

Проблемы и направления совершенствования институциональной среды для развития распределенной энергетики в России

Алексей Синельников

Заместитель директора по развитию розничного рынка и сетей
Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»



Вместо предисловия

«Многие из товарищей сомневаются, чтобы мы могли справиться с нашими заданиями по электрификации при современном положении наших электротехнических заводов ... и затруднительности иностранного завоза. Нет сомнения, что в этом отношении нам предстоит преодолеть ряд чрезвычайно крупных затруднений. Но по целому ряду соображений мы вправе рассчитывать, что эти трудности могут быть нами преодолены».

Доклад VIII съезду Советов Государственной комиссии по электрификации России, 1920 г.

Институциональная среда для развития распределенной энергетики в России

+P, МВт

Будущий дефицит генерирующих мощностей в России может быть частично покрыт за счет строительства потребителями объектов собственной генерации. Это дешевле и быстрее.

НЕТ

Официально распределенной энергетики в России нет. Объекты по производству электрической энергии в России не разделяются по критерию распределенный / централизованный. Понятие распределенной энергетики не закреплено в нормативно-правовых актах Российской Федерации. Импорта оборудования официально тоже нет. А объекты есть.

25(?), МВт

Общепринятая классификация оптовый/розничный объект по производству электрической энергии характеризует обязательства по реализации всей производимой энергии на оптовом рынке, основана на критерии установленной мощности - 25 МВт, но есть исключения.

-P, руб.

Экономические эффекты от работы объектов генерации на розничном рынке базируются на сокращении затрат на энергоснабжение (экономии). Субъекты рынка воспринимают сокращение затрат потребителя как «отрицательную» экономику. При этом потребителями рассматривается не только прямая экономия затрат на приобретение электроэнергии, сокращение сроков и стоимости технологического присоединения, но и снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

+P, МВт

Будущий дефицит генерирующих мощностей в России может быть частично покрыт за счет строительства потребителями объектов собственной генерации. Это дешевле и быстрее.

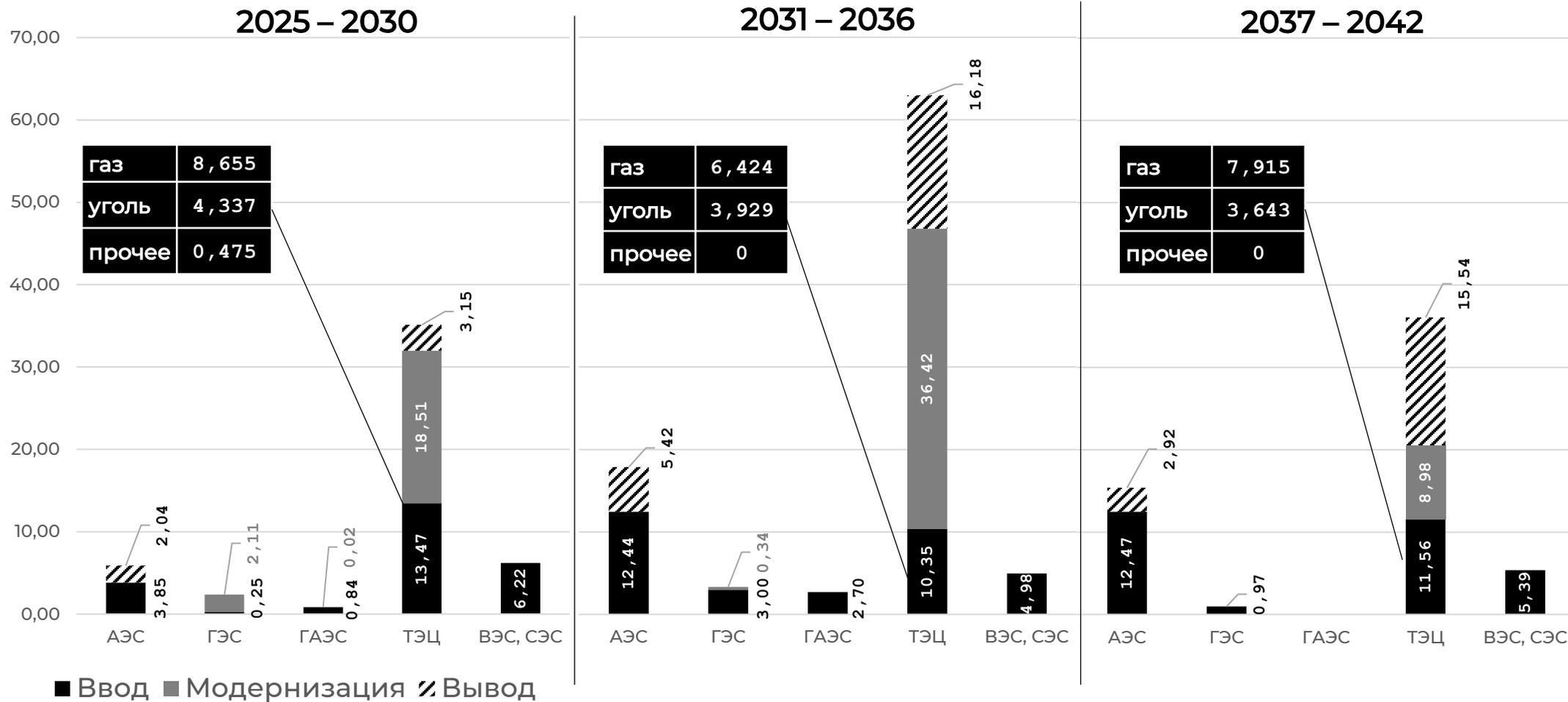
Будущий дефицит генерирующих мощностей

ПРОГНОЗНАЯ ДИНАМИКА ВЫБЫТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ И РОСТА СПРОСА НА МОЩНОСТЬ (ГВт)



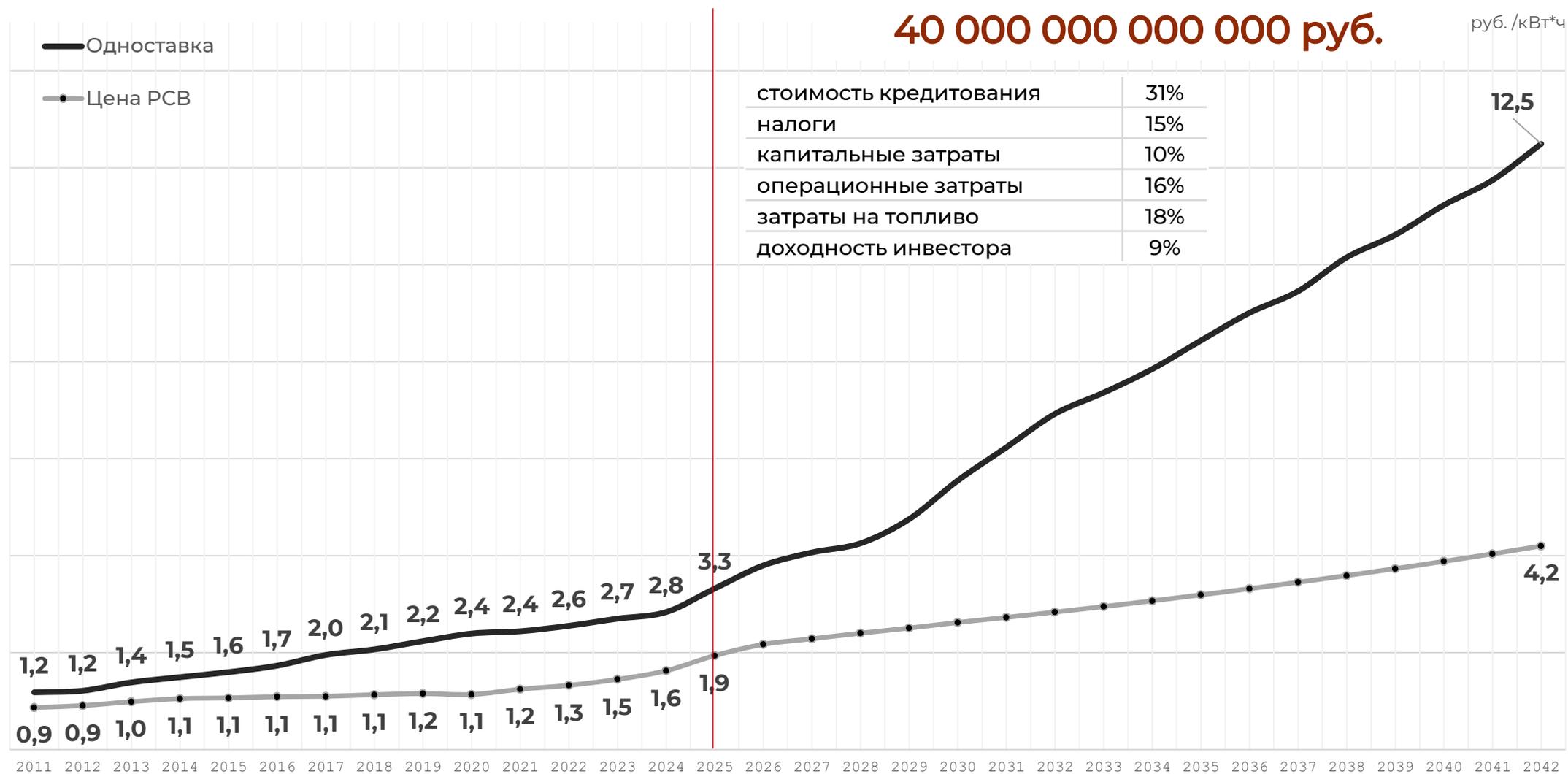
*Материалы АО «СО ЕЭС», 2025 [1]

Вводы/модернизация/выводы генерирующего оборудования, ГВт



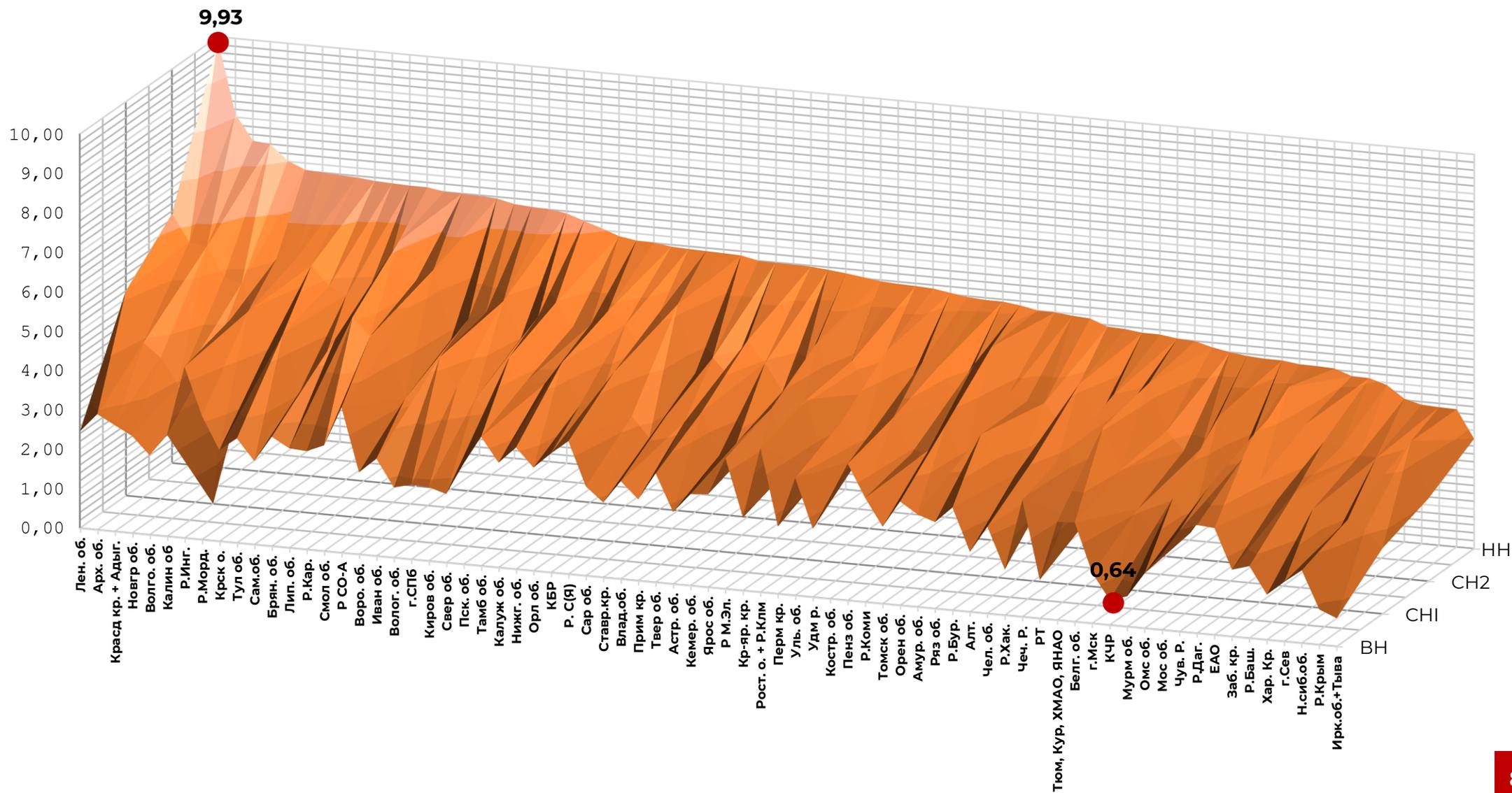
*Материалы АО «СО ЕЭС», 2025 [1]

Цена энергии и мощности генсхемы



*Материалы Минэнерго РФ, 2025 [2]

Тарифы на передачу в 2025 году



LCOE потребительской генерации

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_r}{(1+r)^t}}$$

$$\sum LCOE \cdot (1+r)^{-t} \cdot E_r = \sum (I_t + M_t + F_t) \cdot (1+r)^{-t}$$

LCOE	Средняя расчетная стоимость производства электроэнергии	44 %	Ниже LCOE оптового производителя, за счет:
I_t	Инвестиционные затраты	- 17 %	перенос в себестоимость основной продукции и оптимизация затрат на, например на СВМ, снижения требований по локализации
M_t	Операционные затраты	- 31 %	нет доходности ДПМ
F_t	Топливные затраты	- 9%	выше КУИМ, управление тепловыми нагрузками предприятия, энергоэффективность
E_r	Выработка электроэнергии	?	объем поставки на внешний рынок определяется условиями и рисками проекта
$\frac{1}{(1+r)^t}$	Коэффициент дисконтирования	?	нет возможность повлиять

Зарубежный опыт инвестиции в генерацию не работает в РФ

Возможность заключать договоры PPA, BOO, BOOT предусмотрена законодательством США, стран ЕС, Южной Африки и др)



Соглашение о поставке электроэнергии на долгосрочный период Power Purchase Agreement (PPA): одна из сторон производит (генерирует) электроэнергию (продавец-генерирующая компания), а другая - предполагает покупку электроэнергии (потребитель) по фиксированной цене.

PPA, как правило, заключается совместно с контрактом «строительство-эксплуатация-передача» (BOT – Build – Operate - Own - Transfer).

В России близкий по смыслу PPA - свободный двухсторонний договор (СДД) оптового рынка, не пользуются такой популярностью, из-за необходимости платить надбавки нерыночные оптового рынка в цене за мощность. В приоритете используются механизмы управления стройкой (EPC, EPCM), проекты идут в рамках розничного рынка без перехода права владения станцией.

НЕТ

Официально распределенной энергетики в России нет. Объекты по производству электрической энергии в России не разделяются по критерию распределенный / централизованный. Понятие распределённой энергетики не закреплено в нормативно-правовых актах Российской Федерации. Импорта оборудования официально тоже нет. А объекты есть.

Статус

Субъекты электроэнергетики - лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электрической энергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, управлению изменением режима потребления электрической энергии, сбыт электрической энергии (мощности), организацию купли-продажи электрической энергии и мощности.

Потребители электрической энергии - лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд.

Потребитель не субъект энергетики, а потребитель с собственной генерацией?

Понятие Блок-станция, существовавшее ранее, исключено из НПА.

Нового понятия введено не было, статус владельца объекта, режим которого неразрывно связан с потреблением электрической энергии пока не выделен в отдельную сущность. Регулирование такой деятельности осуществляется на общих основаниях, но ведь разница все-таки есть.

Санкции

9 пакет санкций

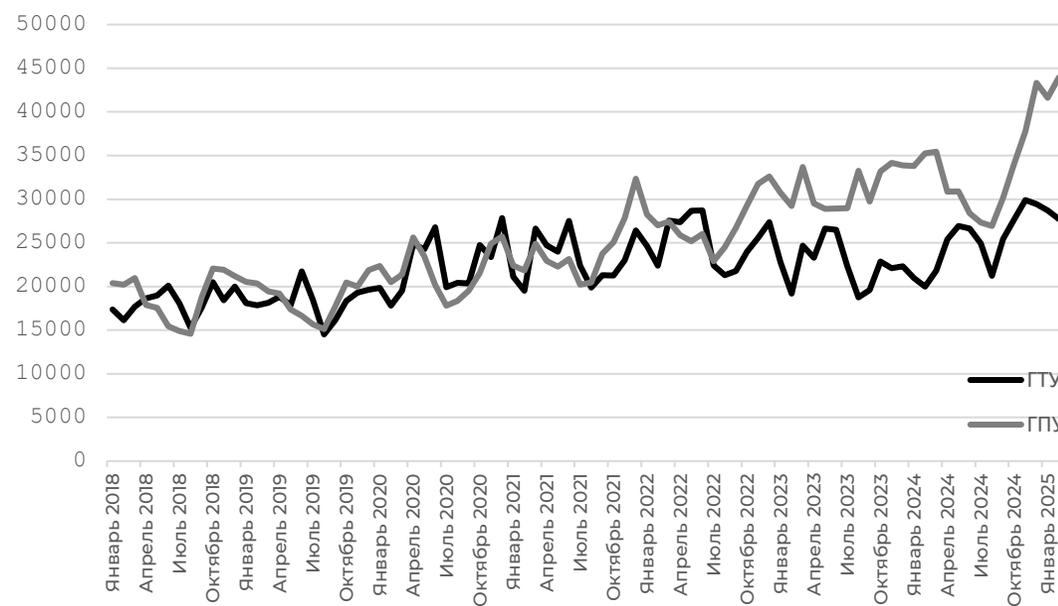
COUNCIL REGULATION (EU) 2022/2474
of 16 December 2022
amending Regulation (EU) No 833/2014 concerning restrictive measures in view of Russia's actions destabilising the situation in Ukraine
(...)
List of goods and technology as referred to in Article 3k

Part B

CN code	Description
8502 20	Generating sets with spark-ignition internal combustion piston engine

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=urisrv%3AOJ.LI.2022.322.01.0001.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2022%3A322I%3ATOC>

Статистика запросов в Яндекс



Нормативный шторм – основа и риск для генерации

Ежегодное количество изменений в основных НПА в энергетике РФ



25(?), МВт

Общепринятая классификация оптовый/розничный объект по производству электрической энергии характеризует обязательства по реализации всей производимой энергии на оптовом рынке, основана на критерии установленной мощности - 25 МВт, но есть исключения. Ответственности за неисполнение нет.

Снижение порога мощности оптового рынка до 5 МВт

Сетевой монополией инициирован вопрос о трансляции надбавок оптового рынка на потребителей с собственной генерацией (Поручение Президента РФ Пр-1645 от 16.08.2023 на письмо РАВ-6827). Механизм – снижение требований об обязательной реализации всей производимой энергии (мощности) только на оптовом рынке до 5 МВт.

Оценка последствий от реализации инициативы:

Общая мощность объектов генерации, подпадающих под инициативу: 4,79 ГВт в составе 329 электростанций в 59 субъектах Российской Федерации:

- 243 электростанций в 46 субъектах РФ суммарной мощностью порядка 3,42 ГВт на промышленных предприятиях и производственных площадках;
- 86 электростанций в 45 субъектах РФ суммарной мощностью порядка 1,37 ГВт – региональные ТЭЦ.

Снижение порога мощности оптового рынка до 5 МВт

Статья расходов	Эффект, млрд руб. в год	Примечание
Затраты на вывод действующих объектов на оптовый рынок в ежегодном выражении	- 34,30	Суммарные зарыты на вывод действующих объектов на оптовый рынок, привлеченные на 10 лет по ключевой ставке ЦБ 16%
Суммарные затраты на вывод действующих объектов на оптовый рынок	- 170,65	Итого суммарные кап. затраты
Модернизация объектов генерации для соответствия тех. требованиям	-143,70	Модернизация технологии и инфраструктуры станций, изменения и оформление схем выдачи мощности и т.д. По экспертной оценке, принят 20% от CapEx при стоимости 1500 долл за кВт.
Системы связи, телеметрии и тд	- 21,56	-
Модернизация систем ком.учета	- 4,94	Установка, аттестация и регистрация системы АУСКУЭ
Разовый платеж за вступление в Совете рынка	- 0,46	По тарифам НП СР
Затраты на обеспечение работы на оптовом рынке	- 6,26	Итого суммарные затраты
Ком.учет обслуживание	- 0,49	-
Содержание доп. инфраструктуры для работы на оптовом рынке	- 2,16	-
Взносы за участие в Совете рынка	- 2,52	По тарифам НП СР
ФОТ и прочие	- 1,09	-
Затраты на содержание объектов генерации	- 16,86	Исходя из актуальной цены конкурентного отбора мощности (КОМ) 270 тыс. руб./МВт для первой ЦЗ и 715 тыс. руб./МВт для второй ЦЗ в месяц с учетом коэффициента готовности 0,9.
Оплата не оказанных услуг по передаче электроэнергии	- 38,78	Оплата пром. потребителями услуг по передаче при рассальдировании с объемами собственного производства электроэнергии
ИТОГО	- 96,20 млрд руб / год	

Снижение порога мощности оптового рынка до 5 МВт

Экономическая целесообразность продолжения работы объектов розничной генерации по правилам оптового рынка отсутствует. Высокая вероятность вывода объектов из эксплуатации или перевода в изолированный режим работы. Затраты на замещение объектов оптовой генерацией или схемными решениями оцениваются 85 – 150 млрд руб. в год.

Объекты генерации общей мощностью порядка 1,37 ГВт на сегодняшний день используются в сфере коммунальной энергетики для обеспечения теплофикации и теплоснабжения, большую часть произведенной электроэнергии реализуют на розничном рынке. Трансляция надбавок или взимание платы за услуги по передачи с таких объектов невозможно.

Основной декларируемый эффект от инициативы – возможность дополнительного перераспределения надбавок оптового рынка оценивается в **17,73 млрд руб./год**, в более чем в пять раз ниже суммарных дополнительных платежей рынка.

Перераспределение надбавок	17,73	Итого потенциал распределения надбавок Расчет на основании прогнозной стоимости надбавок ОР на 2025 год для 1 и 2 ЦЗ
ДПМ ТЭС	1,31	2,93% от общего объема надбавки РФ
ДПМ АЭС	5,96	3,02% от общего объема надбавки РФ
ДПМ ГЭС	0,64	3,30% от общего объема надбавки РФ
ДПМ ВИЭ	4,02	3,66% от общего объема надбавки РФ
Модернизация	2,25	5,51% от общего объема надбавки РФ
КОМ НГО	0,32	2,64% от общего объема надбавки РФ
ДПМ ТКО	0,48	2,70% от общего объема надбавки РФ
Дальний Восток (доведение тарифов)	0,97	3,96% от общего объема надбавки РФ
Калининград	0,80	3,18% от общего объема надбавки РФ
ДПМ ВИЭ 2.0	0,32	6,08% от общего объема надбавки РФ
модернизация ДФО	0,64	4,81% от общего объема надбавки РФ

При использовании механизма конкурентного отбора мощности нового генерирующего оборудования (КОМ НГО) с возвратом инвестиций за 20 лет.

Снижение порога мощности оптового рынка до 5 МВт

Перевод в изолированный режим работы на выделенную нагрузку экономически оправдан для собственников по сравнению с переводом объектов на работу по правилам оптового рынка. Состав оборудования принятых для оценки 243 электростанций представлен следующими технологиями:

Тип	Количество электростанций, шт	Суммарная установленная мощность, МВт	Наиболее частая мощность одного блока, МВт
Паротурбинные электростанции (ПТУ)	118	1710,1	6
Газопоршневые электростанции (ГПУ)	68	807,9	2
Газотурбинные электростанции (ГТУ)	53	822,9	9
Парогазовые электростанции (ПГУ)	4	76,4	23

Затраты на переход в изолированный режим работы определены с учетом следующих вводных:

1. Для работы в изолированном режиме необходим ввод одного дополнительного резервного блока для каждой электростанции с целью обеспечения энергоснабжения на период ремонтов.
2. Стоимость ввода дополнительных блоков принимается исходя из стоимости мощности КОМ МОД на 2020 год с учетом индексации к текущему году по фактической накопленной инфляции 39,33%.
3. Затраты на выдачу мощности новых блоков учтены в составе цены п.2.

Количество и состав блоков имеют существенные отличия, для оценки приняты наиболее часто встречающиеся единичные блоки.

Снижение порога мощности оптового рынка до 5 МВт

Суммарный максимальный объем затрат на перевод в изолированный режим работы всех 243 электростанций, включенных в оценку, таким образом составляет:

Стоимость 1 МВт резервной мощности в зависимости от вида топлива, тыс.руб за МВт	2024 год	Резервная мощность, МВт				Итого, млрд руб.
		ПТУ	ГПУ	ГТУ	ПГУ	
Газы, в том числе попутный нефтяной, доменный, коксовый и тд	62 777	606	136	477	92	82,300
Уголь и другие виды твердого топлива	124 736	102	0	0	0	12,723
Итого:						95,023

Суммарный объем капитальных затрат на выход в островной режим работы оценивается в **95,023 млрд руб.**, сопоставим с годовыми затратами на продолжение работы объектов генерации в оптовом рынке **96,20 млрд руб / год.**

Простой период окупаемости проектов по переводу объектов генерации в изолированный режим работы для промышленных потребителей в среднем составит **около одного года.**

Важно также отметить возможность существенного снижения капитальных затрат на переход в изолированный режим работы за счет разделения нагрузки предприятий на две части:

- Часть нагрузки с переводом на питание от действующей электростанции в изолированном режиме;
- Часть с сохранением присоединения к внешним сетям.

-Р, руб.

Экономические эффекты от работы объектов генерации на розничном рынке базируются на сокращении затрат на энергоснабжение (экономии). Субъекты рынка воспринимают сокращение затрат потребителя как «отрицательную» экономику. При этом потребителями рассматривается не только прямая экономия затрат на приобретение электроэнергии, сокращение сроков и стоимости технологического присоединения, но и снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

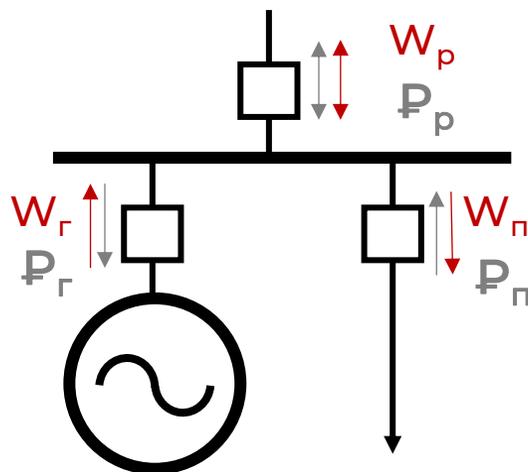
Баланс энергии и интересов

$$W_{\text{п}} = W_{\text{г}} \pm W_{\text{р}}$$

$$P_{\text{п}} = P_{\text{г}} + P_{\text{р}} + \text{надбавки}$$

Доходы

электроэнергия
КОМ



Платеж потребителя включает ряд надбавок, увеличивающих цену. Объем надбавок зависит от рынка (опт, розница) и схемы владения объектом генерации. При этом фактический переток из внешней сети во всех рассматриваемых случаях может быть одинаковым, а платеж будет разным.

Расходы

электроэнергия
КОМ
ВР
ДПМ ТЭС
ДПМ АЭС
ДПМ ГЭС
ДПМ ВИЭ
Модернизация (без доп.отбора ПГУ)
Модернизация (ПГУ 2000 МВт)
КОМ НГО (Крым, Тамань, Бодайбо с МГТЭС)
Крым ТПЭ
ДПМ ТКО
Дальний Восток (доведение тарифов)
Калининград
ДПМ АЭС 2.0
ДПМ ВИЭ 2.0
модернизация ДФО
инфраструктура (СО, АТС)
сбыт.надбавка
потери на передачу (в части, не покрытой выработкой станции)
содержание сетей
перекрестное субсидирование

Концепция инвест.договоров

Потребитель на добровольной основе может заключить договор с поставщиком на строительство генерирующего объекта и поставку электроэнергии и мощности от такого объекта.

- Создание стимулов для обновления генерации в энергосистеме и технологическому развитию сопутствующих отраслей экономики
- Снижение рисков формирования прогнозного дефицита мощности (ОЭС Юга, Дальний Восток)
- Создание рыночного механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику без увеличения нагрузки на остальных потребителей
- Поставщик и потребитель остаются на оптовом энергорынке (после окончания ИД – поставка в т.ч. для населения)
- Создает для потребителей альтернативу строительства собственной генерации
- Способствует снижению выбросов парниковых газов, устойчивому развитию энергосистемы и реализации Стратегии низкоуглеродного развития

электроэнергия
КОМ
ВР
ДПМ ТЭС
ДПМ АЭС
ДПМ ГЭС
ДПМ ВИЭ
Модернизация (без доп.отбора ПГУ)
Модернизация (ПГУ 2000 МВт)
КОМ НГО (Крым, Тамань, Бодайбо с МГТЭС)
Крым ТПЭ
ДПМ ТКО
Дальний Восток (доведение тарифов)
Калининград
ДПМ АЭС 2.0
ДПМ ВИЭ 2.0
модернизация ДФО
инфраструктура (СО, АТС)
сбыт.надбавка
потери на передачу (в части, не покрытой выработкой станции)
содержание сетей
перекрестное субсидирование

Часть надбавок может быть направлена на покрытие затрат по инвестиционному договору.

ГАО

В период с 15 по 19 июля 2024 года был введен ГАО в Ростовской области, Краснодарском крае и Республике Крым в объеме 2000 МВт.

Объемы ГАО не были исключены при расчете и формировании цен РСВ, что привело к росту платежа потребителей Первой ценовой зоны на величину около 440 млн рублей в среднем за одни торговые сутки, в том числе на 241 млн рублей для потребителей ОЭС Юга в период пиковых нагрузок в июле 2024 года.



Учет объемов ГАО при ценообразовании РСВ поможет исключить необоснованный рост платежей потребителей при вводе ГАО, освободить средства для решения задач по развитию генерации.

Надежность и качество

Постановление Правительства РФ
от 24.01.2024 № 55 (вступил в силу 01.02.2024),

О внесении изменений в постановление
Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442

- обязанность по обеспечению качества и надежности для всех участников процесса;
- порядок рассмотрения обращений потребителей в случае нарушения требований к обеспечению качества и надежности.

Приказ Минэнерго России
от 28.08.2023 № 690 (вступил в силу 11.04.2024),

Об утверждении требований
к качеству электрической энергии ...

- показатели качества;
- нормы качества;
- требования к проведению измерений показателей качества.

Договор оказания услуг не содержит прямых условий, предусматривающих материальную ответственность сетевых организаций за нарушение параметров качества. Доказывание фактов нарушения и взыскание ущерба в результате некачественной поставки может длиться годами безрезультатно.

Контроль по параметрам Saidi, Saifi также не устанавливает возможности эффективного взаимодействия потребителя с монополией.

В этой связи собственный источник электроснабжения может быть безальтернативным способом нивелирования рисков некачественной поставки электроэнергии.

4 категория надежности

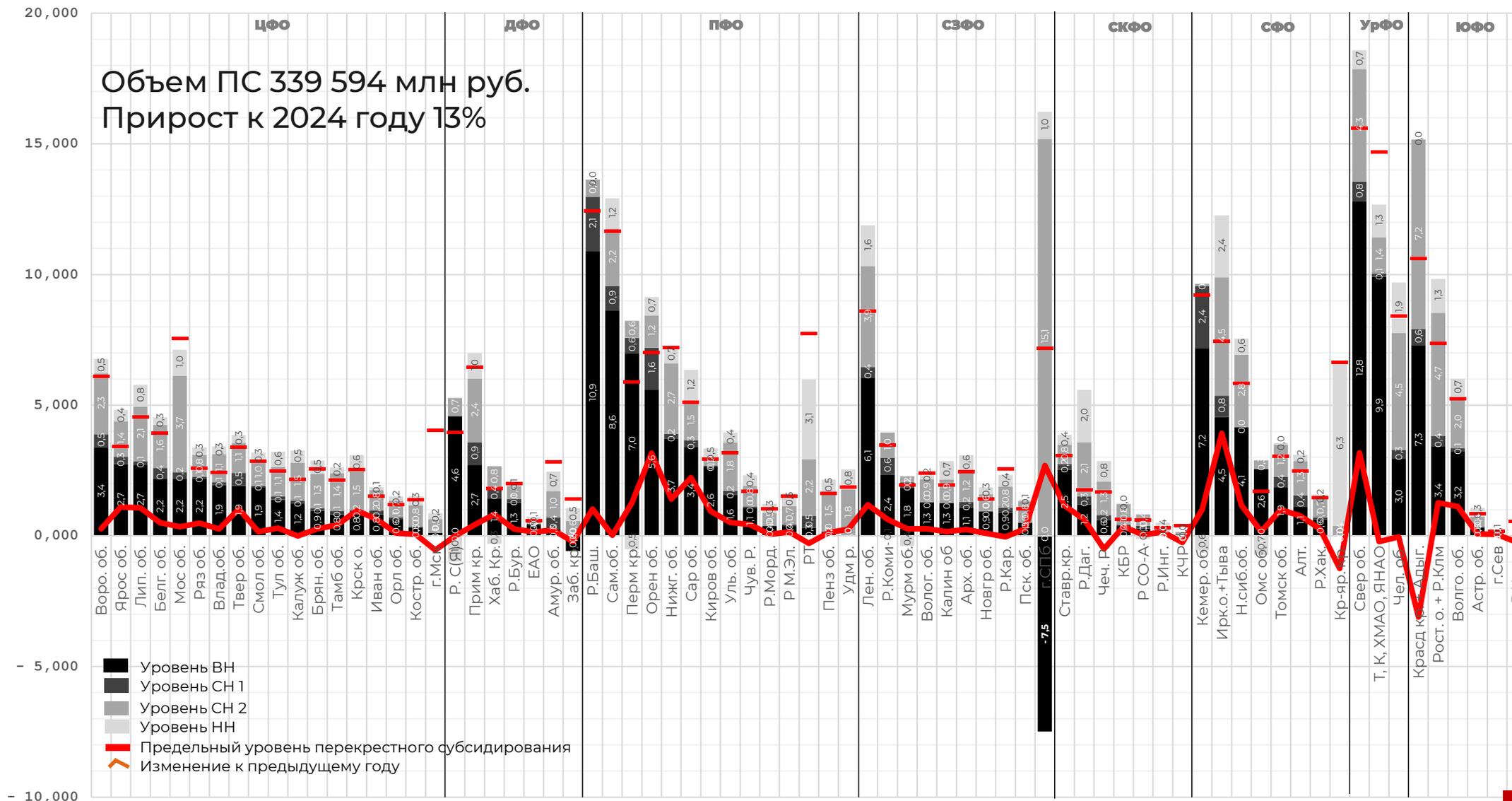
При технологическом присоединении в дефицитных энергорайонах заявитель имеет право обратиться за тех. присоединением по 4 категории надежности до выполнения третьими лицами отлагательных условий.

ЭПУ таких заявителей может быть отключено в любой момент времени без ограничений на количество и продолжительность отключения.

Предложения по доработке проекта

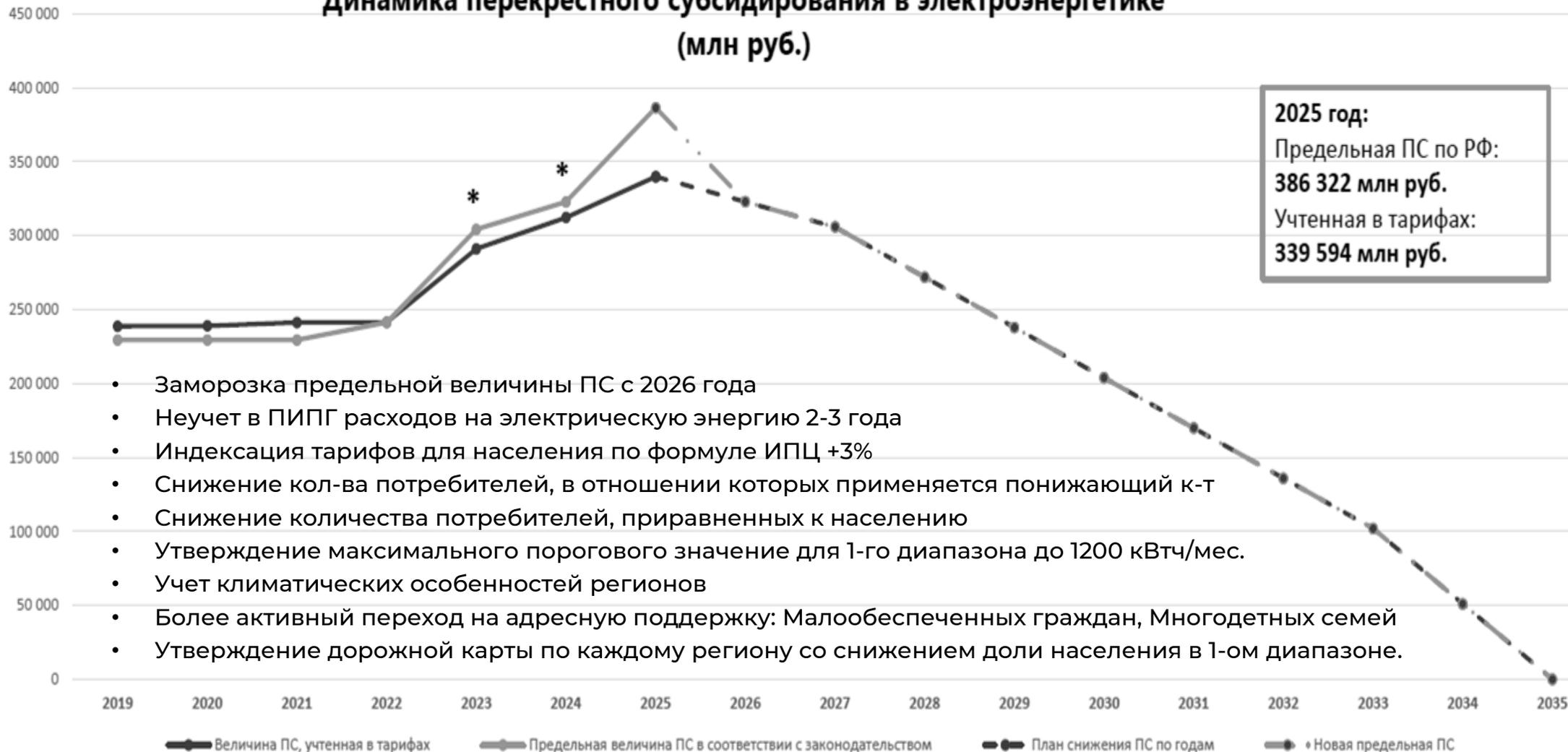
1. Реализовать возможность изменения допустимого времени и количества отключений ЭПУ потребителей, как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения, без введения дополнительных категорий надежности электроснабжения, за счет совершенствования временного ТП, а также развития договоров оказания услуг по передаче электрической энергии.
 2. Доработать проект с учетом усиления мер ответственности сетевой организации и/или субъекта оперативно-диспетчерского управления за ввод режимов ограничения потребления, а также ввести дополнительные меры контроля и ответственности субъектов энергетики за своевременную реализацию мероприятий, включаемых в качестве отлагательных условий в технические условия на присоединение ЭПУ потребителей.
 3. Включить стимулирующие меры для потребителей, в том числе возможность строить собственную генерацию без ограничений по мощности.
 4. Ограничить действие по времени, по частоте, продолжительности и количеству возможных отключений + обязательство по регистрации каждого случая введения и снятия ограничения электроснабжения потребителей
 5. Дать возможность присоединения по 4 категории для опосредованных потребителей
- + Ряд технических правок

Объем перекрестного субсидирования, млрд руб.



Снижение объемов перекрестного субсидирования

Динамика перекрестного субсидирования в электроэнергетике
(млн руб.)



*Материалы ФАС России, 2025 [4]

Take or pay

ID: 151549 О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации

Предусматривает введение оплаты услуг по передаче электрической энергии исходя из максимальной мощности для новых и расширяющих присоединение потребителей

<https://regulation.gov.ru/Regulation/Npa/PublicView?npaID=151549>

1. Актуальность разработки проекта постановления не подтверждена. Необходимые меры ответственности потребителей за запрашиваемую при технологическом присоединении, уже введены.
2. Предлагаемая модель регулирования не соответствует действующему законодательству. Услугой по передаче электрической энергии является комплекс мер, обеспечивающий фактическую ее передачу через технические устройства электрических сетей
3. Создает новые формы перекрёстного субсидирования в энергетике.
4. Нивелирует стимулы для потребителей по оптимизации графика суточных нагрузок, а также стимулы для сетевых организаций по повышению эффективности операционных и инвестиционных процессов
5. Не имеет технологического обоснования, т.к. параметры максимальной мощности применимы только к объектам ЭСХ последней мили и полный переток максимальной мощности

Но отлично стимулирует развитие распределенной генерации в России.

Выводы и предложения

Будущий дефицит генерирующих мощностей в России может быть частично покрыт за счет строительства потребителями объектов собственной генерации. Это дешевле и быстрее.

Необходимо снятие всех ограничений на реализацию проектов генерации на стороне потребителей, в том числе снятие ограничения 25 МВт.

Введение новых механизмов финансирования проектов поможет существенно снизить затраты на новую генерацию.

Меры по запрету или ограничениям развития распределенной генерации целесообразно заместить мерами по борьбе с неэффективными надбавками и наценками рынка энергии и мощности и сетевых услуг.

Благодарю за внимание!

Алексей Синельников

Заместитель директора по развитию
розничного рынка и сетей

Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»

sam@np-ace.ru



Использованные материалы

1. Опадчий Ф.Ю., презентация «Актуальные вопросы развития энергосистемы России 2025»
2. Цивилев С.Е., презентация «Стратегия развития электроэнергетического комплекса до 2042 года»
3. Ю.В. Черняховская, НИЯУ МИФИ, «Эволюция методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии. Анализ зарубежного опыта»