VYGON Consulting

**ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ
ПЛАТЕЖА ЗА
МОДЕРНИЗАЦИЮ К
ИЗМЕНЕНИЮ ОСНОВНЫХ
ПАРАМЕТРОВ**

Цена на мощность и, следовательно, размер платежа потребителей наиболее чувствительны к изменению доли инвестиций, учитываемых для гарантированного возврата капитала («Крsv»). При сокращении доли Крsv с 80% до 60% платеж потребителей снижается на 25% (табл. 5). Изменение цены на мощность менее чувствительно к сроку возврата капитала за пределами 7 и более лет.

Таблица 5.
Чувствительность цены на мощность к изменению основных факторов

	Срок возврата инвестиций, лет						
	-	5	7	8	10	12	15
Доля компенсации затрат в цене мощности ($K_{рsv}$)	20%	-63%	-70%	-72%	-75%	-77%	-78%
	40%	-26%	-40%	-44%	-50%	-53%	-56%
	60%	11%	-10%	-17%	-25%	-30%	-35%
	80%	48%	20%	11%	0%	-7%	-13%
	100%	85%	50%	39%	25%	17%	9%

$K_{рsv}$ – доля капитальных затрат, отнесенная на цену мощности ОРЭМ. По логике механизма гарантированного возврата инвестиций часть вложений должна окупаться за счет иных источников – прибыли от продажи электрической и тепловой энергии.

Источник: VYGON Consulting

ПРОГНОЗ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ НА ОРЭМ

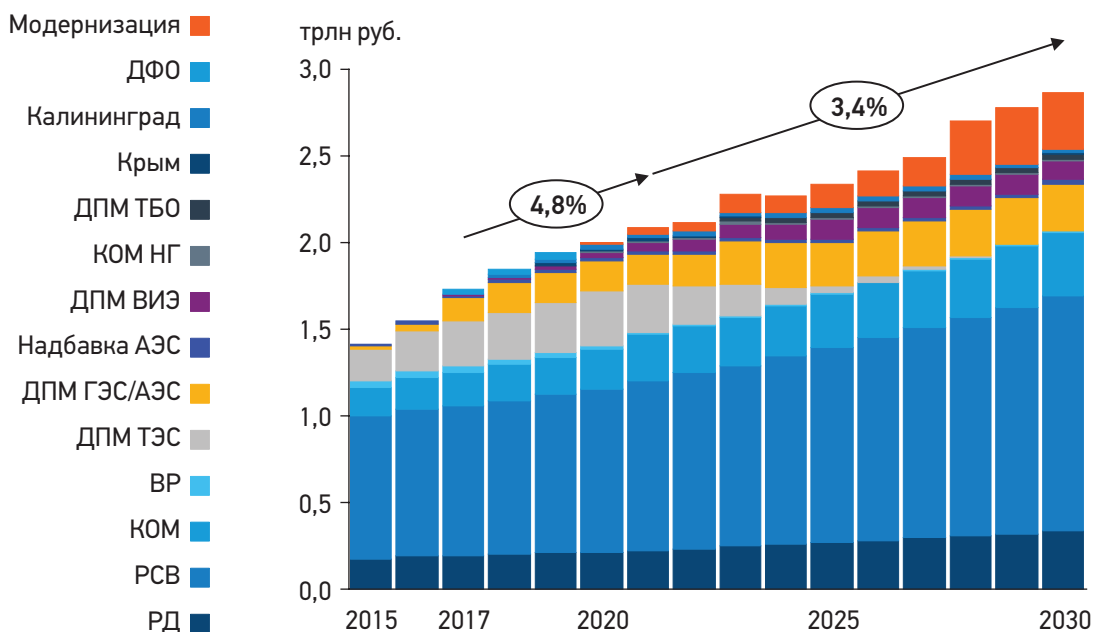
Совокупные платежи потребителей оптового рынка в 2016–2017 гг. растут в среднем на 12% в связи с увеличением цены мощности в 2016 г. на 19% и в 2017 г. – на 26%. Основные факторы роста стоимости мощности в указанный период:

- либерализация КОМ для ГЭС во второй ценовой зоне;
- рост объема платежей по договорам ДПМ ТЭС и ДПМ ГЭС и АЭС;
- начало платежей по ДПМ ВИЭ;
- запуск программы снижения цен в регионах Дальнего Востока.

Очевидно, что до 2021 г. стоимость электрической энергии и мощности на ОРЭМ будет расти под влиянием дополнительных платежей: как планируемых (модернизация, КОМ новой генерации), так и уже утвержденных программ поддержки ДПМ ГЭС/АЭС, ВИЭ, ТБО, а также финансирования проектов строительства в Республике Крым, Калининградской области и субсидий для дальневосточных регионов и проектов (рис. 42). Средний темп роста совокупного платежа на ОРЭМ в 2018–2021 гг. ожидается на отметке 4,8%.

С 2021 г. объем денежных средств, выплачиваемых потребителями в рамках ДПМ ТЭС, начинает снижаться в среднем на 30 млрд руб. ежегодно. Но де-факто высвобождающиеся в результате этого средства будут компенсированы ростом платежей в сегментах КОМ, РСВ и ДПМ ГЭС, АЭС, ВИЭ, ТБО. Тем не менее с 2021 г. средний темп роста платежей на ОРЭМ замедлится до 3,4% (Сценарий 1а).

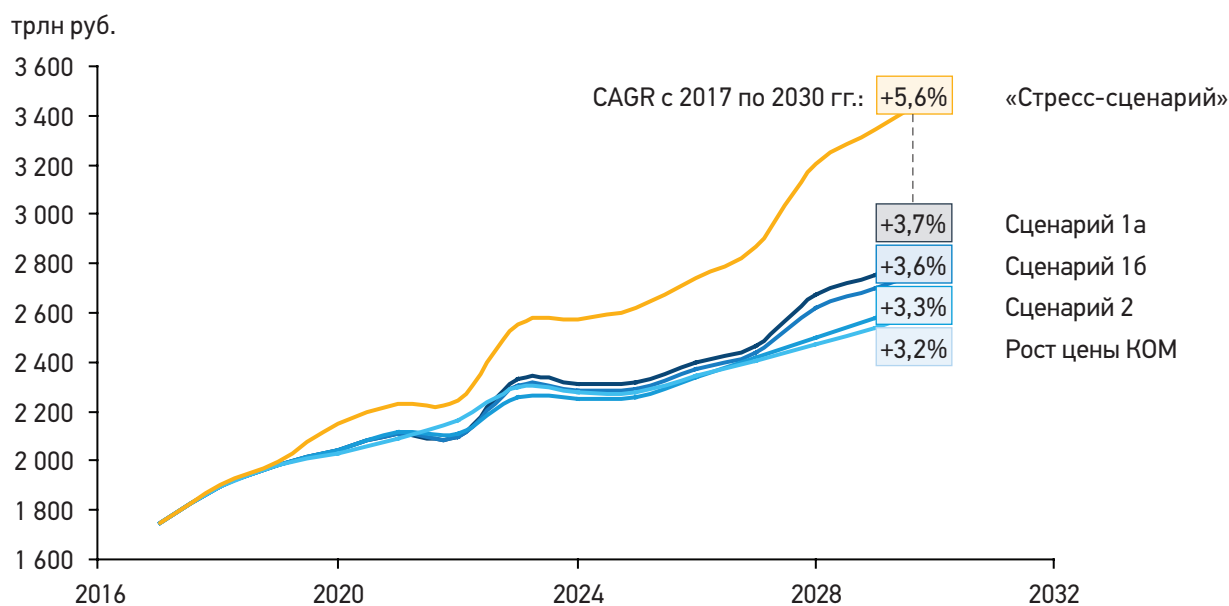
Рис. 42. Совокупные платежи на ОРЭМ (Сценарий 1а)



Источник: Совет рынка, АТС, ЦФР, VYGON Consulting

Рост стоимости мощности при этом продолжится, но общее повышение платежа ОРЭМ будет сдерживаться низким прогнозным ростом индекса РСВ (принят 2% для первой ценовой зоны и 3% для второй).

Рис. 43. Совокупный платеж ОРЭМ в зависимости от сценария



Источник: VYGON Consulting

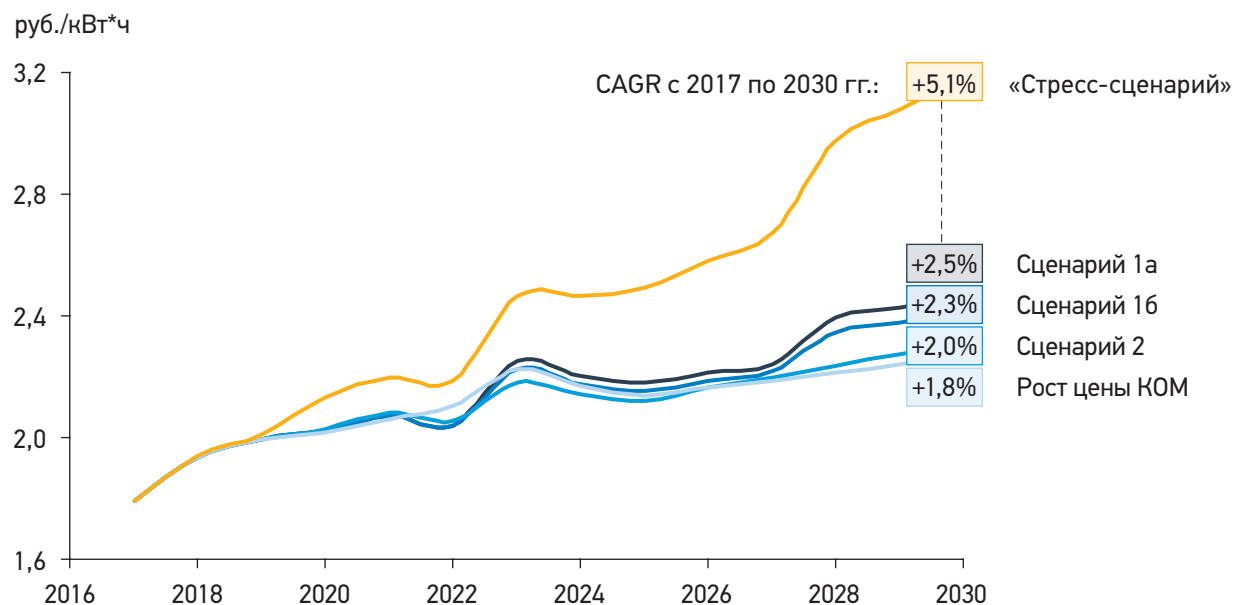
Средний ежегодный рост стоимости электроэнергии (включая мощность) с 2017 по 2030 гг. может составить от 3,2% (отказ от программы модернизации и рост цены КОМ) до 3,7% с учетом финансирования модернизации (Сценарий 1а).

Прогноз выполнен без учета иных программ финансирования инвестиционных проектов в отрасли, например, масштабных вводов в рамках КОМ НГО.

Темп роста цены на электроэнергию (включая мощность) на ОРЭМ будет зависеть как от роста платежей на ОРЭМ, так и от фактических величин потребления. В 2018-2021 гг. рост цены не будет зависеть от принятия решения по программе модернизации, поскольку основные вводы по новой программе начнутся после ее утверждения.

В 2017–2030 гг. средняя цена на электроэнергию будет расти темпом около 2% (рис. 44). Темп составит от +1,8% (рост цены КОМ) до +2,5% (Сценарий 1а). С 2024 г. при сохранении низких показателей роста индекса РСВ цена на ОРЭМ и с учетом текущих планов по модернизации мощностей цена будет расти темпами ниже ожидаемой инфляции (в прогнозе 3%). Рост составит от 0,8% (Сценарий 2) до 1,4% (Сценарий 1а).

Рис. 44. Прогнозный рост средневзвешенной цены энергии на ОРЭМ



Источник: VYGON Consulting

В случае доведения цен КОМ до уровня, позволяющего осуществлять обновление мощностей (220–285 тыс. руб./МВт в месяц) в 2022 г., с учетом последующей их ежегодной индексации на 3%, среднегодовой рост конечной цены на ОРЭМ с 2023 по 2030 гг. в общем по двум зонам составит около 0,1%.

Рост цены темпами, превышающими темпы общей инфляции (3%), возможен при реализации «стресс-сценария». Такой сценарий учитывает расширение программ поддержки ДПМ ТБО и ВИЭ, удорожание (+40%) программы модернизации за счет ограниченной конкуренции проектов, продление субсидирования цен в регионах Дальнего Востока и рост цен РСВ не ниже 3% (4% для второй ценовой зоны).¹⁸ Более значимый рост индекса РСВ возможен в результате изменения регуляторной среды на рынках газа, угля, а также при корректировке порядка ценообразования в сегменте РСВ оптового рынка.

¹⁸ Оценка приведена в целом для оптового рынка, без учета влияния факторов стоимости энергии и мощности на каждую ценовую зону в отдельности.

ГЛОССАРИЙ

АЭС – атомная электростанция

ГТУ – газотурбинная установка

ГЭС – гидроэлектростанция

ЕЭС – Единая энергетическая система

КИУМ – коэффициент использования установленной мощности

НГО – новые генерирующие объекты

ПГУ – парогазовая установка

ПСУ – паросиловая установка

ТЭС – теплоэлектростанция

БР – балансирующий рынок. Сегмент ОРЭМ, на котором происходят покупка и продажа отклонений фактических объемов потребления от плановых значений.

ВИЭ, ВЭС, МГЭС, СЭС – возобновляемые источники энергии, ветряные и солнечные электростанции и малые (до 25 МВт) гидроэлектростанции.

ВР – вынужденный режим: электростанции, работающие в ВР, получают соответствующий статус вынужденной генерации по несению электрической или тепловой нагрузки.

ДПМ – договоры о предоставлении мощности (механизм финансирования строительства новых объектов заключается в оплате поставляемой мощности по повышенной цене, гарантирующей возврат инвестированного капитала инвестору с обеспечением установленной правительством доходности).

ДПМ ВИЭ – договоры о предоставлении мощности (механизм финансирования строительства новых объектов заключается в оплате поставляемой мощности по повышенной цене, гарантирующей возврат инвестированного капитала инвестору с обеспечением установленной правительством доходности), заключаемые в результате конкурсного отбора инвестиционных проектов.

ЗСП – зона свободного перетока (зона в оптовом рынке электрической энергии и мощности, внутри которой в базовых условиях отсутствуют существенные системные ограничения).

КОМ – конкурентный отбор мощности: по его результатам определяются объекты генерации, которые в пятом по счету предстоящем году будут осуществлять поставку мощности на оптовый рынок, и цена оплаты поставки мощности.

НДТ – наилучшие доступные технологии. Закон «Об охране окружающей среды» предполагает последовательный переход на применение наилучших доступных технологий в секторах экономики в целях снижения негативного воздействия на окружающую среду.

РСВ – рынок на сутки вперед. Сегмент ОРЭМ, на котором генераторы и потребители продают и приобретают электрическую энергию (без учета мощности) в плановых объемах.

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер, являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как призыв или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «ВЫГОН Консалтинг» и его сотрудники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – ООО «ВЫГОН Консалтинг».

ИССЛЕДОВАНИЯ VYGON CONSULTING



НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ: ИТОГИ 2016 Г. И ПЕРСПЕКТИВЫ 2017-2018 ГГ. (ЧАСТЬ 2)

Июль 2017 г.

В данном исследовании представлен анализ результатов деятельности российского сектора downstream за 2016 г. и прогноз развития на ближайшие два года. В работе также рассмотрены перспективы возможных изменений в госрегулировании нефтеперерабатывающей отрасли, ее производственные и экономические показатели и прогнозы экспорта нефти и нефтепродуктов.

<https://vygon.consulting/products/issue-973/>

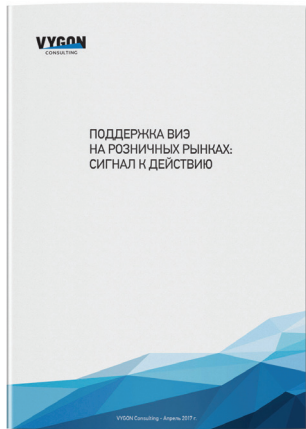


НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ: ИТОГИ 2016 Г. И ПЕРСПЕКТИВЫ 2017-2018 ГГ. (ЧАСТЬ 1)

Май 2017 г.

В первой части исследования, ставшего регулярным публичным продуктом VYGON Consulting, представлен анализ результатов деятельности российской нефтедобывающей отрасли за 2016 г. и прогноз развития на ближайшие два года. Одним из ключевых событий 2016 г. стало подписание соглашения между Россией, ОПЕК и другими странами-экспортерами о сокращении добычи нефти для стабилизации рынка путем уменьшения сложившегося дисбаланса спроса и предложения. В исследовании дана оценка влияния эффектов данного соглашения на мировой баланс, российскую добычу, бюджет и компании в 2017-2018 гг.

<https://vygon.consulting/products/issue-905/>

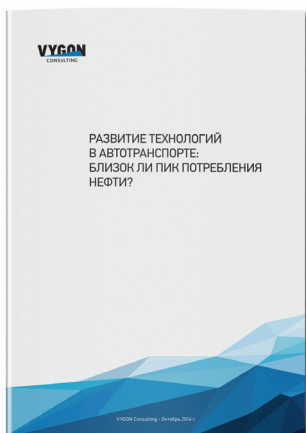


ПОДДЕРЖКА ВИЭ НА РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ: СИГНАЛ К ДЕЙСТВИЮ

Апрель 2017 г.

В этом исследовании эксперты VYGON Consulting проанализировали утвержденный в 2015 г. механизм поддержки ВИЭ на розничных рынках и причины его текущей неработоспособности. Были выявлены меры, необходимые для того чтобы система заработала и оценены эффекты на экономику и тарифообразование на уровне отдельно взятого региона в ценовой зоне оптового рынка.

<https://vygon.consulting/products/issue-879/>



РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ В АВТОТРАНСПОРТЕ: БЛИЗОК ЛИ ПИК ПОТРЕБЛЕНИЯ НЕФТИ?

Октябрь 2016 г.

Главным энергоресурсом современности нефть стала благодаря использованию бензина в двигателях внутреннего сгорания. Именно с этим сегментом традиционно связывалось светлое будущее нефти. Основное потребление нефти приходится на автотранспорт, который является главным драйвером нефтяного рынка. Но будет ли это справедливо и дальше, или происходящие технологические прорывы в автоиндустрии изменят сложившийся порядок вещей? На эти и другие вопросы даны ответы в исследовании, посвященном оценке влияния тенденций развития технологий в автотранспорте на глобальное потребление нефти.

<https://vygon.consulting/products/issue-728/>



VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12, 6-й подъезд, офис 1446-1447

тел.: +7 495 543 76 43

e-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>