



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
RUSSIAN POWER SYSTEM OPERATOR**

Отчет об объемах поставленной на оптовый рынок мощности в 2025 году

I. Основные показатели поставки мощности на оптовый рынок

Среднегодовая величина установленной мощности электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка¹ и неценовой зоне Калининградской области, за последние 10 лет (с 2016 по 2025 годы) увеличилась на 4,7% (с 221,2 ГВт до 231,4 ГВт). До 2020 года рост объемов генерирующих мощностей в первую очередь был обусловлен вводом объектов, поставка мощности которых осуществляется по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) и купли-продажи (поставки) мощности новых АЭС/ГЭС, начиная с 2020 года – объемами ввода СЭС/ВЭС, превышающими объемы вводов традиционной генерации. При этом в указанный период было выведено из эксплуатации более 18,3 ГВт генерирующих объектов, функционировавших на оптовом рынке.

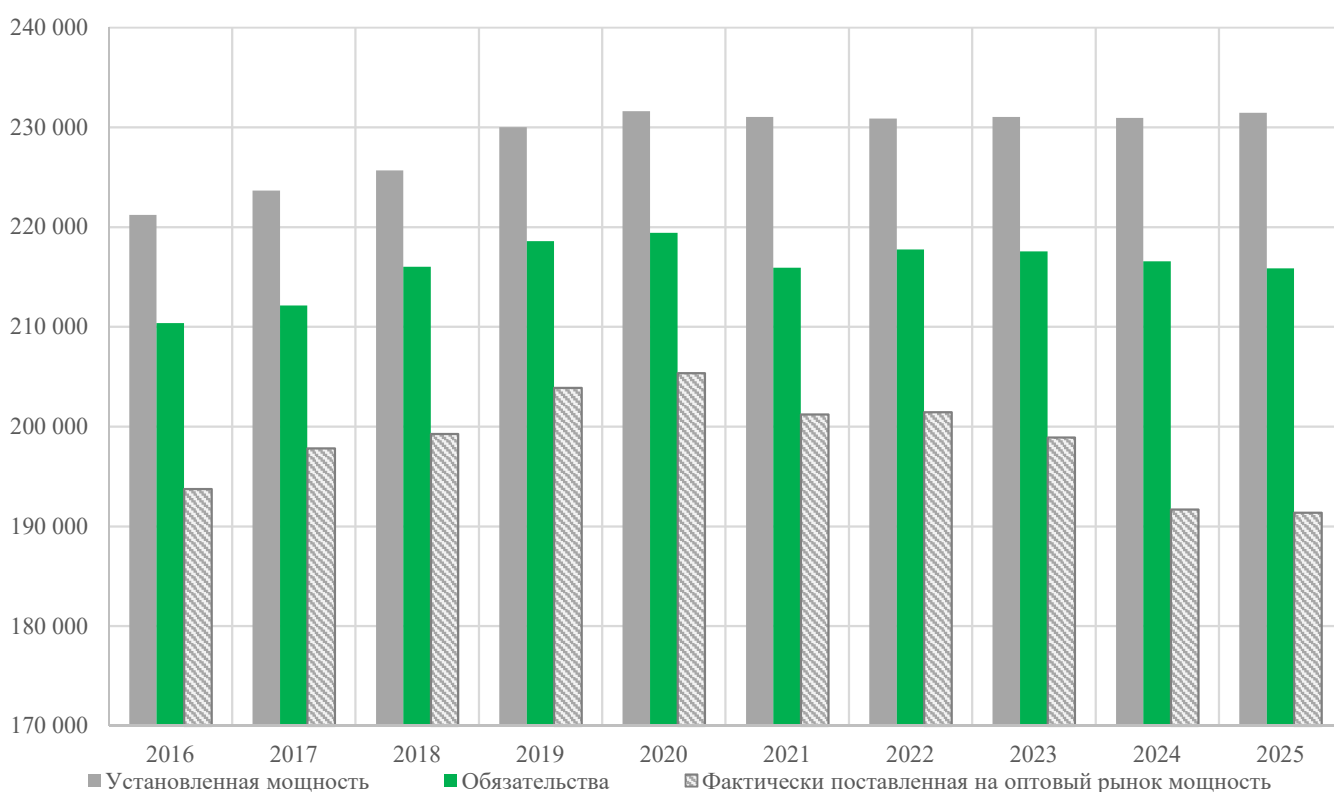


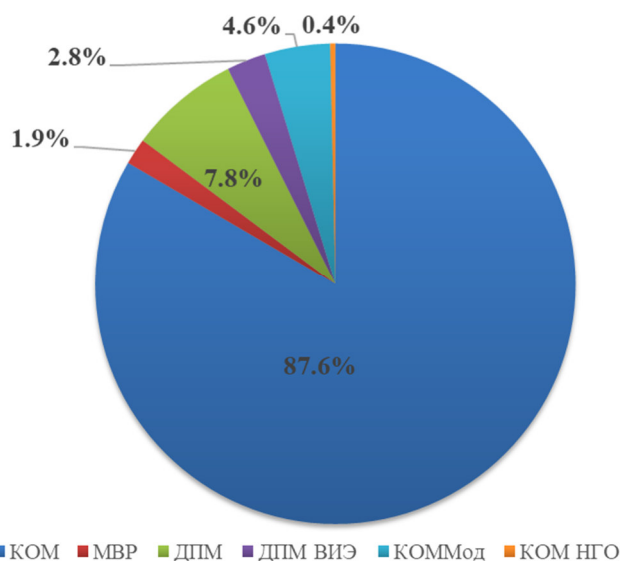
Рисунок I.1 – Среднегодовая установленная и фактически поставленная мощности

Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности в соответствии с правилами оптового рынка не может превышать объема обязательств по поставке мощности на оптовый рынок.

Устойчивый рост объемов обязательств по поставке мощности на оптовый рынок и среднегодового объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности за период с 2016 по 2020 годы (на 6,2% со 193,8 ГВт до 205,4 ГВт) также преимущественно обусловлен вводом в эксплуатацию новых объектов генерации по программе ДПМ и

¹ С 01.01.2025 территория Архангельской области и Республики Коми присоединена к первой ценовой зоне, а территория Дальнего Востока ко второй ценовой зоне

новых АЭС/ГЭС. Начиная с 2021 года, наблюдается снижение объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности при практически неизменном объеме договорных обязательств,



преимущественно за счет роста объемов недопоставки мощности. Среднегодовой объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, определяемый в соответствии с правилами и регламентами оптового рынка, в 2025 году снизился относительно 2024 года на 0,2 % (на 6,8 % относительно 2020 года) и составил 191,4 ГВт.

Основной объем обязательств по поставке мощности на оптовый рынок в ценовых зонах оптового рынка формируется по результатам конкурентного отбора мощности (КОМ). Обязательства по поставке мощности соответствуют величине располагаемой мощности, заявляемой в составе ценовой заявки для целей участия в КОМ и учитывающей прогнозную величину ограничений установленной мощности, носящую технический или сезонный характер.

При невыполнении (частичном невыполнении) поставщиком условий поддержания генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электрической энергии определяются показатель неготовности и объем недопоставки мощности.

Показатель неготовности определяется с применением коэффициентов неготовности, установленных Правилами ОРЭМ [1], и может превышать величину установленной мощности генерирующего объекта. В случае превышения показателя неготовности относительно предельного объема поставки мощности и установленной мощности генерирующего объекта, поставляющего мощность по результатам КОМ или в вынужденном режиме, в отношении объема такого превышения поставщик выплачивает штраф покупателям.

Объем недопоставки мощности равен минимальному значению, определенному по итогам расчетного периода, одной из трех величин: значения показателя неготовности, предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта.

Установленная мощность, обязательства по поставке мощности, объемы недопоставки мощности на оптовый рынок, обусловленные несоблюдением обязательных требований по обеспечению готовности к работе, а также объем потребления на собственные и хозяйственные нужды определяют объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности генерирующего объекта.

Основной объем недопоставки мощности определяется снижением доступной мощности, готовой к несению нагрузки.

Объем доступной в каждый момент времени мощности (мощности, готовой к несению нагрузки) определяется значениями ограничений установленной мощности, мощности генерирующего оборудования, находящегося в плановых, неплановых и аварийных ремонтах, а также иными ремонтными снижениями на основном и вспомогательном оборудовании электростанций. Указанные снижения формируют объем физического снижения относительно установленной мощности. Среднегодовой суммарный объем таких снижений в 2025 году составил 58,9 ГВт, что на 0,2% больше, чем в 2024 году.

Основные объемы ограничений установленной мощности в ценовых зонах оптового рынка, как правило, заявляются на этапе проведения конкурентного отбора мощности (КОМ), объем неучтенных на этапе КОМ ограничений, приводящих к дополнительному снижению поставки мощности, незначителен. В неценовой зоне оптового рынка ограничения установленной мощности не снижают объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности.

Плановые ремонты проводятся в заранее определенные сроки, составляют основную долю в суммарном объеме физических снижений мощности и в соответствии с установленными правилами подлежат оплате в полном объеме. К объемам плановых ремонтов относятся снижения, обусловленные проведением плановых ремонтов оборудования в соответствии с согласованным месячным графиком ремонтов, а также иные снижения мощности, квалифицируемые в соответствии с регламентами оптового рынка аналогично согласованным плановым ремонтам оборудования. В случае превышения фактической длительности плановых ремонтов относительно установленной Правилами ОРЭМ [1] в предшествующие 12 месяцев, а также при превышении объемов фактической относительно согласованной годовой ремонтной площадки, объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности снижается. Прирост плановых объемов ремонтов в 2021-2025 годах в основном обусловлен реализацией мероприятий по модернизации генерирующего оборудования по результатам КОММод.

Иные физические снижения мощности в зависимости от их вида и продолжительности, а также применяемых понижающих коэффициентов, установленных Правилами ОРЭМ [1] и зависящих, в том числе от времени, за которое персоналом электростанции было сообщено об изменении эксплуатационного состояния и параметров режима работы генерирующего оборудования, формируют основной объем недопоставки мощности на оптовый рынок.

С 01.01.2025 осуществлен переход на работу в условиях конкурентного рынка электрической энергии и мощности на территориях Архангельской области, Республики Коми и Дальнего Востока, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка.

Статистическая информация за предшествующие периоды, представленная в отношении ценовых зон оптового рынка, учитывает также данные о режиме работы генерирующего оборудования, функционирующего на территориях Архангельской области, Республики Коми и Дальнего Востока, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка.

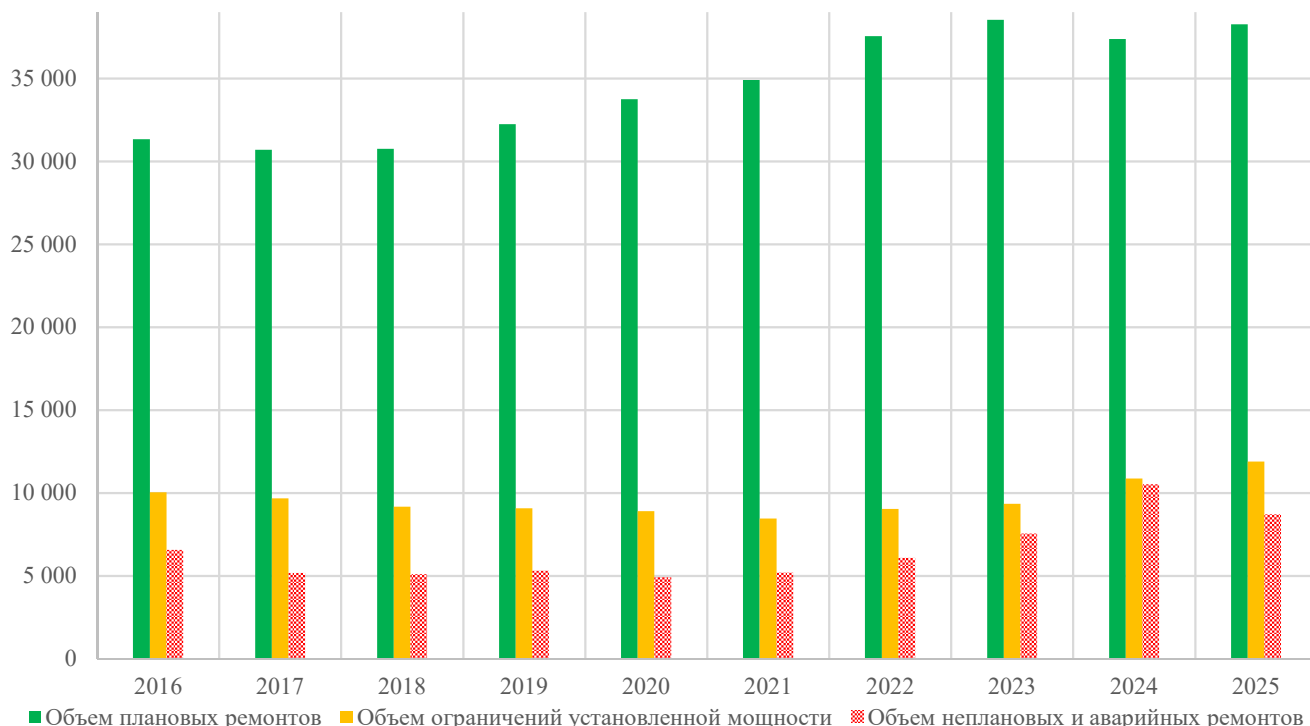


Рисунок I.2 – Объемы снижений мощности

Таблица 1

Среднегодовые показатели объемов поставки мощности на ОРЭМ в 2025 г.

Генерирующие объекты, функционирующие в ценовых и неценовых зонах оптового рынка		
	Среднегодовая величина, МВт	% от установленной мощности
Установленная мощность объектов, функционирующих на ОРЭМ	231 444	100,0%
Объем плановых ремонтов	38 267	16,5%
Объем ограничений установленной мощности	11 888	5,1%
Объем неплановых и аварийных ремонтов	8 710	3,8%
Мощность, готовая к несению нагрузки (доступная мощность)	169 527	73,2%
Генерирующие объекты, в отношении которым сформированы обязательства по поставке мощности		
Установленная мощность объектов, функционирующих на ОРЭМ	226 248	100,0%
Объем договорных обязательств, МВт	215 856	95,4%
Объем недопоставки мощности на оптовый рынок	20 527	9,1%
Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности	191 383	84,6%
Объем потребления мощности на собственные нужды	7 901	3,5%

Динамика изменений основных показателей поставки мощности на оптовый рынок за период с 2016 по 2025 годы в отношении электростанций оптового рынка приведена в таблице 2.

Детализированная информация о функционировании рынка мощности приведена в последующих разделах настоящего отчета.

Таблица 2

Среднегодовые показатели поставки мощности на оптовом рынке

Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Генерирующие объекты, функционирующие в ценовых и неценовых зонах оптового рынка										
Установленная мощность, МВт	221 219	223 643	225 660	230 012	231 601	231 042	230 859	231 039	230 922	231 444
изменение к предшествующему году, %		1,1%	0,9%	1,9%	0,7%	-0,2%	-0,1%	0,1%	-0,1%	0,2%
Объем договорных обязательств, МВт	210 356	212 144	216 002	218 571	219 405	215 916	217 762	217 566	216 551	215 856
изменение к предшествующему году, %		0,9%	1,8%	1,2%	0,4%	-1,6%	0,9%	-0,1%	-0,5%	-0,3%
Объем недопоставки мощности на оптовый рынок, МВт *	15 438	13 838	14 555	14 371	13 837	14 223	15 577	17 597	22 580	20 527
изменение к предшествующему году, %	-2,0%	-10,4%	5,2%	-1,3%	-3,7%	2,8%	9,5%	13,0%	28,3%	-9,1%
Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт	193 759	197 805	199 266	203 876	205 368	201 228	201 442	198 919	191 696	191 383
изменение к предшествующему году, %	3,2%	2,1%	0,7%	2,3%	0,7%	-2,0%	0,1%	-1,3%	-3,6%	-0,2%

* – в отношении объектов, по которым сформированы обязательства по поставке мощности

В 2016-2025 годах на изменение объемов недопоставки мощности на оптовый рынок влияло не только изменение объемов неплановых ремонтов и ограничений мощности, но и изменения Правил ОРЭМ [1]. В 2018 году введены индивидуальные коэффициенты неготовности (коэффициенты дифференциации), определяемые в отношении каждой ГТП исходя из статистических данных о недопоставке мощности и востребованности в рынке электроэнергии за предшествующие 12 месяцев. С октября 2025 года в отношении объектов, поставляющих мощность по результатам КОМ, при определении объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности введен показатель поставки, рассчитываемый на основании востребованности оборудования в предшествующие 48 месяцев, а также изменен порядок расчета коэффициента дифференциации для таких объектов.

II. Генерирующее оборудование, функционирующее на оптовом рынке

По состоянию на декабрь 2025 года поставку электроэнергии и мощности на оптовом рынке осуществляли 117 участников оптового рынка с использованием 474 электростанций, представленных 871 группой точек поставки генерации (ГТПГ), в состав

которых входило 1 993 единицы генерирующего оборудования. Суммарная установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке, по состоянию на декабрь 2025 года составила 231,9 ГВт.

При этом в отношении 38 ГТПГ, в том числе функционирующих в период выполнения мероприятий по модернизации, в состав которых входили 53 единицы генерирующего оборудования, суммарной установленной мощностью 3 403 МВт, по состоянию на декабрь 2025 года отсутствовали обязательства по поставке мощности, в отношении соответствующих ГТПГ на оптовом рынке возможна только поставка электроэнергии.

На оптовый рынок мощность может поставляться только оборудованием, прошедшим аттестацию, включающую в себя тестирование оборудования для фактического подтверждения возможности длительной работы с заявленной мощностью. При проведении аттестации генерирующего оборудования определяется предельный объем поставки мощности, а также иные технические параметры, подлежащие подтверждению по результатам аттестации в соответствии с решениями Правительства РФ и (или) договорами поставки мощности.

Установленная мощность, максимальная располагаемая мощность (учитываемая при определении предельного объема поставки мощности), а также иные общесистемные параметры генерирующего оборудования определяются по результатам комплексных испытаний, проводимых в соответствии с Правилами проведения испытаний [2] с учетом предусмотренных регламентами оптового рынка [5] особенностей.

Установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом и розничных рынках, на 01.12.2025 составила 248,6 ГВт, из которых 231,9 ГВт составляет установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке. Среднегодовая величина установленной мощности электростанций, функционирующих на оптовом и розничных рынках, составила 248,0 ГВт, в т.ч. электростанций, функционирующих на оптовом рынке в 2025 году, составила 231,4 ГВт.

Значение предельного объема поставки мощности может быть как ниже установленной мощности (при наличии ограничений), так и выше установленной мощности, так как установленная мощность определяется путем приведения к нормальным условиям и номинальным параметрам фактической располагаемой мощности, зарегистрированной при фактических параметрах (температура, давление, влажность). По состоянию на декабрь 2025 года значение предельного объема поставки мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке, составило 229,0 ГВт. Среднегодовая величина предельного объема поставки мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке, составила 226,6 МВт. Для целей определения фактических объемов поставки мощности на оптовый рынок учитывается наименьшее значение из величины предельного объема поставки и установленной мощности.

Значение предельного объема с учетом «срезки» на установленную мощность на декабрь 2025 года составило 226,2 ГВт.

Величина мощности, фактически поставляемая на оптовый рынок и, соответственно, оплачиваемая покупателями, для каждой электростанции ниже предельного объема поставки, поскольку рассчитывается за вычетом объемов мощности, потребленной на собственные нужды электростанции, а также объемов недопоставки мощности, рассчитанных в соответствии с Правилами ОРЭМ [1] и обусловленных временной, полной или частичной неготовностью оборудования к работе.

Таблица 3

Среднегодовые объемы мощности за 2025 год

	Установленная мощность, МВт	Предельный объем поставки мощности на оптовый рынок*, МВт	Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт
Всего оптовый и розничный рынок	247 970		
Оптовый рынок в целом	231 444	226 614	191 383
<i>Ценовые зоны:</i>	229 564	224 734	189 594
Первая ценовая зона	168 169	164 753	139 385
Вторая ценовая зона	61 396	59 981	50 208
<i>Неценовые зоны:</i>	1 879	1 879	1 789
Калининградская область	1 879	1 879	1 789
Розничный рынок **	16 526	–	–

* - предельный объем поставки мощности на оптовый рынок определен с учетом «срезки» на величину установленной мощности.

** - установленная мощность объектов розничной генерации, представленных в расчетной модели ЕЭС России.

III. Аттестация генерирующего оборудования

Одним из основных параметров, характеризующих генерирующее оборудование, является установленная мощность, подлежащая определению в порядке, установленном Правилами проведения испытаний [2] при вводе генерирующего оборудования в эксплуатацию, а также при изменении характеристик и параметров оборудования.

При изменении установленной мощности электростанции изменяется и предельный объем мощности, который может быть поставлен на оптовый рынок.

В течение 2025 года собственниками оборудования, представленного на оптовом рынке, было заявлено об изменении установленной мощности генерирующего оборудования (включая изменения, заявленные в декабре 2025 и учтенные при формировании реестра предельных объемов поставки мощности на январь 2026 года), обусловленном:

- вводом генерирующего оборудования в эксплуатацию – 743 МВт;
- выводом генерирующего оборудования из эксплуатации – 386 МВт;
- перемаркировкой генерирующего оборудования – + 193 МВт.

Помимо аттестационных испытаний, проводимых при изменении характеристик и параметров оборудования, Правилами ОРЭМ [1] предусмотрено регулярное тестирование всего парка генерирующего оборудования, поставляющего мощность на оптовый рынок, – испытания должны проводиться не реже одного раза в 5 лет. Дополнительно обязательному тестированию подлежит генерирующее оборудование:

- в отношении которого длительно (более 6 месяцев) регистрировалась неготовность к работе;
- находившееся в резерве более 11 месяцев;
- поставляющее мощность по ДПМ, в отношении которого показатель неготовности за какой-либо месяц превысил установленную мощность и (или) предельный объем поставки мощности.

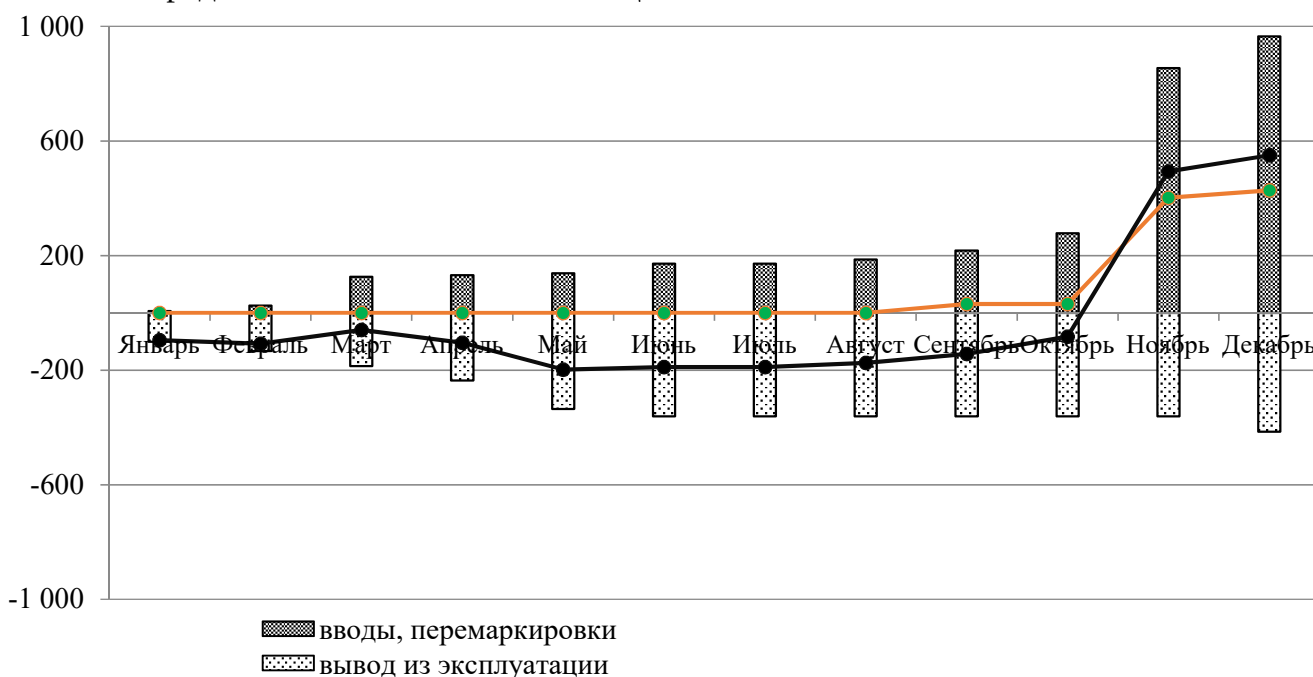


Рисунок III.1 – Динамика изменения установленной мощности генерирующего оборудования, функционирующего на оптовом рынке

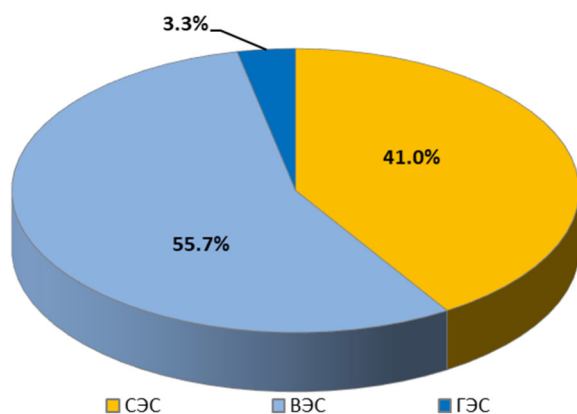
В 2025 году было проведено тестирование для целей аттестации генерирующего оборудования на 154 электростанциях, суммарной установленной мощностью 132 087,268 МВт (на 27 123,51 МВт или 25,6 % больше, чем в 2024 году).

В течение 2025 года на оптовом рынке было аттестовано 15 новых генерирующих объектов (ГТП) суммарной установленной мощностью 743,2 МВт, в т.ч.:

- 10 объектов ДПМ ВИЭ (СЭС/ВЭС) суммарной установленной мощностью 427,5 МВт;
- 2 объекта ДПМ ГЭС суммарной установленной мощностью 33,4 МВт;
- 1 объект ТБО установленной мощностью 70 МВт;
- 2 объекта ТЭС установленной мощностью 212,3 МВт.

В соответствии с регламентами оптового рынка в отношении объектов ДПМ (СЭС/ВЭС) действует особый порядок аттестации – предельный объем поставки объектов

ДПМ ВИЭ, относящихся к солнечной и ветровой генерации, определяется равным установленной мощности при соблюдении установленных правилами и регламентами оптового рынка требований, в том числе признании Ассоциацией «НП Совет рынка» генерирующего объекта ДПМ ВИЭ квалифицированным генерирующим объектом, соответствии фактического местоположения генерирующего объекта местоположению, определенному ДПМ ВИЭ, превышении максимальной часовой выработки электрической энергии минимально необходимой установленной величины.



Суммарная установленная мощность объектов ДПМ ВИЭ на 01.01.2026 составила 5 134 МВт, в том числе установленная мощность солнечных электростанций составила 2 107 МВт, а ветровых электростанций – 2 857 МВт.

Детализированная информация о тестировании генерирующего оборудования для целей аттестации

в 2025 году представлена в Приложении 2.

IV. Обязательства по поставке мощности в ценовых зонах

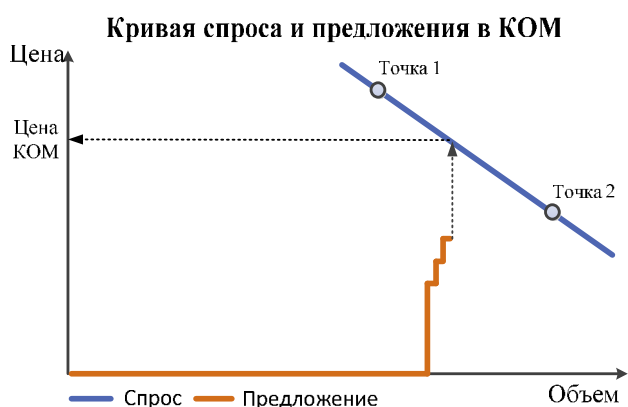
Поставка мощности в ценовых зонах оптового рынка осуществляется поставщиками, принявшими на себя на соответствующий год обязательства по обеспечению готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, в соответствии с одним из следующих механизмов, предусмотренных Правилами ОРЭМ [1]:

- по договорам купли-продажи мощности, заключаемым по результатам проводимого Системным оператором долгосрочного конкурентного отбора мощности (КОМ);
- по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) ТЭС, договорам купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС (ГАЭС);
- по договорам купли-продажи мощности, заключаемым по результатам проводимого Системным оператором конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, подлежащих строительству (КОМ НГО);
- по договорам купли-продажи мощности модернизированных генерирующих объектов, включенных в утвержденный Правительством РФ перечень по результатам проводимого Системным оператором отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (КОММод), а также договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся

к неценовым зонам, заключенным в отношении генерирующих объектов, включенных в утвержденный Правительством Российской Федерации перечень;

– по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (МВР);

– по ДПМ ВИЭ/ТБО, заключаемым по результатам проводимых Коммерческим оператором конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и твердых бытовых отходов (ТБО).



Основной объем мощности определяется по результатам КОМ. Действующая модель КОМ предусматривает применение наклонной кривой спроса – цена в точке 1 соответствует прогнозируемому объему потребления мощности с минимально необходимым резервом мощности, при увеличении отбираемых объемов общая

цена КОМ снижается. Ценовые параметры кривой спроса на мощность в точках 1 и 2 для каждой ценовой зоны устанавливаются на основании решения Правительства РФ с учетом индексации на индекс потребительских цен за предшествующие периоды.

Таблица 4

Информация о КОМ на 2025 год

	Первая точка		Вторая точка		Объем отобранного предложения*, МВт	Цена мощности по результатам КОМ**, руб/МВт
	Спрос, МВт	Цена, руб/МВт	Спрос, МВт	Цена, руб/МВт		
Первая ценовая зона	150 348	215 406	168 390	157 260	157 802	193 157,87
Вторая ценовая зона	43 210	301 305	48 395	215 406	42 546	303 191,67
Итого	193 558		216 785		200 348	

* - объем отобранного предложения включает объемы мощности, отобранные по цене КОМ на декабрь соответствующего года, а также объемы мощности, подлежащие обязательной покупке на оптовом рынке (ДПМ, договоры новых АЭС/ГЭС, ДПМ ВИЭ/ТБО, договоры купли-продажи мощности объектов МВР и модернизированных генерирующих объектов), оплачиваемые по цене соответствующих договоров.

** цена продажи мощности, определенная по результатам КОМ, проведенного в 2019 году. При проведении финансовых расчетов цена продажи мощности подлежит индексации в соответствии с Правилами индексации цены на мощность, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.04.2010 № 238.

В соответствии с математической моделью КОМ [4] переток из первой во вторую ценовую зону в КОМ на 2025 год учтен в размере максимально допустимого объема поставки мощности – 550,089 МВт, рассчитанного в установленном регламентом [4]

порядке, учитывающем объемы неплановых отклонений величин сальдо перетоков энергосистемы Северного Казахстана от плановых.

Детализированная информация о результатах КОМ на 2025 год представлена в Приложении 1.

В связи с присоединением с 01.01.2025 территорий Архангельской области и Республики Коми к первой ценовой зоне, а территории Дальнего Востока ко второй ценовой зоне, в январе 2025 г. в соответствии с Правилами ОРЭМ [1] был осуществлен прием ценовых заявок на продажу мощности в отношении генерирующих объектов, функционирующих на указанных территориях. Мощность генерирующих объектов, в отношении которых были поданы заявки на продажу мощности, поставляется по цене на мощность для соответствующей ценовой зоны.

Таблица 5

Объемы мощности, учтенные и отобранные по результатам КОМ на 2025 год

	Всего	Первая ЦЗ	Вторая ЦЗ
Поставка мощности на оптовый рынок *, в т.ч.	213 616	160 517	53 099
➤ в ценовых зонах оптового рынка			
КОМ	163 843	124 934	38 909
МВР	2 952	2 908	44
ДПМ и договоры новых АЭС/ГЭС, КОМ НГО, КОММод	33 552	29 959	3 593
➤ в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам			
Договоры купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам	11 106	2 416	8 689
МВР	897	300	597
Договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам	1 267	-	1 267
Объем мощности объектов розничной генерации, учтенный при проведении КОМ	8 487	7 132	1 355

* - объемы на декабрь года, на который проведен КОМ (с учетом объемов мощности, заявленных в отношении генерирующих объектов, функционирующих на территориях Архангельской области, Республики Коми и Дальнего Востока, ранее относившихся к неценовым зонам). При проведении КОМ подлежат учету объемы мощности, указанные на декабрь.

Фактический состав генерирующего оборудования, с использованием которого осуществляется поставка мощности на оптовый рынок, может отличаться от состава генерирующего оборудования, отобранного (учтенного в покрытии спроса) по результатам КОМ. Причинами такого отличия могут являться лишение права участия в торговле на оптовом рынке (переход на розничный рынок для объектов генерации с установленной мощностью менее 25 МВт), вывод оборудования из эксплуатации, а также задержка вводов в эксплуатацию генерирующего оборудования, в том числе оборудования, мощность которого подлежит обязательной покупке, принятие в установленном порядке решения о приостановке вывода генерирующего оборудования из эксплуатации после проведения КОМ, учет объемов мощности, поставляемой в

вынужденном режиме на основании решений Правительства Российской Федерации. Суммарная располагаемая мощность генерирующего оборудования, отобранного по результатам КОМ на 2025 год, с использованием которого не осуществлялась поставка мощности на оптовый рынок, в декабре 2025 года составила 812 МВт (647 МВт – вывод из эксплуатации отобранных объектов, 165 МВт – функционирование на розничном рынке).

V. Фактическая поставка мощности на оптовый рынок в ценовых зонах

Фактически поставленная на оптовый рынок мощность определяется в пределах объемов мощности, составляющих обязательства по поставке мощности генерирующего оборудования, исходя из минимального значения установленной мощности и предельного объема поставки мощности, сниженного на величину потребления части мощности на собственные и хозяйственные нужды и объемы недопоставки мощности, обусловленные временным полным или частичным несоответствием генерирующего оборудования требованиям по готовности к выработке электроэнергии, с учетом коэффициента дифференциации, рассчитываемого на основании статистики работы оборудования за предшествующие 12 месяцев. Среднегодовое значение фактически поставленной мощности, подлежащей оплате потребителями, в ценовых зонах оптового рынка в 2025 году составило 189 594 МВт, что на 0,2% меньше, чем в 2024 году. Среднегодовое снижение мощности генерирующего оборудования, в отношении которого сформированы обязательства по поставке мощности в ценовых зонах оптового рынка, определяемое расходом на собственные и хозяйственные нужды, составило 7 901 МВт, определяемое соблюдением обязательных требований к обеспечению готовности к выработке электроэнергии – 20 437 МВт.

Фактическое потребление мощности в ГТП потребления на собственные нужды электростанции рассчитывается в общем порядке, применяемом к ГТП потребления, как среднее потребление электроэнергии по рабочим дням в час максимального потребления электроэнергии в данном субъекте Российской Федерации, и учитывается при определении фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности в пределах установленных нормативов потребления электрической мощности на собственные и хозяйственные нужды соответствующей электростанции. Сверхнормативное потребление на собственные и хозяйственные нужды генерирующие компании покупают на оптовом рынке. В 2025 году сверхнормативное потребление в среднем фиксировалось в отношении 23% ГТП генерации, при этом в среднем объем такого превышения потребления составлял 3,3 МВт (более 16 % от величины нормативного потребления соответствующих объектов).

Соответствие генерирующего оборудования обязательным требованиям по готовности к выработке электроэнергии рассчитывается для каждого часа в отношении каждой ГТП генерации. К обязательным техническим требованиям, определяющим готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, относятся участие

в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ), участие в регулировании реактивной мощности, участие ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности, выполнение требований к системе обмена информацией с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО) и работа в соответствии с заданным системным оператором режимом работы. В зависимости от вида невыполнения (полного или частичного) обязательных требований (ограничение мощности, плановый или неплановый ремонт, потеря связи и т.д.) применяются различные коэффициенты неготовности, порядок расчета которых установлен Правилами ОРЭМ [1].

Применяемый коэффициент неготовности индивидуален для каждой ГТП и равен произведению базового коэффициента неготовности, установленного Правилами ОРЭМ [1], и индивидуального коэффициента – коэффициента дифференциации, рассчитываемого исходя из величины коэффициента надежности, определяемого на основании статистических данных о готовности к выработке электроэнергии в предшествующие 12 месяцев, и коэффициента востребованности, определяемого на основании статистических данных о фактической работе генерирующего оборудования в рынке электроэнергии в предшествующие 12 месяцев.

С октября 2025 года в отношении объектов, поставляющих мощность по результатам КОМ, был изменен порядок расчета коэффициента дифференциации (исключен учет коэффициента востребованности), а при определении фактически поставленной на оптовый рынок мощности начал применяться новый коэффициент – показатель поставки, рассчитываемый на основании данных о востребованности генерирующего оборудования в предшествующие 48 месяцев с учетом особенностей, предусмотренных для теплофикационных и противодавленческих турбин.

Объем недопоставки мощности, используемый при определении объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности, формируется в отношении ГТП генерации по итогам месяца и равен произведению усредненных почасовых значений фактических снижений мощности, соответствующих невыполнению установленных Правилами ОРЭМ [1] обязательных требований, и соответствующего каждому виду нарушения коэффициента неготовности.

Надлежащее техническое обслуживание генерирующего оборудования, в т.ч. проведение плановых ремонтов, рассматривается как один из обязательных элементов обеспечения готовности генерирующего оборудования к работе. В этой связи к снижениям мощности, обусловленным проведением плановых ремонтов в соответствии с утвержденными годовыми графикам ремонтов в объеме, не превышающем установленную Правилами ОРЭМ [1] максимальную совокупную длительность ремонта, коэффициенты неготовности не применяются. Учет находящегося в плановом ремонте оборудования как поставляющего мощность, определяет отличие сезонного профиля графика мощности, фактически поставленной на оптовый рынок, от профиля графика

мощности, фактически доступной для включения, поскольку в период летней ремонтной кампании в плановые ремонты выводятся значительные объемы генерирующего оборудования (рисунок V.1).

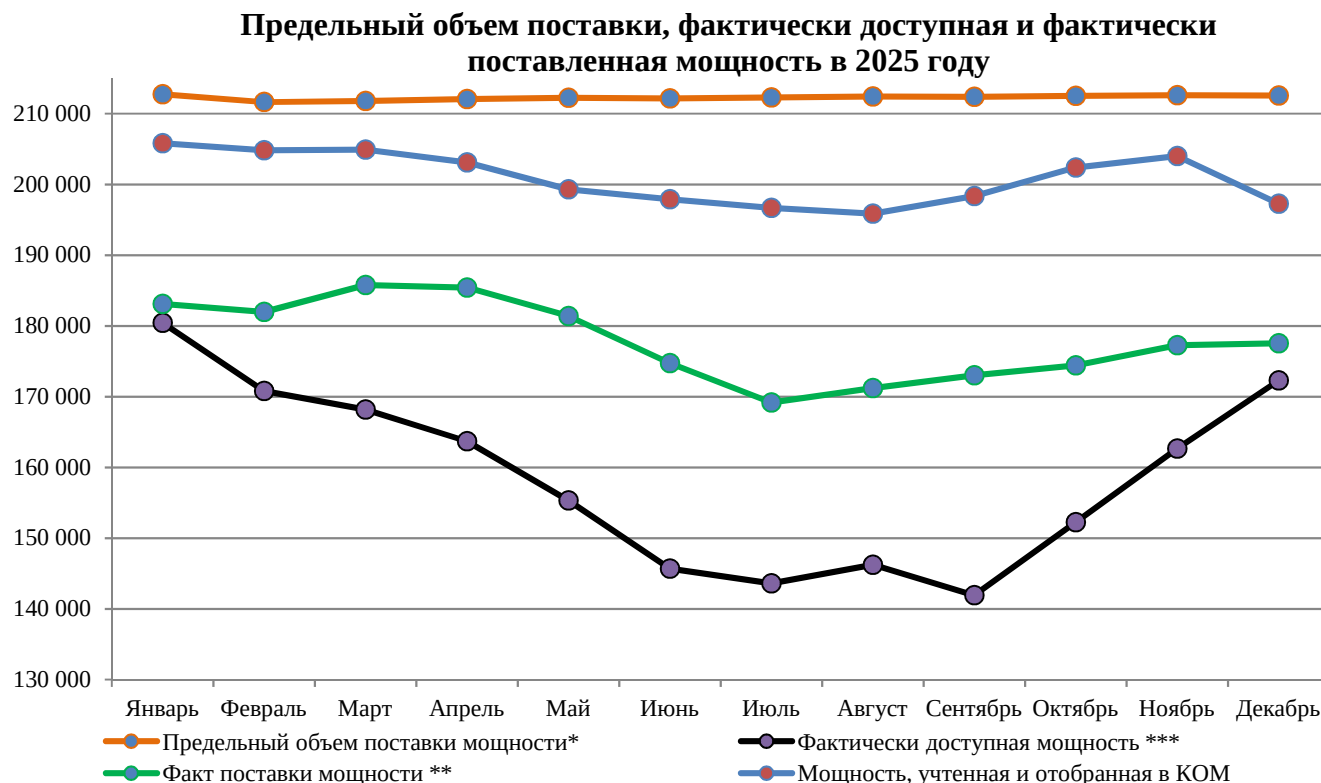


Рисунок V.1 – Пределный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная мощность

* – пределный объем поставки мощности определен с учетом «срезки» с установленной мощностью;

** – факт поставки мощности соответствует объемам, определенным в соответствии с Правилами ОРЭМ [1]. Снижение фактически поставленной мощности относительно предельного объема поставки мощности соответствует физическим объемам ограничений и фактической мощности оборудования, выведенного в ремонт, а также иным объемам снижений, обусловленным невыполнением обязательных технических требований (участие в ОПРЧ, предоставление диапазона регулирования реактивной мощности и т.д.), к которым в зависимости от вида снижения применены различные коэффициенты неготовности;

*** – фактически доступная мощность определена как суммарный объем мощностей, находившихся в работе и резерве. Снижение фактически доступной мощности относительно предельного объема поставки мощности соответствует физическим объемам ограничений и фактической мощности оборудования, выведенного в ремонт (без учета повышающих/понижающих коэффициентов).

VI. Снижение объема фактически поставленной мощности в ценовых зонах

При полном или частичном несоответствии генерирующего оборудования требованиям по готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии регистрируется снижение объема поставки мощности на оптовый рынок. Среднегодовой объем недопоставки мощности генерирующих объектов, в отношении которых сформированы обязательства по поставке мощности, равный произведению значений фактических снижений мощности и соответствующего коэффициента неготовности, в ценовых зонах оптового рынка в 2025 году составил 20 437 МВт, что на 8,7 % меньше, чем в 2024 году.

99,3 % объема недопоставки мощности в 2025 году было обусловлено снижением фактически доступной мощности или невыполнением заданного системным оператором режима работы генерирующего оборудования, а 0,7 % – невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию (участие в ОПРЧ, СОТИАССО, предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, участие во вторичном оперативном и автоматическом регулировании для ГЭС).

Детализированная информация о снижениях фактически поставленной мощности в ценовых зонах оптового рынка в 2025 году приведена в Приложении 3.

VII. Снижение объемов мощности при выводе оборудования в ремонт в ценовых зонах



В течение 2025 года в ценовых зонах оптового рынка в ремонтах в среднем находилось 46 609 МВт мощности генерирующих объектов, что на 1,8% меньше, чем в 2024 году. Основной объем физического снижения мощности (37 987 МВт или 81,5 %) составили плановые ремонты.

В зависимости от вида проводимого ремонта и времени уведомления системного оператора о неготовности к работе к снижениям мощности в соответствии с Правилами ОРЭМ [1] применяются различные понижающие коэффициенты. При этом чем раньше поставщиком направлено соответствующее уведомление, тем больше у системы времени на выполнение компенсационных мероприятий и замещение такого оборудования и, соответственно, меньше последствия указанного события для энергосистемы в целом, и тем меньше снижение оплаты мощности у поставщика. Исходя из этого снижения мощности классифицируются следующим образом:

- плановые ремонты оборудования (Δ_1);
- неплановые ремонты оборудования, учтенные в расчетах выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) и РСВ ($\Delta_{2.1}$, $\Delta_{2.2}$);
- неплановые ремонты, не учтенные в РСВ (Δ_4);
- аварийные ремонты (отключения/невключения) генерирующего оборудования ($\Delta_{изм}$, Δ_6 , $\Delta_{8.1}$, $\Delta_{8.2}$).

К объемам плановых ремонтов в пределах годовой ремонтной площадки и в случае непревышения установленной Правилами ОРЭМ [1] длительности ремонтов в предшествующие 12 месяцев коэффициенты неготовности не применяются.

Объем плановых ремонтов включает в себя объемы снижения мощности, обусловленные выводом из работы оборудования (в т.ч. общестанционного и вспомогательного) для целей проведения ремонтов, выполняемых в рамках технического обслуживания оборудования, а также для реализации мероприятий по модернизации генерирующего оборудования, проводимой по результатам конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций. Объем плановых ремонтов в ценовых зонах оптового рынка в декабре 2025 года составил 26 691 МВт, что на 9,6 % больше, чем в 2025 году, в том числе 1 254 МВт генерирующих мощностей в период реализации мероприятий по модернизации генерирующего оборудования (на 73% меньше, чем в декабре 2024 года).

В период реализации мероприятий по модернизации генерирующего оборудования, проводимой по результатам конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, мощность оборудования не оплачивается, за исключением случаев когда участником оптового рынка заявлено об отсутствии необходимости вывода генерирующего оборудования из работы для целей выполнения мероприятий по модернизации (норма, предусматривающая возможность оплаты мощности в период модернизации действует с октября 2025 года; в 2025 году таких заявлений не поступало).

При превышении установленной Правилами ОРЭМ [1] длительности плановых ремонтов в предшествующие 12 месяцев мощность оборудования, находящегося в плановом ремонте, перестает оплачиваться. Зарегистрированный объем превышения длительности плановых ремонтов в декабре 2025 года составил 3 007 МВт. Среднегодовой объем указанного превышения в 2025 году составил 9,6 % от величины плановых ремонтов в 2025 году.

Объемы ремонтов в течение года имеют существенную неравномерность по сезонам. Максимальное среднемесячное снижение мощности в ценовых зонах оптового рынка, обусловленное ограничениями и ремонтами оборудования, в 2025 году было зарегистрировано в августе и составило 70 362 МВт, что на 7,7% меньше максимального снижения мощности в 2024 году. Информация о среднемесячных снижениях мощности электростанций оптового рынка, поставляющих мощность в 2025 году, приведена на рисунках VII.1, VII.2, VII.3.

Среднемесячные снижения мощности по ценовым зонам ЕЭС

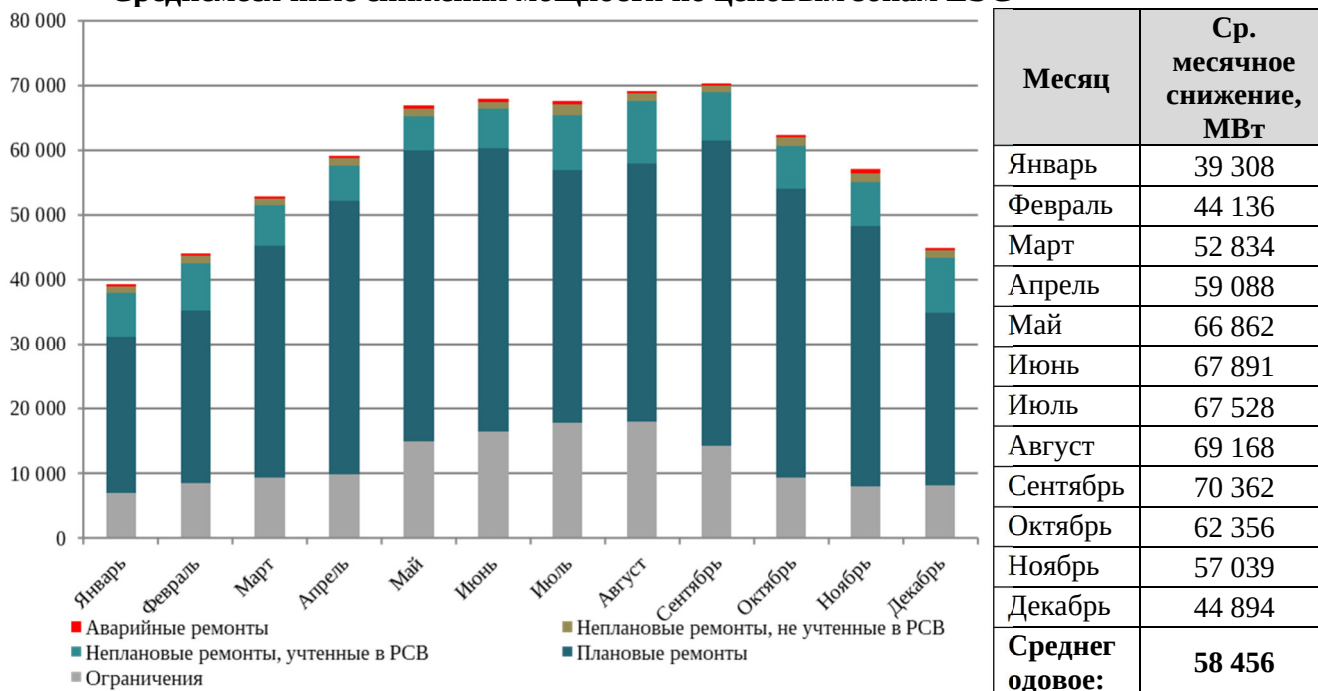


Рисунок VII.1 – Среднемесячные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне

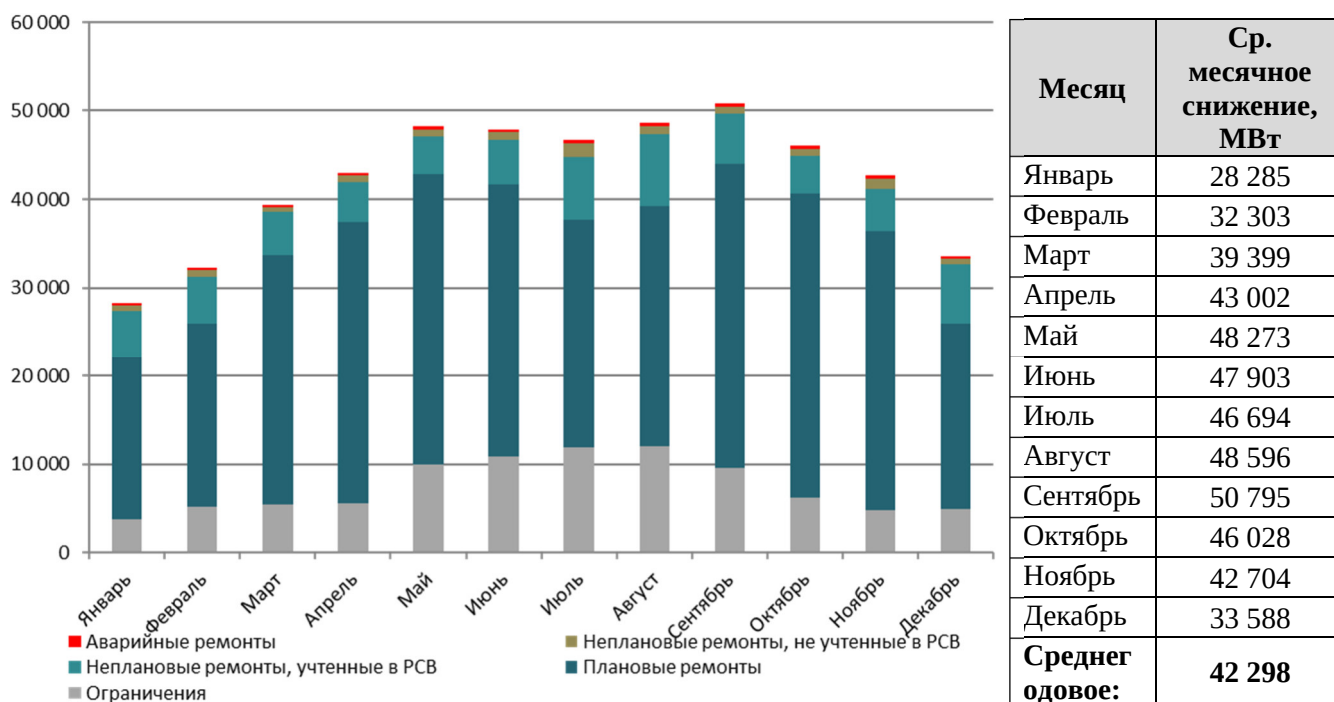


Рисунок VII.2 – Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

Среднемесячные снижения мощности во второй ценовой зоне

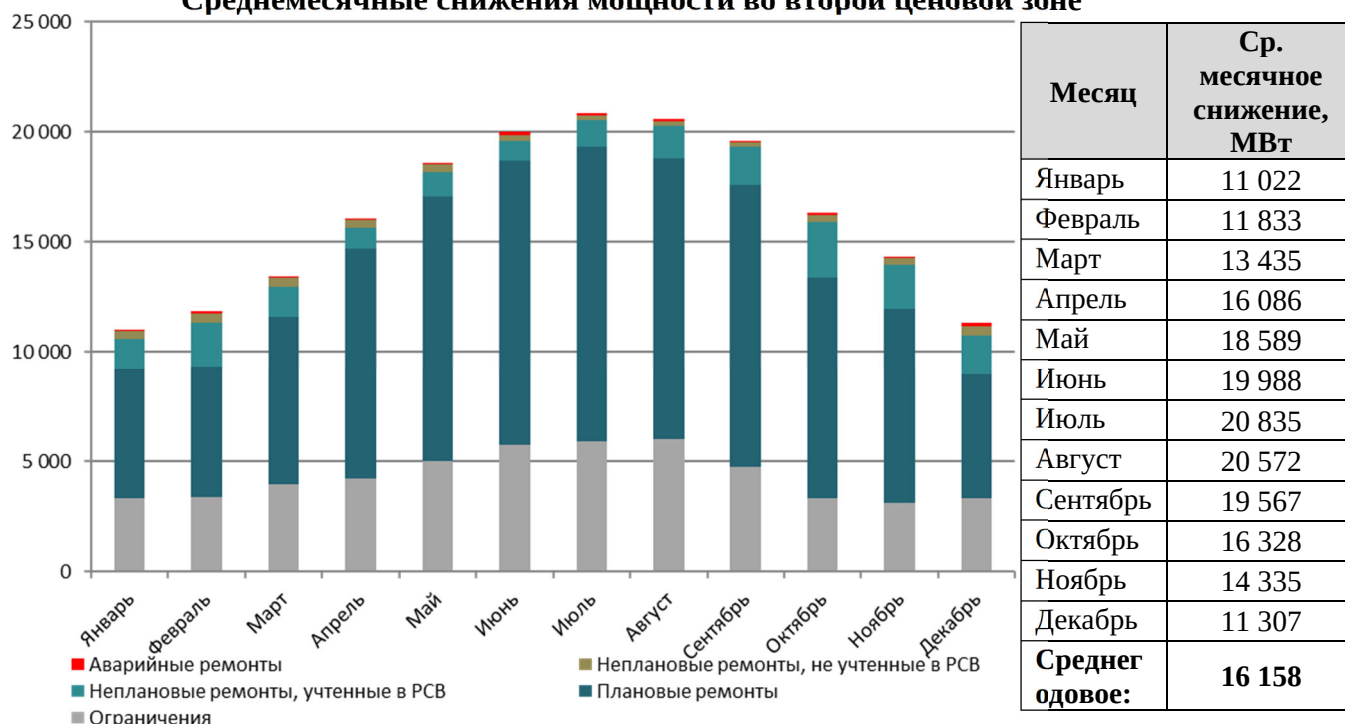


Рисунок VII.3 – Среднемесячные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

Объем unplanned и аварийных ремонтов в общем объеме снижений мощности (физические снижения без применения понижающих коэффициентов) в 2025 году в среднем составлял 14,8 % (на 2,4 % меньше, чем в 2024 году), при этом максимальная доля таких ремонтов была зарегистрирована 30.07.2025 и составила 23,2 % от суммарного среднесуточного снижения мощности или 10,6 % от объема электропотребления в ценовых зонах оптового рынка для часа максимума ЕЭС России в 2025 году. Максимальное часовое снижение мощности в ценовых зонах оптового рынка в целом (75 498 МВт) было зарегистрировано 08.06.2025, а минимальное часовое снижение (33 815 МВт) было зарегистрировано 01.01.2025.

Среднесуточная динамика объемов снижения мощности за 2025 год с разделением по видам приведена на рисунках VII.4, VII.5, VII.6.

Среднесуточные снижения мощности по ценовым зонам ЕЭС

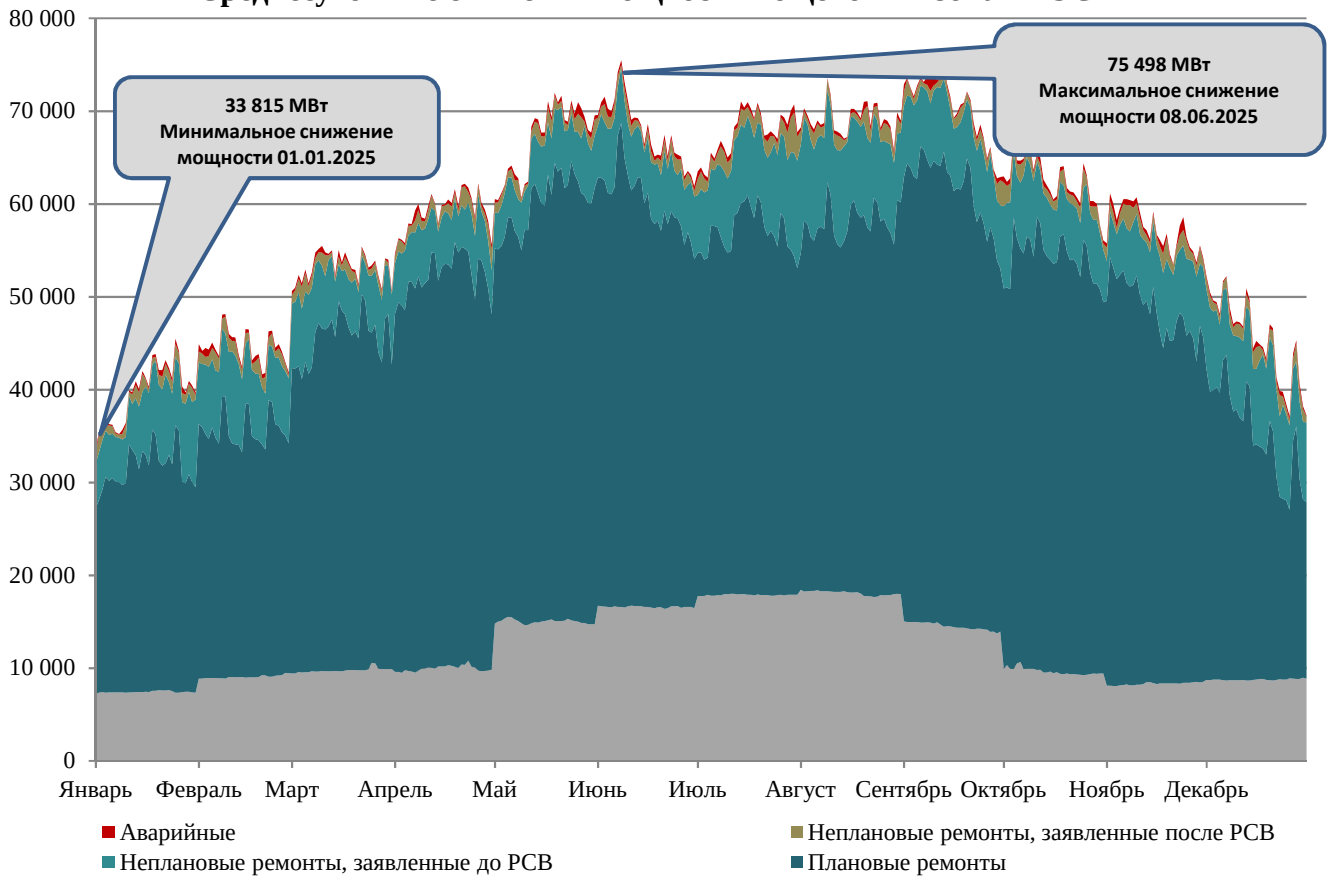


Рисунок VII.4 – Среднесуточные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне

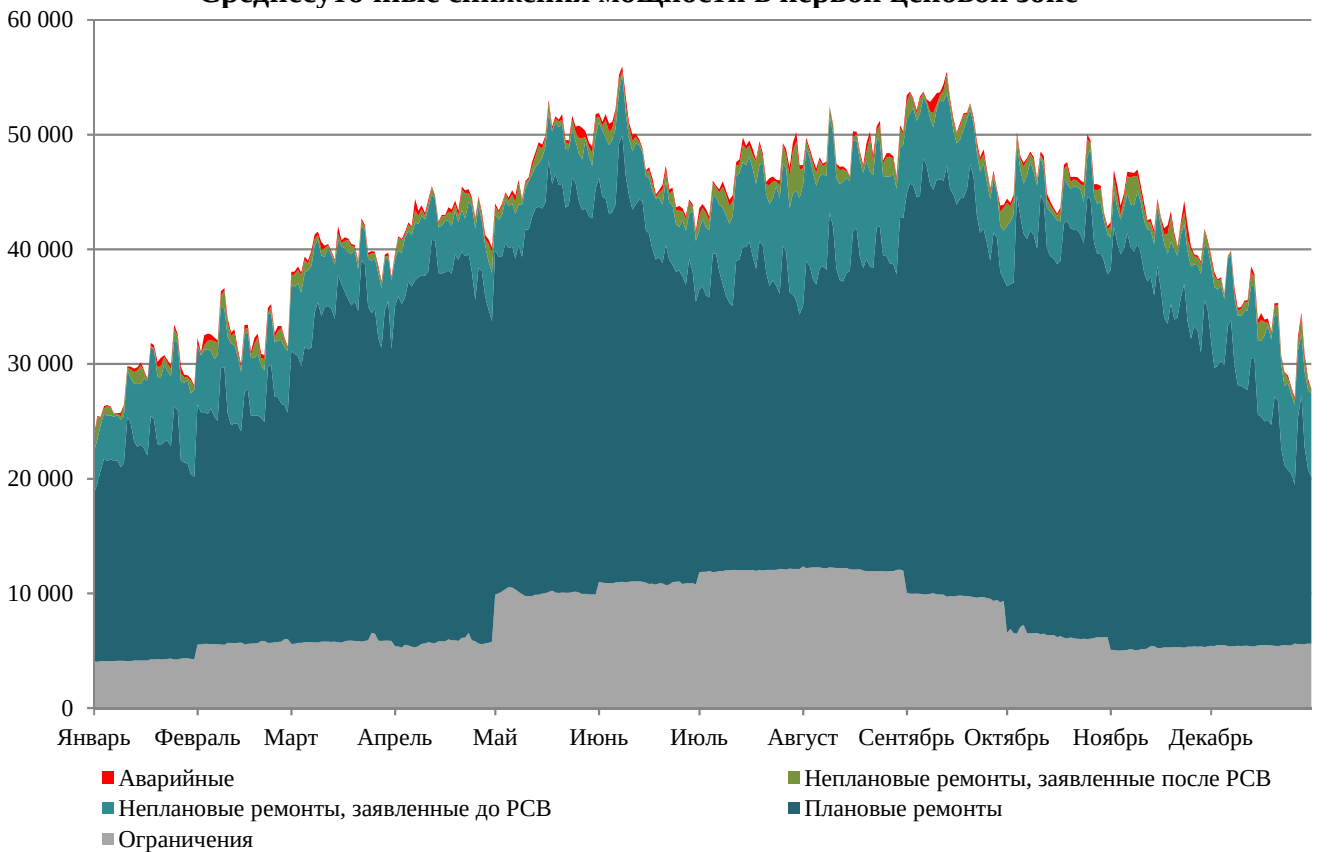


Рисунок VII.5 – Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

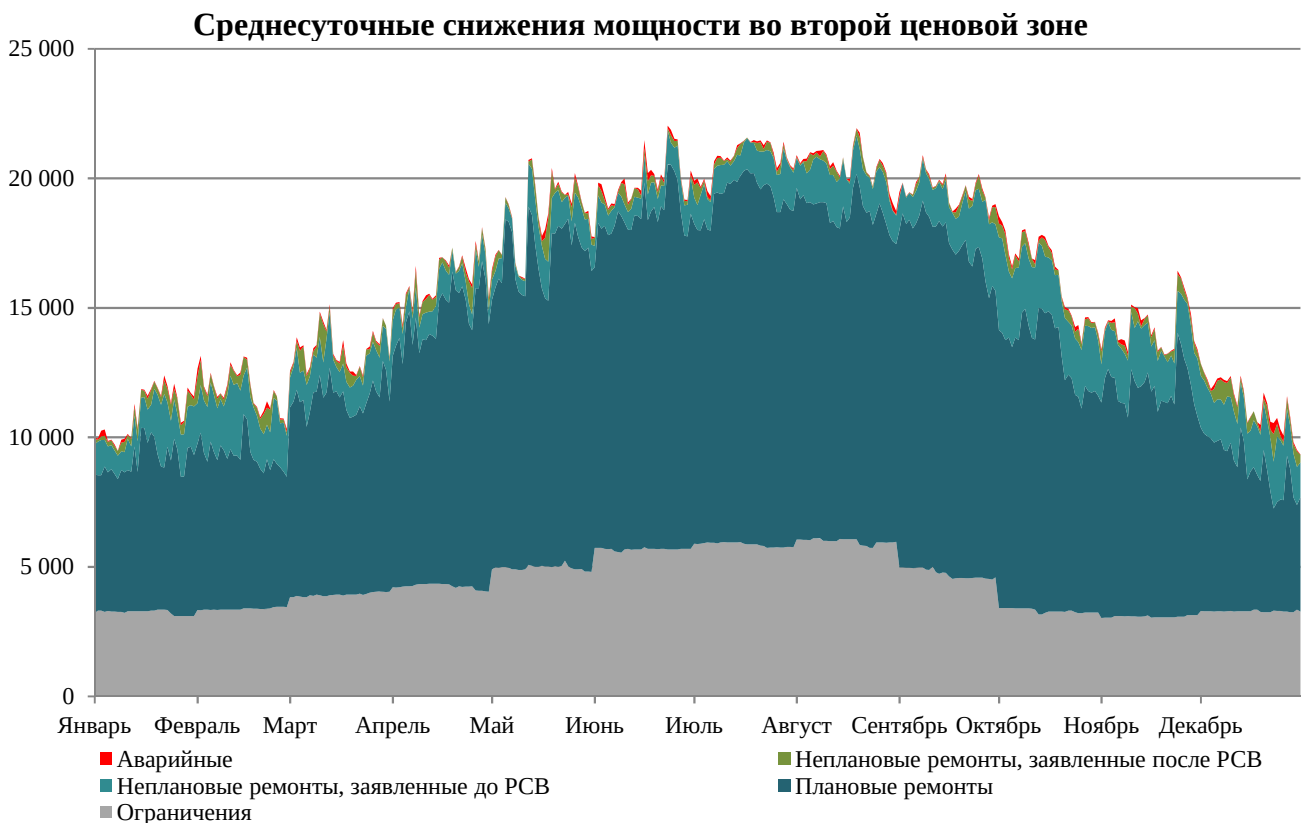


Рисунок VII.6 – Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

VIII. Использование генерирующих мощностей в ценовых зонах

Коэффициент использования установленной мощности

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) характеризует режим работы энергообъекта и определяется отношением количества фактически выработанной электроэнергии к установленной мощности энергообъекта и длительности временного периода. Для каждого отдельного генерирующего объекта КИУМ является показателем режима его работы, совместно характеризую два параметра – востребованность его выработки и его готовность к работе.

Совокупный объем выработки всех электростанций ЕЭС России равен совокупному объему потребления с учетом сальдо экспортно-импортных перетоков. Соответственно, для энергосистемы в целом изменение КИУМ является не показателем режима работы генерирующего оборудования, а характеристикой изменения объема и профиля потребления электроэнергии и установленной мощности генерирующего оборудования.

В 2025 году совокупный КИУМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 52,6 % (на 0,7 % меньше, чем в 2024 году). Неравномерность потребления в ценовых зонах ЕЭС России, рассчитанная как отношение потребления электроэнергии к максимальному часовому значению потребления (далее – коэффициент числа часов использования максимума потребления – ЧЧИмп), в 2025 году составила 79,92 %, что на 1,8 % больше аналогичного параметра в 2024 году (78,12 %).

Внутригодовая неравномерность потребления обуславливает и неравномерность коэффициента использования установленной мощности электростанций.

Коэффициент использования доступной мощности (КИДМ)

Для покрытия потребления может быть использована только мощность оборудования, фактически готового к включению – не находящегося в ремонте или вынужденном простое, с учетом фактических ограничений, водности и т.д. Показатель использования доступной мощности (КИДМ) характеризует фактическую востребованность имеющихся в энергосистеме мощностей, готовых к включению. В 2025 году совокупный КИДМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 71,6 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 73,3 %, во второй ценовой зоне 67,7 %.

Структура поставки в рынке мощности и электроэнергии

На оптовом рынке поставка мощности и электроэнергии осуществляется различными типами энергообъектов – ТЭС, ГЭС, АЭС, ВИЭ (СЭС и ВЭС).

Доля каждого типа энергообъекта на соответствующем рынке определяется как режимом его работы, так и долей в суммарном балансе. Соотношение доли поставки в рынке мощности и поставки в рынке электроэнергии по типам энергообъектов представлено соответственно на рисунках VIII.1 и VIII.2.

Доля мощности, поставленной на оптовый рынок с использованием различных видов генерации

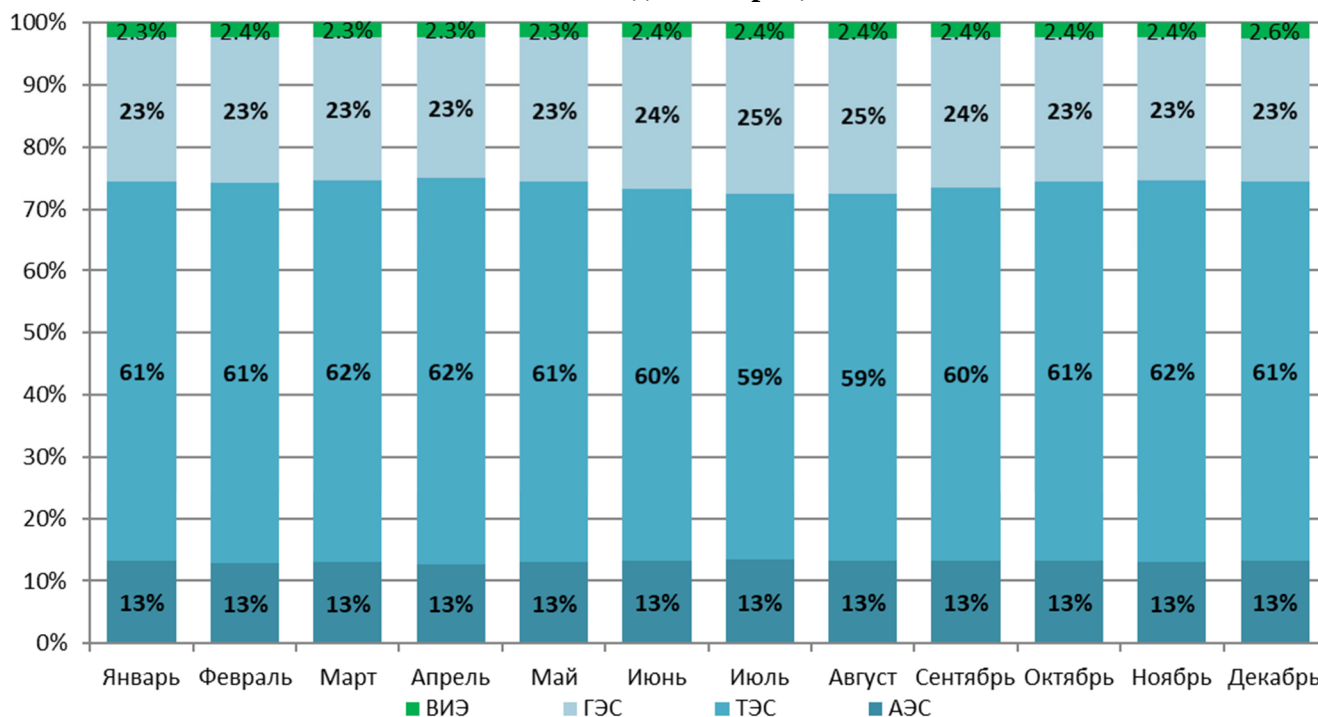


Рисунок VIII.1 – Доля мощности, поставленной на оптовый рынок с использованием различных видов генерации

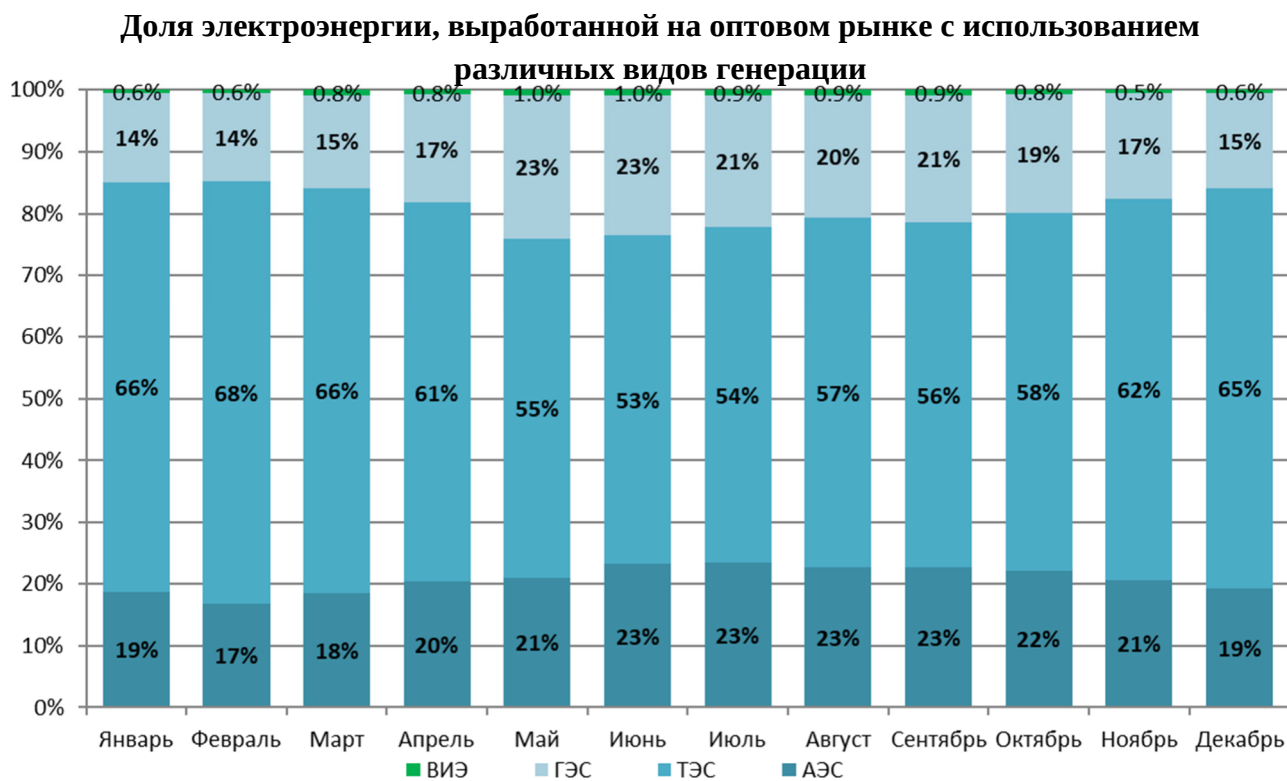


Рисунок VIII.2 – Доля электроэнергии, выработанной на оптовом рынке с использованием различных видов генерации

Востребованность генерирующего оборудования

Одним из основных показателей работы генерирующего оборудования является его востребованность. Востребованность определяется соотношением числа часов нахождения генерирующего оборудования в работе к числу часов готовности к работе.

Включенное состояние генерирующего оборудования в общем случае определяется по результатам проведения формализованной процедуры ВСВГО в установленном регламентами оптового рынка порядке. Исходной информацией для проведения процедуры ВСВГО выступают уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования и ценовые заявки, подаваемые участниками оптового рынка, а также прогнозные объемы электропотребления и ограничения на режим работы электроэнергетической системы.

В 2025 году средневзвешенный коэффициент востребованности генерирующего оборудования ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка и готовых к несению нагрузки, составил 82,97 % (на 0,03 % меньше, чем в 2024 году). Средневзвешенный коэффициент востребованности ГТУ составил 60,5 %, а ПГУ – 95,8%.

Детализированная информация о доле времени, когда генерирующее оборудование функционирующих в ценовых зонах оптового рынка ТЭС было выбрано в качестве включенного, (востребованности) за 2025 год с разделением по типам турбин приведена на рисунках VIII.3 – VIII.9.

Востребованность турбин типа К с установленной мощностью до 240 МВт

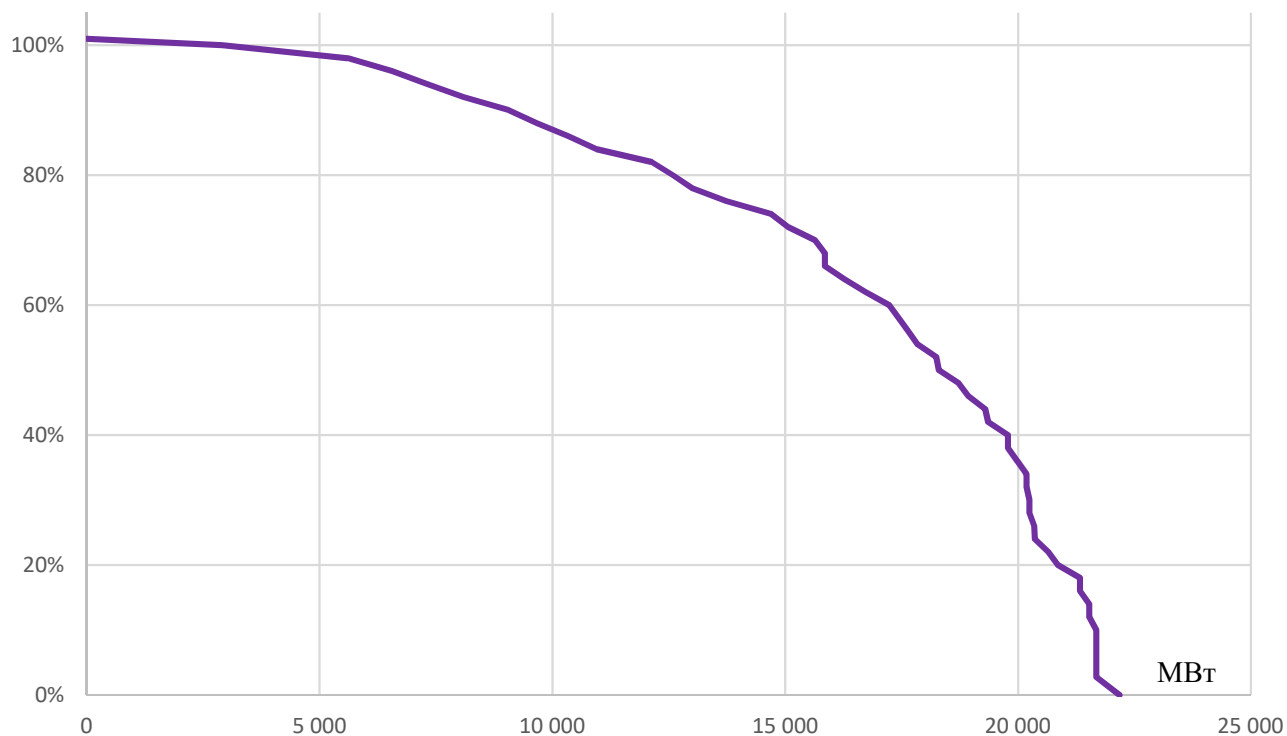


Рисунок VIII.3 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью до 240 МВт

Востребованность турбин типа К с установленной мощностью от 240 МВт до 350 МВт

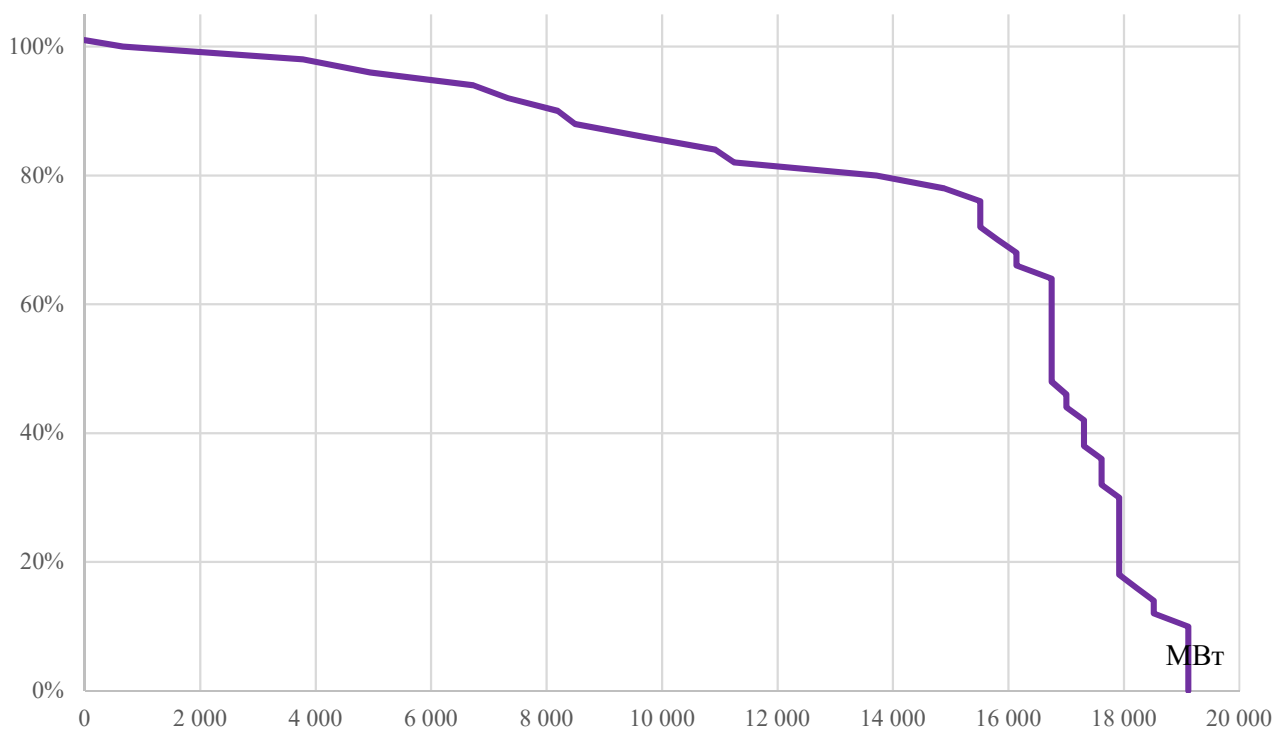


Рисунок VIII.4 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью от 240 МВт до 350 МВт

Востребованность турбин типа К с установленной мощностью свыше 350 МВт

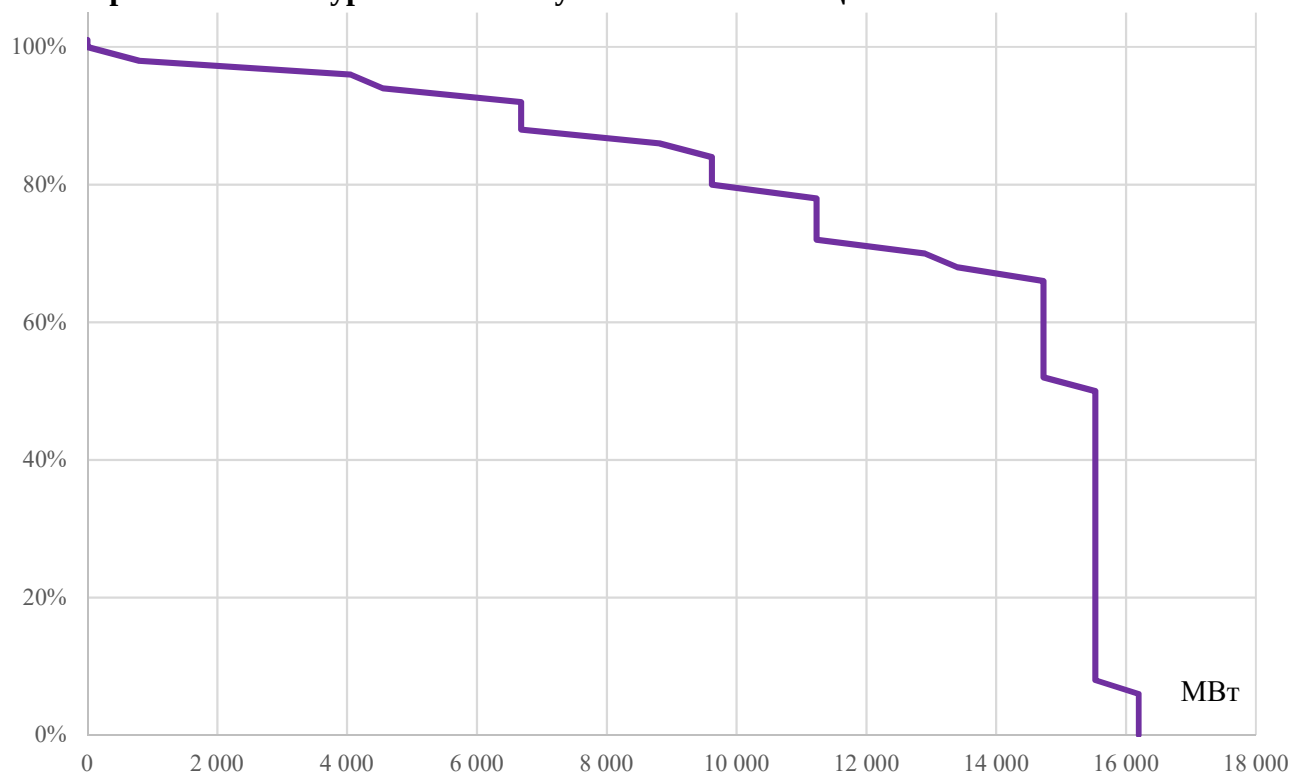


Рисунок VIII.5 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью свыше 350 МВт

Востребованность турбин типа Т

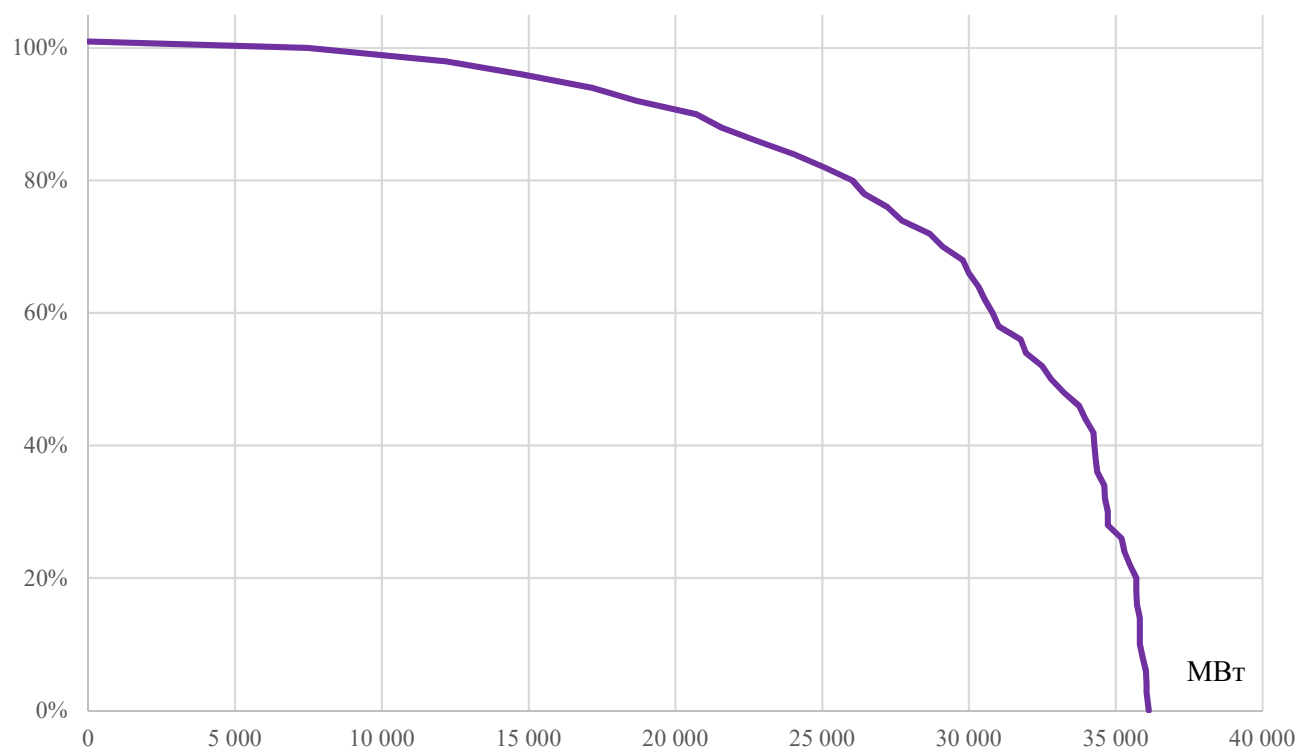


Рисунок VIII.6 – Востребованность турбин типа Т

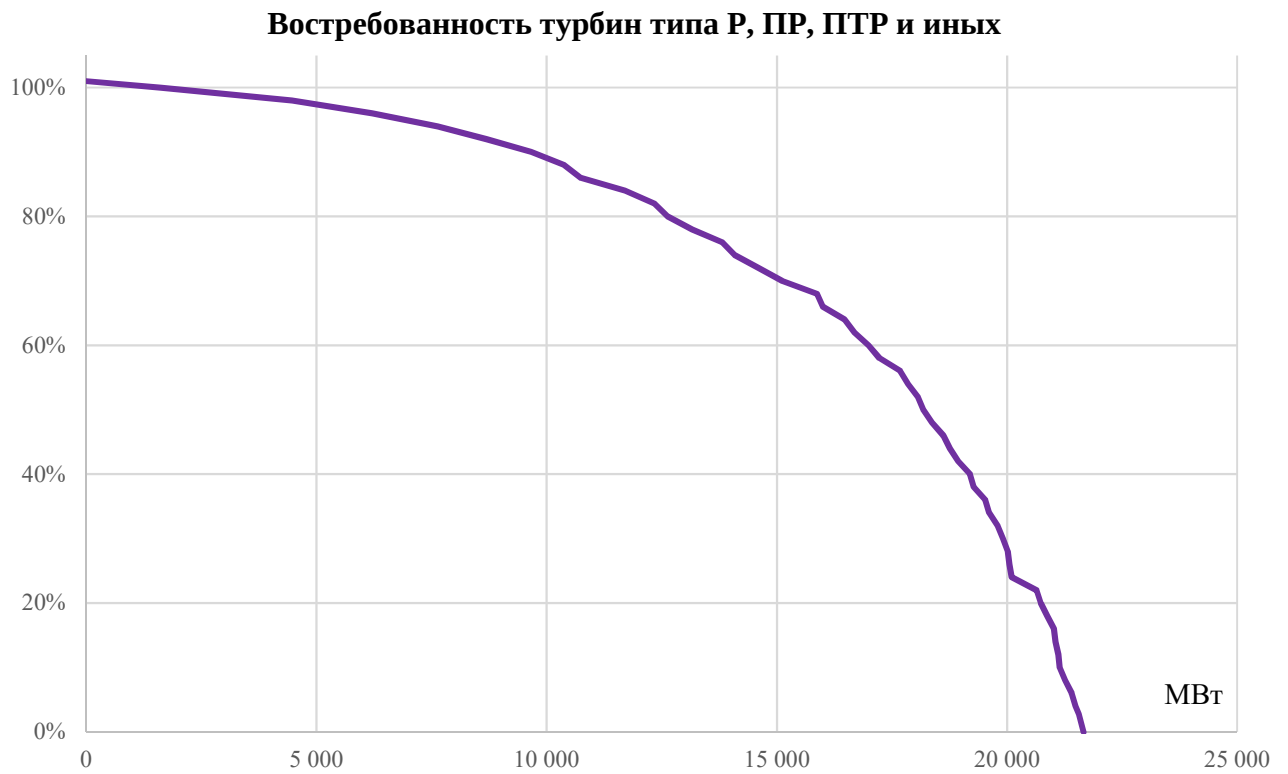


Рисунок VIII.7 – Востребованность турбин типа Р, ПР, ПТР и иных

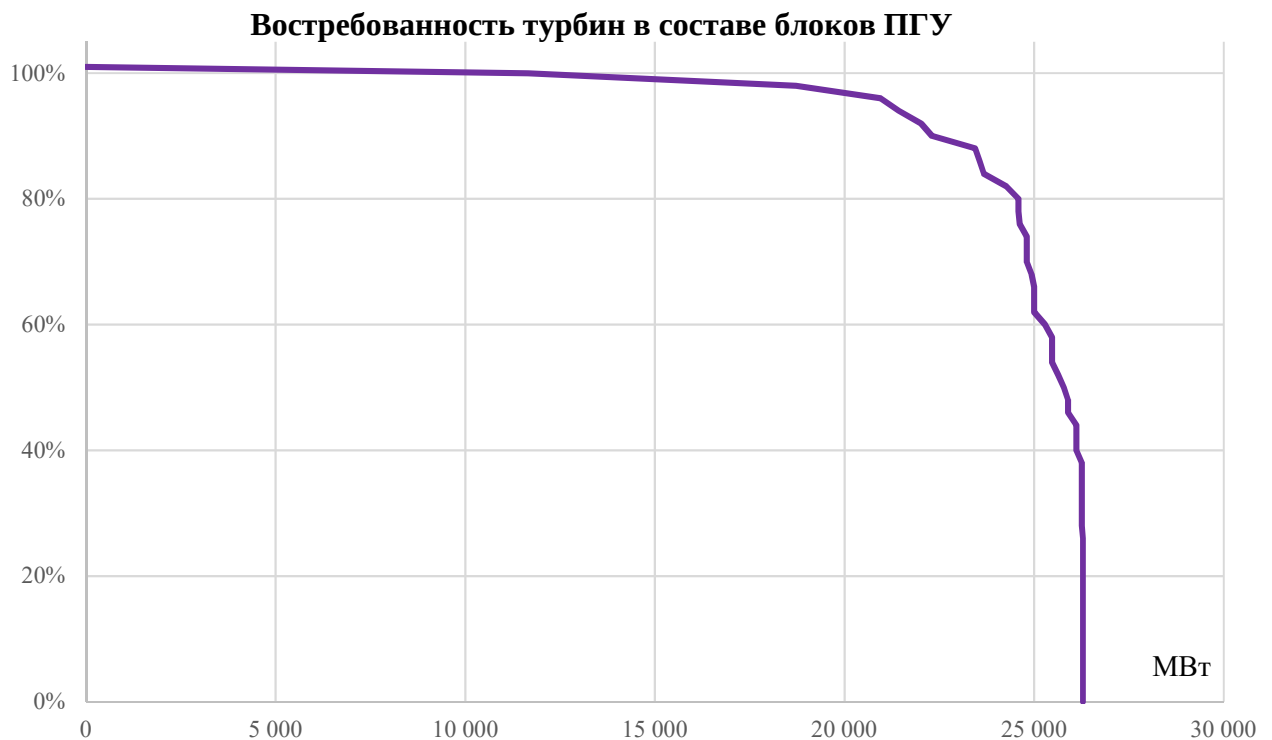


Рисунок VIII.8 – Востребованность турбин в составе блоков ПГУ

Востребованность ГТУ

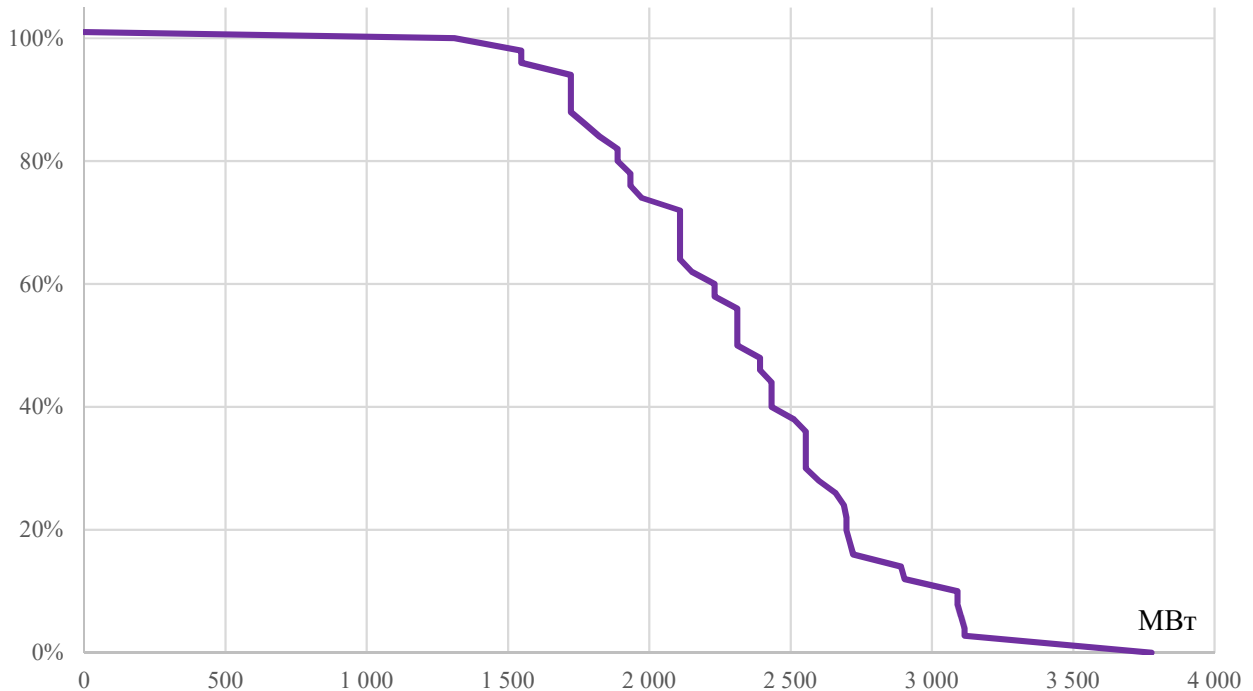


Рисунок VIII.9 – Востребованность ГТУ, за исключением ГТУ в составе ПГУ

В 2025 году 102 единицы генерирующего оборудования ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, суммарной установленной мощностью 7,6 ГВт (5,2 % от установленной мощности ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка) были маловостребованы (менее 240 часов в течение года), что на 1,8 % больше чем в 2024 году.

IX. Поставка мощности на оптовый рынок в неценовой зоне

С 2025 года к неценовым зонам оптового рынка относится только территория Калининградской области.

Для поставщиков оптового рынка, функционирующих на территории неценовой зоны, поставка мощности осуществляется по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности в объеме, не превышающем объем, учтенный в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности), утверждаемом Федеральной антимонопольной службой (ФАС) России. Цена (тариф) на мощность для каждой из электростанций, с использованием которых поставщик участвует в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке, устанавливается ФАС России.

Фактически поставленная на оптовый рынок мощность в неценовой зоне также определяется исходя из аттестованных параметров генерирующего оборудования (предельного объема поставки мощности) с учетом снижений мощности, обусловленных временным полным или частичным несоответствием генерирующего оборудования требованиям по готовности к выработке электроэнергии, при этом объемы потребления

мощности на собственные и хозяйственные нужды не учитываются. При определении объемов недопоставки мощности генерирующих объектов, функционирующих в неценовой зоне оптового рынка, в отличие от ценовых зон, не учитываются снижения мощности, обусловленные ограничениями установленной мощности и незаявленными в ценовых заявках РСВ объемами мощности.

Среднегодовое значение факта поставки мощности, подлежащего оплате потребителями, в неценовых зонах оптового рынка в 2025 году составило 1 789 МВт, что на 5,9% больше, чем в 2024 году. Среднегодовое снижение мощности, определяемое параметрами готовности, в 2025 году составило 90 МВт, что на 99 МВт или 52 % меньше, чем в 2024 году.

Сводная информация об объемах мощности, фактически поставленной на оптовый рынок, а также мощности, фактически доступной для включения, приведена на рисунке IX.1.

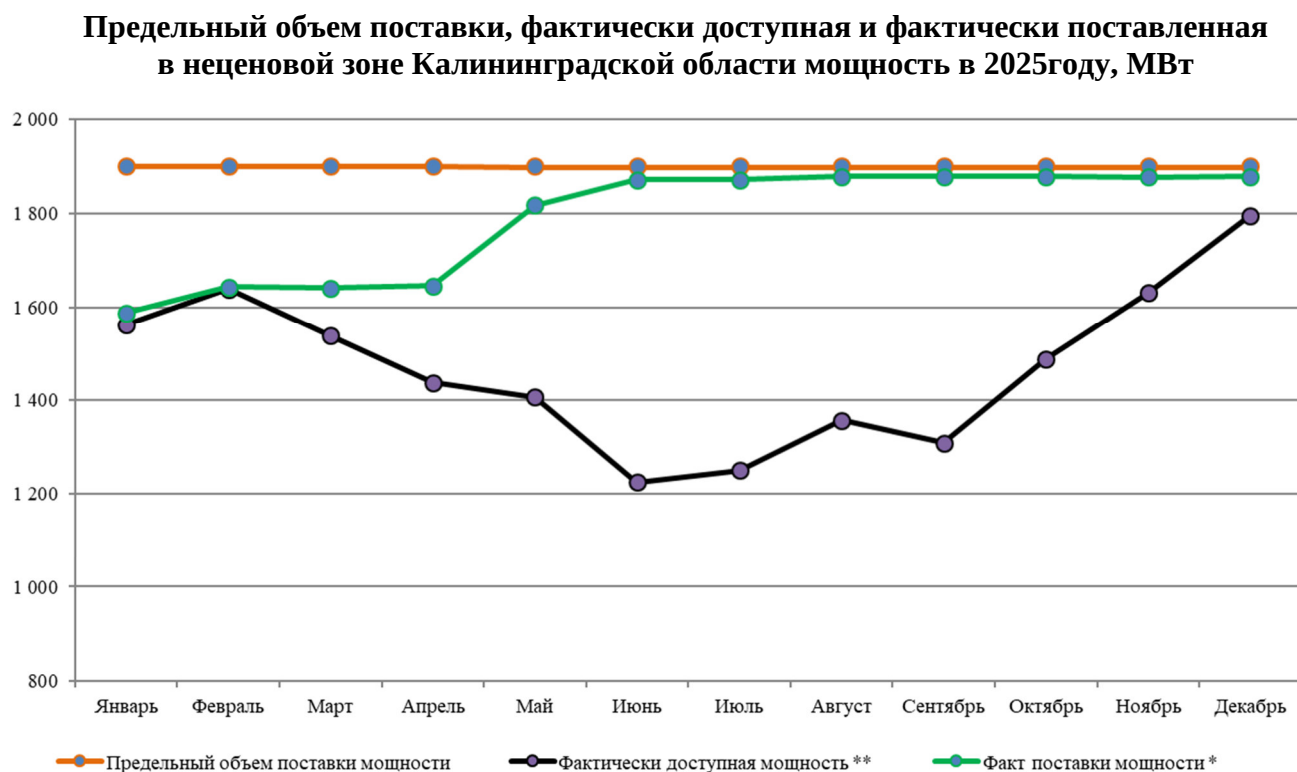


Рисунок IX.1 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная в неценовых зонах мощность

* – факт поставки мощности соответствует объемам, определенным в соответствии с Правилами ОРЭМ [1]. Снижение фактически поставленной мощности относительно предельного объема поставки мощности соответствует фактической мощности оборудования, выведенного в ремонт и иным объемам снижений, обусловленным невыполнением обязательных технических требований (участие в ОПРЧ, предоставление диапазона регулирования реактивной мощности и т.д.), к которым в зависимости от вида снижения применены различные коэффициенты неготовности.

** – фактически доступная мощность определена как суммарный объем мощностей, находившихся в работе и резерве. Снижение фактически доступной мощности относительно предельного объема поставки мощности соответствует физическим объемам ограничений и фактической мощности оборудования, выведенного в ремонт (без учета повышающих/понижающих коэффициентов).

Х. Генерирующее оборудование, находящееся в холодном резерве

Генерирующее оборудование, находящееся во включенном или отключенном в резерв состоянии, в общем случае, определяется по результатам формализованной процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО), проводимой в установленном регламентами оптового рынка порядке.

Объем мощности, находящейся в холодном резерве, имеет существенную неравномерность по сезонам года и зависит как от объема электропотребления, так и объемов мощности генерирующего оборудования, находящегося в ремонте.

Максимальная среднесуточная величина холодного резерва функционирующего на оптовом рынке в ценовых зонах генерирующего оборудования в 2025 году была зафиксирована 01.01.2025 и составила 31 559 МВт, а минимальная величина составила 6 253 МВт и была зафиксирована 25.11.2025 (4,0 % от максимума потребления на час максимума ЕЭС).

Информация о среднесуточном объеме холодного резерва оборудования электростанций оптового рынка приведена на рисунке Х.1.



Рисунок Х.1 – Среднесуточные объемы холодного резерва в 2025 году

Для длительно находящегося в холодном резерве генерирующего оборудования предусмотрена процедура обязательного включения, что позволяет обеспечить подтверждение готовности такого генерирующего оборудования к работе.

Оборудование, находящееся в холодном резерве для целей экономии ресурса

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30.09.2025 № 1505 с 01.10.2025 возобновлено действие механизма экономии ресурса работы газовых турбин, направленного на минимизацию рисков снижения надёжности работы энергосистемы при задержках с поставкой оборудования и проведением сервисного обслуживания парогазовых и газотурбинных установок (ПГУ/ГТУ) в условиях санкционных ограничений. Механизм реализован за счет возможности останова ПГУ/ГТУ в резерв при условии подачи участниками заявок в ВСВГО с последним приоритетом на включение, с последующим снижением оплаты мощности находящегося в холодном резерве для целей экономии ресурса оборудования. Порядок направления уведомлений и процедура включения в перечень генерирующего оборудования, в отношении которого учитывается экономия ресурса, установлены регламентами оптового рынка.

Детализированная информация о заявлении и учете уведомлений о необходимости экономии ресурса в 2025 году представлена в Таблице 6.

Таблица 6

Месяц	Среднемесячный объем ХР по механизму экономии ресурса, МВт
Октябрь 2025	62
Ноябрь 2025	147
Декабрь 2025	209

Подтверждение наличия резервов мощности генерирующего оборудования

Регламентами оптового рынка [3] предусмотрена процедура подтверждения наличия резервов мощности как на включенном генерирующем оборудовании, так и на генерирующем оборудовании, длительно находящемся в холодном резерве.

Для целей подтверждения наличия фактических резервов мощности в энергосистеме на включенном генерирующем оборудовании регламентами оптового рынка предусмотрен механизм выборочных проверок путем загрузки генерирующего оборудования по команде диспетчера до величины максимальной мощности включенного в работу генерирующего оборудования. При неподтверждении в период действия команды фактических резервов мощности регистрируется снижение мощности, обусловленное несоответствием фактических параметров генерирующего оборудования параметрам, заданным (заявленным) в час фактической поставки, к которому при расчете объема недопоставки мощности применяется повышающий коэффициент неготовности. При неоднократном невыполнении соответствующих команд (два раза подряд в течение семи дней или три раза подряд в течение месяца) регистрация снижения мощности

осуществляется непрерывно до момента фактического подтверждения возможности несения генерирующим оборудованием максимальной нагрузки.

В 2025 году в целях проверки наличия резервов мощности на объекты управления было отдано 542 команды, из которых 343 команды были выполнены в полном объеме, а в отношении 186 команд были зафиксированы отклонения и зарегистрированы снижения мощности в предусмотренном регламентами оптового рынка объеме. Наличие указанных отклонений в первую очередь связано с отличием фактической величины максимальной мощности, определяемой внешними факторами (метеорологические условия, теплофикационные и промышленные отборы и т.д.), от максимальной включенной мощности, заявленной участниками оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах оборудования, заявляемых для целей РСВ. Среднее значение максимального отклонения фактической нагрузки от заявленной максимальной мощности в период действия невыполненных команд составило 9,2%.

Кроме того, для целей подтверждения наличия фактических резервов мощности на отключенном генерирующем оборудовании регламентами оптового рынка предусмотрен механизм регулярного обязательного включения в рамках процедур ВСВГО генерирующего оборудования, длительно (более 6 месяцев) находящегося в холодном резерве. При неподтверждении резервов мощности, обусловленном как невключением, так и недостижением необходимой величины нагрузки, регистрируется снижение мощности, обусловленное несоответствием фактических параметров генерирующего оборудования заявленным параметрам, до момента фактического включения генерирующего оборудования в сеть и набора максимальной мощности, к которому при расчете объема недопоставки мощности применяется повышающий коэффициент неготовности.

В 2025 году в соответствии с установленной процедурой для подтверждения резервов мощности было запланировано к включению в рамках ВСВГО 32 единицы генерирующего оборудования (в 2024 году – 23), из них в отношении 1 единицы генерирующего оборудования (в 2024 году – 5) наличие резервов мощности не было подтверждено – генерирующим оборудованием не была набрана нагрузка, соответствующая нижнему пределу регулировочного диапазона. По результатам проверки в отношении 1 единицы генерирующего оборудования зарегистрированы снижения мощности в предусмотренном регламентами оптового рынка объеме.

XI. Выполнение иных обязательных технических требований

Правилами ОРЭМ [1] помимо требований к работе генерирующего оборудования в соответствии с заданным системным оператором технологическим режимом работы генерирующих объектов, включая соблюдение максимальных и минимальных почасовых значений мощности генерирующего оборудования и параметров маневренности оборудования, установлены иные обязательные технические требования к поставщикам

мощности по поддержанию своего оборудования в состоянии готовности к выработке электроэнергии. К указанным требованиям относятся обеспечение возможности участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, участие генерирующего оборудования ГЭС в оперативном и вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности, выполнение технических требований к системе связи, обеспечивающей обмен данными с Системным оператором. При необеспечении указанных требований в порядке, установленном регламентами оптового рынка, определяется объем недопоставки мощности на оптовый рынок.

Помесячные объемы недопоставки мощности, обусловленные невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию, представлены в Приложении 3.

Участие в ОПРЧ

Мощность генерирующего оборудования, готового к участию в ОПРЧ, в среднем по 2025 году составила 213 385 МВт, не готового к участию в ОПРЧ – 5 128 МВт.

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2025 году в связи с неготовностью к участию, а также в связи с неучастием генерирующего оборудования в ОПРЧ составило 781 МВт.

Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности

В 2025 году зарегистрировано:

- 570 случаев снижения диапазона регулирования реактивной мощности, заявленных участниками оптового рынка в установленном порядке;
- 11 013 диспетчерских команд на предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, из них в отношении 212 команд (1,9 % от общего количества) зафиксировано отклонение от заданного режима работы и зарегистрированы снижения мощности.

Детализированная информация об отданных командах и регистрации непредоставления диапазона реактивной мощности в 2025 году представлена в Таблице 7.

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2025 году в связи со снижением диапазона регулирования реактивной мощности, а также в связи с непредоставлением диапазона регулирования реактивной мощности составило 844 МВт.

Таблице 7

Месяц	Всего команд	Зафиксировано отклонение от заданного режима работы и зарегистрированы снижения мощности
Январь	727	2
Февраль	645	8
Март	1 200	10
Апрель	1 011	6
Май	542	7
Июнь	653	17
Июль	757	76
Август	695	21
Сентябрь	741	11
Октябрь	1 256	12
Ноябрь	1 582	27
Декабрь	1 204	15
Итого:	11 013	212

Участие ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

На ГЭС, функционирующих на оптовом рынке, в 2025 году было отдано 9 699 диспетчерских команд на изменение активной мощности, из них в отношении 15 команд (0,15 % от общего количества) зафиксировано отклонение от заданного режима работы и зарегистрированы снижения мощности. В течение года для всех ГЭС была подтверждена возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты, при этом в отношении 12 ГЭС регистрировался признак неучастия (участия, не удовлетворяющего техническим требованиям) в автоматическом вторичном регулировании.

Детализированная информация об отданных командах и регистрации недопустимого отклонения от заданного режима работы в 2025 году представлена в Таблице 8.

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2025 году в связи с невыполнением команд оперативного вторичного регулирования составило 26,2 МВт, в связи с участием в автоматическом вторичном регулировании, не удовлетворяющем техническим требованиям – 23,8 МВт.

Таблице 8

Месяц	Всего команд	Зафиксировано отклонение от заданного режима работы и зарегистрированы снижения мощности
Январь	781	1
Февраль	974	0
Март	799	2
Апрель	721	2
Май	755	2
Июнь	709	1
Июль	933	0
Август	655	0
Сентябрь	968	1
Октябрь	1 113	2
Ноябрь	631	3
Декабрь	660	1
Итого:	9 699	15

Выполнение технических требований к системе связи, обеспечивающей обмен данными с Системным оператором

В 2025 году признак технической неготовности СОТИАССО в установленном регламентами оптового рынка порядке был зарегистрирован в отношении 49 ГТП 31 электростанции участников оптового рынка.

Основная причина, приводящая к регистрации признака технической неготовности в 2025 году, была связана с отсутствием одного из двух независимых каналов обмена технологической информацией в направлении диспетчерского центра, их доля составила 81 % в общем числе часов регистрации технической неготовности СОТИАССО.

На долю прекращения обмена данными с Системным оператором в части подачи оперативных уведомлений и получения плановых графиков генерации в 2025 году пришлось 15 %.

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2025 году в связи с невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию составило 281 МВт.

ХII. Режим работы солнечных и ветровых электростанций, функционирующих на оптовом рынке

В 2025 году продолжился ввод в эксплуатацию объектов ДПМ ВИЭ, при этом их суммарная установленная мощность на 01.01.2026 составила 4 964,438 МВт или 2,14 % от установленной мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке.

Максимальная нагрузка ДПМ ВИЭ в 2025 году зарегистрирована 21.05.2025 на уровне 2 959 МВт (65,2 % от установленной мощности ДПМ ВИЭ).

Фактический режим работы солнечных электростанций имеет явно выраженный суточный характер, обусловленный восходом и заходом солнца, при этом величина максимальной мощности зависит от фактической инсоляции, которая может существенно отличаться в различные сутки. Максимальная разница в 2025 году между суточными максимумами в месяце составила 905,4 МВт или 71 %. Максимальный месячный КИУМ солнечных электростанций в 2025 году приходился на июль и составил 22 %. Среднегодовой КИУМ солнечных электростанций в 2025 году составил 14 %.

Фактический режим работы ветровых электростанций зависит от силы ветра, который носит непостоянный характер, в силу чего выработка может иметь существенную неравномерность как в суточном, так и недельном, месячном и годовом разрезах. Максимальная разница в 2025 году между суточными максимумами в месяце составила 1 734,7 МВт или 83 %. Максимальный месячный КИУМ ветровых электростанций в 2025 году приходился на январь и составил 31 %. Среднегодовой КИУМ ветровых электростанций в 2025 году составил 26 %.

Информация о помесечных КИУМ и суммарной установленной мощности солнечных и ветровых электростанций, функционировавших на оптовом рынке в 2025 году, приведена на рисунках XII.1 – XII.4.

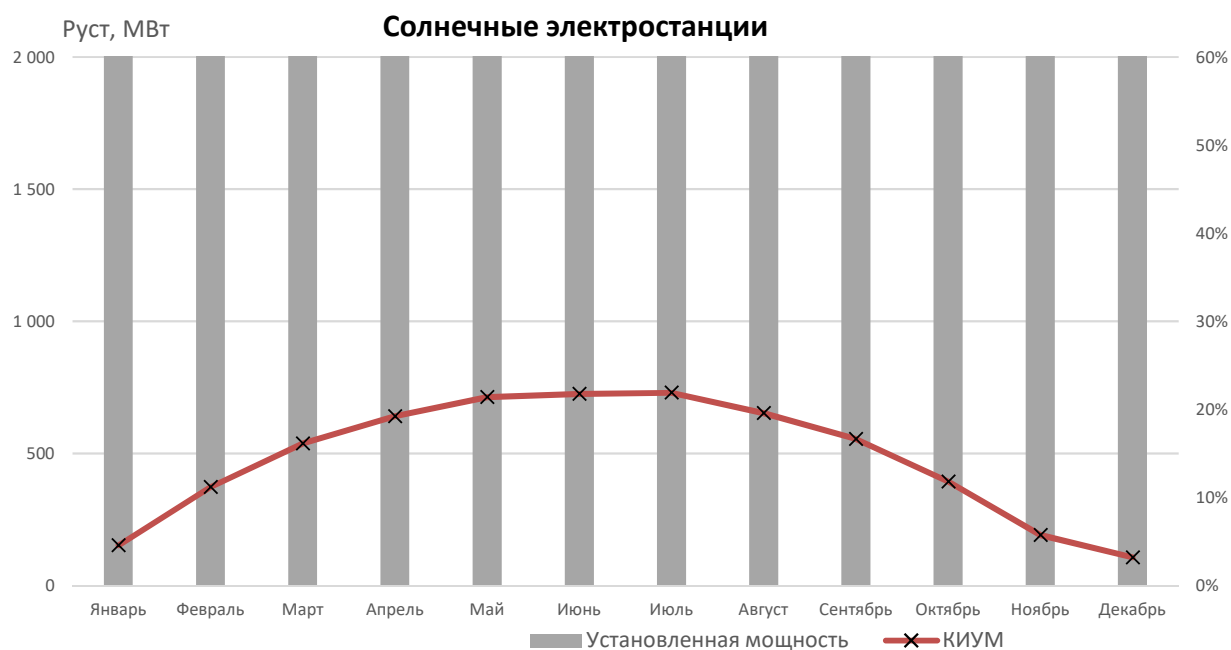


Рисунок XII.1 – КИУМ и установленная мощность солнечных электростанций в 2025 году

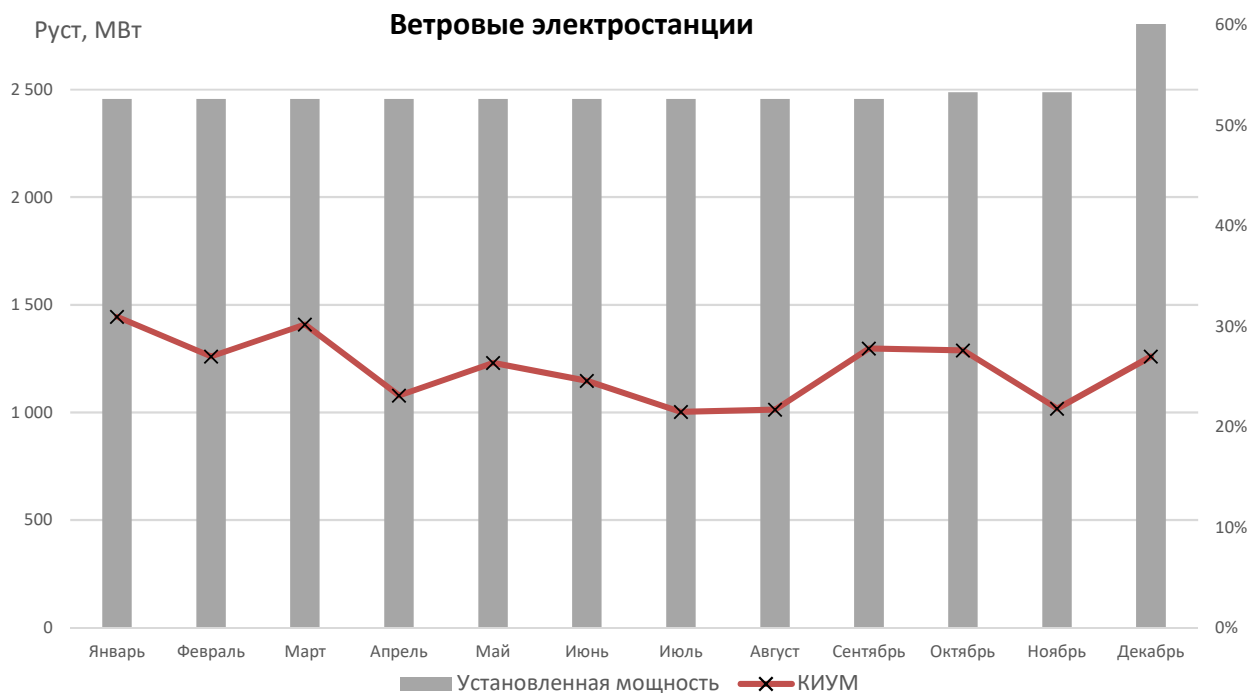


Рисунок XII.2 – КИУМ и установленная мощность ветровых электростанций в 2025 году

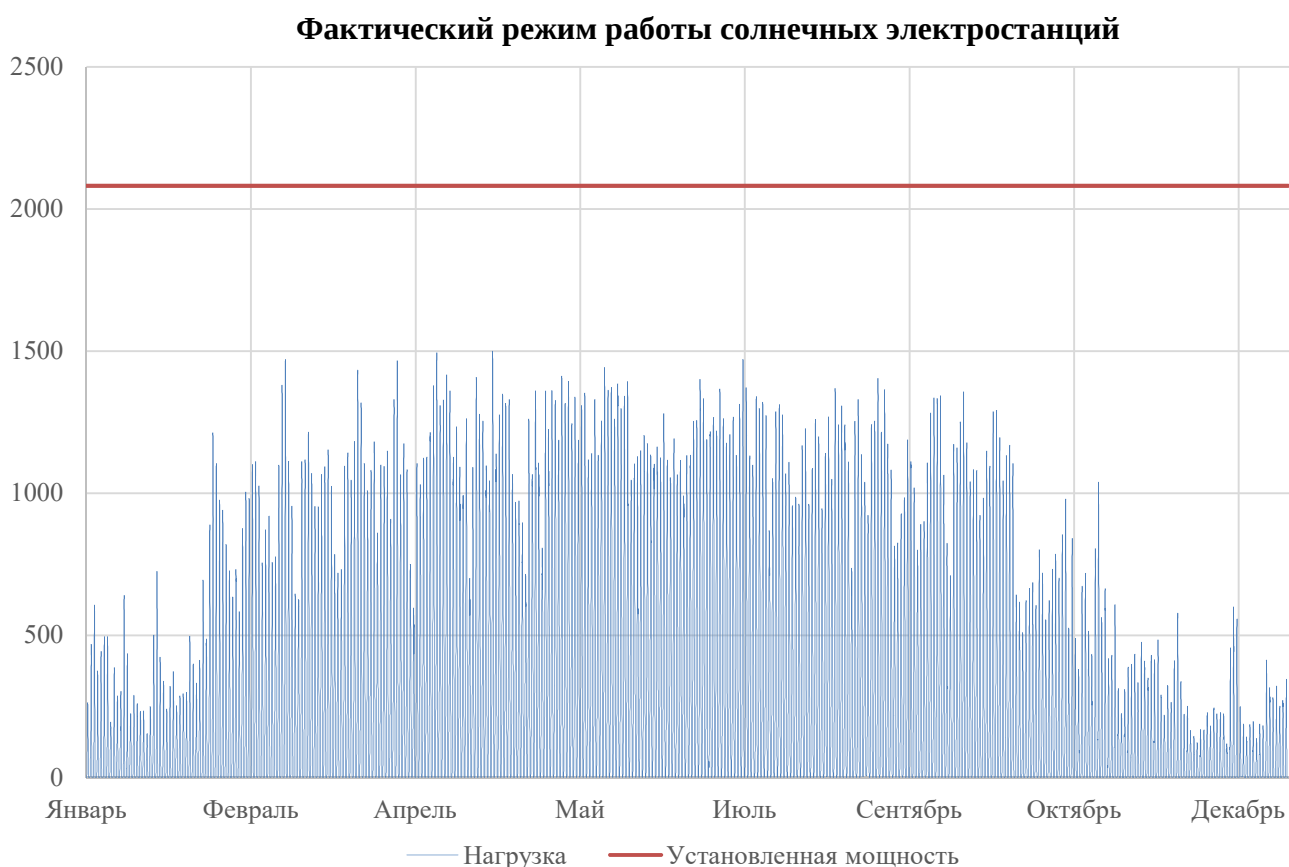


Рисунок XII.3 – Фактический режим работы солнечных электростанций в 2025 году

Фактический режим работы ветровых электростанций

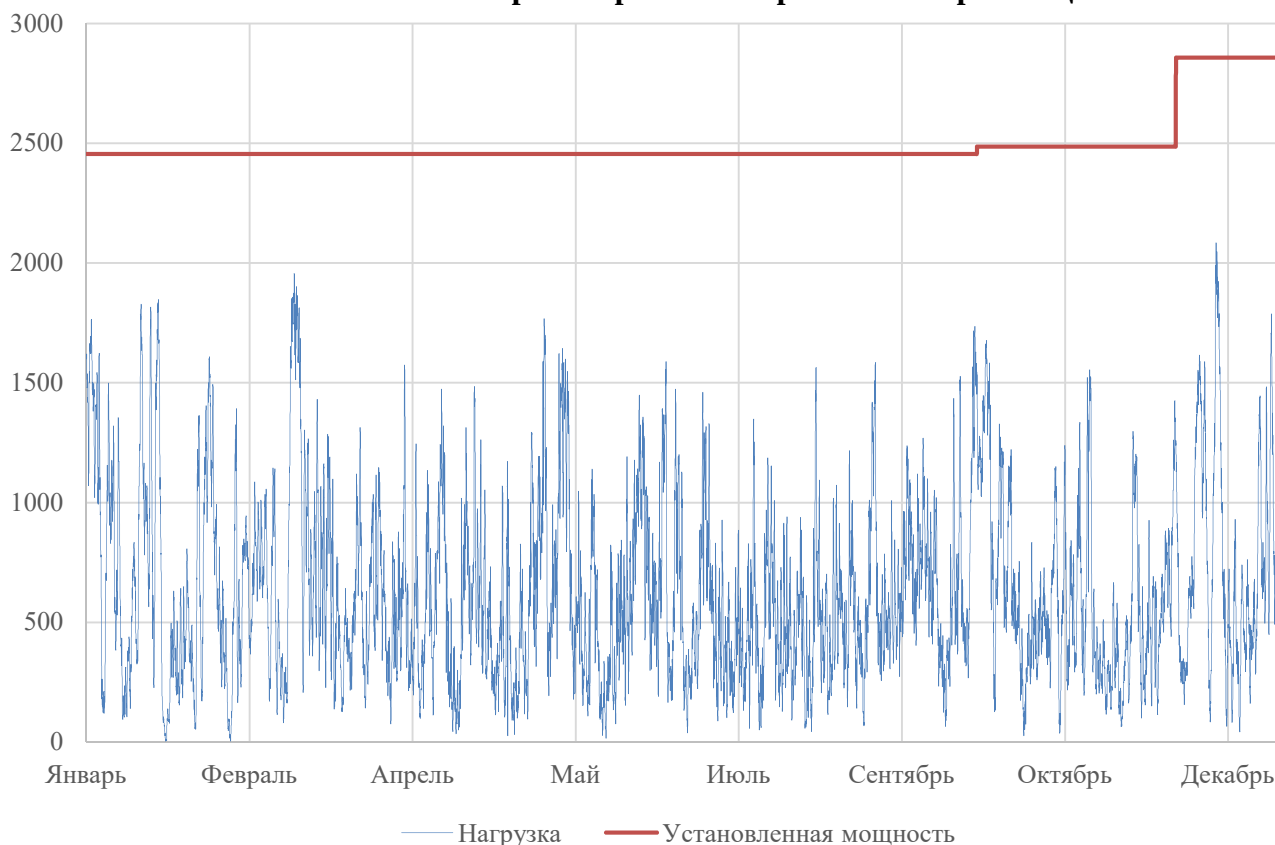


Рисунок XII.4 – Фактический режим работы ветровых электростанций в 2025 году

Нагрузка солнечных и ветровых электростанций дает свой вклад в покрытие максимумов электропотребления с учетом особенностей их функционирования.

Солнечные электростанции в дневные часы несут значимую нагрузку и, соответственно, участвуют в покрытии дневного максимума электропотребления, в то время как в вечерние часы их нагрузка близка к нулю и, соответственно, они практически не участвуют в покрытии вечернего максимума электропотребления.

Участие ветровых электростанций в покрытии максимумов электропотребления в первую очередь определяется степенью неравномерности их нагрузки – в отдельные часы она может приближаться к установленной мощности, в другие – быть близка к нулю. Информация о числе часов загрузки ветровых электростанций в 2025 году приведена на рисунке XII.5. В 80% часов в 2025 году нагрузка ветровых электростанций была не ниже 13 % от установленной мощности и в 0,01 % часов была не ниже 80% от установленной мощности.

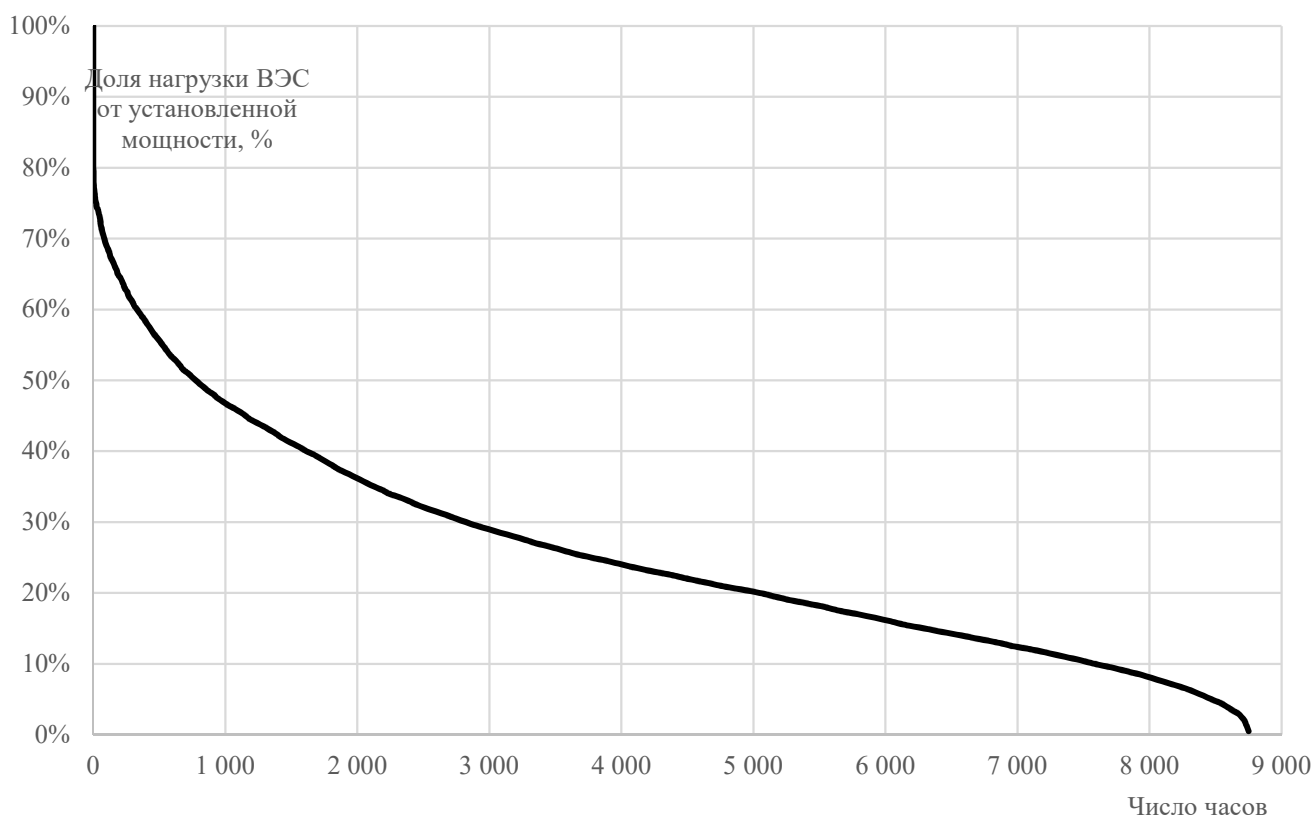


Рисунок XII.5 – Нагрузка ветровых электростанций в 2025 году

В 2025 году диспетчером Системного оператора отдавались команды на разгрузку ветровых электростанций по режиму работы энергосистемы в 184 часах, солнечных электростанций – в 335 часах, с максимальным ограничением фактической нагрузки ветровых электростанций в объеме 1 358 МВт, солнечных электростанций – 121 МВт.

XIII. Учет на оптовом рынке электростанций промышленных предприятий и розничного рынка

Покрытие потребления электроэнергии обеспечивается не только электростанциями оптового рынка, но и электростанциями промышленных предприятий и розничного рынка.

Плановая нагрузка таких электростанций, представленных в расчетной модели ЕЭС России, подлежит ежесуточной актуализации в составе расчетной модели ЕЭС России и учету при формировании прогнозного диспетчерского графика.

По состоянию на декабрь 2025 года, в расчетной модели ЕЭС России было представлено 516 электростанций розничного рынка суммарной установленной мощностью 16 674 МВт.

В 2025 году в состав расчетной модели ЕЭС России в установленном порядке дополнительно включены генерирующие объекты с суммарной установленной мощностью 215 МВт, функционирующих на розничном рынке. Детализированная

информация об электростанциях промышленных предприятий и розничного рынка, учтенных в расчетной модели, представлена в Таблице 9.

Таблица 9
МВт

	Декабрь 2024	Декабрь 2025	Изменение
Всего, в т.ч.	16 411	16 674	263
ТЭС	3 678	3 720	42
ГЭС	351	343	-8
СЭС/ВЭС	501	470	-32 *
ППР	11 880	12 141	261

* – выход на оптовый рынок электроэнергии и мощности СЭС, ранее функционировавшей на розничном рынке

XIV. Перечень регламентирующих документов

1. Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172.
2. Правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденные приказом Минэнерго России от 11.02.2019 № 90.
3. Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.
4. Регламент проведения конкурентных отборов мощности. Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.
5. Регламент аттестации генерирующего оборудования. Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Детализированная информация о результатах конкурентного отбора мощности на 2025 год

Таблица П1.1

Объемные показатели (МВт располагаемой мощности)

Ценовая зона	Спрос		Объем заявленной генерации	Отобрано	в т.ч. обязательна покупка на ОРЭМ		Не отобрано
	в 1-й точке	во 2-й точке			в т.ч. ДПМ, новые АЭС/ГЭС, КОМ НГО, КОММод	Вынужденная генерация	
1 ЦЗ	150 348	168 390	158 271	157 802	29 959	2 908	470
2 ЦЗ	43 210	48 395	42 588	42 546	3 593	44	41
Итого	193 558	216 785	200 859	200 348	33 552	2 952	511

Детализированная информация о величине спроса на мощность, учтенной в КОМ, и фактическом объеме потребления в 2025 году

Таблица П1.2

Ценовая зона	1 ЦЗ	2 ЦЗ
Спрос на мощность, учтенный в КОМ ¹	150 353	43 295
Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности с учетом совмещения, учтенный при расчете спроса на мощность в КОМ ¹	127 547	33 845
Избыток (+) / дефицит (-) в КОМ ²	6 903	- 114
ОЗП 2025/2026 ³		
Фактическое потребление мощности на час максимума ЦЗ в ОЗП ⁴	128 014	34 503
Фактическое потребление мощности на час максимума ЦЗ в ОЗП, приведенное к среднесезонной температуре по субъектам РФ ⁵	127 997	33 699
Минимальная величина холодных резервов ⁶	2 665	461

Примечание:

1 - параметры определены в соответствии с Положением о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности), утвержденным Приказом Минэнерго России от 07.09.2010 №431. Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности ЦЗ с учетом совмещения определяется как сумма значений прогноза потребления мощности по территориям субъектов РФ, включенного в программу развития Единой энергетической системы России (для КОМ 2025 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы, утвержденная Приказом Минэнерго России от 28.02.2019 № 174; далее - СиПР). КОМ на 2025 год проводился без учета территорий Архангельской области, Республики Коми и Дальнего Востока, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка.

Доли прогноза потребления мощности Томской и Омской областей, относимые к 1 ЦЗ, учитываемые при определении прогнозируемого максимального объема потребления мощности ценовой зоны, определяются на основании данных замера потокораспределения на час максимума зимнего замерного дня года, предшествующего дате проведения КОМ.

Коэффициент совмещения максимума потребления субъекта РФ определяется как средняя величина отношения потребления мощности на территории субъекта РФ в декабре в час максимального потребления мощности в ЦЗ к максимальному объему потребления мощности, зарегистрированному в декабре соответствующего года на территории данного субъекта РФ, за три года, предшествующих дате проведения КОМ.

2 - параметр определяется как разность следующих величин:

- суммарного объема мощности, отобранного при проведении КОМ, объема мощности, подлежащего обязательной покупке при проведении КОМ;
- спроса в 1-ой точке спроса на мощности;
- величины перетока мощности между ценовыми зонами.

3 - без учета территорий Архангельской области, Республики Коми и Дальнего Востока, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка.

4 - параметр определяется как сумма значений фактического потребления мощности по территориям субъектов РФ, относимых к ЦЗ, на час максимума нагрузки в 1-ой синхронной зоне ЕЭС России (для 1 ЦЗ) и ОЭС Сибири (для 2 ЦЗ) в соответствующий осенне-зимний период (ОЗП).

5 - параметр определяется как сумма значений фактического потребления мощности по территориям субъектов РФ, относимых к ЦЗ, на час максимума нагрузки в 1-ой синхронной зоне ЕЭС России (для 1 ЦЗ) и ОЭС Сибири (для 2 ЦЗ) в соответствующий осенне-зимний период (ОЗП), приведенных к среднесезонной температуре наружного воздуха с использованием коэффициентов изменения потребления территориальной энергосистемы в зависимости от среднесуточной температуры наружного воздуха.

Среднесезонная температура наружного воздуха рассчитывается как среднеарифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха на территории субъекта РФ, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления мощности этой энергосистемы за 10 ОЗП, предшествующих формированию СиПР.

Коэффициенты изменения потребления территориальной энергосистемы в зависимости от среднесуточной температуры наружного воздуха для различных интервалов температур рассчитываются на основании статистических данных за каждые сутки 3 предшествующих лет.

6 - минимальная среднесуточная величина холодного резерва в соответствующий осенне-зимний период (ОЗП) на электростанциях, функционирующих на оптовом рынке.

Детализированная информация о тестировании генерирующего оборудования для целей аттестации в 2025 году

Таблица П2.1
Объемные показатели (МВт)

Генерирующие объекты	Количество объектов	Установленная мощность, МВт	Максимальная располагаемая мощность, МВт
Новые генерирующие объекты	15	743,2	762,619
Действующее генерирующее оборудование, подлежащее тестированию, в том числе	522	77 567,12	77 982,496
– в целях подтверждения ранее зарегистрированных значений (не реже 1 раза в 5 лет)	469	69 773,486	70 326,408
– по результатам выполнения мероприятий по модернизации (КОММод)	12	3 875,0	3 906,257
– по факту регистрации по ГТП длительной (более 180 дней) неготовности к выработке	38	2 601,2	2 433,419
– по факту нахождения генерирующего оборудования в холодном резерве более 11 месяцев	2	129,8	129,994
– по факту превышения показателя неготовности объекта ДПМ относительно величины установленной мощности и (или) предельного объема	1	1 187,634	1 186,418

Детализированная информация о готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии за 2025 год

Таблица ПЗ.1

Среднемесячные снижения максимальной мощности в ценовых зонах оптового рынка (МВт)

Месяц	$N_{нв_1}^j$	$N_{нв_3}^j$	$N_{нв_2^{(120)}}^j \text{ max}$	$N_{нв_2 \text{ max}}^j$	$N_{нв_2}^j$	$N_{нв_4}^j$	$N_{нв_5}^j$	$N_{нв_6}^j$	$N_{нв_8^1}^j$	$N_{нв_8^2}^j$
	Плановое ремонтное снижение мощности длительностью более 180 суток для ТЭС и ГЭС, 270 суток для АЭС в год	Плановое ремонтное снижение мощности сверх суммарного годового значения	Снижение мощности по уведомлению ВСВГО, поданному в сутки X-4, не более 120 часов в месяц	Снижение мощности по уведомлению ВСВГО, поданному в сутки X-4, более 120 часов в месяц	Снижение мощности по уведомлению РСВ, поданному в сутки X-2	Снижение мощности по оперативному уведомлению	Снижение мощности из-за несоблюдения макс. и мин. мощности в час фактической поставки	Снижение мощности из-за несоблюдения заданного СО состава оборудования	Снижение мощности из-за согласованного увеличения времени включения в сеть	Снижение мощности из-за несоблюдения нормированного времени пуска
Январь	4 600	87	1 064	3 414	2 263	1 008	148	101	49	23
Февраль	4 251	91	1 173	3 470	2 663	1 158	207	118	38	62
Март	3 510	888	1 487	2 312	2 467	975	146	115	14	47
Апрель	3 777	1 269	1 539	2 034	1 881	1 137	151	116	14	58
Май	3 328	1 625	1 118	2 060	2 174	1 121	183	126	26	88
Июнь	3 353	2 382	860	1 996	3 168	1 061	244	120	21	82
Июль	3 009	2 811	1 169	2 410	4 772	1 707	197	196	4	91
Август	2 973	4 707	1 559	3 584	4 452	1 215	157	134	26	50
Сентябрь	3 451	7 124	1 022	3 103	3 250	1 055	126	130	38	93
Октябрь	4 305	6 396	1 072	3 024	2 592	1 229	211	101	44	45
Ноябрь	4 344	11 642	1 299	2 645	2 849	1 372	140	126	61	193
Декабрь	3 007	10 349	1 380	3 956	3 158	1 183	93	120	19	118
Среднегодовое значение	3 659	4 114	1 228	2 834	2 974	1 185	167	125	30	79

Объемы недопоставки мощности, обусловленные невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию, в ценовых зонах оптового рынка (МВт)

Месяц	Неудовлетворительное участие в ОПРЧ	Непредоставление диапазона реактивной мощности	Неудовлетворительное участие в оперативном вторичном регулировании ГЭС	Неудовлетворительное участие в автоматическом вторичном регулировании ГЭС	Невыполнение требований к СОТИАССО
Январь	59	63	0	0	11
Февраль	66	79	0	0	10
Март	63	81	1	0	6
Апрель	64	63	11	3	8
Май	61	64	11	4	5
Июнь	62	72	0	2	6
Июль	97	63	0	4	65
Август	67	78	0	2	12
Сентябрь	76	95	0	0	17
Октябрь	54	55	0	1	11
Ноябрь	52	65	1	5	121
Декабрь	62	67	0	2	1
Среднегодовое значение	65	70	2	2	23

Среднемесячные снижения максимальной мощности в неценовых зонах оптового рынка (МВт)

Месяц	$N_{нв_1}^j$	$N_{нв_3}^j$	$N_{нв_2^{(120)}}^j \max$	$N_{нв_2}^j \max$	$N_{нв_2}^j$	$N_{нв_4}^j$	$N_{нв_5}^j$	$N_{нв_6}^j$	$N_{нв_8}^j$	$N_{нв_8}^j$
	Плановое ремонтное снижение мощности длительностью более 180 суток для ТЭС и ГЭС, 270 суток для АЭС в год	Плановое ремонтное снижение мощности сверх суммарного годового значения	Снижение мощности по уведомлению ВСВГО, поданному в сутки X-4, не более 120 часов в месяц	Снижение мощности по уведомлению ВСВГО, поданному в сутки X-4, более 120 часов в месяц	Снижение мощности по уведомлению РСВ, поданному в сутки X-2	Снижение мощности по оперативному уведомлению	Снижение мощности из-за несоблюдения макс. и мин. мощности в час фактической поставки	Снижение мощности из-за несоблюдения заданного СО состава оборудования	Снижение мощности из-за согласованного увеличения времени включения в сеть	Снижение мощности из-за несоблюдения нормированного времени пуска
Январь	0	0	37	266	0	0	0	0	0	0
Февраль	0	0	0	225	0	0	0	0	0	0
Март	0	0	0	225	0	0	0	1	0	0
Апрель	0	0	0	219	0	2	1	0	0	0
Май	0	0	5	46	4	5	0	1	0	0
Июнь	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0
Июль	0	19	0	0	0	0	0	2	0	0
Август	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0
Сентябрь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Октябрь	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0
Ноябрь	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Декабрь	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднегодовое значение	0	4	3	82	1	1	0	0	0	0

Объемы недопоставки мощности, обусловленные невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию, в неценовых зонах оптового рынка (МВт)

Месяц	Неудовлетворительное участие в ОПРЧ	Непредоставление диапазона реактивной мощности	Неудовлетворительное участие в оперативном вторичном регулировании ГЭС	Неудовлетворительное участие в автоматическом вторичном регулировании ГЭС	СОТИАССО
Январь	0	0	-	-	0
Февраль	0	0	-	-	0
Март	0	0	-	-	0
Апрель	0	0	-	-	0
Май	0	0	-	-	0
Июнь	0	0	-	-	0
Июль	3	0	-	-	0
Август	1	0	-	-	0
Сентябрь	0	0	-	-	0
Октябрь	0	0	-	-	0
Ноябрь	0	0	-	-	0
Декабрь	0	0	-	-	0
Среднегодовое значение	0	0	-	-	0

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности электростанций оптового рынка по ЕЭС (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности *	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	88.8%	24 198	7 044	1 008	323
Февраль	87.9%	26 661	7 531	1 158	426
Март	89.2%	36 062	6 491	975	324
Апрель	90.8%	42 518	5 673	1 139	340
Май	90.9%	45 396	5 408	1 126	423
Июнь	90.3%	44 352	6 030	1 061	467
Июль	88.2%	39 710	8 351	1 707	491
Август	88.1%	40 333	9 596	1 215	367
Сентябрь	89.6%	47 677	7 375	1 055	386
Октябрь	87.0%	44 916	6 688	1 229	401
Ноябрь	86.3%	40 608	6 793	1 372	521
Декабрь	88.8%	26 775	8 494	1 183	349
Среднегодовое значение	88.8%	38 267	7 123	1 186	401

* - коэффициент поставки мощности по электростанциям, расположенным в ценовых зонах оптового рынка, определен как отношение объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности, не превышающего объема, учтенного при проведении КОМ, к объему мощности, учтенному и отображенному по результатам КОМ.

Таблица ПЗ.6

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по
операционной зоне ОЭС Северо-Запада (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности *	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	91.7%	2 084	705	34	22
Февраль	90.3%	3 533	753	52	17
Март	91.7%	3 669	558	65	32
Апрель	89.7%	3 027	1 157	120	38
Май	94.4%	3 593	345	52	45
Июнь	94.7%	3 796	281	73	24
Июль	95.0%	4 682	142	59	30
Август	92.2%	3 899	498	37	23
Сентябрь	94.6%	3 867	187	27	26
Октябрь	91.5%	3 878	119	38	19
Ноябрь	90.1%	2 908	260	61	58
Декабрь	90.6%	3 196	476	70	18
Среднегодовое значение	92.2%	3 511	457	57	29

* - по электростанциям, расположенным в ценовой зоне ОЭС Северо-Запада.

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по операционной зоне ОЭС Сибири (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	88.7%	5 562	1 030	270	64
Февраль	88.4%	5 383	1 615	347	56
Март	89.5%	6 257	1 015	304	53
Апрель	91.4%	8 335	668	303	46
Май	92.8%	9 811	706	284	62
Июнь	92.9%	10 470	612	234	79
Июль	93.3%	11 288	720	156	45
Август	93.1%	10 603	972	173	40
Сентябрь	92.7%	10 375	1 141	172	35
Октябрь	84.7%	8 173	1 853	286	66
Ноябрь	85.4%	7 901	1 229	232	63
Декабрь	97.1%	5 455	1 136	299	88
Среднегодовое значение	90.8%	8 301	1 058	255	58

Таблица ПЗ.8

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по операционной зоне ОЭС Средней Волги (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	88.9%	2 160	519	64	69
Февраль	87.4%	2 471	469	114	156
Март	88.2%	3 739	814	92	98
Апрель	90.6%	4 894	402	97	77
Май	91.0%	4 679	368	90	156
Июнь	89.3%	4 720	839	54	100
Июль	88.5%	3 877	906	165	53
Август	88.9%	3 137	960	92	52
Сентябрь	87.7%	3 588	1 083	123	51
Октябрь	86.3%	4 480	543	54	110
Ноябрь	83.7%	3 795	1 174	160	75
Декабрь	85.2%	2 377	810	66	33
Среднегодовое значение	88.0%	3 660	741	98	86

Таблица П3.9

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по
операционной зоне ОЭС Урала (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	92.3%	7 566	796	257	31
Февраль	91.0%	6 826	1 493	195	64
Март	92.8%	9 389	1 009	122	34
Апрель	92.0%	9 124	1 161	241	51
Май	92.3%	8 920	1 222	220	48
Июнь	90.7%	9 330	1 442	278	101
Июль	89.7%	9 172	1 575	423	136
Август	88.8%	10 258	2 363	400	64
Сентябрь	91.1%	12 462	1 343	275	116
Октябрь	91.1%	11 037	1 117	252	29
Ноябрь	89.9%	11 288	1 195	269	108
Декабрь	88.0%	7 579	2 360	300	84
Среднегодовое значение	90.8%	9 413	1 423	269	72

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по
операционной зоне ОЭС Центра (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	85.4%	5 197	2 297	245	83
Февраль	84.1%	6 065	1 882	253	68
Март	84.7%	7 973	1 959	208	64
Апрель	89.0%	10 484	1 588	206	81
Май	86.5%	10 712	1 180	314	84
Июнь	85.0%	9 725	1 837	327	105
Июль	79.3%	7 482	2 992	639	147
Август	80.1%	8 411	2 861	328	91
Сентябрь	82.9%	10 071	2 209	332	104
Октябрь	82.6%	9 705	1 827	215	101
Ноябрь	82.5%	9 529	1 277	316	116
Декабрь	82.7%	6 255	1 488	225	64
Среднегодовое значение	83.7%	8 467	1 950	301	92

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по
операционной зоне ОЭС Юга (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	88.2%	2 315	442	56	26
Февраль	87.2%	2 959	966	117	27
Март	87.9%	3 408	764	163	55
Апрель	91.0%	3 483	530	59	22
Май	92.8%	3 977	269	75	19
Июнь	86.2%	4 234	1 233	185	128
Июль	81.5%	2 987	1 627	246	328
Август	83.6%	3 112	1 587	252	121
Сентябрь	86.5%	4 815	993	139	80
Октябрь	86.8%	4 687	994	167	58
Ноябрь	86.6%	4 700	1 010	149	63
Декабрь	84.2%	1 727	2 103	141	65
Среднегодовое значение	86.9%	3 534	1 043	146	83

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по операционной зоне ОЭС Востока (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	86.9%	338	363	66	16
Февраль	87.8%	559	395	82	19
Март	86.3%	1 371	374	94	18
Апрель	86.5%	2 111	319	51	18
Май	88.0%	2 280	400	48	10
Июнь	88.4%	2 447	327	26	37
Июль	85.2%	2 138	496	51	31
Август	85.6%	2 166	521	27	36
Сентябрь	84.9%	2 466	572	32	18
Октябрь	82.4%	1 896	626	67	27
Ноябрь	82.2%	957	737	66	22
Декабрь	85.3%	187	681	131	22
Среднегодовое значение	85.8%	1 576	484	62	23

Среднегодовые снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по территориям субъектов Российской Федерации (МВт)

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Алтайский край	308	57	6	3
Амурская область	490	37	8	2
Архангельская область	146	40	8	3
Астраханская область	268	75	6	1
Белгородская область	51	7	0	0
Брянская область	0	0	0	0
Владимирская область	143	22	3	2
Волгоградская область	527	93	5	6
Вологодская область	107	41	6	2
Воронежская область	461	70	39	6
г.Москва	1848	686	76	31
г.Санкт-Петербург	834	75	15	4
г.Севастополь	34	8	0	0
Забайкальский край	328	144	16	2
Ивановская область	184	31	8	2
Иркутская область	2120	190	40	9
Кабардино-Балкарская Республика	33	5	2	0
Калининградская область	280	86	1	1
Калужская область	9	2	0	0
Карачаево-Черкесская Республика	29	6	0	0
Кемеровская область - Кузбасс	1349	142	44	12

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Кировская область	139	25	2	2
Костромская область	776	127	3	1
Краснодарский край	404	140	15	6
Красноярский край	2536	96	60	12
Курганская область	122	3	1	1
Курская область	433	31	16	1
Ленинградская область	1344	224	27	15
Липецкая область	129	29	2	1
Московская область	962	324	28	8
Мурманская область	461	10	2	0
Нижегородская область	512	42	8	3
Новгородская область	90	12	2	5
Новосибирская область	684	10	6	2
Омская область	259	298	47	9
Оренбургская область	725	76	13	5
Орловская область	84	7	4	3
Пензенская область	67	1	0	0
Пермский край	1208	151	15	5
Приморский край	376	296	26	10
Псковская область	98	0	0	0
Республика Адыгея	0	0	0	0
Республика Алтай	0	0	0	0
Республика Башкортостан	1014	187	22	8
Республика Бурятия	229	85	27	6
Республика Дагестан	381	58	7	3
Республика Ингушетия	0	0	0	0
Республика Калмыкия	4	0	0	0

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонт	Неплановые ремонт до РСВ	Неплановые ремонт после РСВ	Аварийные ремонт
Республика Карелия	36	5	1	0
Республика Коми	221	5	2	0
Республика Крым	74	12	2	1
Республика Марий Эл	33	0	0	0
Республика Мордовия	62	2	1	0
Республика Саха (Якутия)	378	80	17	5
Республика Северная Осетия-Алания	46	6	2	1
Республика Татарстан (Татарстан)	1164	456	50	39
Республика Тыва	0	0	0	0
Республика Хакасия	367	2	1	0
Ростовская область	734	394	88	17
Рязанская область	967	314	60	14
Самарская область	869	83	13	17
Саратовская область	545	136	18	22
Свердловская область	2138	350	136	25
Смоленская область	739	145	21	6
Ставропольский край	722	196	15	4
Тамбовская область	79	10	0	1
Тверская область	916	30	11	4
Томская область	121	35	6	3
Тульская область	301	56	20	8
Тюменская область	286	191	18	8
Удмуртская Республика	137	14	2	1
Ульяновская область	125	10	2	1
Хабаровский край	332	71	11	5
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	2593	264	38	13
Челябинская область	953	156	22	5

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Чеченская республика	82	19	1	0
Чувашская Республика - Чувашия	282	10	4	2
Ямало-Ненецкий автономный округ	97	7	0	0
Ярославская область	279	18	3	1