



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

Отчет об объемах поставленной на оптовый рынок мощности в 2023 году

I. Основные показатели поставки мощности на оптовый рынок

Среднегодовая величина установленной мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке, за период с 2014 по 2023 годы увеличилась на 7,2% (с 215,5 ГВт до 231,0 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 17,7 ГВт генерирующих объектов, функционировавших на оптовом рынке.

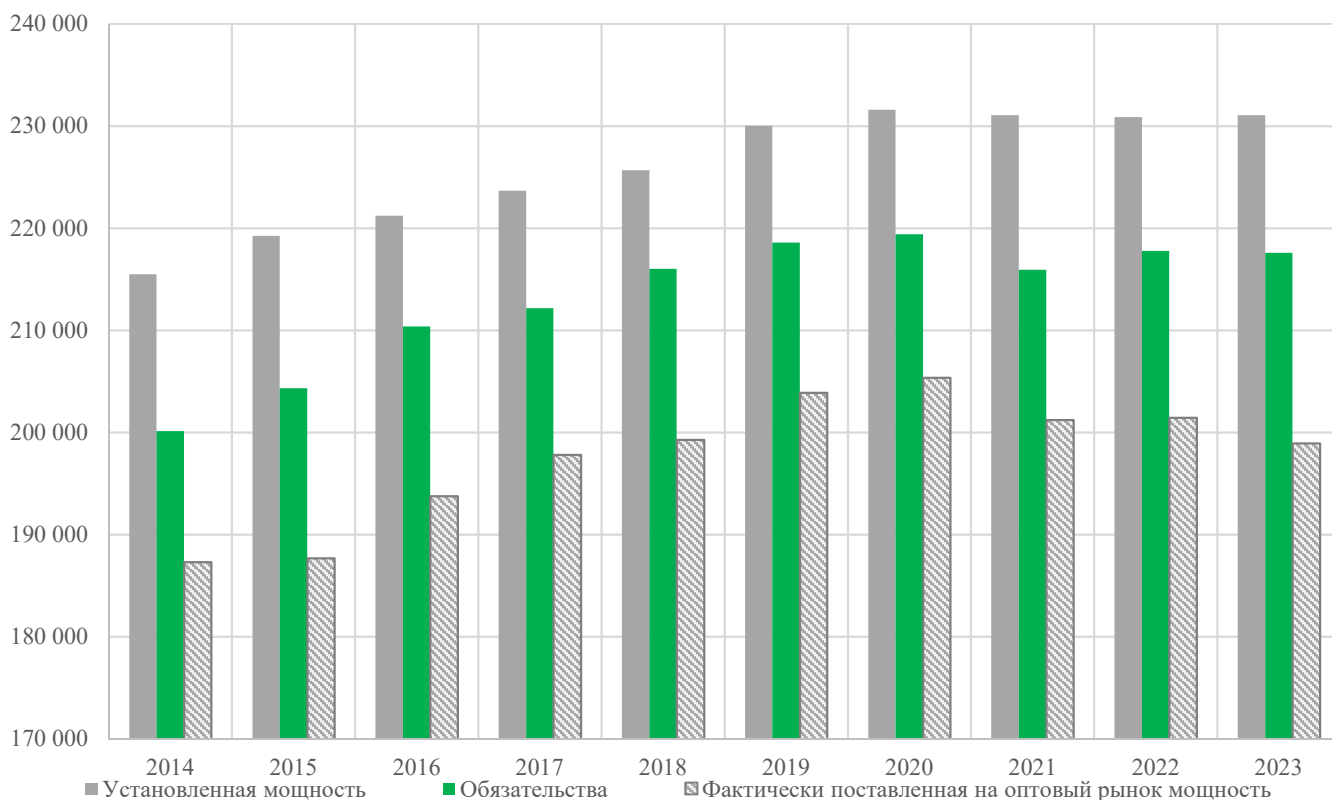
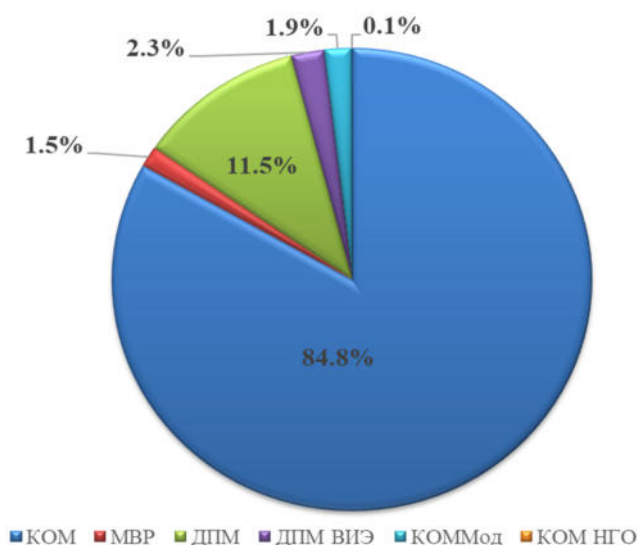


Рисунок I.1 – Среднегодовая установленная и фактически поставленная мощности

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 2014 по 2020 годы (на 8,8% с 187,3 ГВт до 205,4 ГВт) также преимущественно обусловлен вводом в эксплуатацию новых объектов генерации по программе ДПМ и новых АЭС/ГЭС. Начиная с 2021 года, наблюдается снижение указанных объемов, 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 2023 году снизился относительно 2022 года на 1,3 % (на 3,1 % относительно 2020 года) и составил 198,9 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 оптового рынка, 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. В 2023 году среднегодовой объем недопоставки мощности вырос на 8,2 % относительно 2022 года.

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 2023 году составил 55,4 ГВт, что на 5,3% больше, чем в 2022 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 неценовых зонах 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. В случае превышения фактической длительности плановых ремонтов относительно установленной Правилами ОРЭМ [1] в предшествующие 12 месяцев и предшествующие 4 года, а также при превышении объемов фактической относительно согласованной годовой ремонтной площадки, объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности снижается. Прирост плановых объемов ремонтов в 2021-2023 годах в основном обусловлен реализацией мероприятий по модернизации генерирующего оборудования по результатам КОММод.

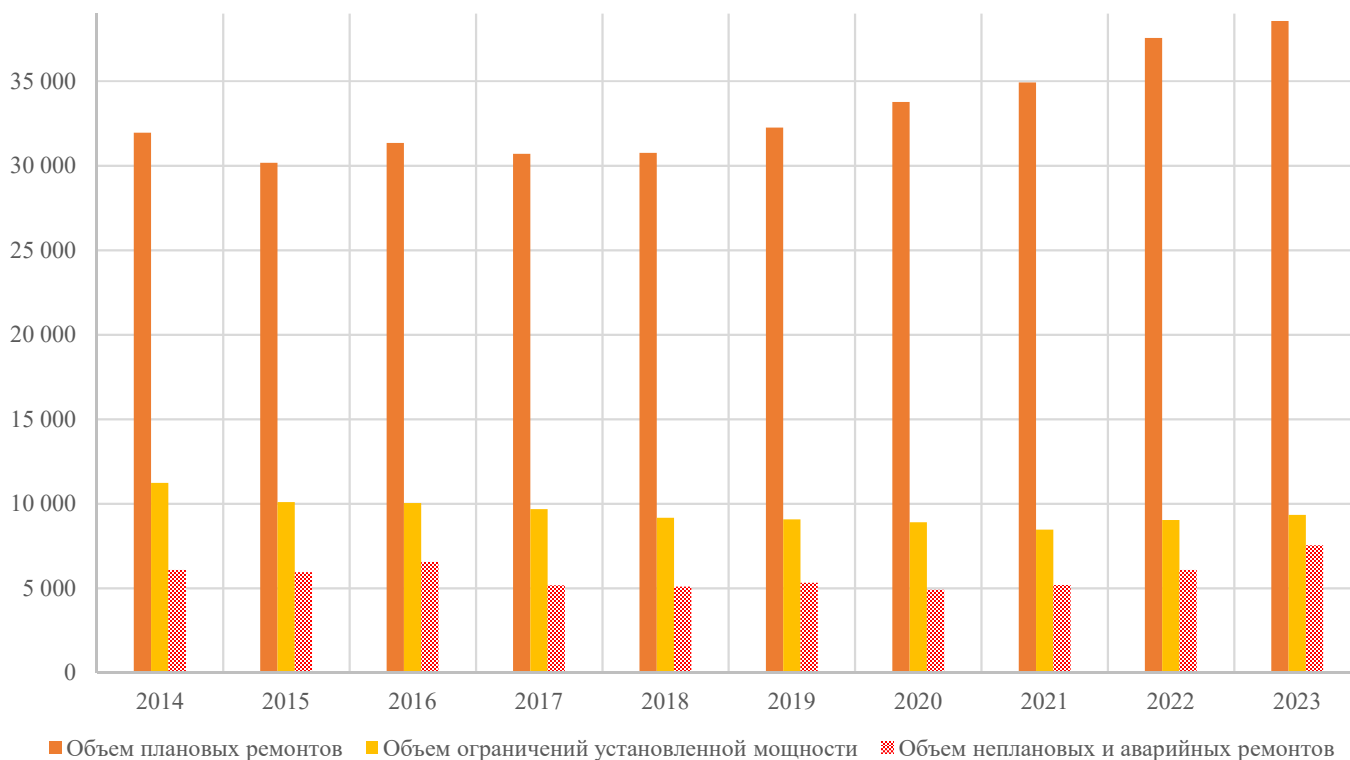


Рисунок I.3 – Объемы снижений мощности

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.

Таблица 1

Среднегодовые показатели объемов поставки мощности на ОРЭМ в 2023 г.

	Среднегодовая величина, МВт	% от установленной мощности
Установленная мощность объектов, функционирующих на ОРЭМ	231 039	100.0%
Объем плановых ремонтов	38 543	16.7%
Объем ограничений установленной мощности (физические объемы, без применения коэффициентов неготовности)	9 334	4.0%
Объем неплановых и аварийных ремонтов (физические объемы, без применения коэффициентов неготовности)	7 543	3.3%
Мощность, готовая к несению нагрузки (доступная мощность)	172 334	74.6%
Объем недопоставки мощности на оптовый рынок (с применением коэффициентов неготовности)	19 446	8.4%
Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности (с применением коэффициентов неготовности)	198 919	86.1%
Объем потребления мощности на собственные нужды	7 192	3.1%

Динамика изменений основных показателей поставки мощности на оптовый рынок за период с 2014 по 2023 годы в отношении электростанций оптового рынка приведена в таблице 2.

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

Среднегодовые показатели поставки мощности на оптовом рынке

Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Генерирующие объекты, функционирующие в ценовых и неценовых зонах оптового рынка										
Установленная мощность, МВт	215 472	219 228	221 219	223 643	225 660	230 012	231 601	231 042	230 859	231 039
изменение к предшествующему году, %		1,7%	0,9%	1,1%	0,9%	1,9%	0,7%	-0,2%	-0,1%	0,1%
Обязательства объектов, отобранных в КОМ, договорные объемы ДПМ, МВР	200 127	204 331	210 356	212 144	216 002	218 571	219 405	215 916	217 762	217 566
изменение к предшествующему году, %		2,1%	2,9%	0,9%	1,8%	1,2%	0,4%	-1,6%	0,9%	-0,1%
Объем недопоставки мощности на оптовый рынок, МВт	12 233	15 759	15 939	14 266	14 999	14 825	14 426	16 036	17 971	19 446
изменение к предшествующему году, %		28,8%	1,1%	-10,5%	5,1%	-1,2%	-2,7%	11,2%	12,1%	8,2%
Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт	196 943	197 244	197 831	197 805	199 266	203 876	205 368	201 228	201 442	198 919
изменение к предшествующему году, %		0,2%	0,3%	0,0%	0,7%	2,3%	0,7%	-2,0%	0,1%	-1,3%

В 2014-2023 годах на изменение объемов недопоставки мощности на оптовый рынок влияло не только изменение объемов неплановых ремонтов и ограничений, но и изменения Правил ОРЭМ [1]. В 2015 году была ограничена максимальная длительность «оплачиваемых» плановых ремонтов, а также изменен порядок учета неплановых ремонтов, заявленных на этапе выбора состава включенного генерирующего оборудования. 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.

II. Генерирующее оборудование, функционирующее на оптовом рынке

По состоянию на декабрь 2023 года поставку электроэнергии и мощности на оптовом рынке осуществляли 110 участников оптового рынка с использованием 465 электростанций, представленных 802 группами точек поставки генерации (ГТПГ), в состав которых входили 1 990 единиц генерирующего оборудования. Суммарная установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке, по состоянию на декабрь 2023 года составила 231 ГВт.

При этом в отношении 35 ГТПГ, в том числе функционирующих в период выполнения мероприятий по модернизации, в состав которых входили 50 единиц

генерирующего оборудования, суммарной установленной мощностью 4 354 МВт, по состоянию на декабрь 2023 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 ЕЭС России на 01.12.2023 составила 248,2 ГВт, из которых 231,1 ГВт составляет установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке.

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). Среднее значение предельного объема поставки мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке, в 2023 году составило 229,1 ГВт. Для целей определения фактических объемов поставки мощности на оптовый рынок учитывается наименьшее значение из величины предельного объема поставки и установленной мощности. Среднее значение предельного объема с учетом «срезки» на установленную мощность в 2023 году составило 227,3 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.

Среднегодовые объемы мощности за 2023 год

	Установленная мощность, МВт	Предельный объем поставки мощности на оптовый рынок*, МВт	Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт
Всего ЕЭС России (включая электростанции розничного рынка)	246 321		
Оптовый рынок в целом	231 039	227 339	198 919
<i>Ценовые зоны:</i>	215 375	211 944	184 746
Первая ценовая зона	165 100	162 531	141 412
Вторая ценовая зона	50 276	49 413	43 333
<i>Неценовые зоны:</i>	15 664	15 395	14 174
Архангельская область	1 027	1 027	1 001
Калининградская область	1 879	1 879	1 817
Республика Коми	1 713	1 713	1 710
Дальний Восток	11 044	10 776	9 645
Розничный рынок **	15 282	—	—

* - 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. 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);

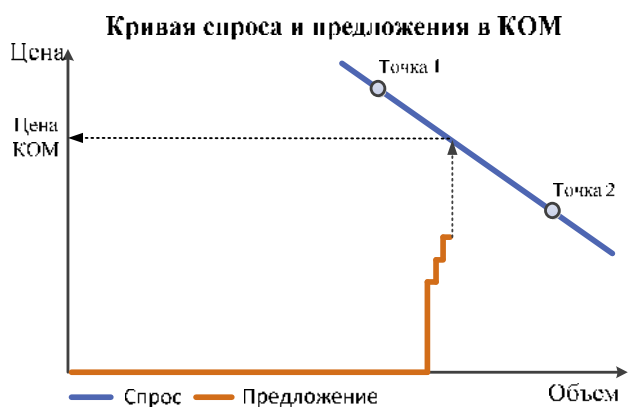
- по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) ТЭС, договорам купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС (ГАЭС);

- 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);

- 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.

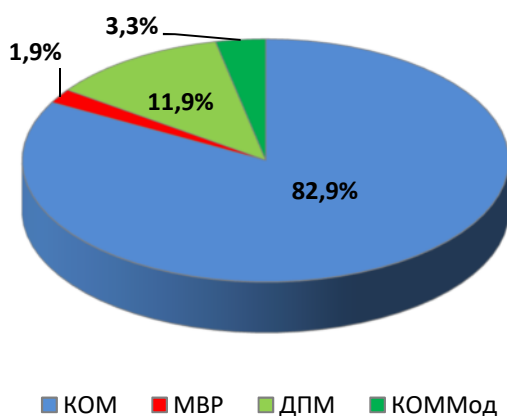
Информация о КОМ на 2023 год

	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	148 294	200 341	166 090	146 261	158 557	171 123.03
Вторая ценовая зона	42 062	280 231	47 110	200 341	42 269	266 698.79
Итого	190 357		213 199		200 826	

* - 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. При проведении финансовых расчетов цена 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 2023 год учтен в размере максимально допустимого объема поставки мощности – 648,818 МВт, рассчитанного в установленном регламентом [4] порядке, учитывающем объемы неплановых отклонений величин сальдо перетоков энергосистемы Северного Казахстана от плановых.



Объем поставляемой на оптовый рынок мощности по результатам конкурентного отбора мощности в 2023 году составил 82,9 %, объем мощности объектов ДПМ и новых АЭС/ГЭС составил 11,9 %, объектов КОММод составил 3,3%, а объектов МВР – 1,9 %.

Объемы мощности, учтенные и отобранные по результатам КОМ на 2023 год

	Всего	Первая ЦЗ	Вторая ЦЗ
Поставка мощности на оптовый рынок *, в т.ч.	200 826	158 557	42 269
КОМ	166 563	127 566	38 998
МВР	3 808	3 764	44
ДПМ и договоры новых АЭС/ГЭС, КОММод	23 803	21 780	2 023
Объем мощности объектов розничной генерации, учтенный при проведении КОМ	6 651	5 447	1 204
	8 503	7 186	1 317

* - при проведении КОМ подлежат учету объемы мощности, указанные на декабрь.

Детализированная информация о результатах КОМ на 2023 год представлена в Приложении 1.

Фактический состав генерирующего оборудования, с использованием которого осуществляется поставка мощности на оптовый рынок, может быть меньше 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. Суммарная располагаемая мощность генерирующего оборудования, отобранного по результатам КОМ на 2023 год, с использованием которого не осуществлялась поставка мощности на оптовый рынок, в декабре 2023 года составила 1 458 МВт (437 МВт вывод из эксплуатации отобранных объектов, 200 МВт функционирование на розничном рынке, 822 МВт задержка ввода новых объектов).

IV. Аттестация генерирующего оборудования

Принимая обязательства по поставке мощности, поставщики должны учитывать планируемое на соответствующий год изменение состава и параметров 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 2023 года собственниками оборудования, представленного на оптовом рынке, было заявлено об изменении установленной мощности генерирующего оборудования (включая изменения, заявленные в декабре 2023 и учтенные при формировании реестра предельных объемов поставки мощности на январь 2024 года), обусловленном:

- вводом генерирующего оборудования в эксплуатацию – 261 МВт (все вводы пришлись на новые объекты ДПМ ВИЭ);
- выводом генерирующего оборудования из эксплуатации – 469 МВт;
- перемаркировкой генерирующего оборудования – + 200 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.

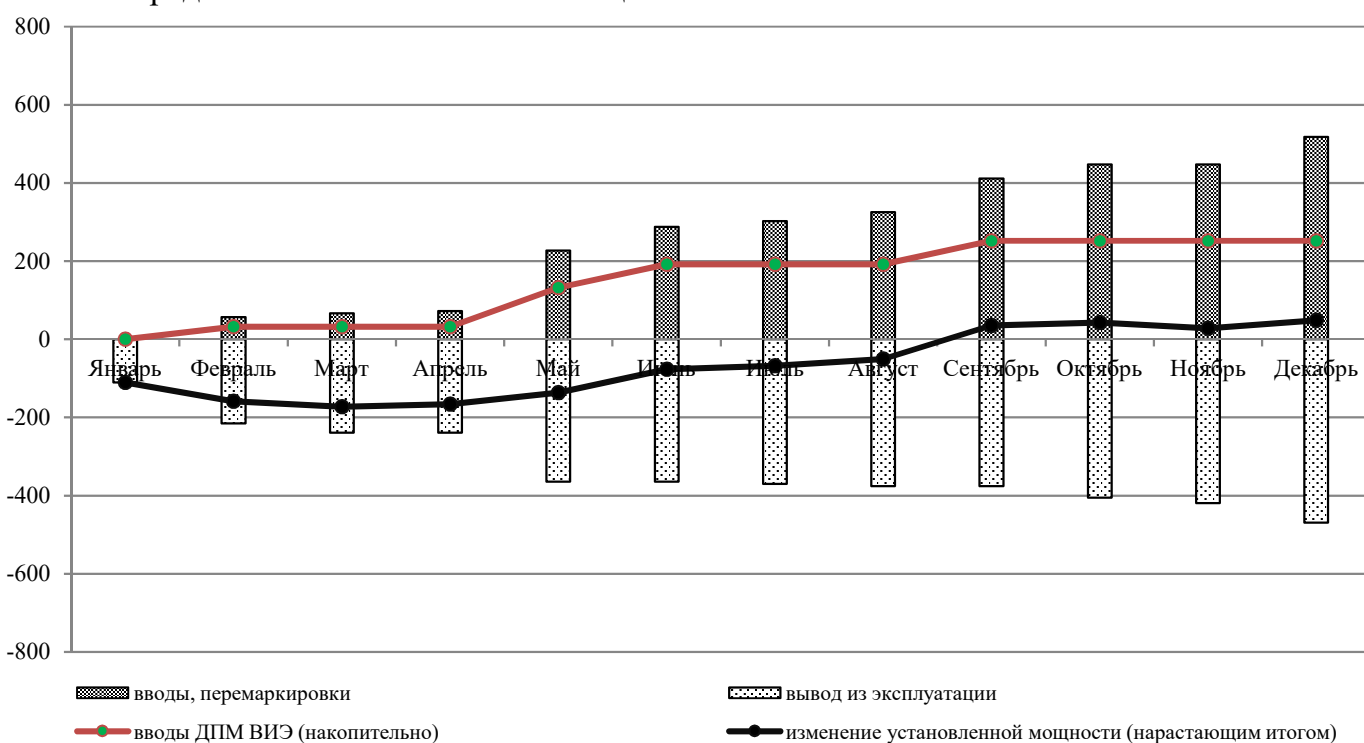
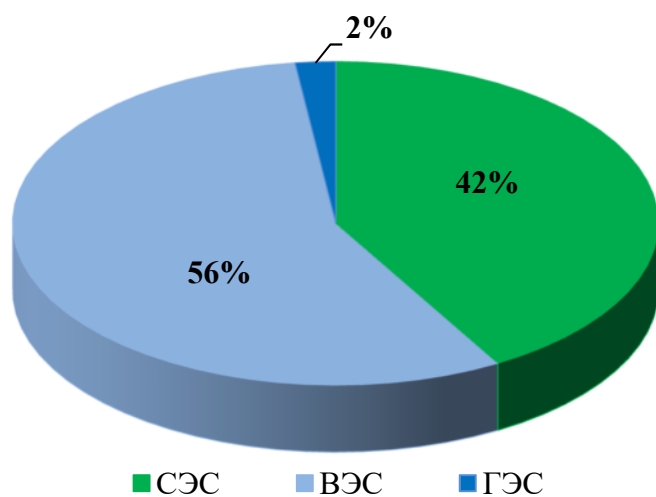


Рисунок IV.1 – Динамика изменения установленной мощности генерирующего оборудования, функционирующего на оптовом рынке

В течение 2023 года собственниками оборудования в ценовых и неценовых зонах оптового рынка в рамках аттестационных испытаний было проведено тестирование 415 единиц генерирующего оборудования на 109 электростанциях. Количество тестирований увеличилось на 11 % относительно 2022 года.

В течение 2023 года было аттестовано 13 объектов ДПМ ВИЭ суммарной установленной мощностью 260,9 МВт. В соответствии с регламентами оптового рынка 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 01.01.2024 составила 4 294,990 МВт, в том числе установленная мощность солнечных электростанций составила 1 788,298 МВт, а ветровых электростанций – 2 420,040 МВт.

Детализированная информация о тестировании генерирующего оборудования для целей аттестации в 2023 году представлена в Приложении 2.

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 2023 году составило 184 746 МВт, что на 0,9% меньше, чем в 2022 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 7 155 МВт, определяемое соблюдением обязательных требований к обеспечению готовности к выработке электроэнергии – 17 213 МВт, что на 12% больше чем в 2022 году.

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.

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 в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности ГЭС, 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.

Среднегодовой средневзвешенный коэффициент надежности и востребованности в 2023 году составил соответственно 0,9486 и 0,7083, а соответствующий им коэффициент дифференциации составил 1,2027.

Информация о помесечных значениях средневзвешенного коэффициента дифференциации в 2023 году приведена на рисунке V.1.

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.2).



Рисунок V.1 – Помесячные коэффициенты дифференциации в 2023 году

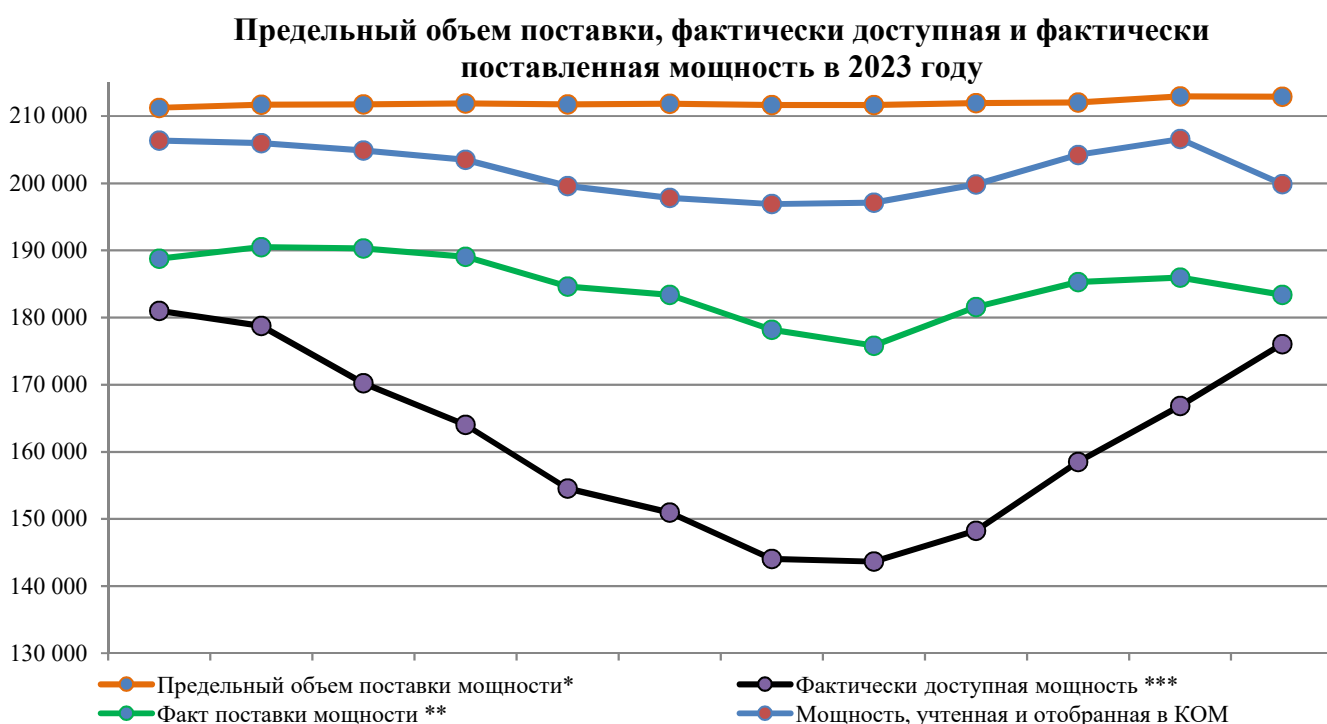


Рисунок V.2 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная мощность

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

** – факт поставки мощности соответствует объемам, определенным в соответствии с Правилами ОРЭМ. 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

Виды недопоставки мощности



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 2023 году составил 17 490 МВт, что на 12% больше чем в 2022 году.

99,1 % объема недопоставки мощности в 2023 году было обусловлено снижением фактически доступной мощности или невыполнением заданного системным оператором режима работы генерирующего оборудования, а 0,9 % – 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 2023 году приведена в Приложении 3.

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



В течение 2023 года в ценовых зонах оптового рынка в ремонтах в среднем находилось 42 556 МВт мощности генерирующих объектов, что на 5,5% больше, чем в 2022 году. Основной объем физического снижения мощности (35 907 МВт или 84,4 %) 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 и 4 календарных года коэффициенты неготовности не применяются.

Объем плановых ремонтов включает в себя объемы мощности выводимого из работы оборудования 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 2023 года составил 22 163 МВт, что на 7,6 % меньше чем в 2022 году, в том числе 2 490 МВт генерирующих

мощностей, выведенных из работы для целей реализации мероприятий по модернизации генерирующего оборудования (на 27% больше чем в 2022 году).

В период реализации мероприятий по модернизации генерирующего оборудования, проводимой по результатам конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, мощность оборудования не оплачивается.

При превышении установленной Правилами ОРЭМ [1] длительности плановых ремонтов в предшествующие 12 месяцев и 4 календарных года мощность оборудования, находящегося в плановом ремонте, перестает оплачиваться. Объем такого превышения в декабре 2023 года составил 3 193 МВт. Среднегодовой объем указанного превышения в 2023 году составил 7,9 % от величины плановых ремонтов в 2023 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 2023 году было зарегистрировано в августе и составило 69 665 МВт, что на 2,8% больше максимального снижения мощности в 2022 году. Информация о среднемесячных снижениях мощности электростанций оптового рынка, поставляющих мощность в 2023 году, приведена на рисунках VII.1, VII.2, VII.3.

Среднемесячные снижения мощности по ценовым зонам ЕЭС

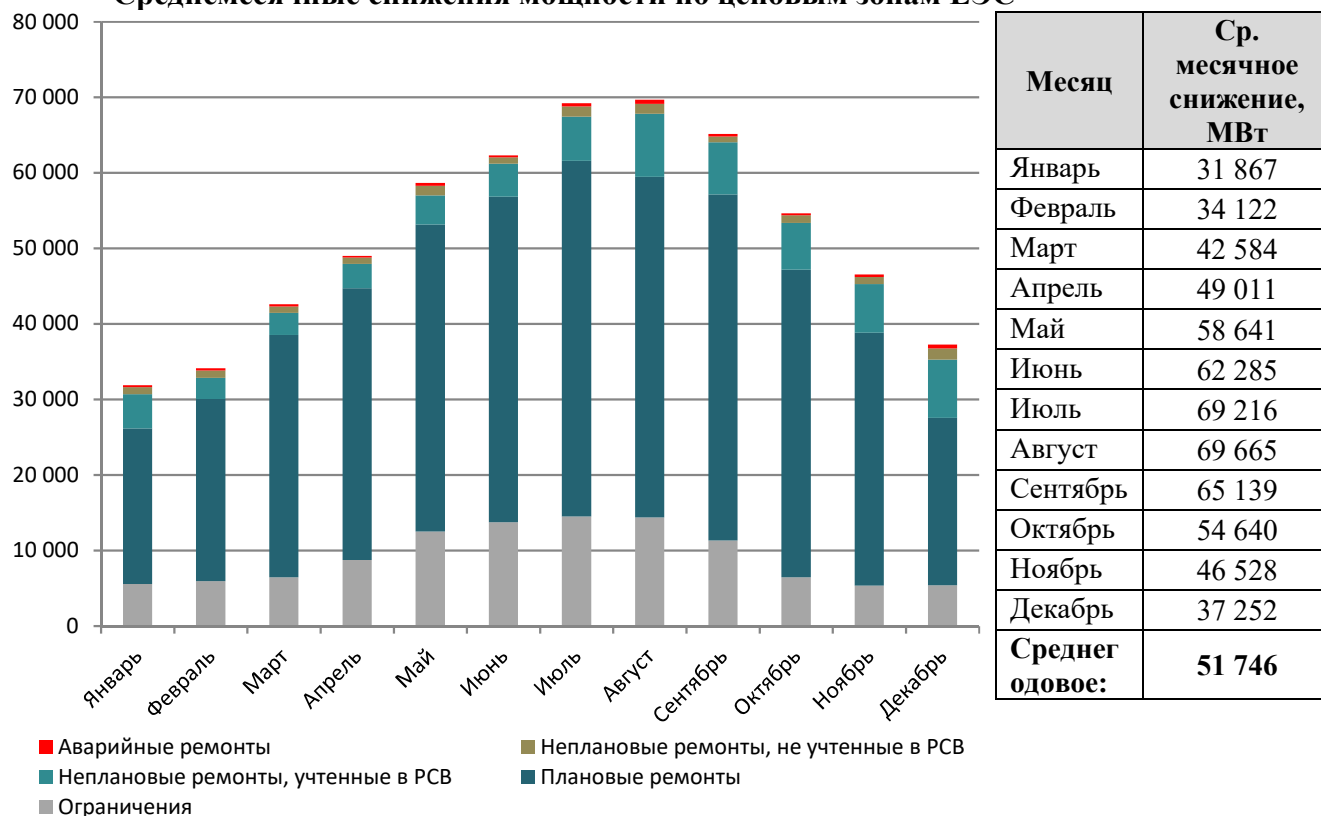
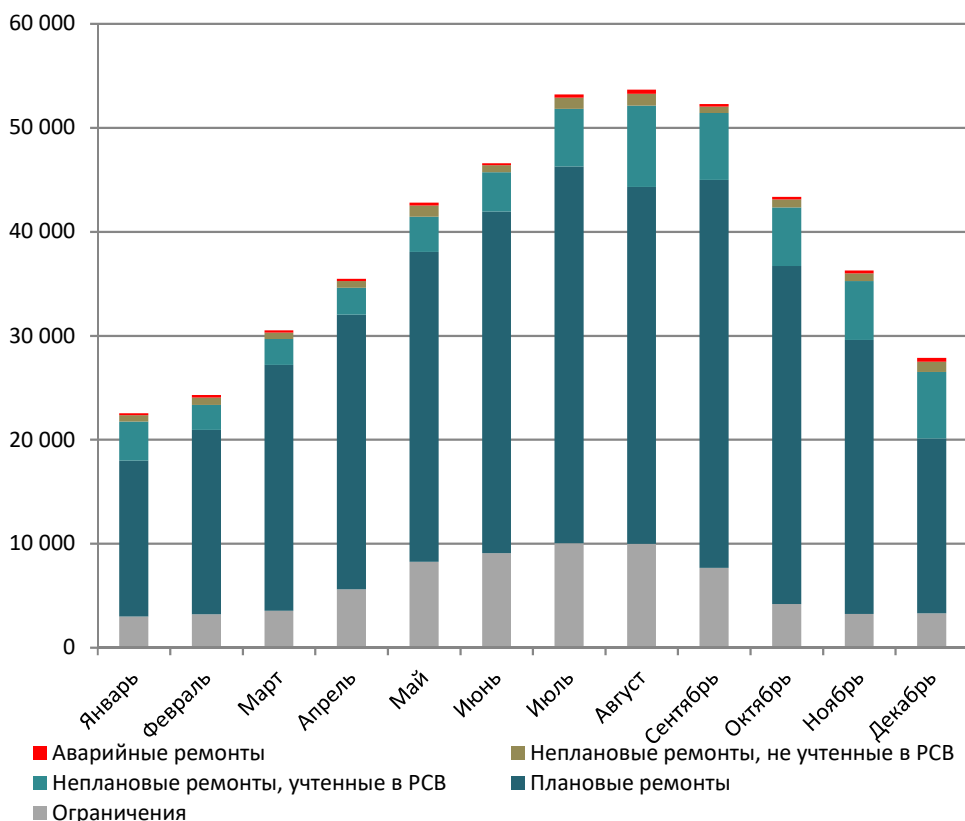


Рисунок VII.1 – Среднемесячные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

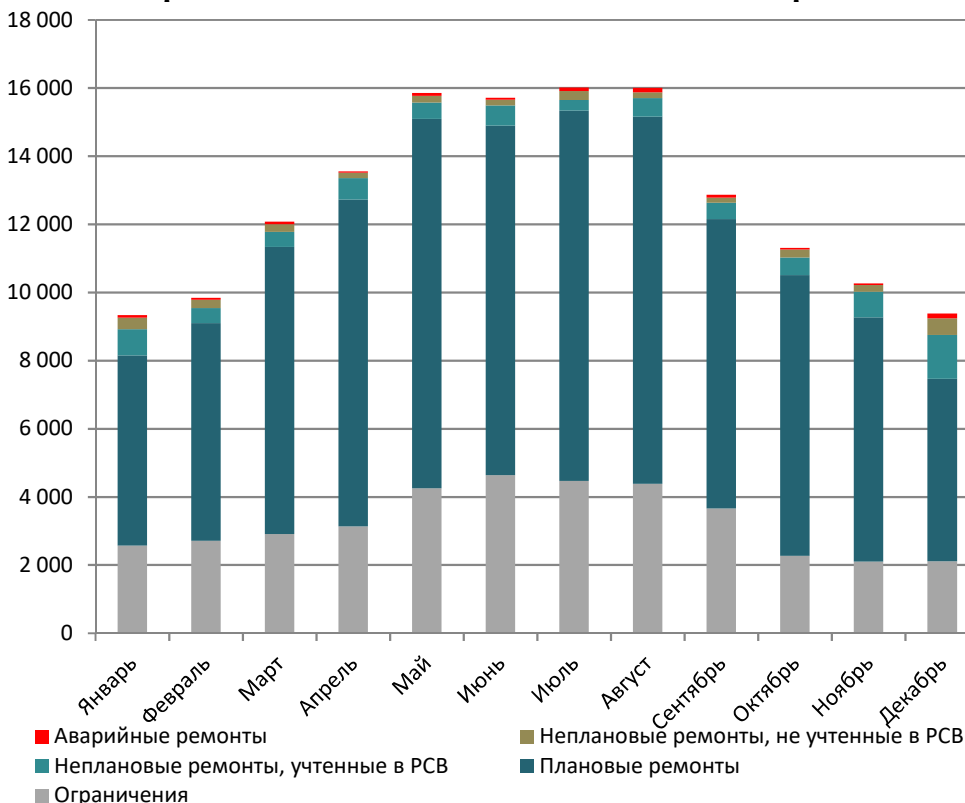
Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне



Месяц	Ср. месячное снижение, МВт
Январь	22 534
Февраль	24 277
Март	30 510
Апрель	35 460
Май	42 790
Июнь	46 574
Июль	53 206
Август	53 658
Сентябрь	52 272
Октябрь	43 331
Ноябрь	36 261
Декабрь	27 870
Среднег одовое:	39 062

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

Среднемесячные снижения мощности во второй ценовой зоне



Месяц	Ср. месячное снижение, МВт
Январь	9 333
Февраль	9 845
Март	12 074
Апрель	13 552
Май	15 851
Июнь	15 711
Июль	16 009
Август	16 007
Сентябрь	12 867
Октябрь	11 308
Ноябрь	10 267
Декабрь	9 382
Среднег одовое:	12 684

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

Объем unplanned and emergency repairs in the total volume of power reductions (physical reductions without application of reducing coefficients) in 2023 year on average constituted 12,8 % (1,4% more than in 2022 year), at the same time the maximum share of such repairs was registered on 26.12.2023 and constituted 31,4 % of the average daily power reduction or 6,1 % of the volume of electricity consumption in the price zones of the wholesale market for the hour of maximum EES of Russia in 2023 year. Maximum hourly power reduction in the price zones of the wholesale market in total (72 911 MW) was registered on 07.08.2023, and the minimum hourly power reduction (24 745 MW) was registered on 31.12.2023.

The daily dynamics of power reduction volumes for 2023 year with division by types is presented in figures VII.4, VII.5, VII.6.

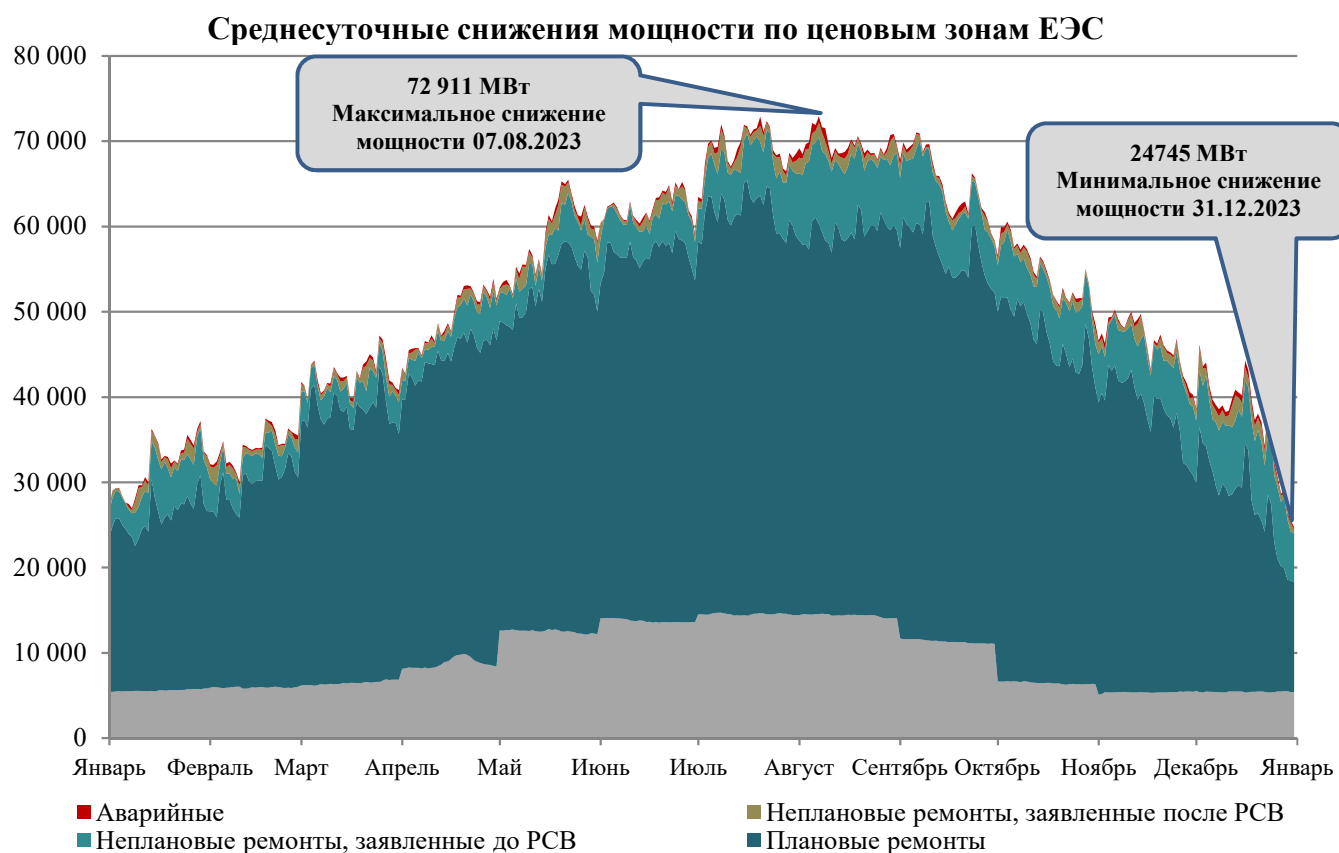


Рисунок VII.4 – Среднесуточные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне

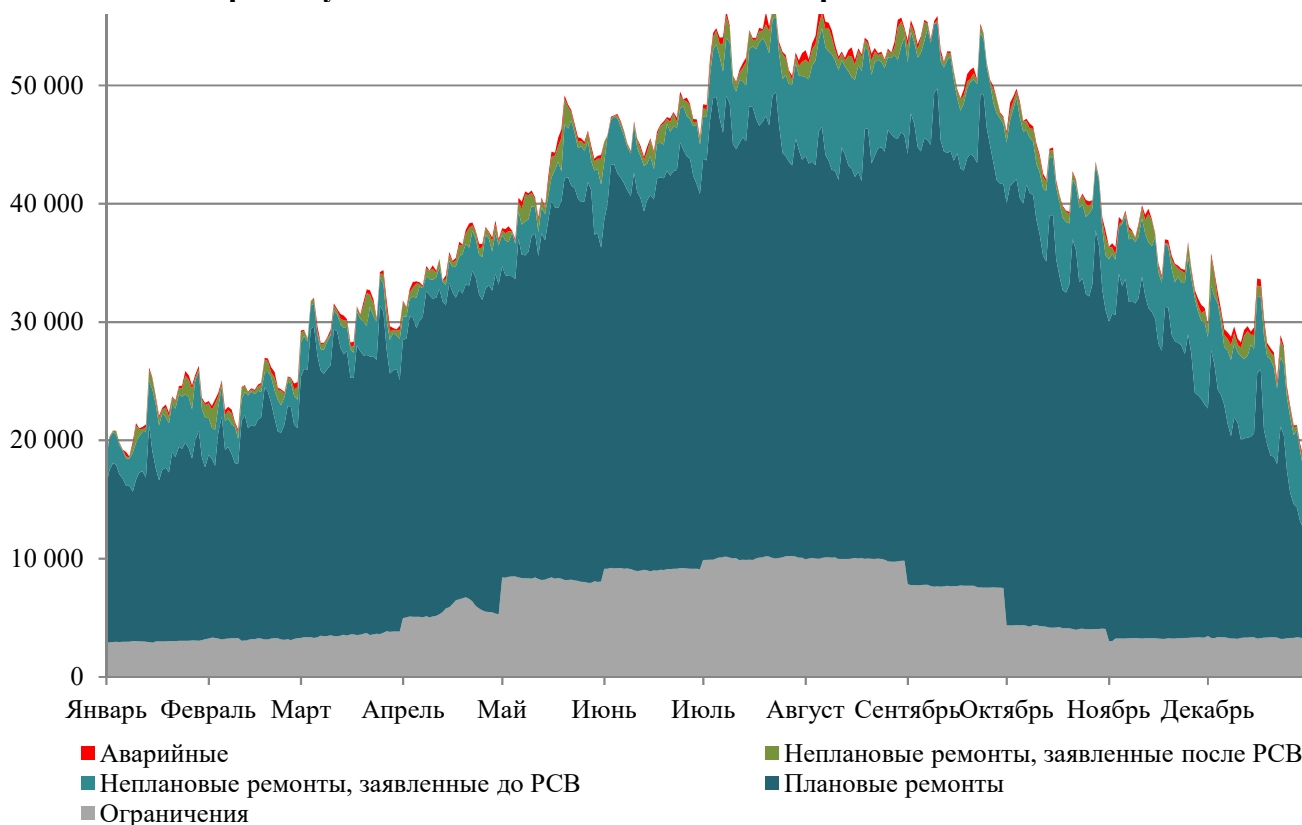


Рисунок VII.5 – Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне

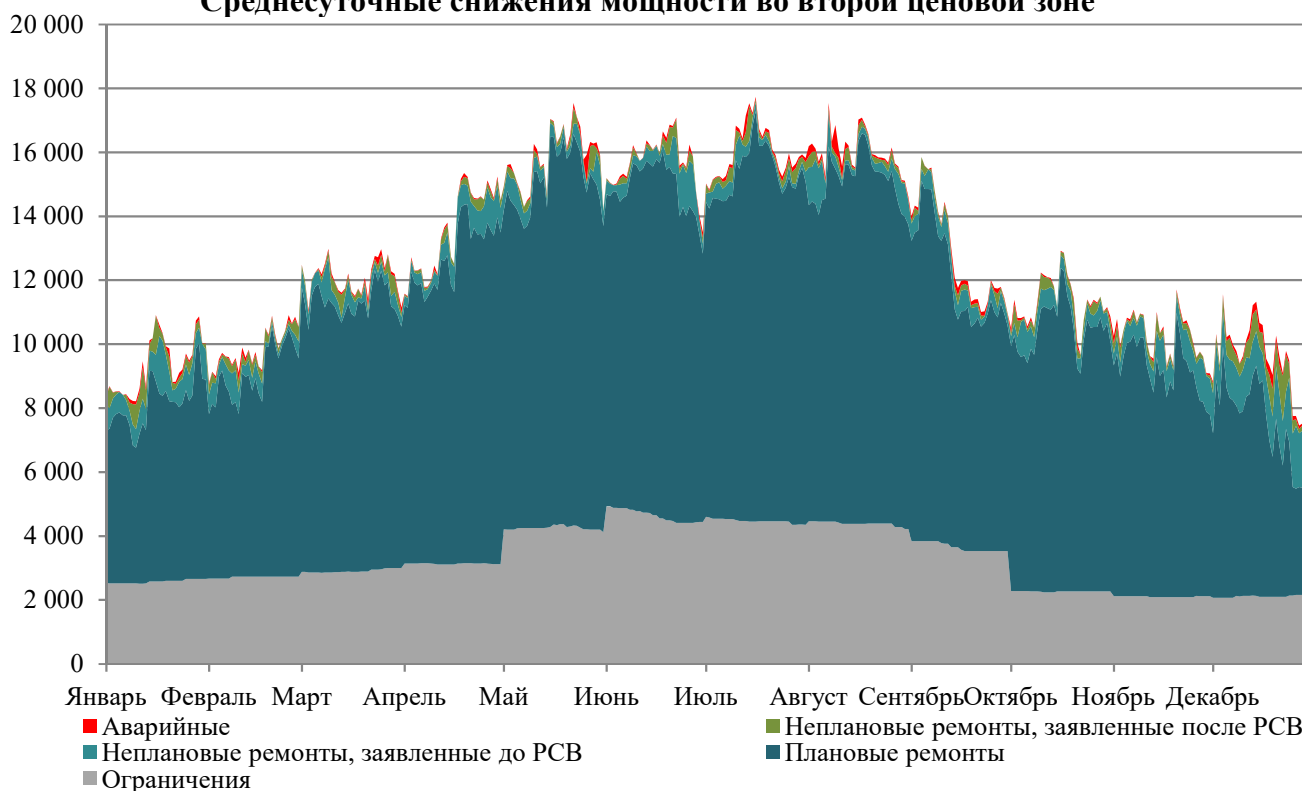


Рисунок VII.6 – Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

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 характеризуя 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 2023 году совокупный КИУМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 52,1 % (на 0,6% больше, чем в 2022 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 2023 году составила 75,71 %, что на 2,93 % меньше неравномерности в 2022 году (78,64 %).

Внутригодовая неравномерность потребления обуславливает и неравномерность коэффициента использования установленной мощности электростанций, а также его максимально достижимое значение.

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 2023 году совокупный КИДМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 69,5 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 70,9 %, во второй ценовой зоне 66,1 %.

Коэффициент использования оплачиваемой мощности (КИОМ)

На оптовом рынке оплачивается не установленная мощность, а фактически поставленная. Показатель использования оплачиваемой мощности (КИОМ) характеризует востребованность мощностей, в отношении которых сформированы обязательства покупателей по их оплате. В 2023 году совокупный КИОМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 62,0 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 60,9 %, во второй ценовой зоне 56,8 %.

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

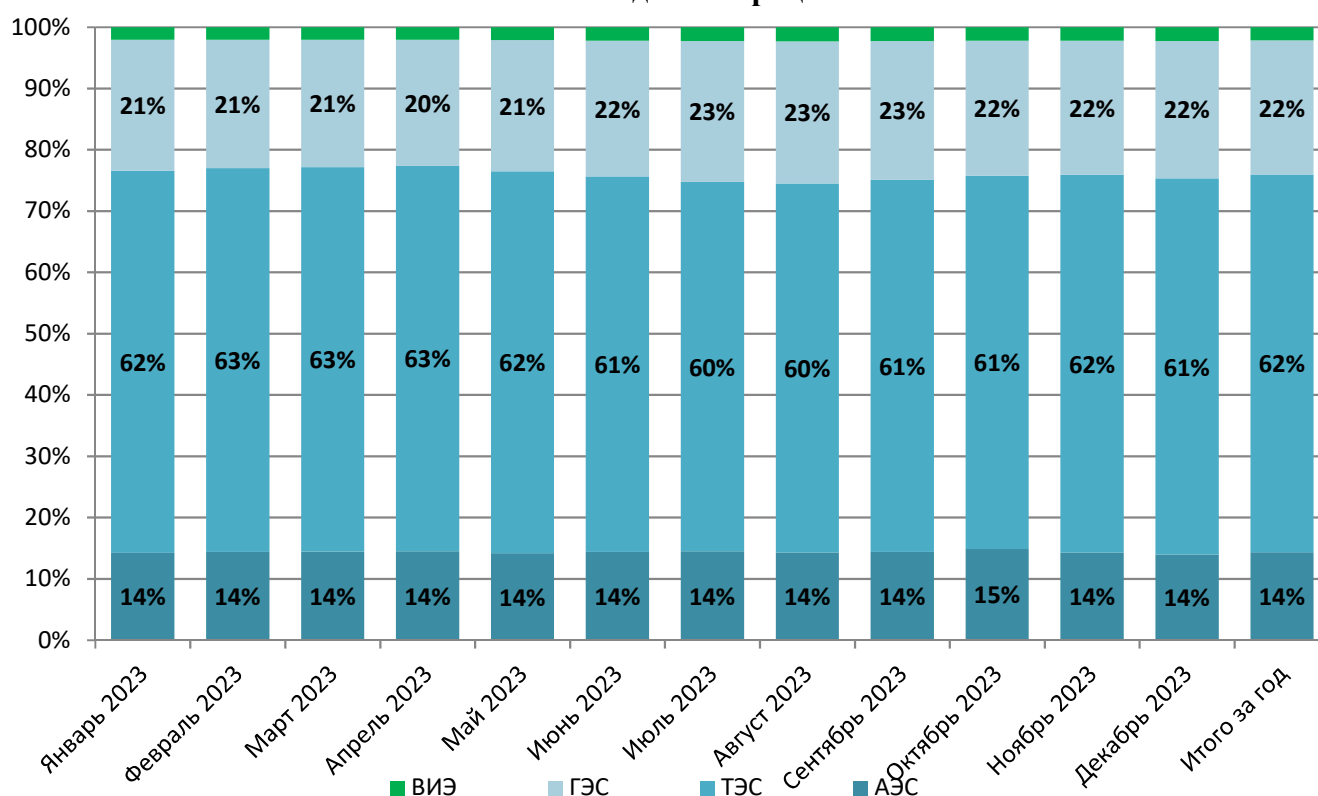


Рисунок VIII.1 – Доля мощности, поставленной на оптовый рынок с использованием различных видов генерации

Доля электроэнергии, выработанной на оптовом рынке с использованием различных видов генерации

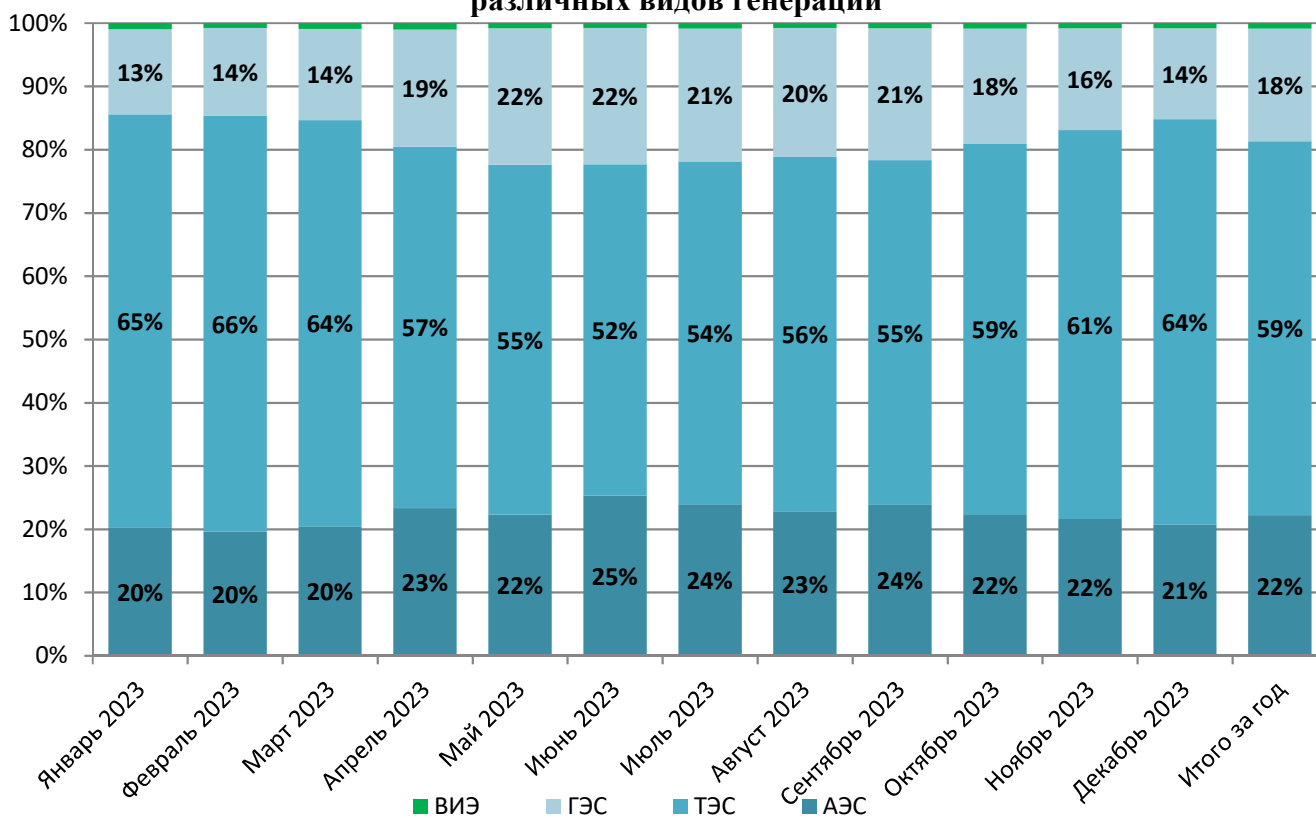


Рисунок VIII.2 – Доля электроэнергии, выработанной на оптовом рынке с использованием различных видов генерации

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 2023 году средневзвешенный коэффициент востребованности генерирующего оборудования ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка и готовых к несению нагрузки, составил 78,3 % (на 3,4% больше, чем в 2022 году). Средневзвешенный коэффициент востребованности ГТУ составил 58,7 %, а ПГУ – 94,3%.

Детализированная информация о доле времени, когда генерирующее оборудование функционирующих в ценовых зонах оптового рынка ТЭС было выбрано в качестве включенного, (востребованности) за 2023 год с разделением по типам турбин приведена на рисунках VIII.3 – VIII.9.

Востребованность турбин типа К с установленной мощностью до 240 МВт

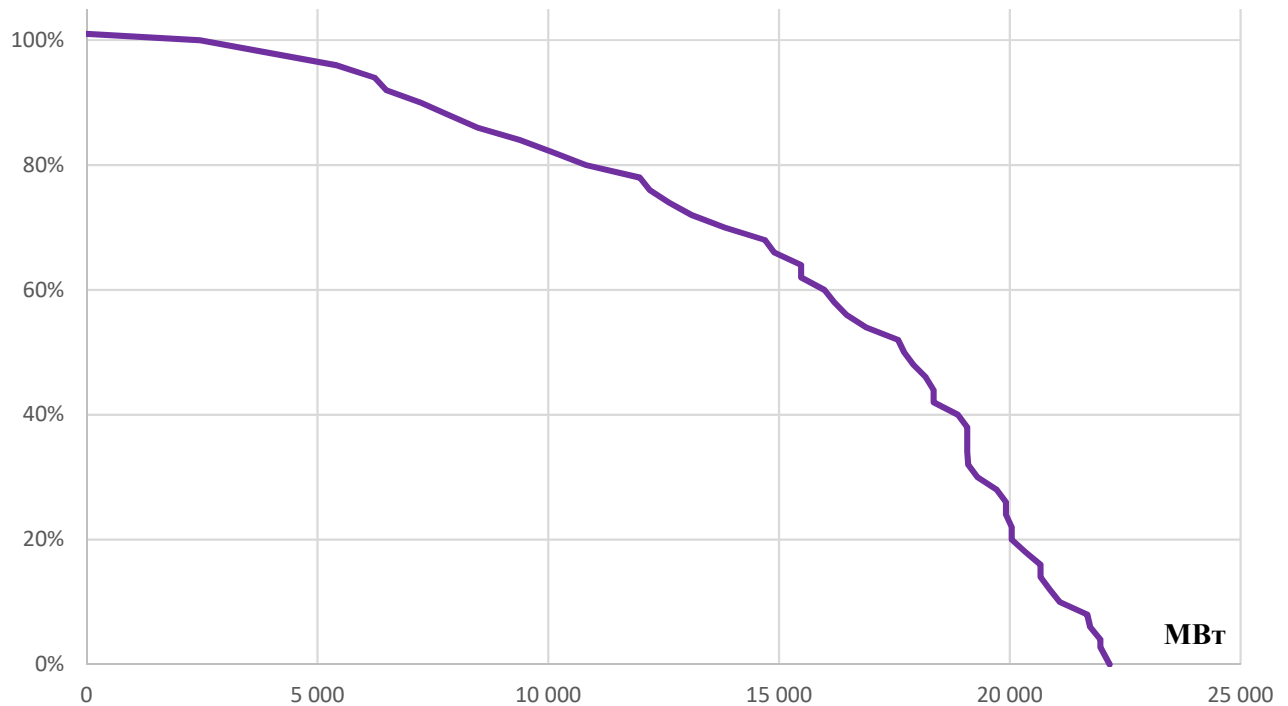


Рисунок VIII.3 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью до 240 МВт

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

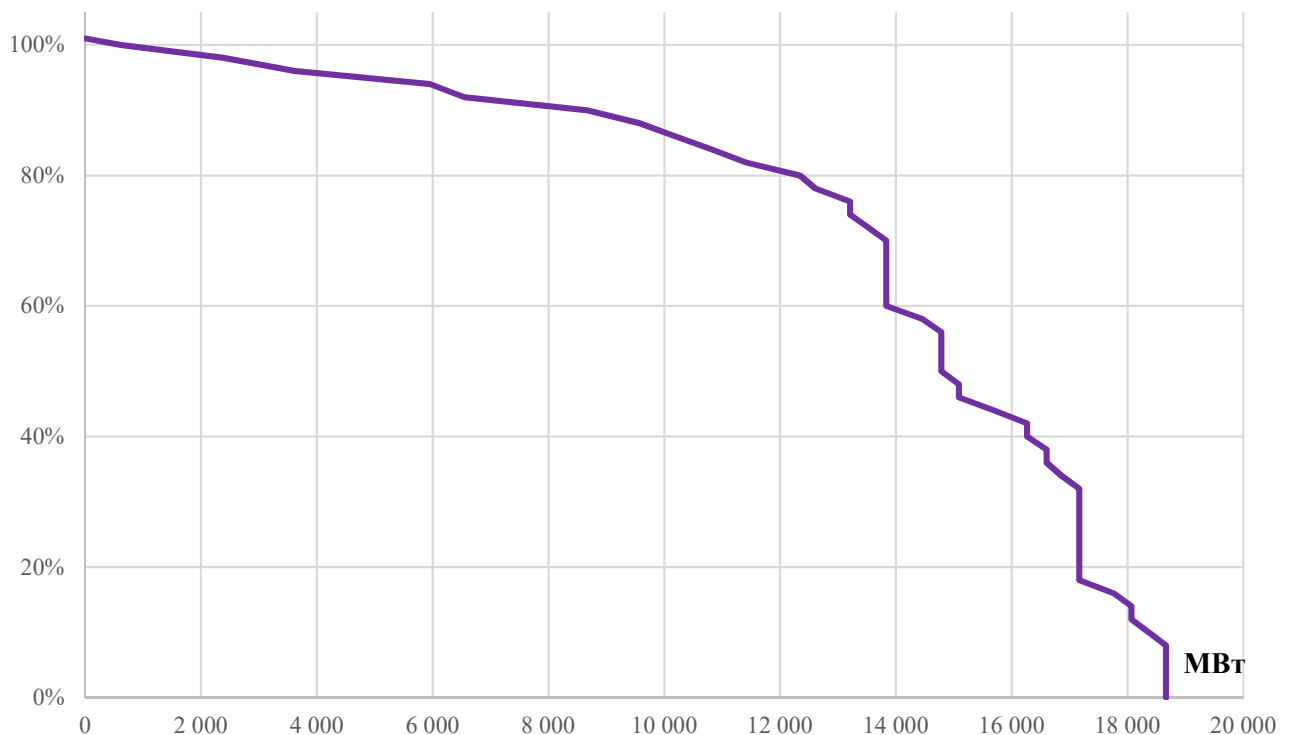


Рисунок VIII.4 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью от 240 МВт до 350 МВт

Востребованность турбин типа К с установленной мощностью свыше 350 МВт

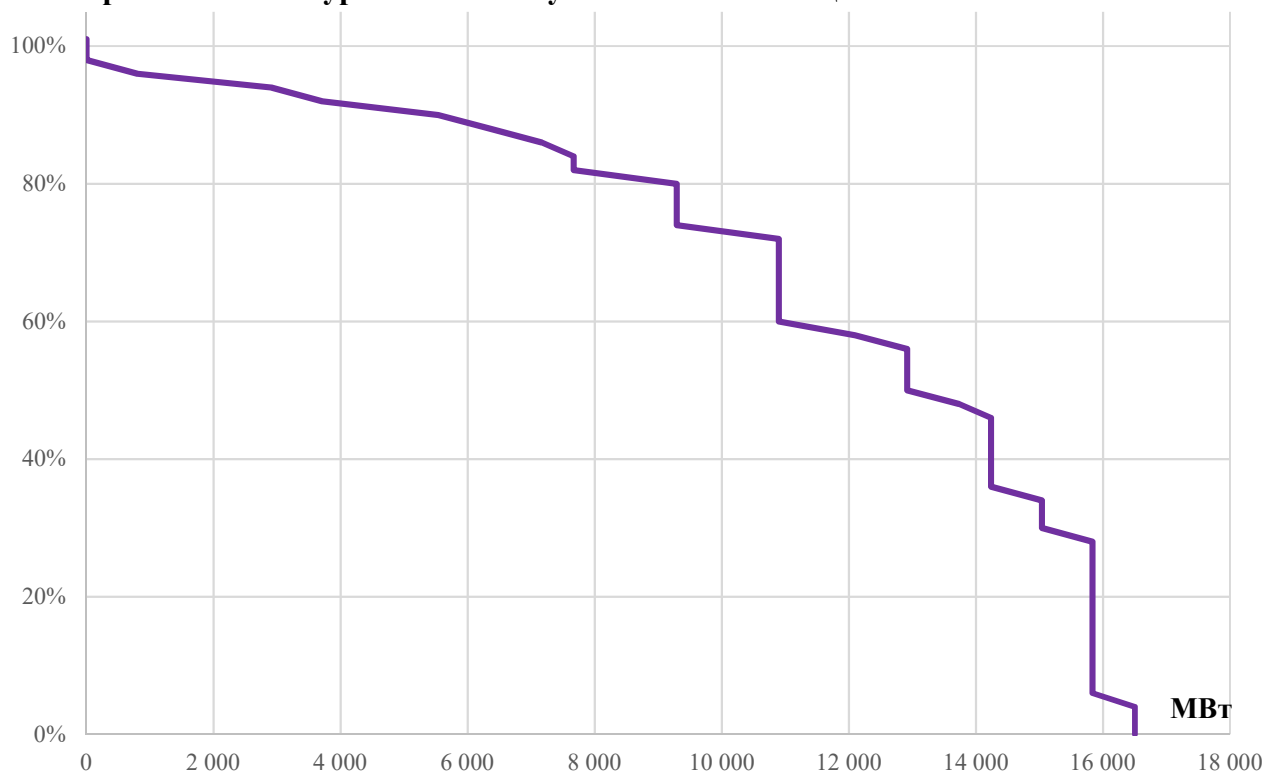


Рисунок VIII.5 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью свыше 350 МВт

Востребованность турбин типа Т

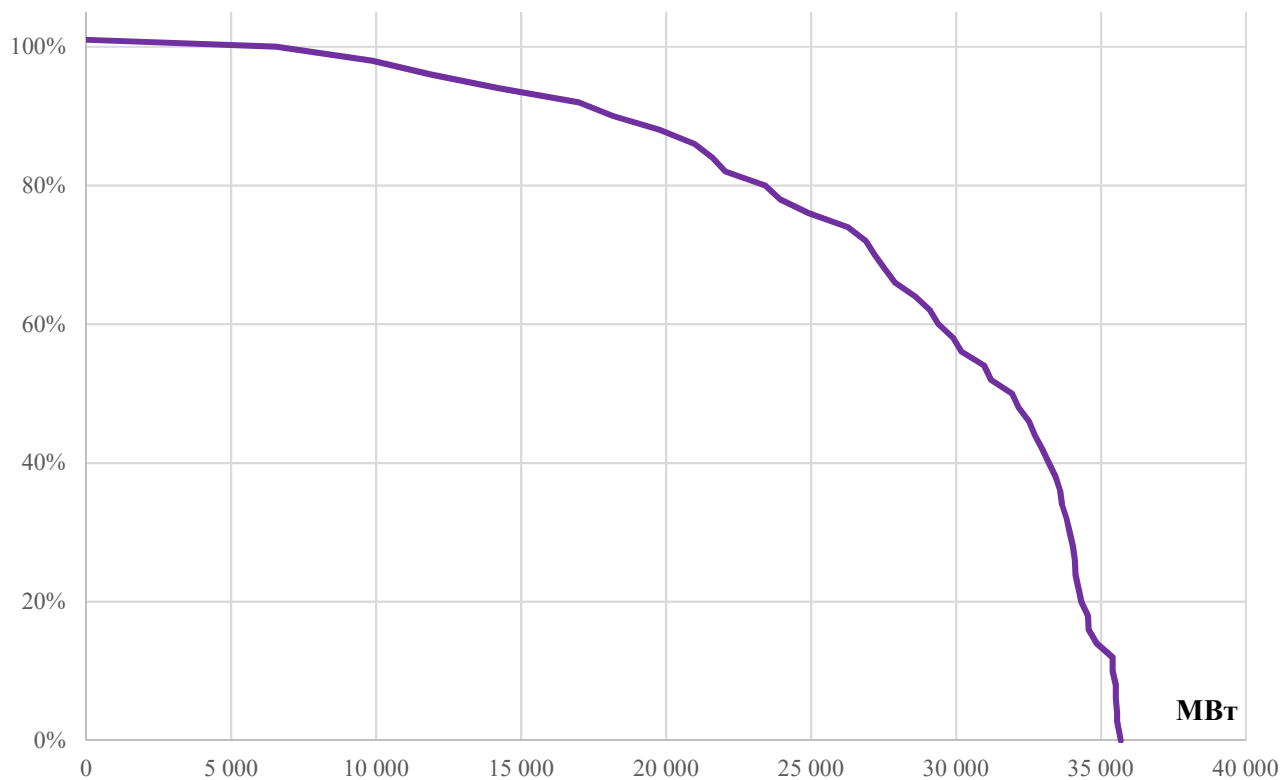


Рисунок VIII.6 – Востребованность турбин типа Т

Востребованность турбин типа Р, ПР, ПТР и иных

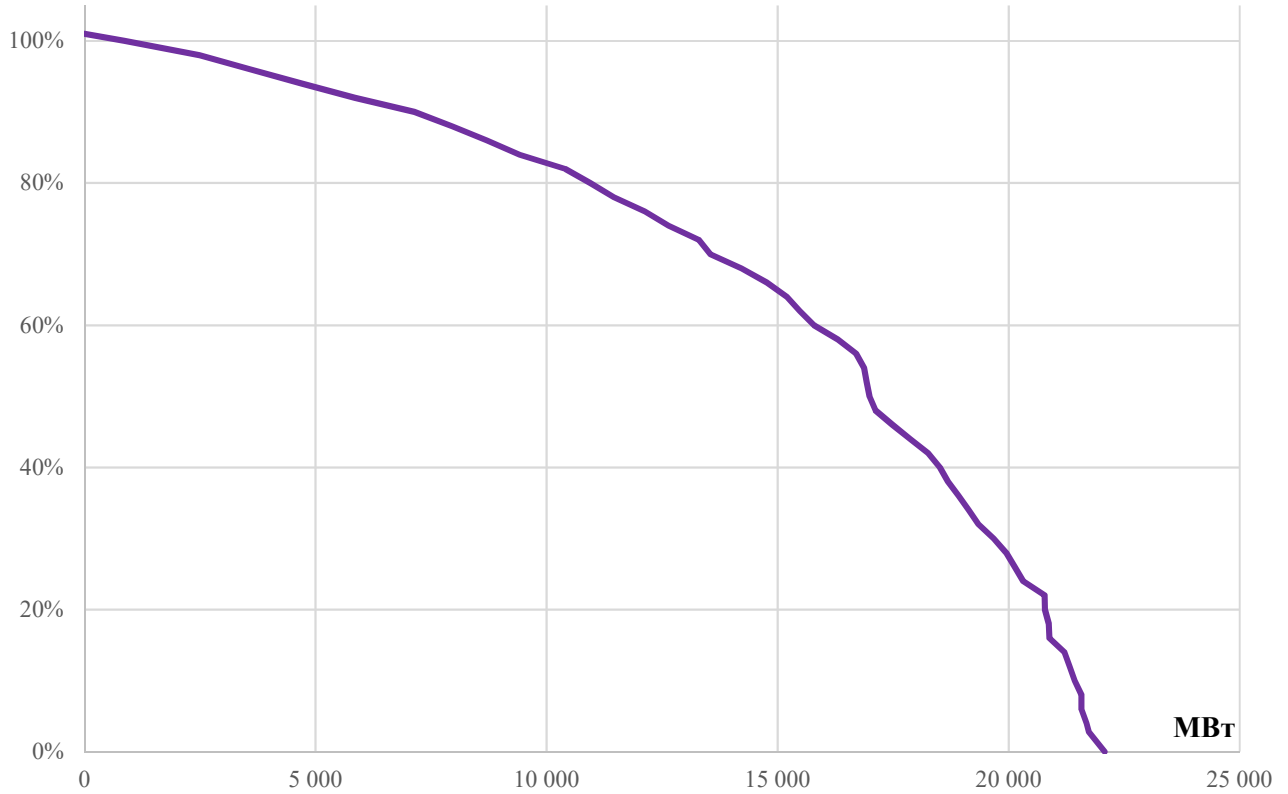


Рисунок VIII.7 – Востребованность турбин типа Р, ПР, ПТР и иных

Востребованность турбин в составе блоков ПГУ

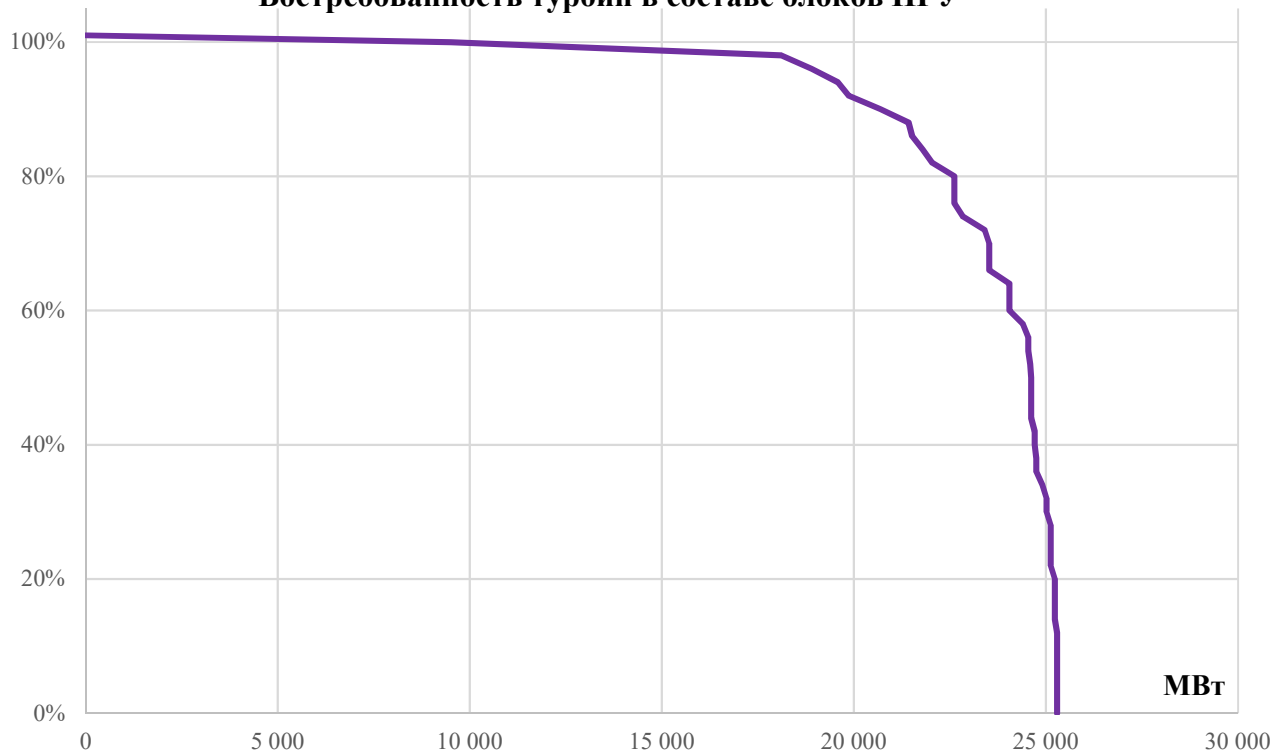


Рисунок VIII.8 – Востребованность турбин в составе блоков ПГУ

Востребованность ГТУ

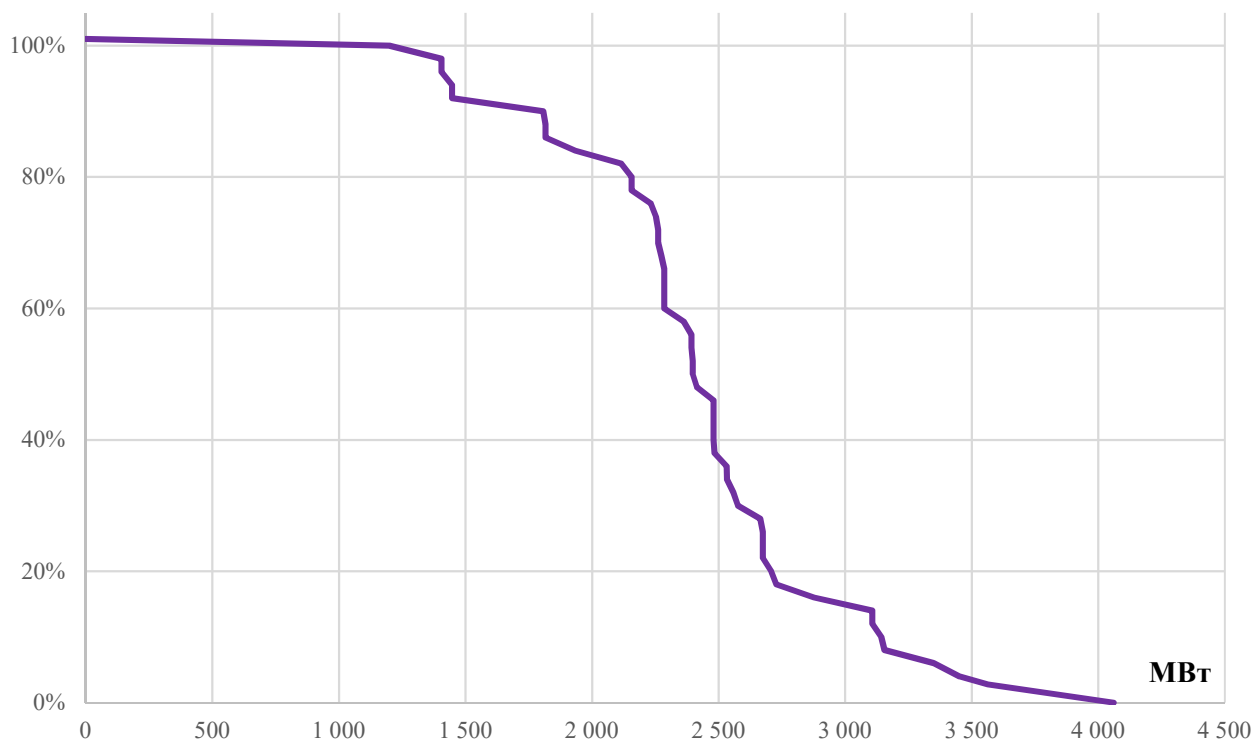


Рисунок VIII.9 – Востребованность ГТУ, за исключением ГТУ в составе ПГУ

Использование мощностей ТЭС



Режим работы энергообъекта наряду с КИУМ, также характеризуется числом часов использования установленной мощности (ЧЧИ). При определении ЧЧИ учитывается режим работы энергообъекта в целом в рассматриваемом году вне зависимости от наличия ограничений и проводимых ремонтов, без учета оборудования, функционирующего в период проведения мероприятий по модернизации по результатам КОММод.

В зависимости от степени использования генерирующего оборудования для целей покрытия графика электропотребления генерирующее оборудование относится к одной из следующих категорий: базовая генерация (ЧЧИ более 5000 часов), полупиковая (ЧЧИ от 2000 часов до 5000 часов), пиковая (от 240 часов до 2000 часов), маловостребованная (ЧЧИ менее 240 часов).

В 2023 году 80 единиц генерирующего оборудования ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, суммарной установленной мощностью 4,8 ГВт (3,3 % от установленной мощности ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка)

было маловостребовано (менее 240 часов в течение года), что на 25% меньше чем в 2022 году.

IX. Поставка мощности на оптовый рынок в неценовых зонах

Для поставщиков оптового рынка, функционирующих на территориях неценовых зон, 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), утвержденном 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 неценовых зонах 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 неценовых зонах 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 2023 году составило 14 174 МВт, что на 6,2% меньше, чем в 2022 году. Среднегодовое снижение мощности, определяемое параметрами готовности, в 2023 году составило 1 221 МВт, что на 685 МВт или 128% больше, чем в 2022 году. Следует отметить, что в ценовых зонах оптового рынка, установленная мощность генерирующего

оборудования которых в 13,8 раз превышает установленную мощность генерирующего оборудования неценовых зон, прирост объема недопоставки составил 790 МВт.

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

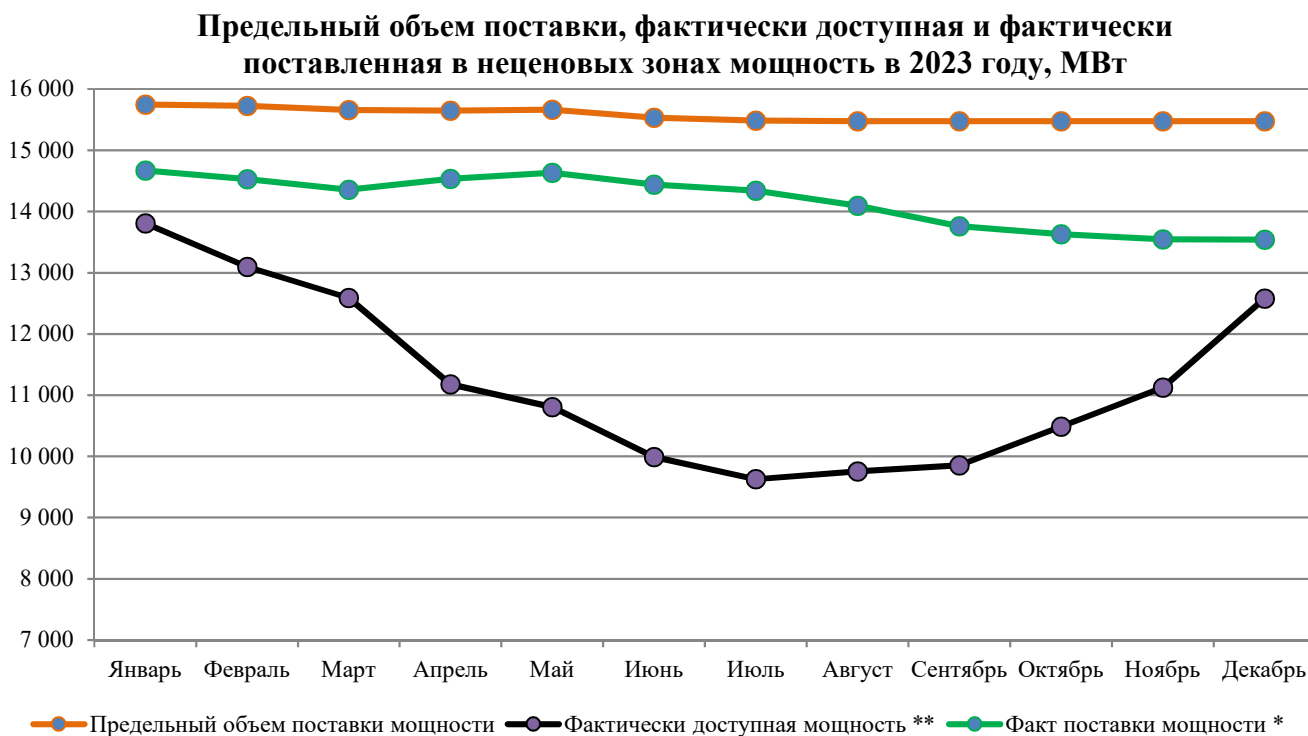


Рисунок IX.1 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная в неценовых зонах мощность

* – факт поставки мощности соответствует объемам, определенным в соответствии с Правилами ОРЭМ. 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 генерирующего оборудования, находящегося в ремонте.

Максимальная среднесуточная величина холодного резерва функционирующего на оптовом рынке генерирующего оборудования в 2023 году была зафиксирована 01.01.2023 и составила 42 021 МВт, а минимальная величина составила 6 001 МВт и была зафиксирована 08.08.2023 (4,6 % от максимума потребления на час максимума ЕЭС).

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

Среднесуточные объемы холодного резерва в 2023 году

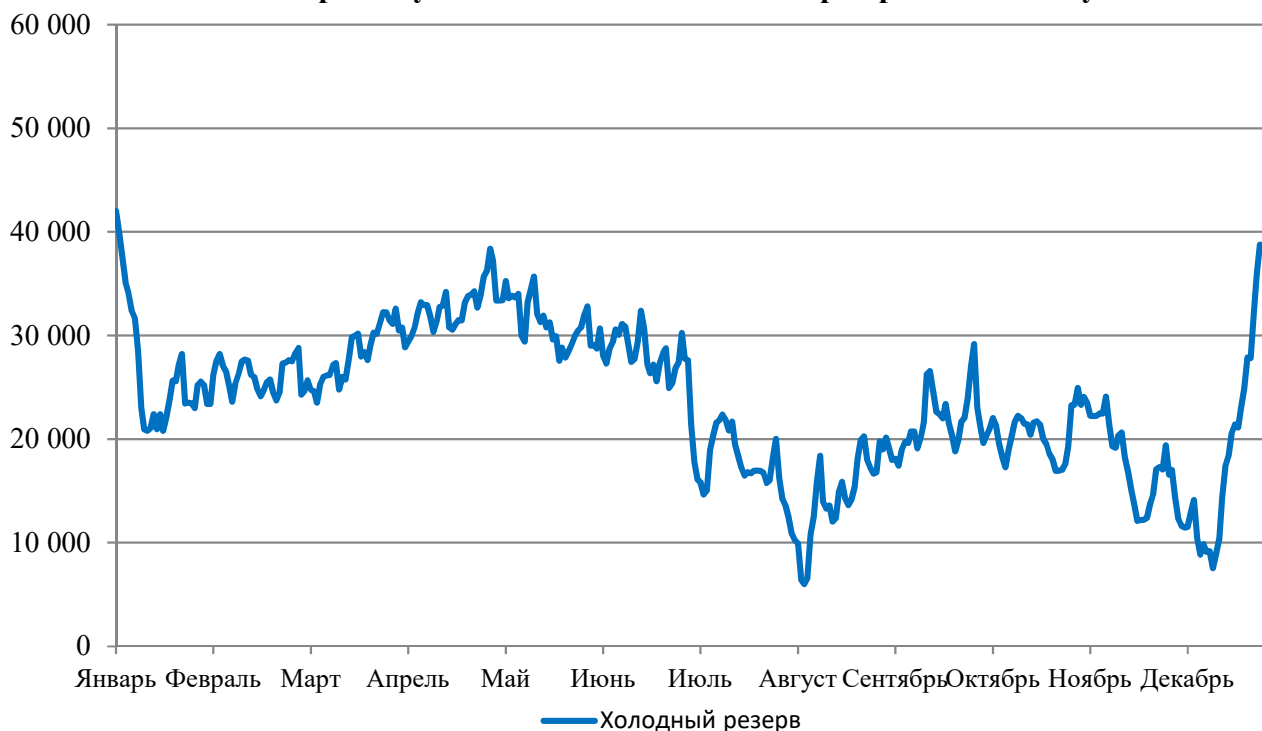


Рисунок X.1 – Среднесуточные объемы холодного резерва в 2023 году

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

С 01.10.2022 на ОРЭМ действует механизм экономии ресурса работы газовых турбин, направленный на минимизацию рисков снижения надежности 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 2023 году представлена в Таблице 6.

Таблица 6
МВт

Месяц	Заявлено участниками, МВт	Включено в перечень, МВт	Среднемесячный объем ХР по механизму экономии ресурса, МВт
янв.23	9 727	3 789	318
фев.23	9 888	3 950	259
мар.23	9 313	3 950	466
апр.23	9 273	3 910	542
май.23	8 709	3 670	476
июн.23	10 240	4 070	508
июл.23	10 158	4 111	515
авг.23	10 747	4 111	333
сен.23	10 281	4 111	492
окт.23	10 296	4 111	379
ноя.23	10 252	4 082	286
дек.23	10 369	4 184	342

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 2023 году в целях проверки наличия резервов мощности на объекты управления было отдано 563 команды, из которых 399 команд были выполнены, а в отношении 164 команд были зафиксированы отклонения, выходящие за допустимые пределы, 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 погодными факторами, 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 10,7%.

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 2023 году в соответствии с установленной процедурой для подтверждения резервов мощности было запланировано к включению в рамках ВСВГО 36 ЕГО, из них в отношении 3 ЕГО наличие резервов мощности не было подтверждено – 2 ЕГО не были включены в сеть на момент начала проведения проверки, а в отношении 1 ЕГО в период проведения проверки не была достигнута требуемая величина мощности. По результатам проверки в отношении 3 ЕГО зарегистрированы снижения мощности в предусмотренном регламентами оптового рынка объеме.

XI. Выполнение иных обязательных технических требований

Правилами ОРЭМ 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 2023 году составила 211 709 МВт, не готового к участию в ОПРЧ – 5 756 МВт.

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2023 году в связи с неготовностью к участию, а также в связи с неучастием генерирующего оборудования в ОПРЧ составило 957 МВт.

Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности

В 2023 году зарегистрировано:

- в отношении 51 ГТП 41 электростанций снижения диапазона регулирования реактивной мощности, в том числе заявленные участниками оптового рынка в установленном порядке;
- 5 561 диспетчерская команда на регулирование реактивной мощности, из них 61 команда (1,1 % от общего количества) были признаны невыполненными.

Информация о месячных объемах отданных и неисполненных команд в 2023 году приведена на рисунке XI.1.

Команды на предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, отданные в 2023 году

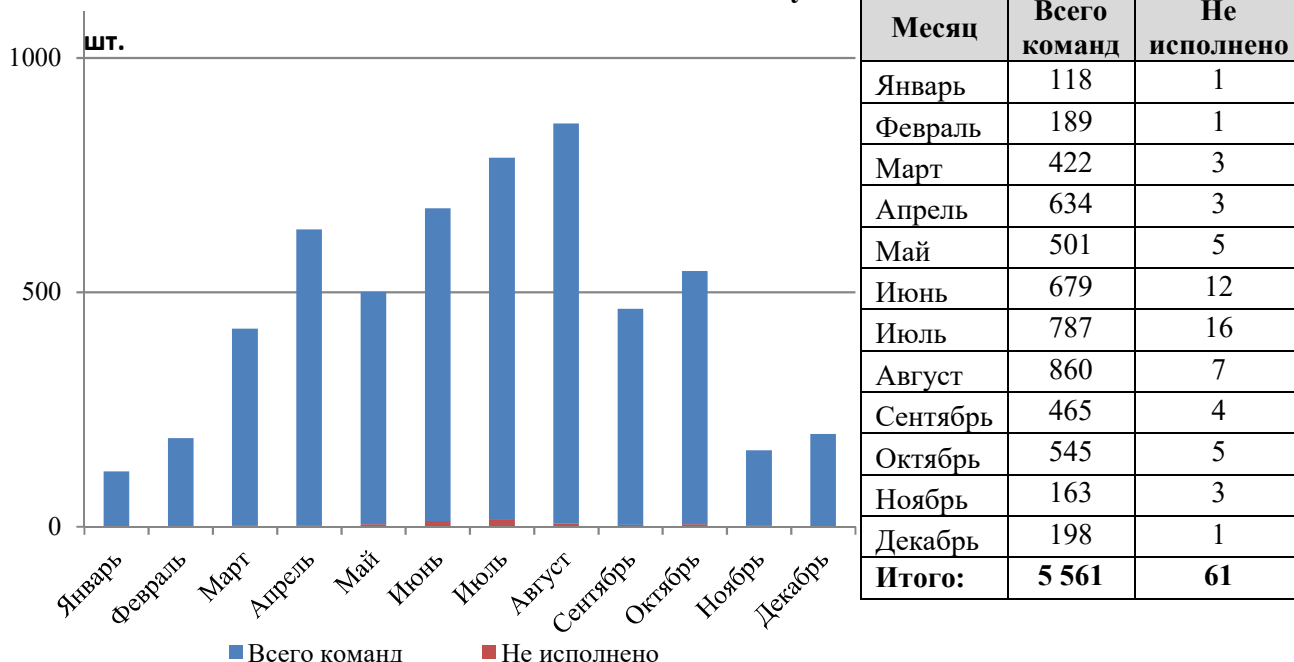


Рисунок XI.1 – Команды на предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, отданные в 2023 году

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2023 году в связи со снижением диапазона регулирования реактивной

мощности, а также в связи с непредоставлением диапазона регулирования реактивной мощности составило 979 МВт.

Участие ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

На ГЭС, функционирующих на оптовом рынке, в 2023 году было отдано 8 969 диспетчерских команд на изменение активной мощности, из них 12 команд (0,1 % от общего количества) были признаны невыполненными. В течение года для всех ГЭС была подтверждена возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты, при этом в отношении 15 ГЭС регистрировался признак неучастия (участия, не удовлетворяющего техническим требованиям) в автоматическом вторичном регулировании.

Информация о помесечных объемах отданных и неисполненных команд в 2023 году приведена на рисунке XI.2.

Команды, связанные с участием ГЭС в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в 2023 году

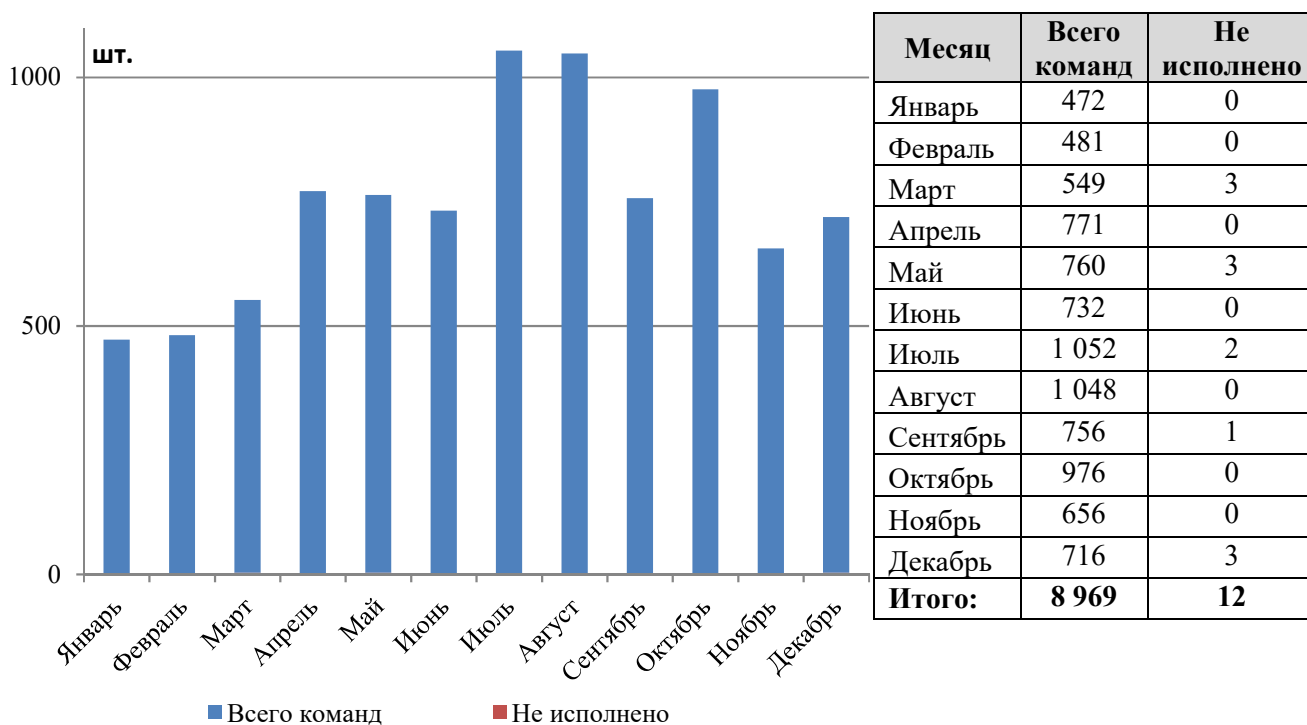


Рисунок XI.2 – Команды, связанные с участием ГЭС в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в 2023 году

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2023 году в связи с невыполнением команд оперативного вторичного регулирования составило 6,2 МВт.

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

В 2023 году признак технической неготовности СОТИАССО в установленном регламентами оптового рынка порядке был зарегистрирован в отношении 33 ГТП 25 электростанций участников оптового рынка.

Основная причина, приводящая к регистрации признака технической неготовности в 2023 году, была связана с отсутствием одного из двух независимых каналов обмена технологической информацией в направлении диспетчерского центра, их доля составила 78 % 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 2023 году пришлось 22 %.

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2023 году в связи с невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию составило 102,6 МВт.

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

В 2023 году продолжился ввод в эксплуатацию объектов ДПМ ВИЭ, при этом их суммарная установленная мощность на 01.01.2024 составила 4 208,338 МВт или 1,82 % от установленной мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке.

Максимальная нагрузка ДПМ ВИЭ в 2023 году зарегистрирована 11.04.2023 на уровне 2 721 МВт (62,5 % 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 в первую очередь зависит от фактической инсоляции. Максимальная разница в 2023 году между суточными максимумами в месяце составила 842,9 МВт или 86 %. Максимальный месячный КИУМ солнечных электростанций приходится на летний период, и в 2023 году он составил 21 %. Среднегодовой КИУМ солнечных электростанций в 2023 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 2023 году между суточными максимумами в месяце составила 1 550,9 МВт или 80 %. Максимальный месячный КИУМ ветровых электростанций приходится на зимний период, и в 2023 году он составил 52 %. Среднегодовой КИУМ ветровых электростанций в 2023 году составил 31 %.

Информация о месячных КИУМ и суммарной установленной мощности солнечных и ветровых электростанций, функционировавших на оптовом рынке в 2023 году, приведена на рисунках XII.1 – XII.4.



Рисунок XII.1 – КИУМ и установленная мощность солнечных электростанций в 2023 году



Рисунок XII.2 – КИУМ и установленная мощность ветровых электростанций в 2023 году

Фактический режим работы солнечных электростанций

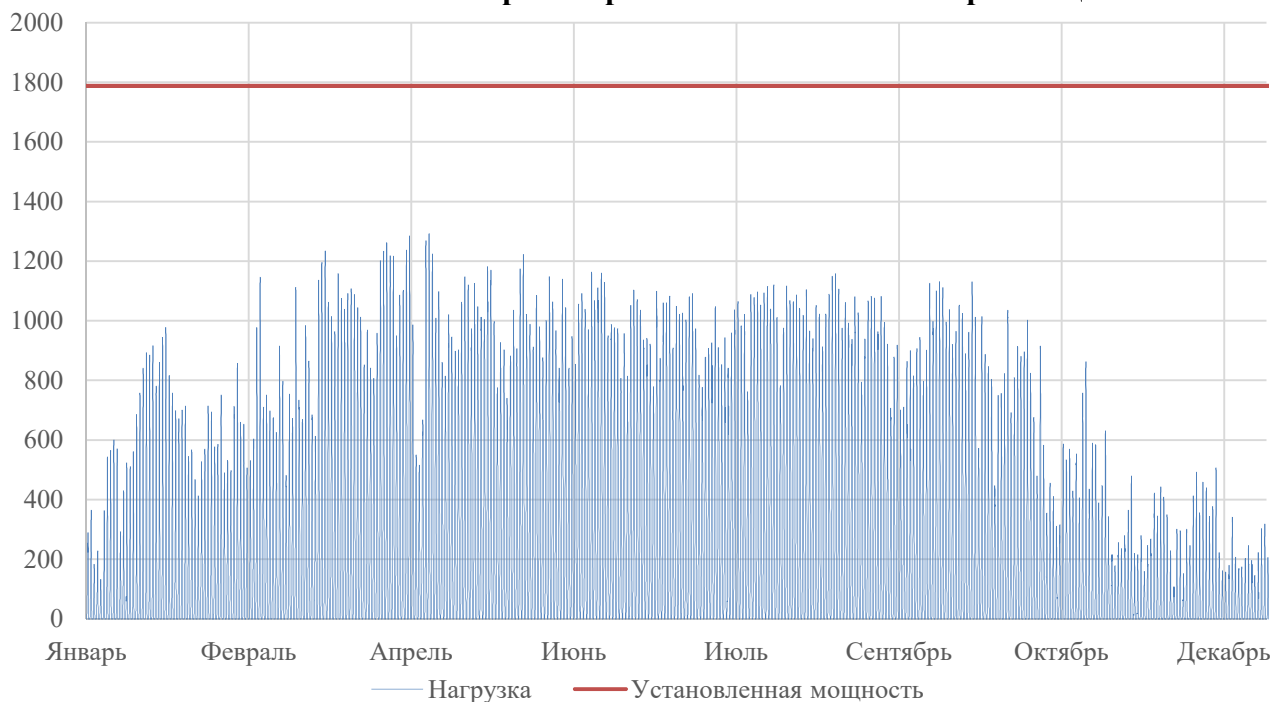


Рисунок XII.3 – Фактический режим работы солнечных электростанций в 2023 году

Фактический режим работы ветровых электростанций

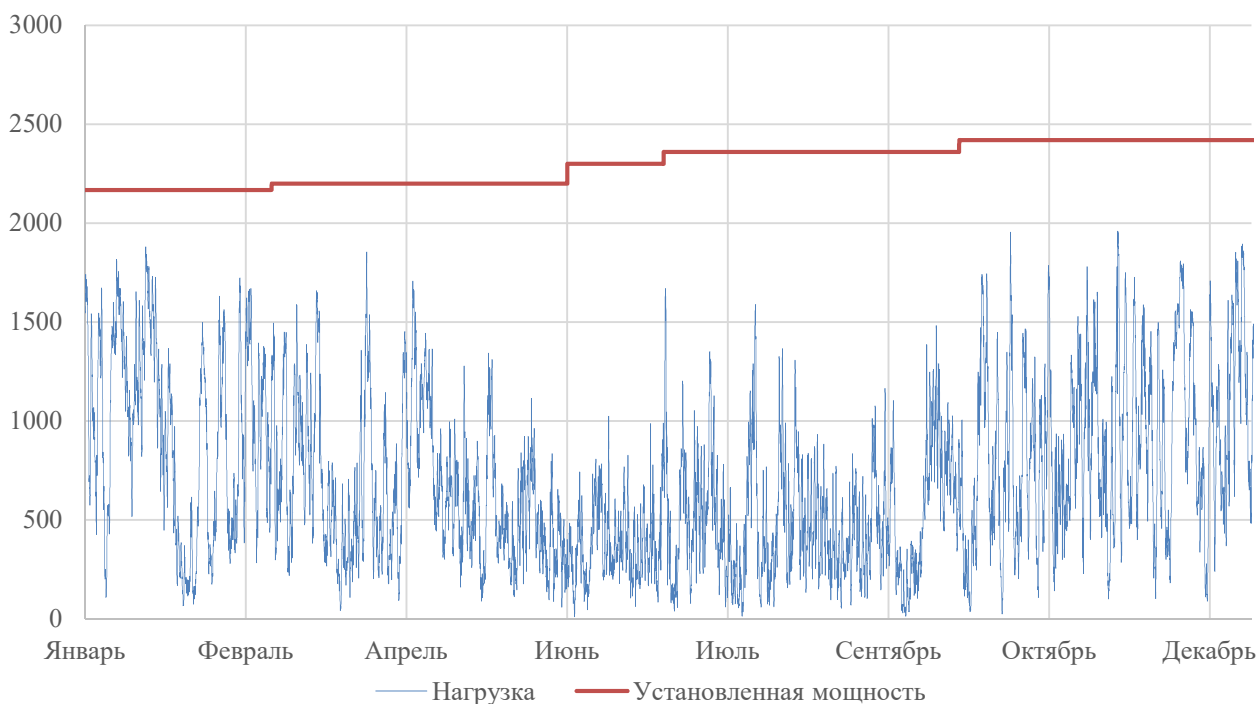


Рисунок XII.4 – Фактический режим работы ветровых электростанций в 2023 году

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 2023 году приведена на рисунке XII.5. В 80% часов в 2023 году нагрузка ветровых электростанций была не ниже 14 % от установленной мощности и в 0,5 % часов была не ниже 80% от установленной мощности.

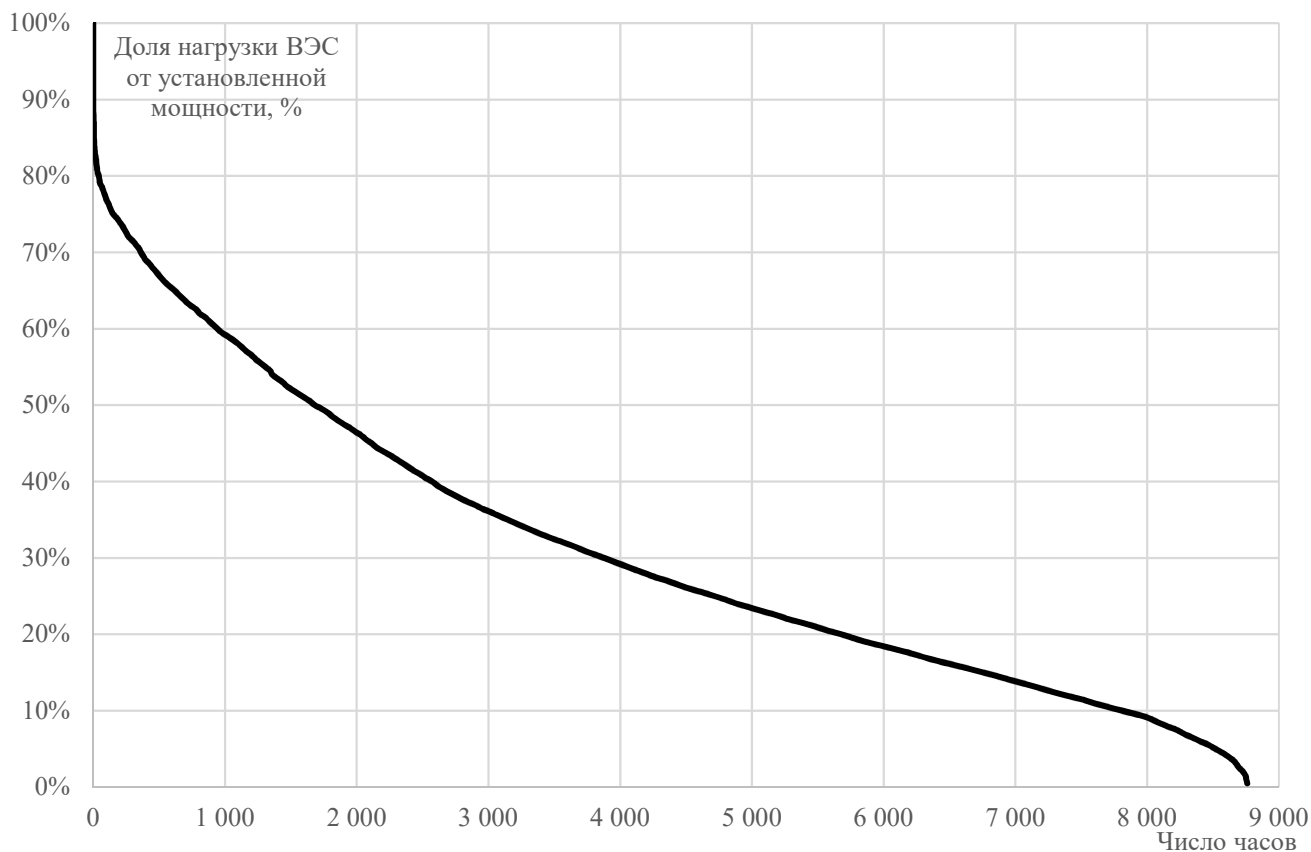


Рисунок XII.5 – Нагрузка ветровых электростанций в 2023 году

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 2023 года, в расчетной модели ЕЭС России было представлено 494 электростанции розничного рынка суммарной установленной мощностью 16 124 МВт.

В 2023 году в состав расчетной модели ЕЭС России в установленном порядке включено 796 МВт генерирующих объектов, функционирующих на розничном рынке. Детализированная информация об электростанциях промышленных предприятий и розничного рынка, учтенных в расчетной модели, представлена в Таблице 7.

Таблица 7
МВт

	Декабрь 2022	Декабрь 2023	Изменение
Всего, в т.ч.	15 328	16 124	796
ТЭС	3 601	3 635	33
ГЭС	342	351	9
СЭС/ВЭС	391	395	4
ППР	10 994	11 743	749

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 2023 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	Не соотв. требованиям КОМ (старше 55 лет, 9МПа, КИУМ≤8%)
	в 1-й точке	во 2-й точке			в т.ч. ДПМ и новые АЭС/ ГЭС	Вынужденная генерация		
1 ЦЗ	148 294	166 090	158 794	158 557	27 228	3 764	237	16
2 ЦЗ	42 062	47 110	42 348	42 269	3 227	44	79	79
Итого	190 357	213 199	201 142	200 826	30 454	3 808	316	95

**Детализированная информация о величине спроса на мощность, учтенной в КОМ,
и фактическом объеме потребления в 2023 году**

Таблица П1.2

Ценовая зона	1 ЦЗ	2 ЦЗ
Спрос на мощность, учтенный в КОМ ¹	148 299	42 147
Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности с учетом совмещения, учтенный при расчете спроса на мощность в КОМ ¹	125 920	32 946
Избыток (+) / дефицит (-) в КОМ	9 614	855
ОЗП 2023/2024		
Фактическое потребление мощности на час максимума ЦЗ в ОЗП ²	125 525	34 548
Фактическое потребление мощности на час максимума ЦЗ в ОЗП, приведенное к среднесезонной температуре по субъектам РФ ³	128 933	34 048
Минимальная величина холодных резервов	3 851	845

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 2023 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы, утвержденная Приказом Минэнерго России от 28.02.2018 №121; далее - СиПР).

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 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).

3 - 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.

Детализированная информация о тестировании генерирующего оборудования для целей аттестации в 2023 году

Таблица П2.1

Объемные показатели (МВт)

Объекты, подлежащие аттестации	Количество объектов *	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность, МВт
Новые генерирующие объекты (ГТП), в т.ч.:	13	260,9	260,882
– объекты ДПМ ВИЭ	13	260,9	260,882
Действующее генерирующее оборудование, подлежащее тестированию, в том числе	333	41 666,027	41 498,926
– в целях подтверждения ранее зарегистрированных значений (не реже 1 раза в 5 лет)	309	36 797,513	36 839,058
– по факту регистрации по ГТП длительной (более 6 месяцев) неготовности к выработке	13	1 063,46	942,72
– по факту превышения показателя неготовности объекта ДПМ относительно величины установленной мощности и (или) предельного объема.	3	1 940,054	1 839,798

**Детализированная информация о готовности генерирующего
оборудования к выработке электроэнергии за 2023 год**

Таблица ПЗ.1

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

Месяц	$N_{нв_1}^j$	$N_{нв_1}^j$	$N_{нв_1}^j$	$N_{нв_2}^{j(120) \max}$	$N_{нв_2}^j \max$	$N_{нв_2}^j$	$N_{нв_4}^j$	$N_{нв_5}^j$	$N_{нв_6}^j$	$N_{нв_8}^j$	$N_{нв_8}^j$
	Плановое ремонтное снижение мощности длительностью более 180 суток для ТЭС и ГЭС, 270 суток для АЭС в год	Плановое ремонтное снижение мощности длительностью более 360 суток для ТЭС и ГЭС, 480 суток для АЭС за 4 года	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	1 932	221	67	913	2 064	1 556	945	84	86	24	56
Февраль	1 841	143	243	411	1 227	1 175	979	85	103	25	67
Март	1 934	130	454	527	1 104	1 320	825	107	90	25	80
Апрель	2 137	93	681	646	975	1 599	814	109	95	17	23
Май	2 135	188	693	749	1 023	2 080	1 271	149	128	1	94
Июнь	2 010	514	872	1 111	1 212	2 041	870	70	103	11	42
Июль	2 675	679	1 878	952	1 079	3 817	1 353	192	129	8	89
Август	3 028	450	3 016	1 210	2 728	4 445	1 297	249	125	40	119
Сентябрь	3 229	471	5 375	1 492	2 535	2 894	763	141	87	16	91
Октябрь	3 124	498	7 903	1 117	2 268	2 783	1 000	123	93	19	44
Ноябрь	2 405	933	6 878	1 332	2 384	2 705	953	108	103	6	100
Декабрь	2 660	533	7 278	1 168	3 860	2 663	1 478	327	132	16	41
Среднегодовое значение	2 426	404	2 945	969	1 872	2 423	1 046	145	106	17	70

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	64	79	0	0	2
Февраль	63	76	0	0	1
Март	82	71	0	0	6
Апрель	68	67	0	0	21
Май	67	90	4	0	18
Июнь	66	115	0	0	0
Июль	65	128	0	1	16
Август	65	123	0	2	5
Сентябрь	65	56	0	1	18
Октябрь	62	63	0	2	14
Ноябрь	59	53	0	0	0
Декабрь	59	52	0	0	2
Среднегодовое значение	65	81	0	1	9

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

Месяц	$N_{нв1}^j$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв3}^j$	$N_{нв2}^{j(120)max}$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв4}^j$	$N_{нв5}^j$	$N_{нв6}^j$	$N_{нв8}^j$	$N_{нв8}^j$
	Плановое ремонтное снижение мощности длительностью более 180 суток для ТЭС и ГЭС, 270 суток для АЭС в год	Плановое ремонтное снижение мощности длительностью более 360 суток для ТЭС и ГЭС, 480 суток для АЭС за 4 года	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	210	64	0	69	114	370	38	14	8	0	0
Февраль	254	66	0	87	49	515	34	10	7	0	4
Март	280	0	0	98	162	467	68	14	6	0	2
Апрель	213	0	16	65	260	329	38	7	6	0	2
Май	220	0	41	44	50	378	52	20	5	8	9
Июнь	270	3	21	45	27	370	47	44	2	0	17
Июль	33	17	20	119	16	598	55	42	18	0	10
Август	100	55	155	148	149	645	24	48	6	1	5
Сентябрь	342	190	520	124	219	534	39	38	10	0	2
Октябрь	385	224	727	100	241	548	35	36	13	1	8
Ноябрь	250	129	512	196	313	703	78	39	11	0	7
Декабрь	52	23	169	144	435	831	84	73	17	0	3
Среднегодовое значение	217	64	182	103	170	524	49	32	9	1	6

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	10	0	0	0	0
Февраль	10	0	0	0	0
Март	39	0	1	0	0
Апрель	17	1	0	0	0
Май	17	0	0	0	0
Июнь	15	0	0	0	0
Июль	15	0	0	0	0
Август	14	0	0	0	0
Сентябрь	14	0	0	0	0
Октябрь	9	0	0	0	0
Ноябрь	8	2	0	0	0
Декабрь	8	3	0	0	0
Среднегодовое значение	14	1	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	91.5%	21 347	5 085	983	271
Февраль	92.5%	25 521	3 465	1 012	302
Март	92.9%	33 739	3 678	892	324
Апрель	92.9%	39 057	3 875	853	260
Май	92.5%	44 006	4 325	1 324	414
Июнь	92.7%	47 121	4 805	917	290
Июль	90.5%	50 969	6 581	1 408	489
Август	89.2%	48 726	9 324	1 322	593
Сентябрь	90.9%	49 532	7 797	802	384
Октябрь	90.7%	43 993	7 058	1 035	338
Ноябрь	90.0%	35 767	7 633	1 031	374
Декабрь	91.8%	22 737	9 102	1 562	609
Среднегодовое значение	91.5%	38 543	6 061	1 095	387

* - 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 отобранному по результатам КОМ.

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	94.2%	1 952	215	26	9
Февраль	94.8%	2 970	61	66	11
Март	93.4%	3 195	439	160	17
Апрель	92.6%	2 975	502	118	30
Май	87.5%	3 781	913	243	24
Июнь	95.2%	5 839	147	23	9
Июль	85.8%	5 294	897	197	86
Август	82.2%	4 163	1 535	117	75
Сентябрь	85.4%	3 772	1 326	73	21
Октябрь	93.6%	3 303	152	22	18
Ноябрь	88.1%	2 618	913	121	27
Декабрь	89.1%	1 137	1 471	19	10
Среднегодовое значение	90.2%	3 417	714	99	28

* - 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	90.1%	5 580	771	339	70
Февраль	91.8%	6 386	440	246	59
Март	92.4%	8 429	444	227	72
Апрель	92.8%	9 600	629	157	38
Май	93.0%	10 847	473	197	84
Июнь	94.0%	10 257	592	170	53
Июль	94.2%	10 871	310	261	103
Август	94.1%	10 771	545	170	136
Сентябрь	93.9%	8 496	478	151	85
Октябрь	92.9%	8 239	520	235	50
Ноябрь	92.0%	7 165	754	198	49
Декабрь	99.9%	5 352	1 288	492	141
Среднегодовое значение	93.4%	8 499	604	237	78

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	91.3%	2 232	505	78	52
Февраль	92.0%	2 099	325	44	65
Март	93.3%	3 232	227	37	28
Апрель	90.9%	2 075	316	34	56
Май	94.2%	3 529	149	78	83
Июнь	92.9%	4 055	346	32	22
Июль	91.4%	5 661	503	118	35
Август	88.4%	4 658	1 091	228	61
Сентябрь	91.6%	6 057	603	67	38
Октябрь	90.5%	6 172	552	114	29
Ноябрь	90.8%	5 451	635	107	37
Декабрь	89.7%	3 512	1 047	135	129
Среднегодовое значение	91.4%	4 061	525	89	53

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	94.1%	5 505	641	184	39
Февраль	93.8%	6 024	684	376	66
Март	94.5%	7 014	700	135	61
Апрель	94.2%	9 035	642	265	53
Май	92.6%	8 250	906	438	98
Июнь	92.8%	10 707	1 113	267	50
Июль	92.0%	10 709	1 284	240	63
Август	91.7%	11 160	1 489	316	73
Сентябрь	92.3%	12 145	1 397	248	55
Октябрь	89.8%	8 640	2 429	297	67
Ноябрь	90.4%	7 818	2 001	217	131
Декабрь	90.6%	5 710	1 670	464	173
Среднегодовое значение	92.4%	8 560	1 246	287	77

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	90.9%	3 142	1 058	209	41
Февраль	92.1%	4 193	627	156	56
Март	91.8%	6 322	735	164	105
Апрель	93.7%	9 051	453	140	52
Май	92.1%	9 919	1 125	243	62
Июнь	91.3%	9 966	1 319	198	39
Июль	88.4%	12 983	1 512	394	93
Август	87.3%	13 421	1 989	351	124
Сентябрь	89.9%	12 413	1 781	135	50
Октябрь	89.9%	11 142	1 316	218	88
Ноябрь	89.6%	8 012	1 264	232	43
Декабрь	88.8%	4 698	1 529	286	41
Среднегодовое значение	90.5%	8 772	1 226	227	66

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	88.7%	2 199	1 346	109	42
Февраль	90.9%	2 581	676	92	24
Март	92.0%	4 066	551	117	20
Апрель	91.3%	3 937	756	101	19
Май	94.1%	5 004	289	79	24
Июнь	90.8%	3 154	854	183	55
Июль	87.1%	2 675	1 348	147	40
Август	84.6%	1 839	1 769	119	66
Сентябрь	87.5%	3 894	1 345	98	89
Октябрь	88.1%	4 140	1 202	118	30
Ноябрь	87.0%	3 227	1 021	103	35
Декабрь	89.5%	1 986	920	93	27
Среднегодовое значение	89.3%	3 225	1 006	113	39

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

Месяц	Коэффициент поставки мощности *	Плановые ремонты	Неплановые ремонты, заявленные до 10:00 суток X-1 **	Неплановые ремонты, заявленные после 10:00 суток X-1 **	Аварийные ремонты
Январь	90.9%	736	550	36	20
Февраль	89.6%	1 268	651	33	21
Март	89.4%	1 481	582	52	21
Апрель	90.4%	2 384	577	38	13
Май	90.6%	2 675	471	46	39
Июнь	88.9%	3 144	435	45	62
Июль	88.0%	2 777	728	50	68
Август	86.0%	2 713	906	20	59
Сентябрь	83.7%	2 755	868	30	46
Октябрь	82.6%	2 359	886	31	54
Ноябрь	83.0%	1 477	1 045	54	52
Декабрь	83.7%	340	1 177	74	88
Среднегодовое значение	87.2%	2 009	740	42	45

* - коэффициент поставки мощности определен как отношение объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности к объему мощности, учтенному в сводном прогнозном балансе ФАС;

** - время хабаровское.

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	340	59	7	3
Амурская область	531	47	7	2
Архангельская область	129	3	6	2
Астраханская область	283	20	8	2
Белгородская область	30	6	1	0
Брянская область	0	0	0	0
Владимирская область	73	9	1	1
Волгоградская область	534	45	2	1
Вологодская область	83	21	4	3
Воронежская область	526	131	35	3
г.Москва	1838	443	59	25
г.Санкт-Петербург	827	93	22	8
г.Севастополь	46	5	0	4
Забайкальский край	330	110	18	4
Ивановская область	137	82	4	2
Иркутская область	2111	78	36	11
Кабардино-Балкарская Республика	31	2	0	0
Калининградская область	318	73	3	1
Калужская область	34	0	0	0

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Карачаево-Черкесская Республика	60	3	0	0
Кемеровская область - Кузбасс	1180	131	61	14
Кировская область	164	10	1	1
Костромская область	1034	13	18	3
Краснодарский край	295	75	12	7
Красноярский край	2828	212	70	29
Курганская область	115	0	1	1
Курская область	627	27	19	3
Ленинградская область	1325	552	66	10
Липецкая область	112	4	1	0
Московская область	1148	194	28	7
Мурманская область	587	18	8	2
Нижегородская область	576	51	9	3
Новгородская область	86	7	4	8
Новосибирская область	653	9	11	5
Омская область	352	11	19	9
Оренбургская область	604	30	16	5
Орловская область	99	18	5	2
Пензенская область	74	6	0	0
Пермский край	1726	130	27	6
Приморский край	620	456	17	32
Псковская область	69	0	0	0
Республика Адыгея	0	0	0	0
Республика Алтай	0	0	0	0
Республика Башкортостан	892	155	20	6

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Республика Бурятия	381	52	18	2
Республика Дагестан	180	4	2	1
Республика Ингушетия	0	0	0	0
Республика Калмыкия	2	0	0	0
Республика Карелия	48	3	1	1
Республика Коми	189	1	1	0
Республика Крым	73	7	1	2
Республика Марий Эл	42	0	0	0
Республика Мордовия	40	4	2	1
Республика Саха (Якутия)	284	101	10	6
Республика Северная Осетия-Алания	64	1	0	0
Республика Татарстан (Татарстан)	1319	404	45	41
Республика Тыва	0	0	0	0
Республика Хакасия	525	10	7	2
Ростовская область	933	665	79	17
Рязанская область	901	200	35	9
Самарская область	1033	86	18	7
Саратовская область	758	16	18	4
Свердловская область	2175	284	160	33
Смоленская область	779	27	20	6
Ставропольский край	822	185	14	7
Тамбовская область	60	7	2	1
Тверская область	867	83	30	7
Томская область	140	16	5	3
Тульская область	415	45	9	5

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонт	Неплановые ремонт до РСВ	Неплановые ремонт после РСВ	Аварийные ремонт
Тюменская область	305	263	37	14
Удмуртская Республика	108	22	3	1
Ульяновская область	97	6	2	1
Хабаровский край	609	198	12	8
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	2098	168	28	8
Челябинская область	535	217	10	7
Чеченская республика	72	7	0	0
Чувашская Республика - Чувашия	283	4	5	2
Ямало-Ненецкий автономный округ	139	53	4	1
Ярославская область	235	22	2	1