



Затраты российской экономики на программу ДПМ не окупились!



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА 04.01.2025

**Михаил Бирюков**

Заместитель директора по развитию оптового рынка Ассоциации «Сообщество потребителей энергии»

Программа договоров о предоставлении мощности (ДПМ) для привлечения инвестиций в строительство и обновление электростанций, стоимостью около 2,54 трлн рублей, смогла компенсировать экономике только 1,68 трлн рублей. Четверть построенной мощности серьезно недозагружена, а

каждый восьмой мегаватт практически простаивает. Импортные турбины из-за ограничений для сервиса теперь приходится останавливать и менять на отечественное оборудование, что влечет дополнительные затраты. К таким выводам пришли эксперты Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» проанализировав результаты функционирования новых генерирующих мощностей, введенных по ДПМ после реформы РАО ЕЭС России в 2011 — 2022 гг. Однако, несмотря на запуск рыночных механизмов, ДПМ и его аналоги, основанные на нерыночных платежах потребителей, продолжают действовать и закрепляются в новой Энергостратегии до 2030 года, отмечают в ассоциации.




Механизм ДПМ был создан в период приватизации активов РАО ЕЭС России как разовый инструмент для привлечения инвестиций в электрогенерирующий комплекс и предусматривал обязательства потребителей оплачивать строительство и эксплуатацию новых генерирующих мощностей фактически без увязки с объемами поставки электрической энергии и без возможности для потребителей отказаться от заключения таких договоров.

После создания рынка мощности в 2012 году планировалось перевести инвестиции в генерацию на рыночные рельсы. Однако отказ от использования ДПМ с созданием оптового рынка мощности так и не состоялся. Теперь генерирующие компании одновременно получают инвестиционные доходы за счет ДПМ и его аналогов (КОМмод, КОМ НГО), а также за счет маржи на рынке мощности – цена для всех поставщиков формируется на уровне самого дорогого предложения.

В программе ДПМ было допущено немало ошибок, в том числе при выборе объектов строительства, мест их размещения и оценке прогнозного спроса, отмечают эксперты ассоциации. Из-за однобокой конструкции договоров возможность скорректировать эти решения не была реализована: потребители были лишены права расторгнуть или как-то влиять на условия таких договоров, а со стороны собственников оборудования и регуляторов отсутствовала мотивация для своевременной корректировки программ строительства объектов, поскольку условия ДПМ ограждали генерирующие компании от любых предпринимательских рисков. В результате четверть построенной мощности серьезно недозагружена, а каждый восьмой мегаватт практически простаивает.

Своеобразными памятниками неэффективности ДПМ стали ГТЭС Новокузнецкая, Джубгинская ТЭС, Новочеркасская ГРЭС, Рязанская ГРЭС, Троицкая ГРЭС, уровень загрузки которых ниже 15% и в некоторых случаях приближается к нулю. Вместе с тем, ряд энергоблоков Затонской ТЭЦ, Казанской ТЭЦ-1, Новогорьковской ТЭЦ, Няганской ГРЭС, Уренгойской ГРЭС, Центральной астраханской котельной, Ярославской ТЭС и некоторых других длительно загружены на уровне 80-90%.

Использование ДПМ с массовой установкой разномастных импортных газовых турбин, вкупе с отсутствием отечественных материалов и технологий для их сервисного обслуживания привело к высокой импортозависимости электроэнергетики. Вывод из эксплуатации такого оборудования приводит к формированию дефицита мощности в отдельных энергорайонах и повторной оплате дорогостоящих решений по их замещению.

Доходы от ДПМ скапливались на счетах генерирующих компаний и изымались из экономики страны в виде дивидендов для зарубежных инвесторов. Согласно данным АО «ЦФР» о финансово-хозяйственной деятельности генерирующих компаний за 2021 год, ⁰  счетах генерирующих компаний размещено около 1,22 трлн рублей. С учетом темпов накопления денежной позиции сейчас эта сумма может превышать 1,5 трлн рублей. За период 2011-2021 гг. компания ПАО «Юнипро» (бывш. название ОАО «Э.ОН Россия») выплатила дивиденды на общую сумму более 159 млрд рублей, из которых 133,14 млрд рублей было выплачено концерну E.ON (Германия).

Механизм ДПМ и созданные на его основе аналоги – отбор мощности для модернизации тепловых электростанций (КОМмод), отбор мощности новой генерации (КОМ НГО) – из инструмента разового привлечения инвестиций превратились в постоянно действующий способ установления надбавок к рыночной цене электроэнергии. Доля подобных платежей в выручке электрогенерирующего комплекса с 2014 года выросла с 10,7% до 30% и в перспективе до 2030 года сохранится на уровне 30-37%. Однако рост инвестиционных платежей не приводит к заметному сокращению операционных расходов и повышению эффективности функционирования энергосектора. Уровень загрузки тепловых электростанций за период с 2010 по 2021 год сократился с 52,9% до 46%. Величина удельного расхода условного топлива (УРУТ) в период наибольшего ввода мощности объектов ДПМ с 2015 по 2021 год также значительно не изменилась, снизившись с 316,7 до 311,54 г.у.т./кВт·ч. При этом показатели лучших практик составляют 220-240 г.у.т./кВт·ч (технология ПГУ). Стоит отметить, что в 1992 году УРУТ составлял те же 311 г.у.т./кВт·ч.

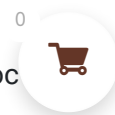
Механизм ДПМ гарантирует доходность и ограждает поставщиков от каких-либо рисков. В случае возникновения серьезных нарушений штрафы для поставщиков снижаются или отменяются отдельными решениями регуляторов.

Общий результат таков, что если вычесть из понесенных российской экономикой затрат на строительство мощностей в рамках ДПМ (2,54 трлн руб.) полученную экономию в виде относительного отставания оптовых цен на электроэнергию от темпов инфляции и роста цен на энергоресурсы (около 1,68 трлн руб.), то экономика потеряла около 0,86 трлн руб. и продолжит терять деньги, в том числе из-за необходимости замещать иностранное оборудование, установленное по программе ДПМ.

Проект новой Энергостратегии на период до 2050 года в части формирования инвестиционной привлекательности отрасли предполагает только косметические изменения действующих механизмов без расширения, разработки и внедрения новых

подходов к обеспечению инвестиций. Закономерно предположить, что такой подход вместо стимулирования рыночной конкуренции и повышения эффективности будет обострять борьбу поставщиков за платежи потребителей не на рынке, а исключительно во властных кабинетах.

Механизм ДПМ не может и не должен оставаться единственным способом привлечения инвестиций в развитие и обновление энергетического комплекса, считают в ассоциации. Рассчитанная на быстрое разовое привлечение инвестиций в переходный период конструкция ДПМ непригодна для постоянной модернизации отрасли. Необходимо развивать альтернативные механизмы, предусматривающие паритетную ответственность регуляторов, собственников оборудования и потребителей за формирование, функционирование и эффективное развитие отрасли.



Постинвестиционный анализ программы ДПМ ТЭС

В ходе реформы электроэнергетики России для привлечения собственников и инвестиций была запущена разовая программа, предусматривающая строительство новых и модернизацию действующих энергоблоков на электростанциях с заключением с поставщиками мощности в отношении каждого объекта включенных в специальный перечень [1] обязательных для всех участников энергорынка договоров на поставку (предоставление) мощности (ДПМ).

[1] Перечень генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности, утв. распоряжением Правительства РФ от 11.08.2010 №1334-р.

ДПМ заключались на следующих условиях:

- **14%** – базовый уровень доходности;
- **10 лет** – срок поставки мощности по ДПМ;
- **ДПМ** – обязательный вид договоров для всех потребителей, кроме населения (отказ от подписания невозможен);
- **штрафные санкции** за нарушение сроков ввода объектов более 1 года;
- **фиксированные величины** удельных капитальных затрат на строительство новых энергоблоков [2];
- **формульное ценообразование** с привязкой к доходности государственных облигаций.

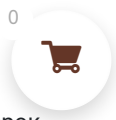
[2] Правила определения цены на мощность, продаваемую по договорам о предоставлении мощности, Правила расчета составляющей цены на мощность, обеспечивающей возврат

капитальных и эксплуатационных затрат, утв. постановлением Правительства РФ от 13.04.2010 №238.

Итоги реализации программы ДПМ

136 – генерирующих объектов и

31,1 ГВт – мощности введено по программе ДПМ:

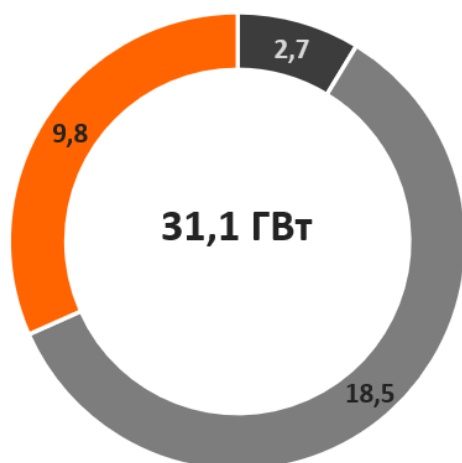
по территориям	по объёму работ	по исполнению договора 
25,3 ГВт в Европейской части России и Урале;	23,6 ГВт – новая мощность;	18,53 ГВт – договор исполнен, срок поставки мощности завершён (10 лет) – по состоянию на 01.01.2024;
5,8 ГВт в Сибири;	7,5 ГВт – модернизация;	9,83 ГВт – договор действует по состоянию на 01.01.2024;
		2,7 ГВт – «отказ от ДПМ» – мощность введена, но ДПМ расторгнут до окончания срока. Объект продолжает поставлять мощность по рыночным ценам, сформированным по итогам конкурентного отбора мощности.

1,3 трлн руб. – объем инвестиций на реализацию программы ДПМ (данные Минэнерго России);

2,54 трлн руб. – прогнозный объем платежа за мощность, поставляемую по ДПМ в том числе:

- **2,3 трлн руб.** оплачено по действующим договорам по 2023 год включительно (по состоянию на 01.01.2024);
- **0,24 трлн руб.** осталось выплатить до завершения в 2028 году программы ДПМ (срок окончания поставки мощности по ДПМ последними объектами, введенными в 2018-2019 гг.).

Статус договорных обязательств



- Расторгнут ("отказ от ДПМ")
- Исполнен
- Действует

Объём платежа за мощность, трлн руб.



- Оплачено
- Остаток платежа



46 млн руб./МВт – средняя удельная величина капитальных затрат на новое строительство и модернизацию генерирующего оборудования на органическом топливе по ДПМ (газ, уголь). Для сравнения: величина капитальных затрат на реализацию угольного энергоблока, мощностью 230 МВт на Иркутской ТЭЦ-11, принадлежащей ООО «Байкальская энергетическая компания», отобранного по итогам конкурсного отбора на строительство новых генерирующих объектов для исключения дефицита в Сибири мощности (КОМ НГО) составляет **423 млн руб./МВт** (в ценах 2028 года) [1];

[1] Реестр итогов конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов. Цена отбора в заявке соответствует предельному значению капитальных затрат на строительство генерирующего объекта, утв. распоряжением Правительства РФ от 20.01.2024 №102-р.

90 млн руб. – средний удельный платеж за 1 мегаватт мощности за период действия программы ДПМ с 2009 по 2028 гг.;

от 195% - рентабельность программы ДПМ (учтен платеж за мощность).

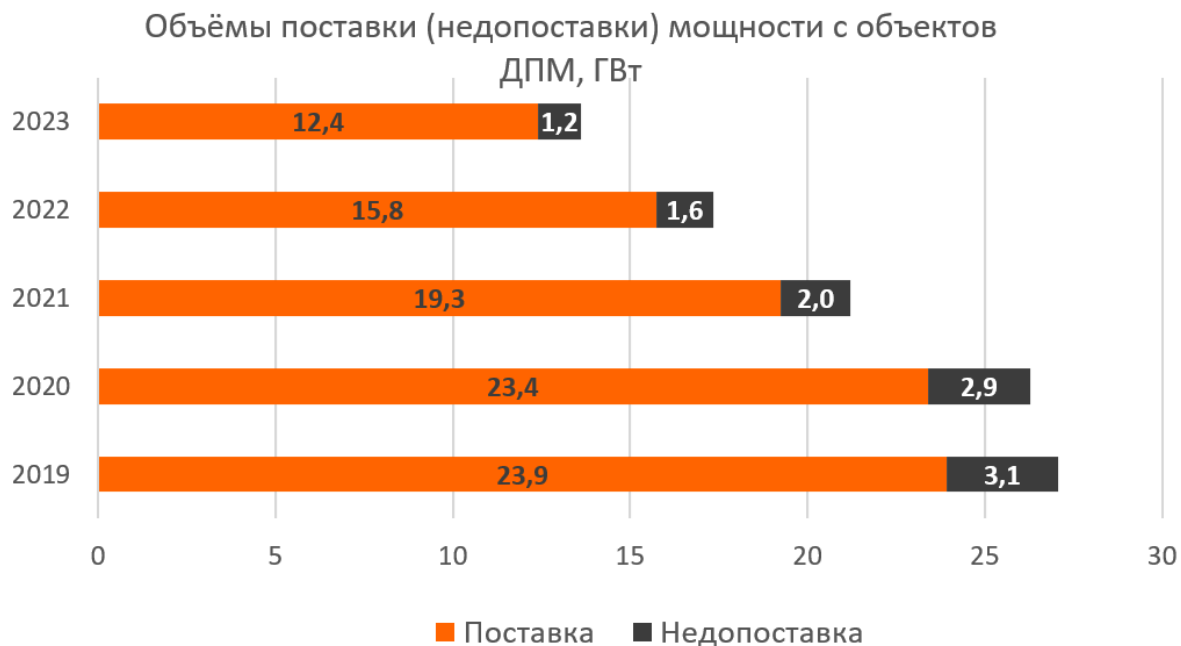
Вывод: Программа ДПМ практически завершена. По состоянию на 1 января 2024 года у 102 объектов генерации совокупной мощностью около 18,5 ГВт или около 68,4% от совокупного объема введенной в эксплуатацию мощности договоры исполнены или расторгнуты в связи с поставкой мощности по рыночным ценам (КОМ). Поскольку завершение поставки мощности по 34 объектам совокупной мощностью 9,8 ГВт (31,6%) ожидается в ближайшие несколько лет, уже сейчас можно сделать некоторые выводы

об эффективности функционирования объектов ДПМ и эффективности программы ДПМ в целом.

Эффективность функционирования объектов по действующим ДПМ за 5 лет (за период 2019-2023 гг.)

Поставка мощности объектов ДПМ

Среднегодовой объем поставки мощности объектов ДПМ составляет около 90% от аттестованной величины и находится в диапазоне 88,4%-91,2%.



Анализ загрузки (КИУМ) объектов ДПМ в 2023 году

25% мощности загружено до 50%, из которой чуть половины загружено менее, чем на 15%.

Необходимо отметить, что при практически полной оплате мощности ряд энергоблоков, на таких электростанциях как ГТЭС Новокузнецкая, Джубгинская ТЭС, Новочеркасская ГРЭС, Рязанская ГРЭС, Троицкая ГРЭС и некоторых других, длительно недозагружены, их средний КИУМ - не выше 10-13%, в некоторых случаях – около 0.

Около 34% мощности энергоблоков загружено на 75% и более.

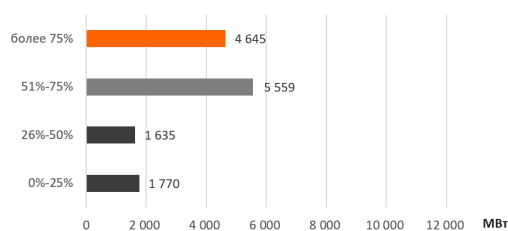
Ряд энергоблоков, на таких электростанциях как Затонская ТЭЦ, Казанская ТЭЦ-1, Новогорьковская ТЭЦ, Няганская ГРЭС, Уренгойская ГРЭС, Центральная астраханская котельная, Ярославская ТЭС и некоторые другие, наоборот, длительно загружены на уровне 80-90%.

У 41% мощности генерирующих объектов загрузка находится в среднем диапазоне (51%-75%).

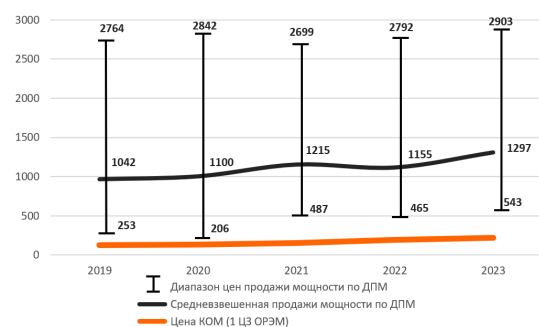
Необходимо отметить, что уровень загрузки объектов ДПМ сохраняется практически в одном и том же диапазоне – у наиболее эффективных объектов КИУМ длительно находится на стабильно высоком уровне и, наоборот, у одних и тех же объектов стабильно низкая загрузка на всем протяжении действия договора. Есть основания полагать, что объекты с низкой загрузкой после завершения ДПМ также будут длительно простаивать по причине низкой готовности генерирующего оборудования или оставаться невостребованными из-за высоких топливных затрат.



Разбивка объемов мощности, реализуемой по ДПМ в 2023 году по диапазонам загрузки



Цена продажи мощности, поставляемой по ДПМ, тыс. руб./МВт в месяц



Средневзвешенная по объемам поставки цена продажи мощности по ДПМ в 2023 году составляет около 1309 тыс. руб./МВт и примерно в 6 раз превышает цену конкурентного отбора мощности (КОМ) в Первой ценовой зоне ОРЭМ.

Минимальная цена – 543 тыс. руб./МВт (у газового энергоблока мощностью 81 МВт на Новочебоксарской ТЭЦ-3), максимальная цена – 2903 тыс. руб./МВт (у угольного энергоблока мощностью 120 МВт на Абаканской ТЭЦ).

Эффективность функционирования объектов ДПМ на энергорынке характеризуется таким показателем как одноставочная цена на электроэнергию, которая рассчитывается с учетом платежа за мощность. Ее величина напрямую зависит от загрузки (КИУМ) энергоблока – чем больше загрузка, тем меньше цена.

По итогам 2022 года:

- минимальная одноставочная цена на электроэнергию составляет 2136 руб./МВтч (ПГУ – 455 МВт, блок №3 на Няганской ГРЭС, КИУМ = 87,7%, средний фактический объем поставки мощности – 437,5 МВт или 96,2% от аттестованной мощности, 1 ЦЗ ОРЭМ);
- максимальное, рекордное за всю историю энергорынка значение – 1521847,72 руб./МВтч (ПСУ – 666 МВт, угольный блок на Троицкой ГРЭС, КИУМ = 0,17%, средний

фактический объем поставки мощности – 622,32 МВт или 93,4% от аттестованной мощности 1 ЦЗ ОРЭМ);

- СВНЦ (средневзвешенная нерегулируемая цена на электроэнергию и мощность) в Первой ценовой зоне ОРЭМ составляет 2701 руб./МВт·ч.

По итогам 2023 года:

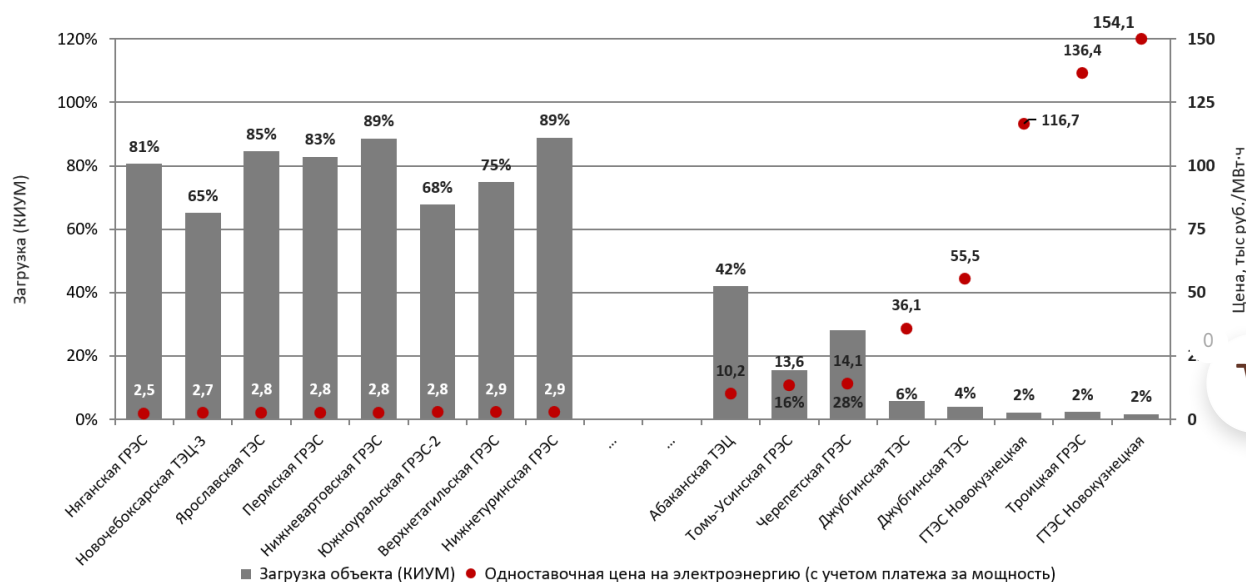
- минимальная одноставочная цена на электроэнергию составляет 2532 руб./МВтч (ПГУ – 455 МВт, блок №3 на Няганской ГРЭС, КИУМ = 80,6%, средний фактический объем поставки мощности – 420 МВт или 92,3% от аттестованной мощности, 1 ЦЗ ОРЭМ);
- максимальное значение – 154 069,61 руб./МВтч (ГТУ – 149 МВт, на ГТЭС Новокузнецкая, КИУМ = 1,64%, средний фактический объем поставки мощности – 149 МВт или 100% от аттестованной мощности 2 ЦЗ ОРЭМ);
- СВНЦ в Первой ценовой зоне ОРЭМ составляет 2851 руб./МВт·ч, во Второй ценовой зоне ОРЭМ – 2394 руб./МВт·ч.



Отсутствие связи между платежами за мощность объектов ДПМ и загрузкой электростанций привело к тому, что в период существенного снижения электропотребления, например, в 2020 году в период действия ограничительных мер в связи с пандемией, распределение фиксированных платежей за мощность приходилось на меньший объём спроса. В результате цена мощности существенно выросла. При этом снижение цены электроэнергии только отчасти компенсировало этот рост, в итоге в Европейской части России и Сибири потребление снизилось на 3,7% и 1,4% относительно 2019 года соответственно, а средние цены на электроэнергию (с учётом платежа за мощность), вопреки законам спроса и предложения, наоборот, выросли на 3,4% и 0,6% соответственно.

Одноставочная цена на электроэнергию с учетом платежа за мощность ряда объектов ДПМ с различной эффективностью и загрузкой (см. ниже).

Одноставочная цена на электроэнергию с учетом платежа за мощность ряда объектов ДПМ с различной эффективностью и загрузкой (КИУМ) за 2023 год



Выводы

Из 43 генерирующих объектов, суммарной мощностью 11,4 ГВт, функционирующих в Первой ценовой зоне оптового энергорынка, в отношении которых была рассчитана одноставочная цена на электроэнергию (с учетом платежа за мощность), наиболее эффективными оказались 6 объектов, совокупной мощностью 2,76 ГВт, что составляет 24% от суммарной мощности – их одноставочная цена продажи электроэнергии в 2023 году оказалась ниже СВНЦ в этой ценовой зоне, равной 2851 руб./МВт·ч.

Наименее эффективными объектами в европейской ценовой зоне по итогам 2023 года стали 7 объектов, суммарной мощностью 1,9 ГВт - их цена продажи оказалась выше 5000 руб./МВт·ч.

У остальных 30 объектов, мощностью 6,74 ГВт (около 60%) одноставочная цена находится в диапазоне от 2851 руб./МВт·ч до 5000 руб./МВт·ч.

Из 11 генерирующих объектов, суммарной мощностью 2,2 ГВт, функционирующих во Второй ценовой зоне оптового энергорынка, в отношении которых была рассчитана одноставочная цена на электроэнергию, наименее эффективными оказались 6 объектов, совокупной мощностью 1,5 ГВт, что около 70% от суммарной мощности – их одноставочная цена продажи электроэнергии по итогам 2023 года оказалась выше 5000 руб./МВт·ч.

Остальные 5 объектов, мощностью 0,71 ГВт показали среднюю эффективность с одноставочной ценой в диапазоне от 3065 руб./МВт·ч до 4732 руб./МВт·ч.

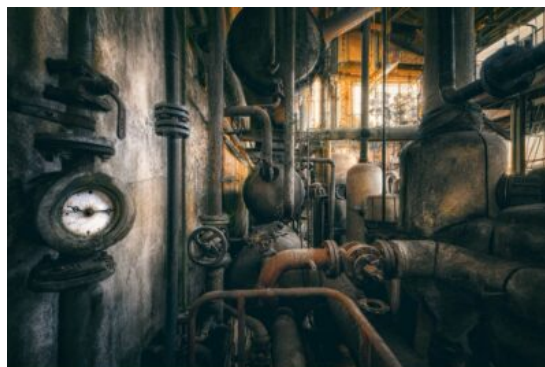
С ценой ниже СВНЦ в Сибирской ценовой зоне не отработал ни один объект.

Генерация с одноставочной отпускной ценой на электроэнергию (с учетом платежа за мощность) до уровня СВНЦ экспертно отнесена к наиболее эффективной. Для определения низкоэффективной генерации принят ценовой диапазон от 5000 руб./МВт·ч, остальная генерация функционирует на рынке со средней эффективностью.

В настоящее время договоры на поставку мощности заключены по 34 объектам совокупной мощностью 9,8 ГВт (31,6%). Программа ДПМ будет завершена в 2028 году. Но уже сейчас можно сказать, что функционирование объектов ДПМ не привело к совокупному снижению платежа за мощность – часть объектов функционировала с низкой эффективностью при практически полной оплате мощности.

При этом механизм ДПМ с обязательными платежами и созданные на его основе аналоги (ДПМ ВИЭ и ТБО, ДКП АЭС/ГЭС и ГАЭС, КОМ мод и др.) стал удобным инструментом для финансирования смежных отраслей, развития экономик в отдельных субъектах Российской Федерации за счет субсидирования энерготарифов остальными потребителями, функционирующими на территориях ценовых зон ОРЭМ. В результате энергорынок становится менее конкурентным, а итоговый платеж предприятий и организаций существенно зависит от объема мощности, поставляемой за счет нерыночных механизмов, а также надбавок и субсидий.

ПОПУЛЯРНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ



О пересмотре проектных температурных графиков в СЦТ

📅 15 декабря, 2024

[ЧИТАТЬ ДАЛЕЕ](#)

Затраты российской экономики на программу ДПМ не окупилась!

📅 4 января, 2025

[ЧИТАТЬ ДАЛЕЕ](#)



Юридические риски компаний энергетики: ключевые факторы и меры профилактики

📅 4 января, 2025

[ЧИТАТЬ ДАЛЕЕ](#)



Об учете и расчетах за «двухкомпонентное» ГВС

📅 10 декабря, 2024

[ЧИТАТЬ ДАЛЕЕ](#)

vichok
Today

Ведущее отраслевое издание
об электроэнергетике и ЖКХ
Аналитика, обзоры, мнения, интервью

Укажите свою электронную почту

[Подписаться на новости](#)

РУБРИКИ

[Новый номер](#)
[Тепло и ЖКХ](#)
[Электроэнергетика](#)
[ESG](#)
[Интервью](#)
[Видео](#)

О ЖУРНАЛЕ

[Пользовательское соглашение](#)
[Подписка](#)

КАРЬЕРА

[Вакансии](#)
[Резюме](#)

КОНТАКТЫ

[Почта](#)
[Телеграм](#)



ВХОД

РЕГИСТРАЦИЯ

© Все права защищены. 2025

Сайт разработан дизайн-студией Лаас Элеоноры. 2023 год.