



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

## **Отчет об объемах поставленной на оптовый рынок мощности в 2021 году**

## I. Основные показатели поставки мощности на оптовый рынок

Среднегодовая величина установленной мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке, за период с 2014 по 2021 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 купле-продажи (поставки) мощности новых АЭС/ГЭС, начиная с 2020 года – объемами ввода СЭС/ВЭС, превышающими объемы вводов традиционной генерации.

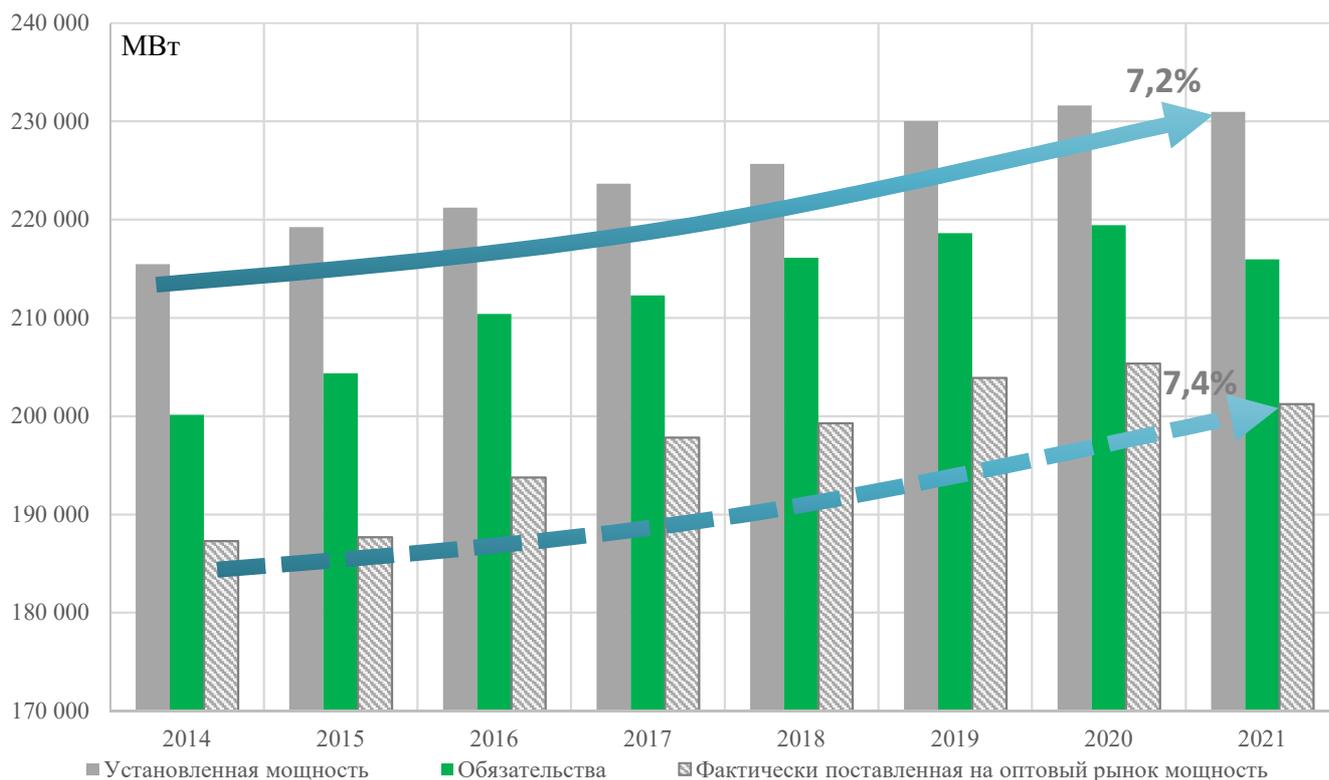
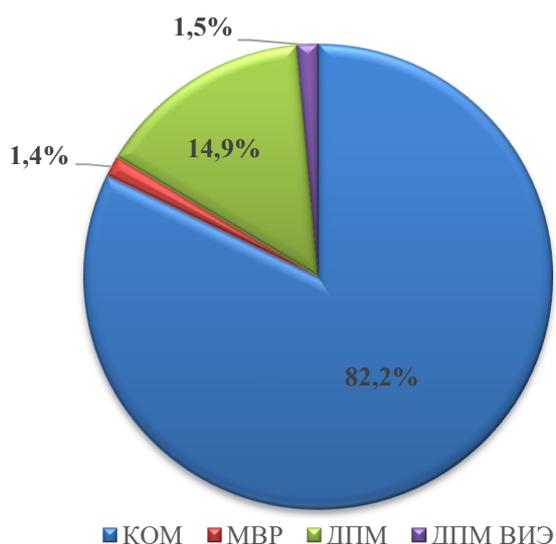


Рисунок I.1 – Среднегодовая установленная и фактически поставленная мощности

Среднегодовой объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, определяемый в соответствии с правилами и регламентами оптового рынка, за период с 2014 по 2021 годы увеличился на 7,4% (с 187,3 ГВт до 201,2 ГВт). Рост преимущественно был обусловлен увеличением объемов обязательств по поставке мощности на оптовый рынок за счет ввода в эксплуатацию новых объектов.

Снижение объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2021 году относительно 2020 года в первую очередь обусловлено снижением совокупных обязательств по поставке мощности на оптовый рынок с использованием всех предусмотренных Правилами ОРЭМ [1] механизмов. Среднегодовой объем обязательств в 2021 году снизился на 1,6% относительно 2020 года, среднегодовая величина установленной мощности снизилась на 0,2%, дополнительно зафиксирован рост среднегодового объема недопоставки мощности на 11,2% относительно 2020 года.



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.

Отклонение объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности относительно установленной мощности обусловлено как отсутствием обязательств по поставке мощности по ряду объектов, так и несоблюдением обязательных требований по обеспечению готовности к работе, приводящими к недопоставке мощности на оптовый рынок.

Основной объем проводимых ремонтов приходится на долю плановых ремонтов, которые в большей своей части подлежат оплате и не приводят к снижению объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности.

Ограничения установленной мощности, мощность генерирующего оборудования, находящегося в плановых, неплановых и аварийных ремонтах, а также иные ремонтные снижения на основном и вспомогательном оборудовании электростанций формируют объем доступной в каждый момент времени мощности – мощности, готовой к несению нагрузки. Указанные снижения формируют объем физического снижения относительно установленной мощности, среднегодовой объем которого в 2021 году составил 48,6 ГВт.

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. Среднегодовой объем недопоставки мощности по генерирующим объектам, в отношении которых сформированы обязательства по поставке мощности на оптовый рынок, в 2021 году составил 16,0 ГВт или 33 % от объема среднегодового физического снижения мощности.

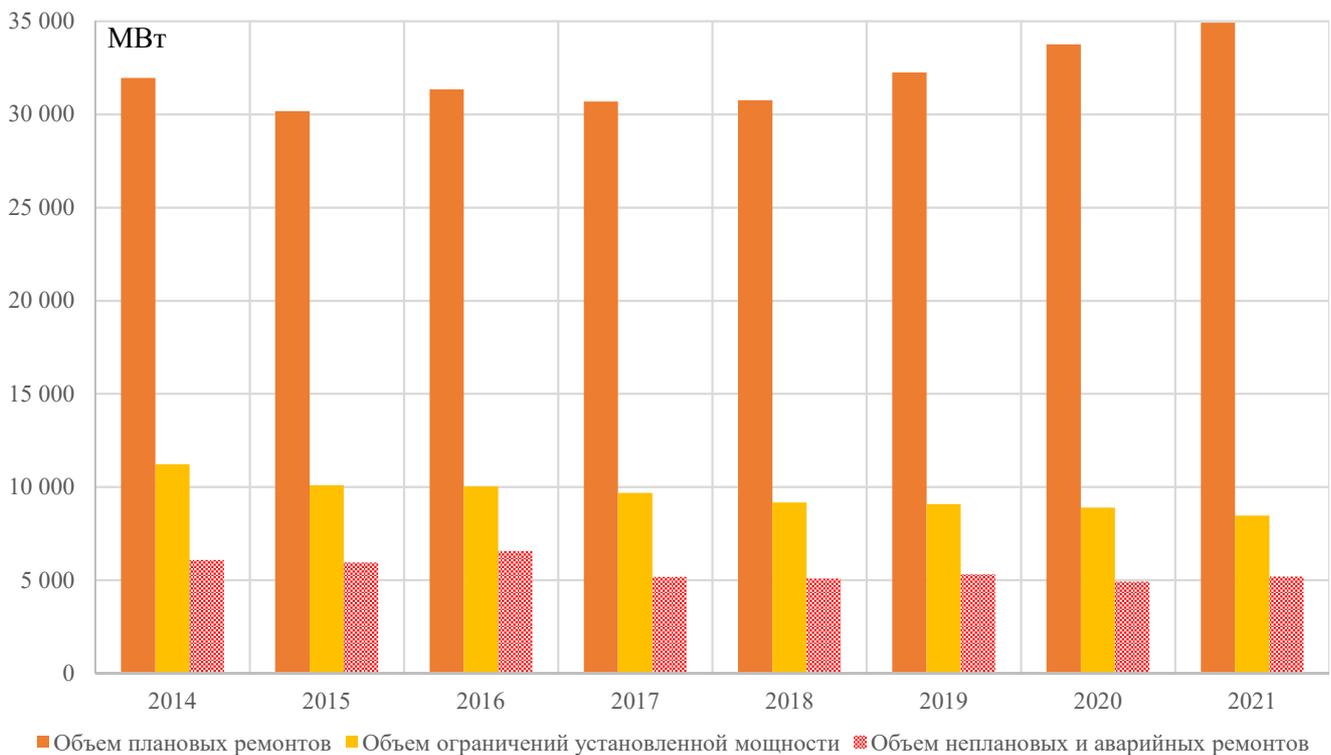


Рисунок I.3 – Объемы снижений мощности

Установленная мощность, обязательства по поставке мощности, объемы недопоставки мощности на оптовый рынок, а также объем потребления на собственные и хозяйственные нужды определяют объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности генерирующего объекта.

Величина обязательств по всем договорам поставки мощности на оптовый рынок является максимальной величиной мощности, которая может быть поставлена на оптовый рынок. Основной объем ограничений установленной мощности, как правило, заявляется на этапе проведения КОМ, объем неучтенных на этапе КОМ ограничений, приводящих к дополнительному снижению поставки мощности, незначителен.

В соответствии с установленными правилами плановые ремонты, проводимые в заранее определенные сроки, составляют основную долю в суммарном объеме физических снижений мощности и подлежат оплате. 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 и согласованной ремонтной площадки, объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности снижается.

## Среднегодовые показатели наличия и объемов поставки мощности на ОРЭМ

	Среднегодовая величина, МВт	% от установленной мощности
Установленная мощность объектов, функционирующих на ОРЭМ	231 042	100,0%
Предельный объем поставки мощности объектов, функционирующих на ОРЭМ (определяемый по результатам аттестации)	229 133	99,2%
Объем плановых ремонтов	34 909	15,1%
Объем ограничений установленной мощности (физические объемы, без применения «штрафных» коэффициентов)	9 554	4,1%
Объем неплановых и аварийных ремонтов (физические объемы, без применения «штрафных» коэффициентов)	5 187	2,2%
Мощность, готовая к несению нагрузки (доступная мощность)	180 029	77,9%
Объем недопоставки мощности на оптовый рынок (с применением «штрафных» коэффициентов)	16 036	6,9%
Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности (с применением «штрафных» коэффициентов)	201 228	87,1%
Объем потребления мощности на собственные нужды	6 925	3,0%

В 2014-2021 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 «штрафные» коэффициенты (коэффициенты дифференциации), определяемые в отношении каждой ГТП исходя из статистических данных о недопоставке мощности и востребованности в рынке электроэнергии за предшествующие 12 месяцев.

Основные показатели поставки мощности на оптовый рынок за период с 2014 по 2021 годы в отношении электростанций оптового рынка приведены 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
<b>Генерирующие объекты, функционирующие в ценовых и неценовых зонах оптового рынка</b>								
<b>Установленная мощность, МВт</b>	215 472	219 228	221 219	223 643	225 660	230 012	231 601	231 042
<b>изменение к предшествующему году, %</b>		1,7%	0,9%	1,1%	0,9%	1,9%	0,7%	-0,2%
<b>Обязательства объектов, отобранных в КОМ, договорные объемы ДПМ, МВт</b>	200 127	204 331	210 356	212 144	216 002	218 571	219 405	215 916
<b>изменение к предшествующему году, %</b>		2,1%	2,9%	0,9%	1,8%	1,2%	0,4%	-1,6%
<b>Объем недопоставки мощности на оптовый рынок, МВт</b>	12 233	15 759	15 939	14 266	14 999	14 825	14 426	16 036
<b>изменение к предшествующему году, %</b>		28,8%	1,1%	-10,5%	5,1%	-1,2%	-2,7%	11,2%
<b>Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт</b>	196 943	197 244	197 831	197 805	199 266	203 876	205 368	201 228
<b>изменение к предшествующему году, %</b>		0,2%	0,3%	0,0%	0,7%	2,3%	0,7%	-2,0%
<b>Генерирующие объекты, поставляющие мощность по результатам КОМ</b>								
<b>Установленная мощность, МВт</b>	172 325	161 505	164 412	164 756	167 855	168 579	169 830	174 906
<b>изменение к предшествующему году, %</b>		-6,3%	1,8%	0,2%	1,9%	0,4%	0,7%	2,7%
<b>Обязательства объектов, отобранных в КОМ, МВт</b>	159 824	151 105	155 008	155 948	159 259	159 885	161 109	164 531
<b>изменение к предшествующему году, %</b>		-5,5%	2,6%	0,6%	2,1%	0,4%	0,8%	2,1%
<b>Объем недопоставки мощности на оптовый рынок, МВт</b>	9 777	11 266	11 644	10 703	11 375	11 480	11 146	12 415
<b>изменение к предшествующему году, %</b>		15,2%	3,4%	-8,1%	6,3%	0,9%	-2,9%	9,6%
<b>Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт</b>	150 300	140 929	145 019	146 417	148 853	149 398	150 936	154 236
<b>изменение к предшествующему году, %</b>		-6,2%	2,9%	1,0%	1,7%	0,4%	1,0%	2,1%

## **II. Генерирующее оборудование, функционирующее на оптовом рынке**

По состоянию на декабрь 2021 года поставку мощности на оптовом рынке осуществляли 113 участников оптового рынка с использованием 465 электростанций, представленных 784 группами точек поставки генерации (ГТПГ), в состав которых входили 2 007 единицы генерирующего оборудования. Суммарная установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке, по состоянию на декабрь 2021 года составила 232,2 ГВт.

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 01.12.2021 составила 247,1 ГВт, из которых 232,2 ГВт составляет установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке, а 14,9 ГВт – установленная мощность электростанций розничного рынка, представленных в расчетной модели.

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 в 2021 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 2021 году составило 227,7 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 2021 год

	Установленная мощность, МВт	Предельный объем поставки мощности на оптовый рынок*, МВт	Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт
<b>Всего ЕЭС России</b> (включая электростанции розничного рынка)	245 743		
<b>Оптовый рынок в целом</b>	230 974	227 675	201 228
<i>Ценовые зоны:</i>	215 333	212 111	185 963
Первая ценовая зона	165 189	162 966	142 607
Вторая ценовая зона	50 144	49 145	43 356
<i>Неценовые зоны:</i>	15 641	15 563	15 265
Архангельская область	1 028	1 028	1 011
Калининградская область	1 879	1 878	1 877
Республика Коми	1 738	1 738	1 735
Дальний Восток	10 996	10 919	10 642
<b>Розничный рынок **</b>	14 769	—	—

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

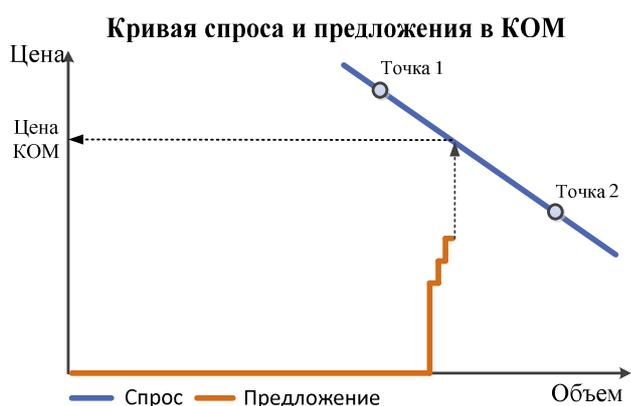
\*\* - установленная мощность объектов розничной генерации, представленных в расчетной модели ЕЭС России.

### 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 ДПМ ТЭС, договорам купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС (ГАЭС);
- по договорам купли-продажи мощности по результатам проводимого Системным оператором КОМ новых генерирующих объектов, подлежащих строительству (КОМ НГО);
- по договорам купли-продажи мощности модернизированных генерирующих объектов (КОММод);
- по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (МВР);
- по ДПМ, 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

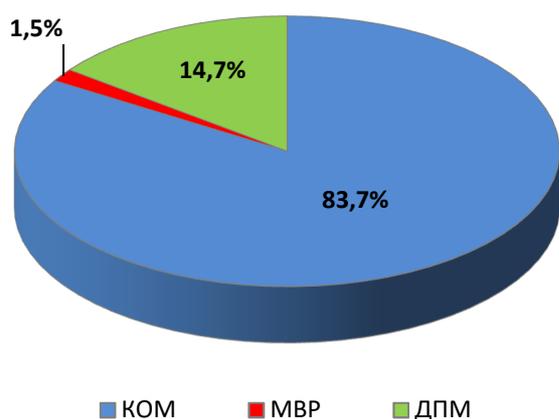
**Информация о КОМ на 2021 год**

	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	144 213	163 000	161 519	119 000	156 107	134 393,81
Вторая ценовая зона	42 334	228 000	47 414	163 000	41 899	225 339,74
<b>Итого</b>	<b>186 547</b>		<b>208 933</b>		<b>198 006</b>	

\* - 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 2021 год учтен в размере максимально допустимого объема поставки мощности – 643,033 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 2021 году составил 83,7 %, объем мощности объектов ДПМ и новых АЭС/ГЭС составил 14,7 %, а объектов МВР – 1,5 %.

Таблица 5

**Объемы мощности, учтенные и отобранные по результатам КОМ на 2021 год**

	Всего	Первая ЦЗ	Вторая ЦЗ
Поставка мощности на оптовый рынок *, в т.ч.	202 205	160 282	41 923
КОМ	169 328	131 439	37 890
МВР	3 101	2 493	608
ДПМ и договоры новых АЭС/ГЭС	29 775	26 350	3 425
Объем мощности объектов розничной генерации, учтенный при проведении КОМ	8 304	6 983	1 321

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

Детализированная информация о результатах КОМ на 2021 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 быть начало функционирования отобранных в КОМ объектов на розничном рынке, 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 2021 год, с использованием которого не осуществлялась поставка мощности на оптовый рынок, в декабре 2021 года составила 1 503 МВт.

#### **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 2021 года собственниками оборудования, представленного на оптовом рынке, было заявлено об изменении установленной мощности генерирующего оборудования (включая изменения, заявленные в декабре 2021 и учтенные при формировании реестра предельных объемов поставки мощности на январь 2022 года), обусловленном:

- вводом генерирующего оборудования в эксплуатацию – 2 585 МВт, при этом более 48% вводов пришлось на новые объекты ДПМ ВИЭ;
- выводом генерирующего оборудования из эксплуатации – 1 800 МВт;
- перемаркировкой генерирующего оборудования – +355 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.

### Динамика изменения установленной мощности

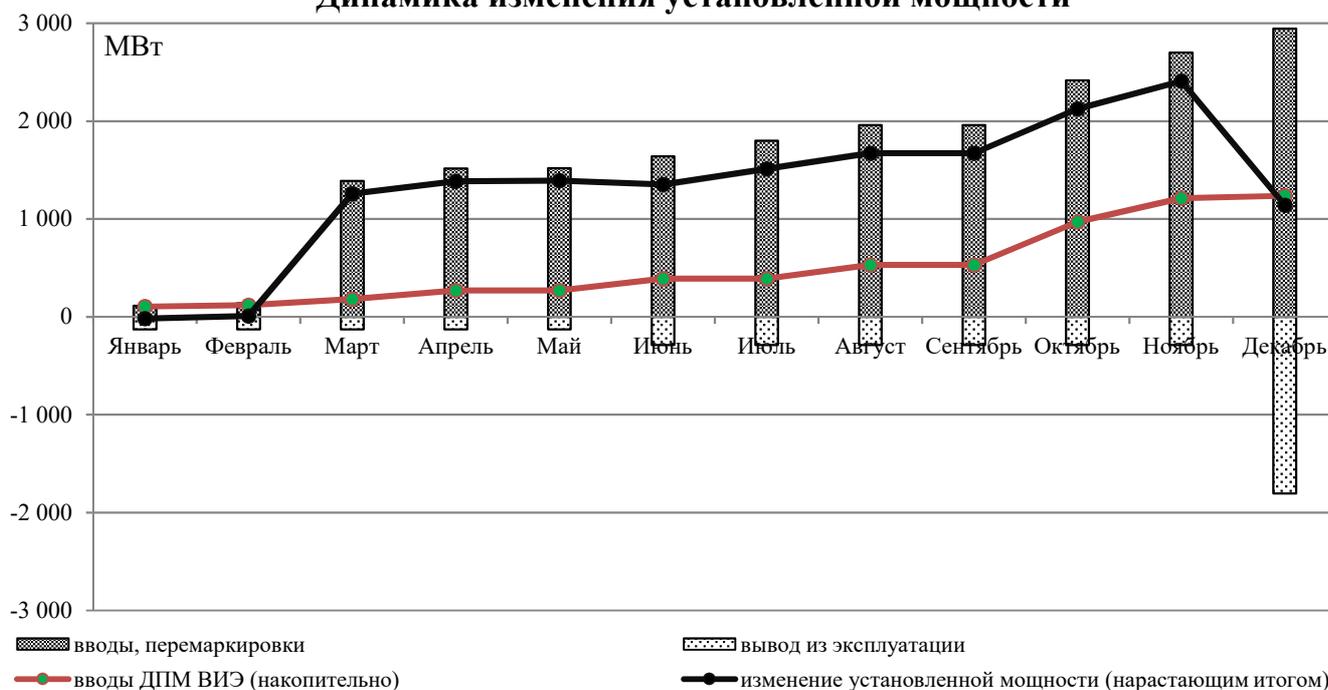
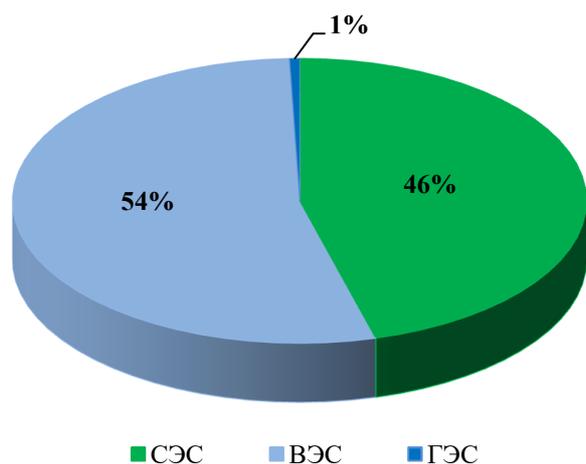


Рисунок IV.1 – Динамика изменения установленной мощности генерирующего оборудования, функционирующего на оптовом рынке

В течение 2021 года собственниками оборудования в ценовых и неценовых зонах оптового рынка в рамках аттестационных испытаний было проведено тестирование 398 единиц генерирующего оборудования на 96 электростанциях. Количество тестирований снизилось на 64 % относительно 2020 года. Указанное снижение в первую очередь обусловлено тем, что процедура регулярного тестирования всего парка генерирующего оборудования не реже 1 раза в 5 лет была запущена в 2015 году, таким образом основной объем очередного тестирования пришелся на 2020 год.



В течение 2021 года было аттестовано 46 объектов ДПМ ВИЭ суммарной установленной мощностью 1 237 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 01.01.2022 составила 3 588,4 МВт, в том числе установленная мощность солнечных электростанций составила 1 650,7 МВт, а ветровых электростанций – 1 937,7 МВт.

Детализированная информация о тестировании генерирующего оборудования для целей аттестации в 2021 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 статистики работы оборудования за предшествующие 12 месяцев. Среднегодовое значение фактически поставленной мощности, подлежащей оплате потребителями, в ценовых зонах оптового рынка в 2021 году составило 185 963 МВт. 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 6 779 МВт, определяемое параметрами готовности – 13 926 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.

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 штрафные коэффициенты, порядок расчета которых установлен Правилами ОРЭМ [1].

Применяемый штрафной коэффициент индивидуален для каждой ГТП и равен произведению базового штрафного коэффициента, 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 2021 году составил соответственно 0,9544 и 0,6618, а соответствующий им коэффициент дифференциации составил 1,2376.

Информация о помесечных значениях средневзвешенного коэффициента дифференциации в 2021 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 штрафного коэффициента.

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] длительность ремонта, штрафные коэффициенты 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).

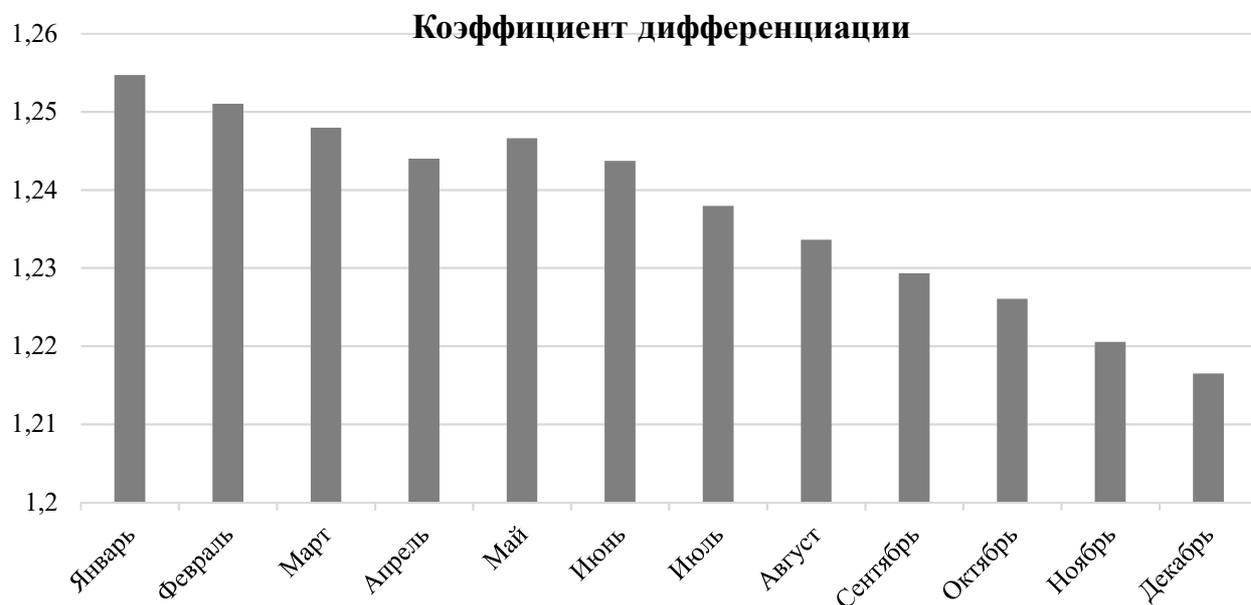


Рисунок V.1 – Помесячные коэффициенты дифференциации в 2021 году

### Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная мощность в 2021 году

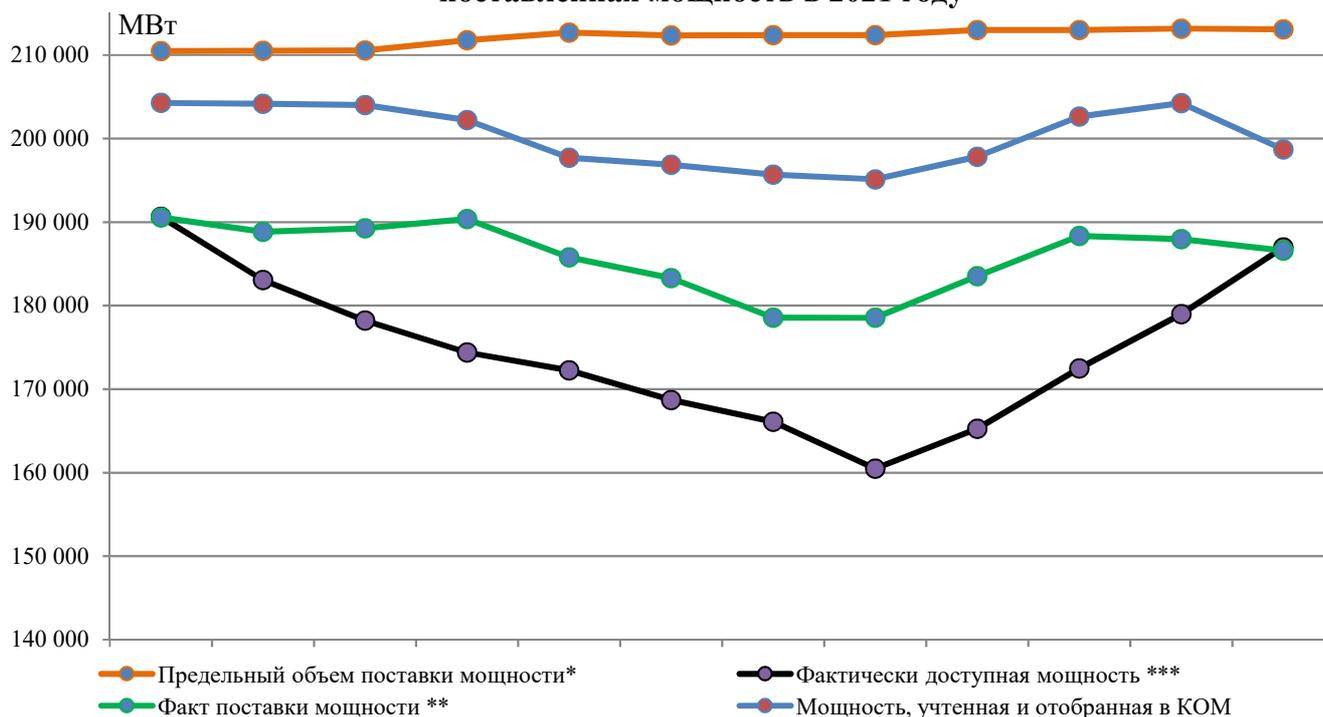


Рисунок V.2 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная мощность

\* – 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 штрафные коэффициенты.

\*\*\* – 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 производству значений

фактических снижений мощности и соответствующего штрафного коэффициента, в ценовых зонах оптового рынка в 2021 году составил 13 926 МВт.

Основной объем недопоставки мощности (98,8 %) формируется объемами снижений фактически доступной мощности, обусловленными полным или частичным невыполнением обязательного технического требования в части работы в соответствии с заданным системным оператором режимом работы (ограничения, выходы в ремонт, нарушение нормативного времени включения в сеть и т.д.). Объем недопоставки, определяемый невыполнением иных обязательных требований (участие в ОПРЧ, СОТИАССО, предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, участие во вторичном оперативном и автоматическом регулировании для ГЭС), существенно ниже, и в 2021 году доля таких снижений в объеме факта поставки за месяц находилась в диапазоне 0,9 % – 2,0 % и в целом по году составила 1,2 %.

Детализированная информация о снижениях фактически поставленной мощности в ценовых зонах оптового рынка в 2021 году приведена в Приложении 3.

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



В среднем в течение 2021 года в ценовых зонах оптового рынка в ремонтах постоянно находилось 37 322 МВт мощности генерирующих объектов. Основной объем физического снижения мощности (32 376 МВт или 86,7 %) 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 «штраф» (снижение оплаты мощности) у поставщика. Исходя из этого снижения мощности классифицируются следующим образом:

- плановые ремонты оборудования ( $\Delta_1$ );
- 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 ( $\Delta_4$ );
- аварийные ремонты (отключения/невключения) генерирующего оборудования ( $\Delta_{изм}, \Delta_6, \Delta_{8.1}, \Delta_{8.2}$ ).

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 штрафные коэффициенты 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 2021 года составил 21 166 МВт, в том числе 1 810 МВт генерирующих мощностей, выведенных из работы для целей реализации мероприятий по модернизации генерирующего оборудования.

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 2021 года составил 2 297 МВт или 10,8 % от объема плановых ремонтов. Среднегодовой объем превышения в 2021 году составил 5,8 % от объема плановых ремонтов.

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 2021 году было зарегистрировано в августе и составило 66 527 МВт. Информация о среднемесячных снижениях мощности электростанций оптового рынка, поставляющих мощность в 2021 году, приведена на рисунках VII.1, VII.2, VII.3.

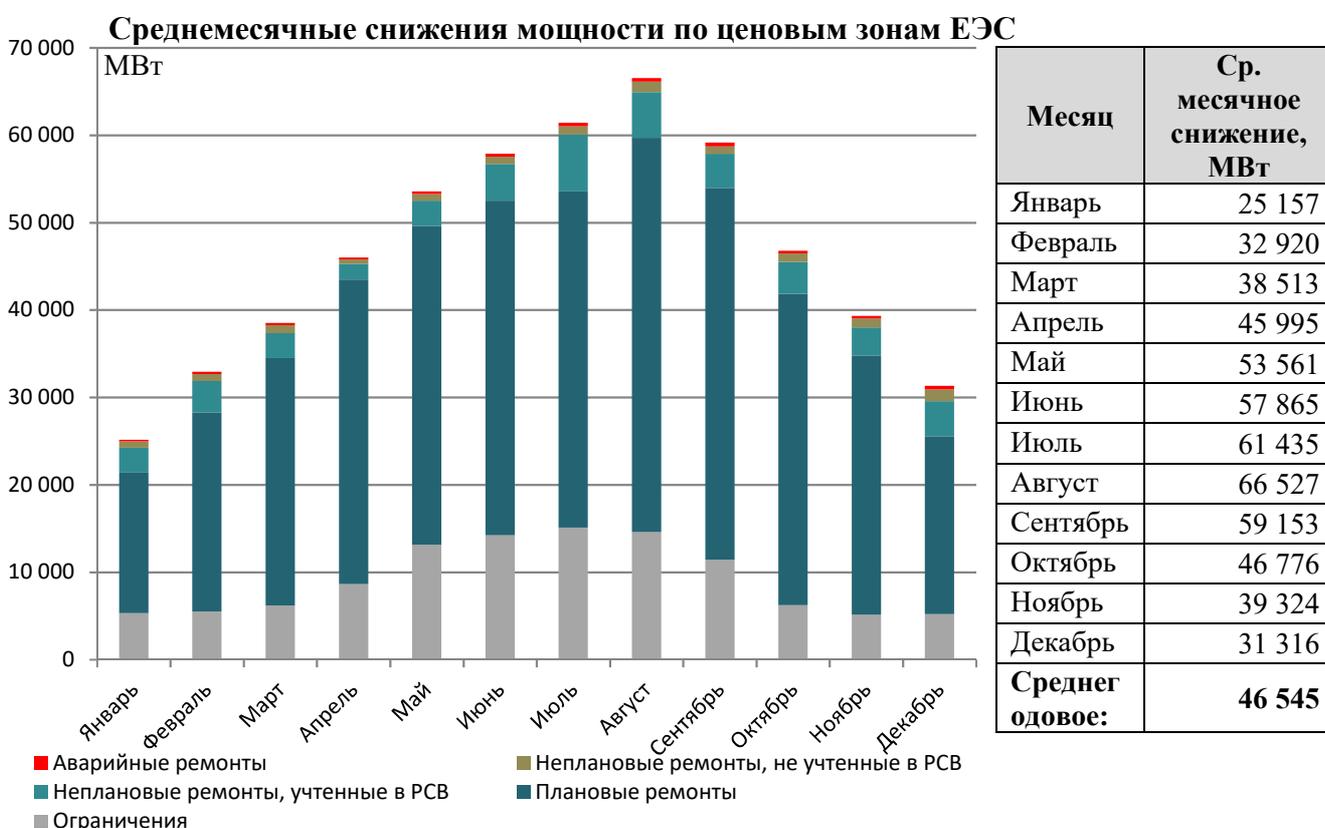
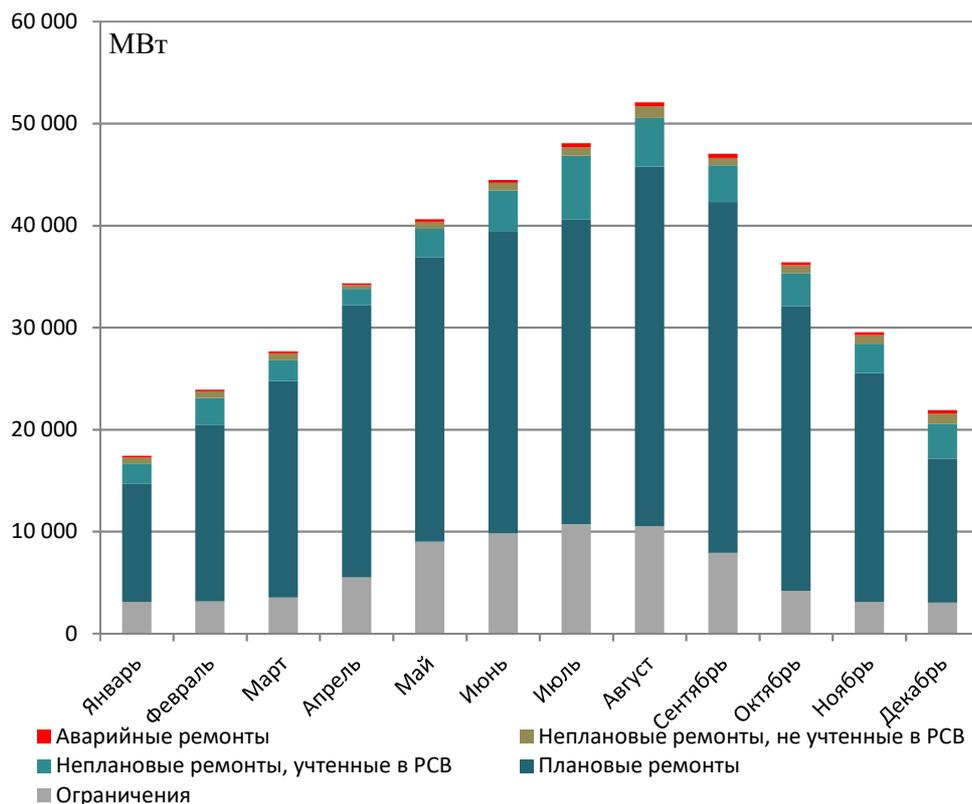


Рисунок VII.1 – Среднемесячные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

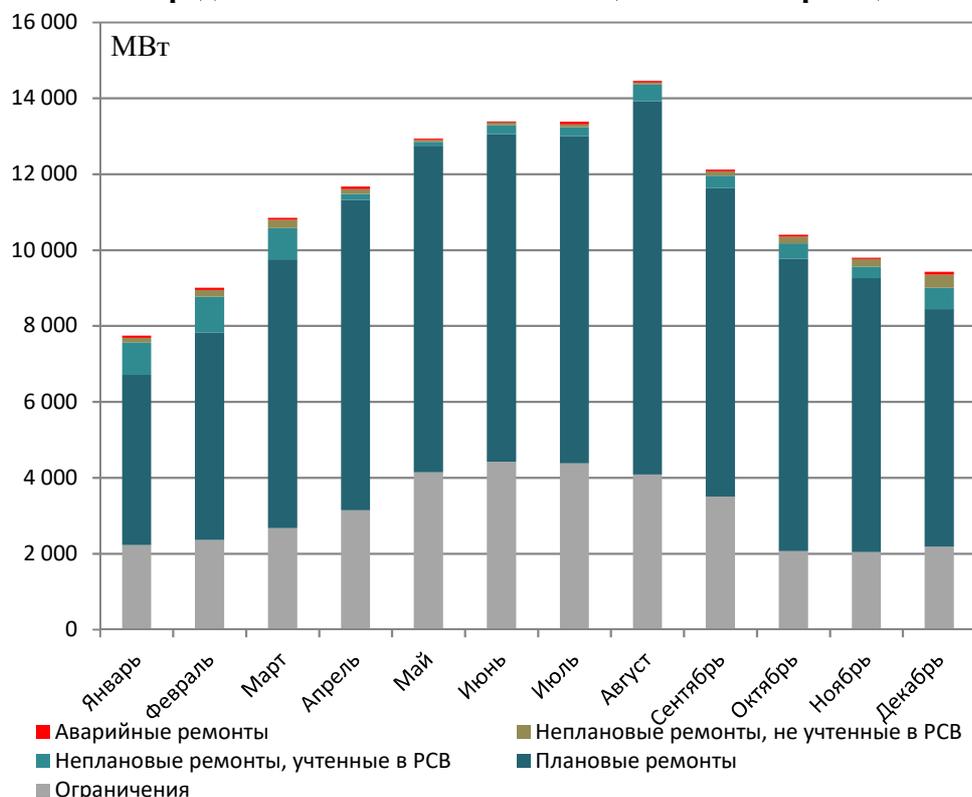
### Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне



Месяц	Ср. месячное снижение, МВт
Январь	17 415
Февраль	23 914
Март	27 668
Апрель	34 320
Май	40 625
Июнь	44 474
Июль	48 058
Август	52 069
Сентябрь	47 037
Октябрь	36 377
Ноябрь	29 526
Декабрь	21 895
<b>Средне годовое:</b>	<b>35 282</b>

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	7 742
Февраль	9 006
Март	10 845
Апрель	11 675
Май	12 936
Июнь	13 391
Июль	13 377
Август	14 459
Сентябрь	12 116
Октябрь	10 399
Ноябрь	9 798
Декабрь	9 421
<b>Средне годовое:</b>	<b>11 264</b>

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

На объем среднесуточных снижений мощности существенное влияние оказывают неплановые и аварийные ремонты. Средняя доля таких ремонтов в 2021 году составила 11,1%, а максимальная доля таких ремонтов была зарегистрирована 28.12.2021 и составила 33,7% от суммарного среднесуточного снижения мощности или 6,9% от объема электропотребления в ценовых зонах оптового рынка для часа максимума ЕЭС России в 2021 года. Максимальное часовое снижение мощности в ценовых зонах оптового рынка в целом (72 793 МВт) было зарегистрировано 21.08.2021, а минимальное часовое снижение (17 821 МВт) было зарегистрировано 01.01.2021.

Среднесуточная динамика объемов снижения мощности за 2021 год с разделением по видам приведена на рисунках VII.4, VII.5, VII.6.

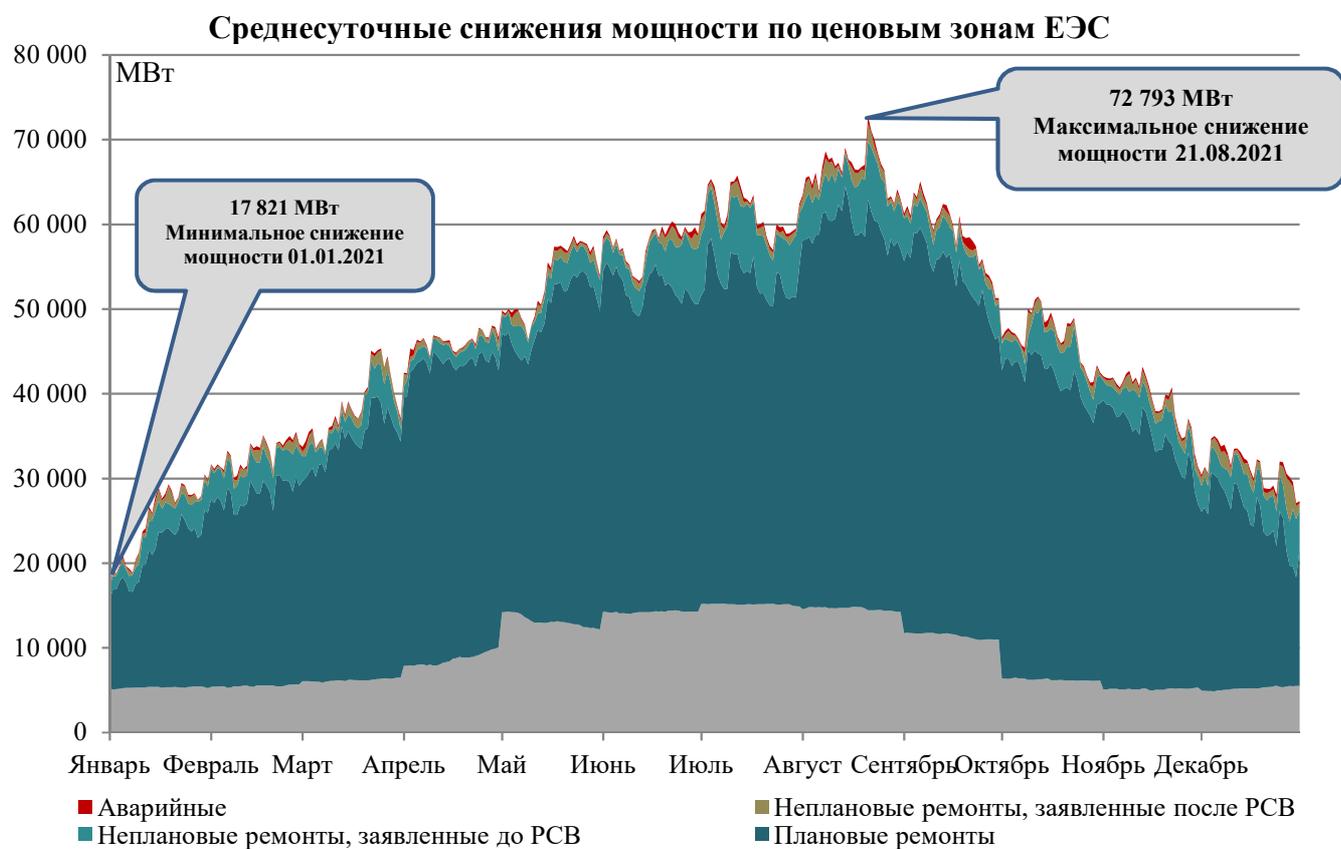


Рисунок VII.4 – Среднесуточные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

### Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне

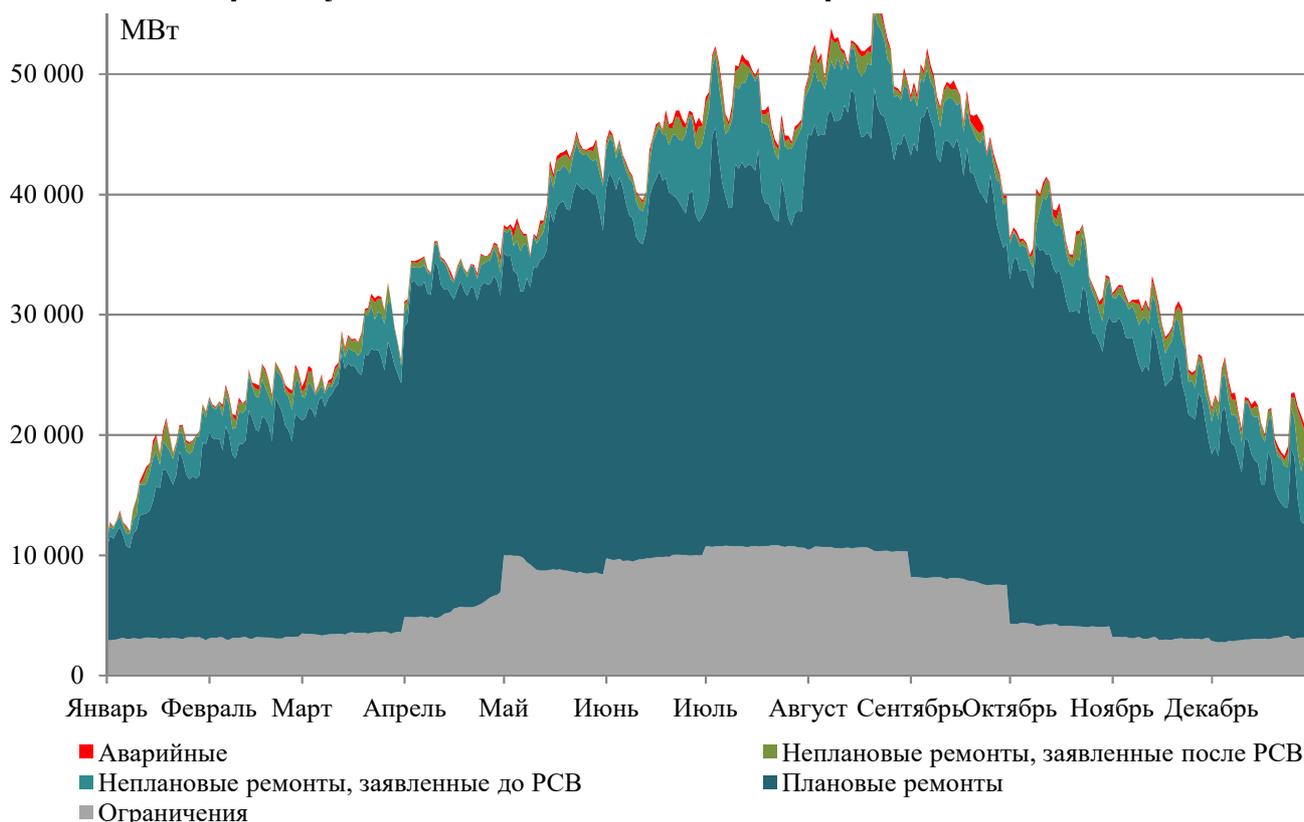


Рисунок VII.5 – Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

### Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне

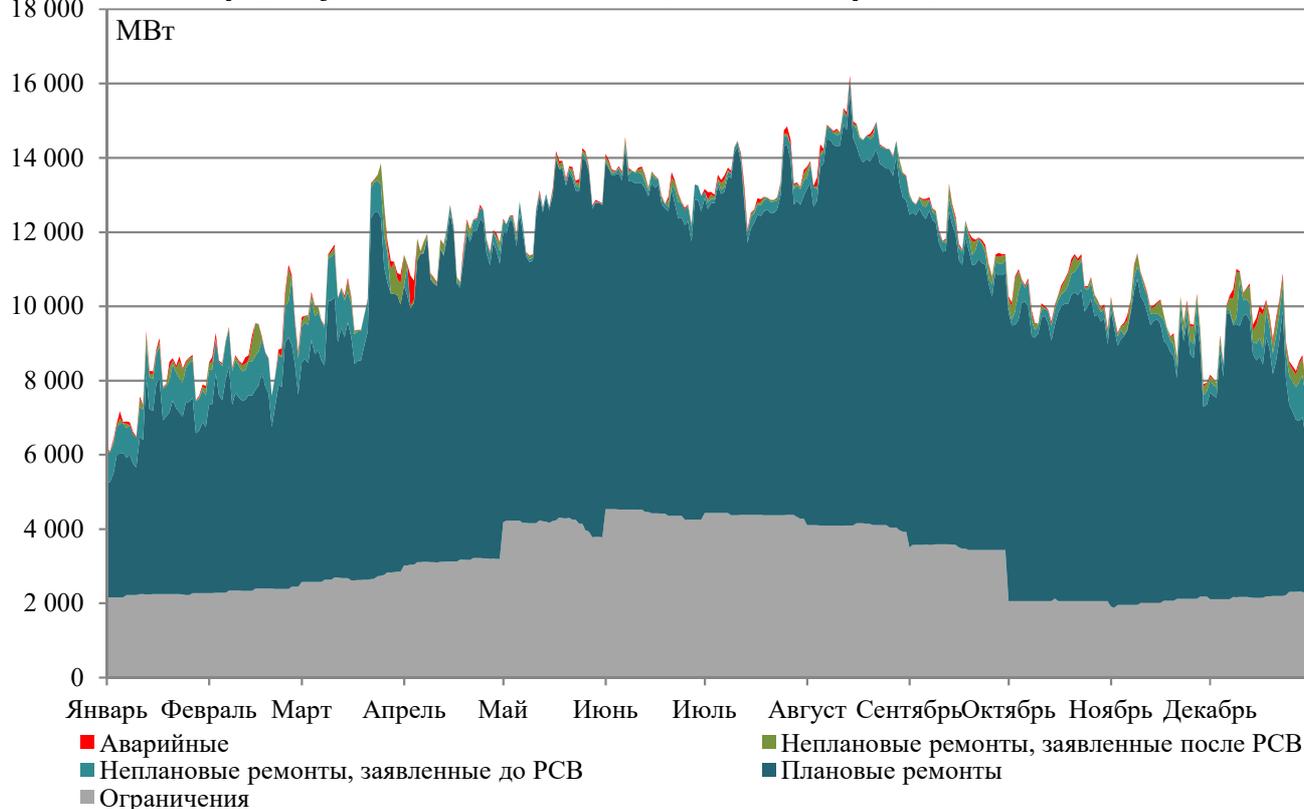


Рисунок VII.6 – Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

## **VIII. 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 без учета ранжированных таблиц объектов генерации. 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 штрафной повышающий коэффициент. 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 2021 году в целях проверки наличия резервов мощности на объекты управления было отдано 383 команды, из которых 265 команд были выполнены, а в отношении 118 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 8,9%.

Информация о количестве отданных для целей проверки резервов команд и числе неисполненных команд в 2021 году приведена на рисунке VIII.1.

### Проверки фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании в 2021 году

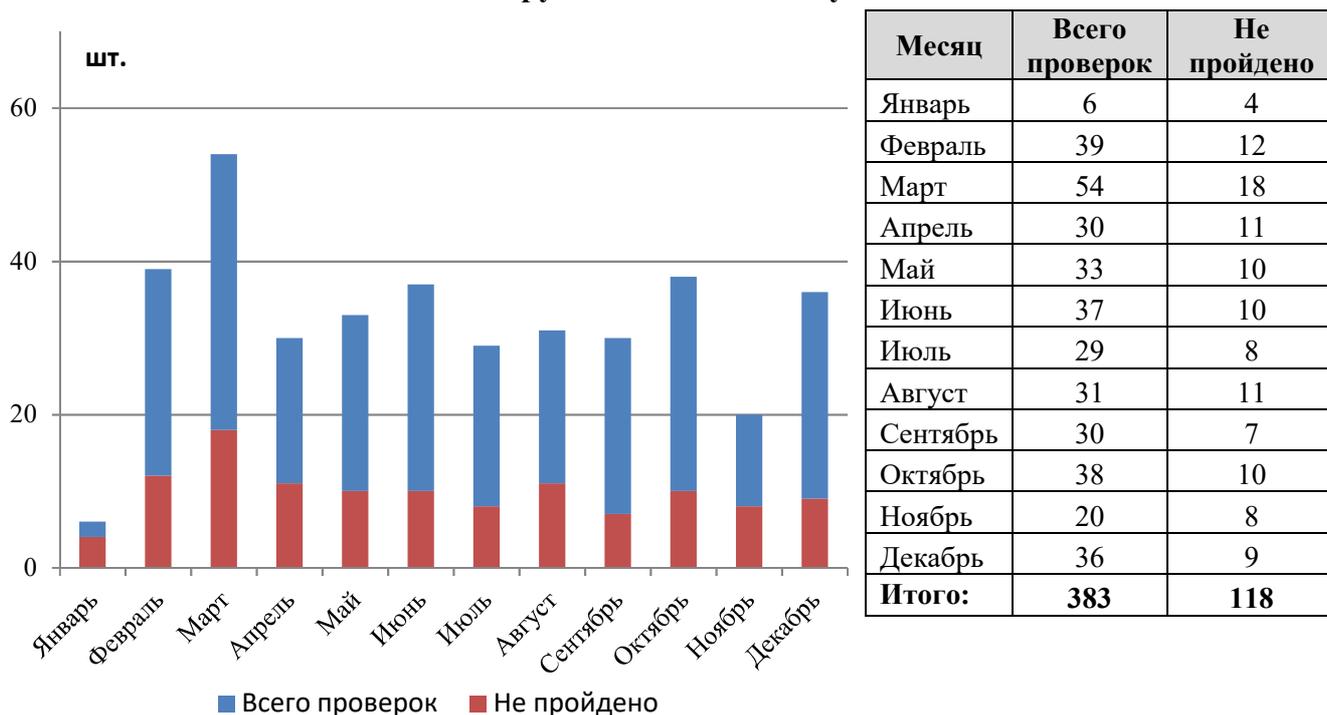


Рисунок VIII.1 – Проверки фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании в 2021 году

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 штрафной повышающий коэффициент.

В 2021 году в соответствии с установленной процедурой для подтверждения резервов мощности было запланировано к включению в рамках ВСВГО 86 ЕГО, из них в отношении 9 ЕГО наличие резервов мощности не было подтверждено – 8 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 9 ЕГО зарегистрированы снижения мощности в предусмотренном регламентами оптового рынка объеме.

Информация о количестве запланированных проверок, а также не пройденных проверок в 2021 году приведена на рисунке VIII.2.

**Проверки фактических резервов мощности на длительно находящемся в резерве генерирующем оборудовании в 2021 году**

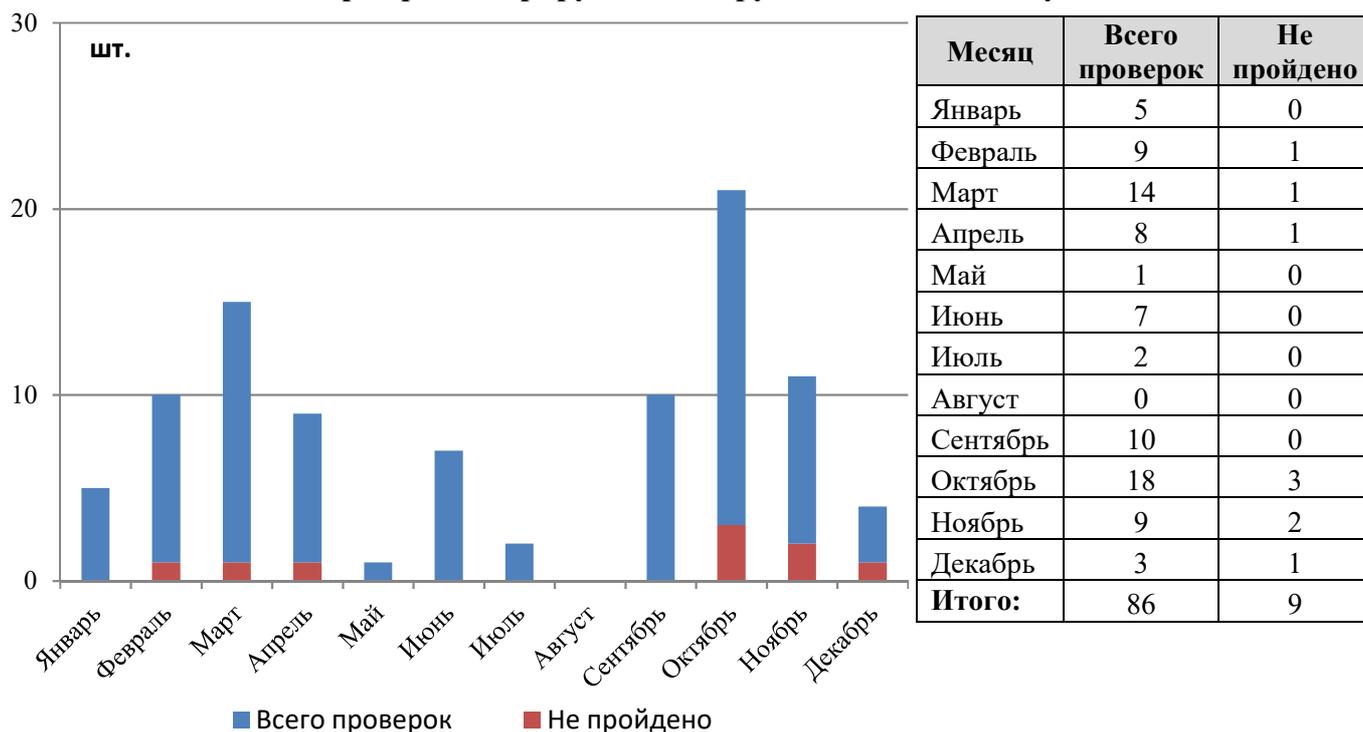


Рисунок VIII.2 – Проверки фактических резервов мощности на длительно находящемся в резерве генерирующем оборудовании в 2021 году

## **IX. 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 2021 году совокупный КИУМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 51,21 %. 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 2021 году составила 77,12 % (см. рисунок IX.1), что на 0,17 % больше неравномерности в 2020 году (76,95 %).

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

В 2021 году максимальный суточный КИУМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 62,94 %.

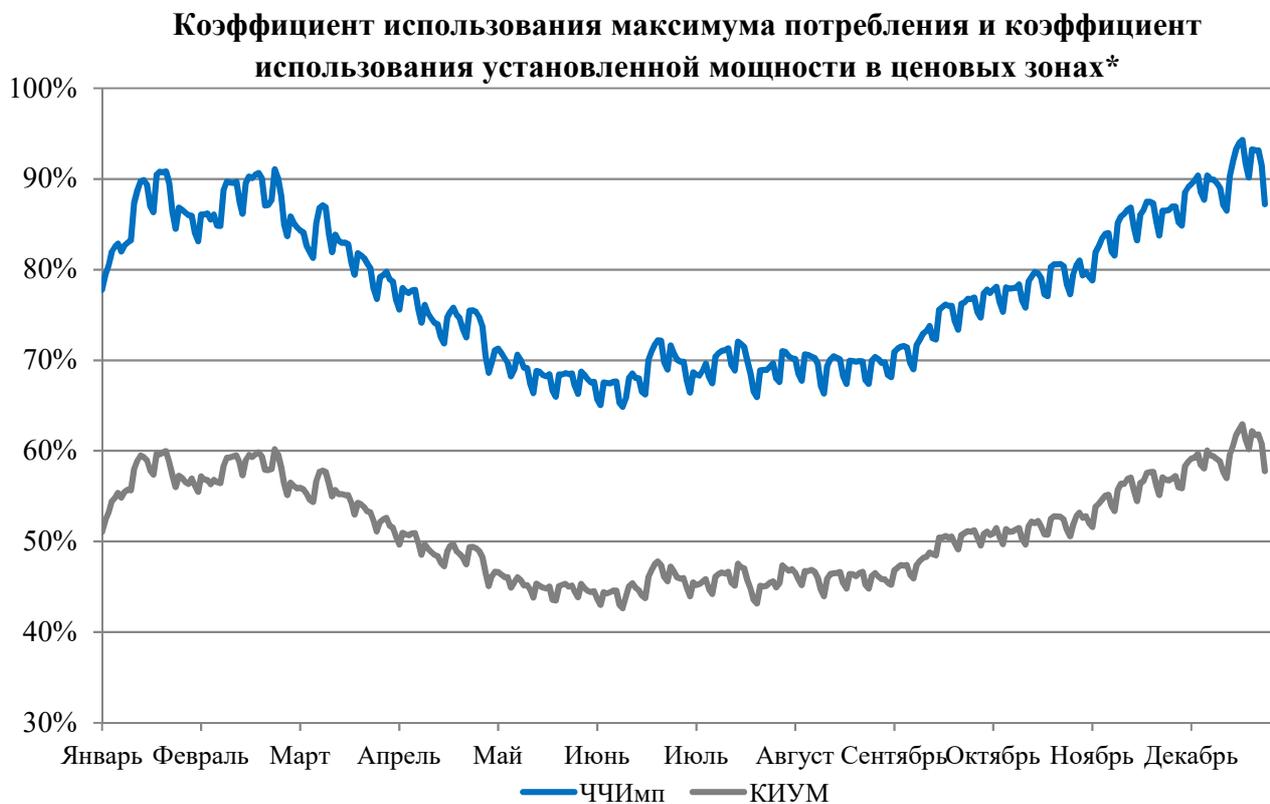


Рисунок IX.1 – Коэффициент использования максимума потребления и коэффициент использования установленной мощности в ценовых зонах оптового рынка

\* – коэффициент числа часов использования максимального потребления (ЧЧИмп) определен как отношение объема потребления за соответствующий период, учтенный в ПБР, к величине максимального годового потребления по соответствующей ценовой зоне оптового рынка:

$$\text{ЧЧИмп} = \frac{\sum R_{\text{потр\_пбр}}}{R_{\text{макс\_потр}} * N_{\text{часов}}}$$

### 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. Показатель использования доступной мощности (КИДМ) характеризует фактическую востребованность имеющихся в энергосистеме мощностей, готовых к включению. В 2021 году совокупный КИДМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 63,1 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 64,8 %, во второй ценовой зоне 57,4 %.

### 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 2021 году совокупный КИОМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 59,3 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 60,8 %, во второй ценовой зоне 54,2 %.

**Среднемесячные данные по использованию мощности по ценовым зонам ЕЭС**

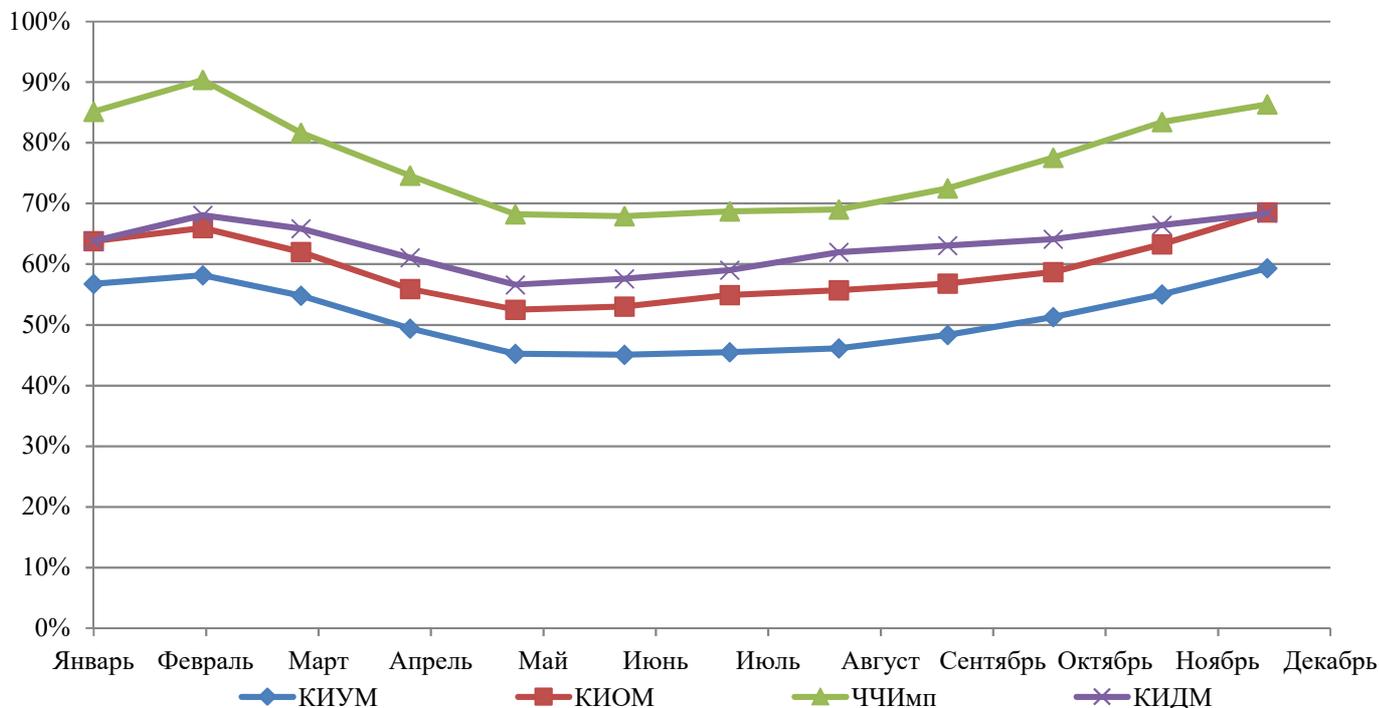


Рисунок IX.2 – Среднемесячные данные по использованию мощностей в ценовых зонах оптового рынка

**Среднемесячные данные по использованию мощности в первой ценовой зоне**

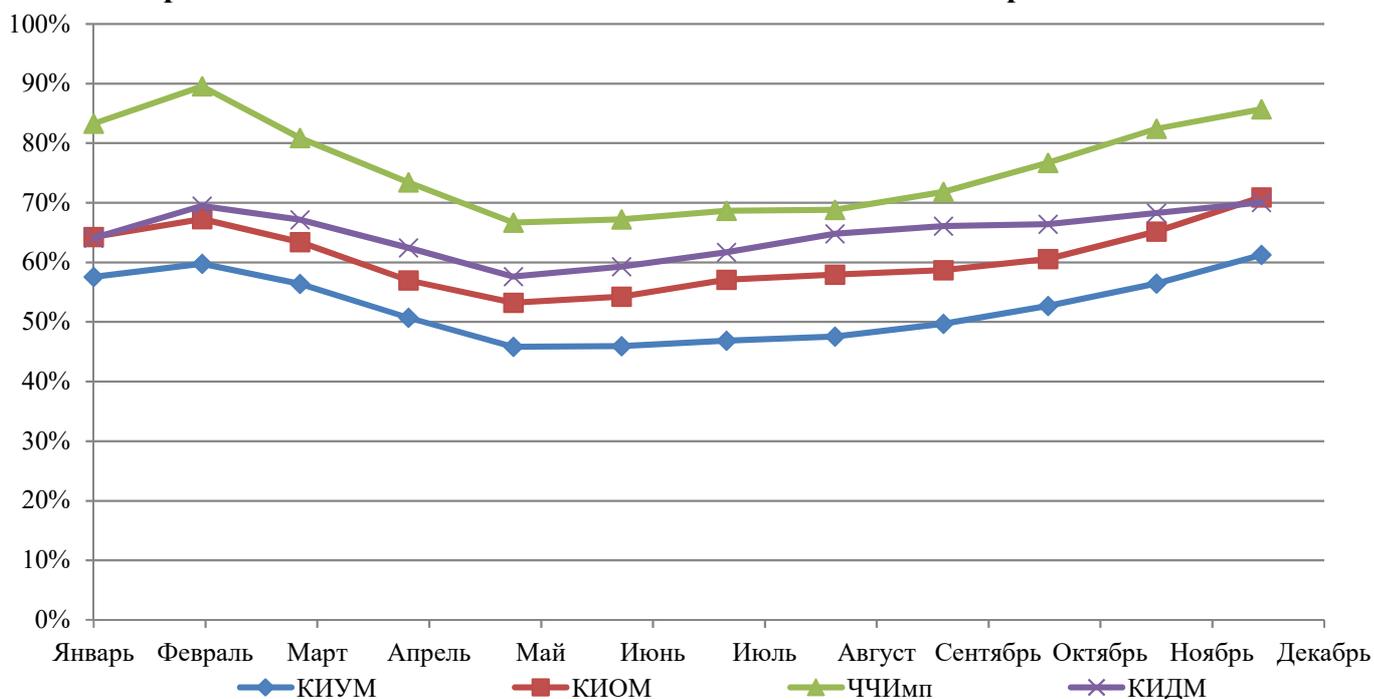


Рисунок IX.3 – Среднемесячные данные по использованию мощностей в первой ценовой зоне оптового рынка

### Среднемесячные данные по использованию мощности во второй ценовой зоне

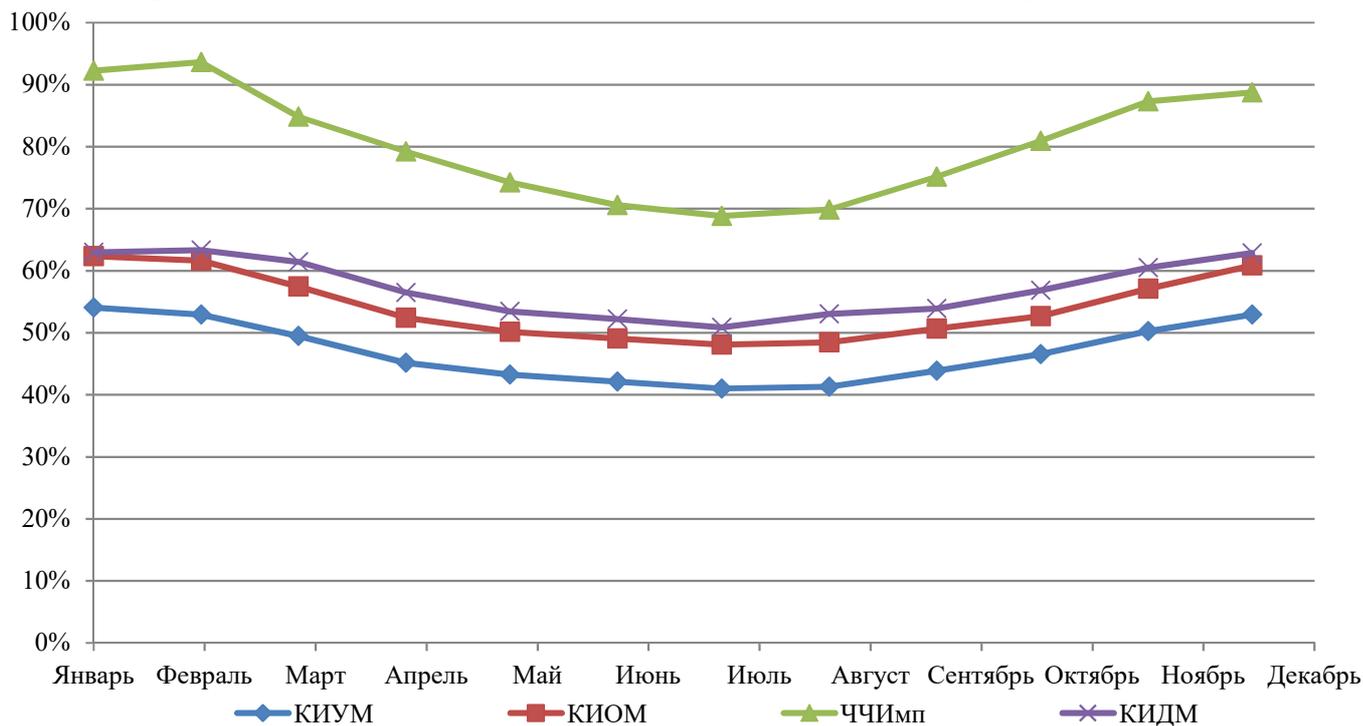


Рисунок IX.4 – Среднемесячные данные по использованию мощностей во второй ценовой зоне оптового рынка

### 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 IX.5 и IX.6.

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

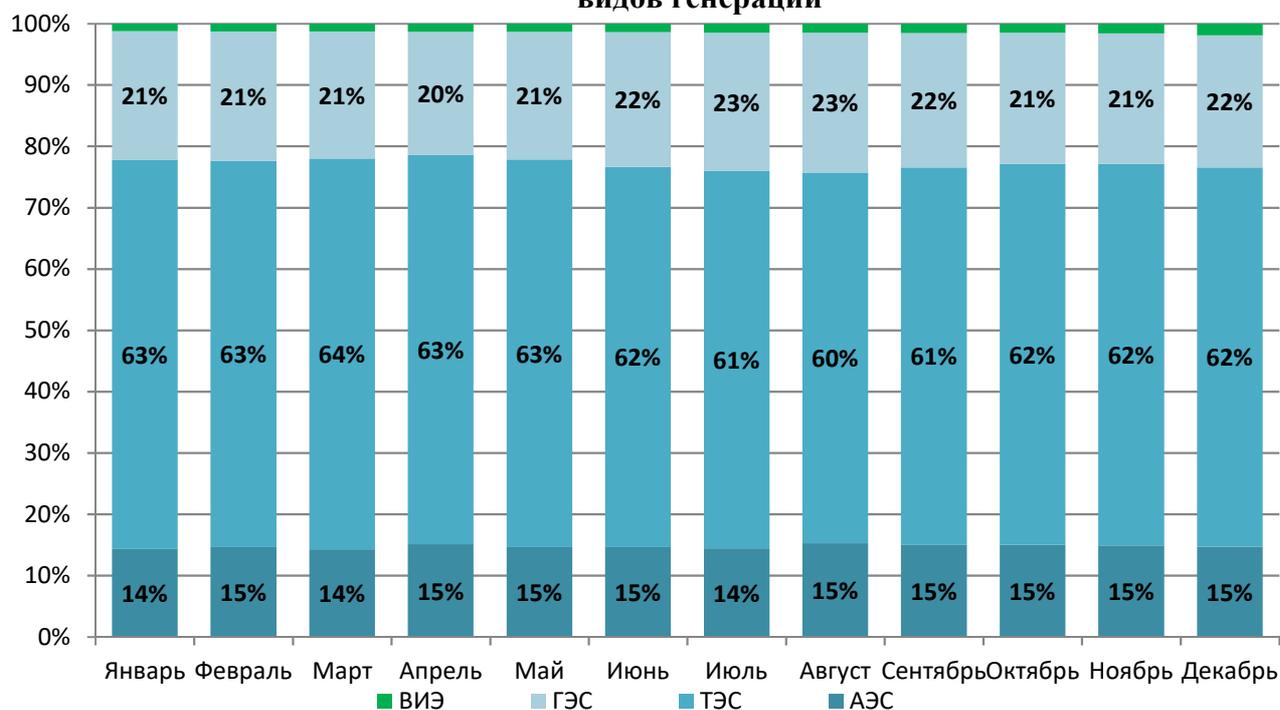


Рисунок IX.5 – Доля мощности, поставленной на оптовый рынок с использованием различных видов генерации

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

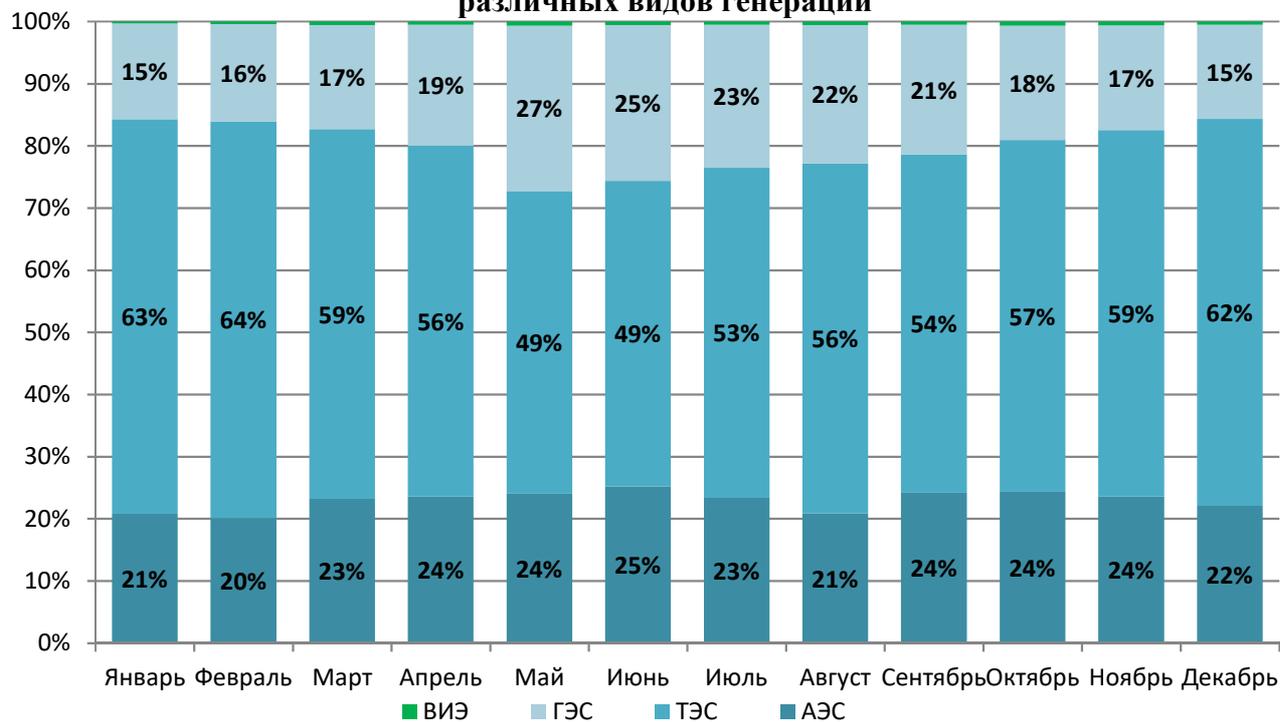


Рисунок IX.6 – Доля электроэнергии, выработанной на оптовом рынке с использованием различных видов генерации

## Х. 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. Кроме того, 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 2021 году составило 15 265 МВт. Среднегодовое снижение мощности, определяемое параметрами готовности, в 2021 году составило 297 МВт.

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

### Пределный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная в неценовых зонах мощность в 2021 году, МВт

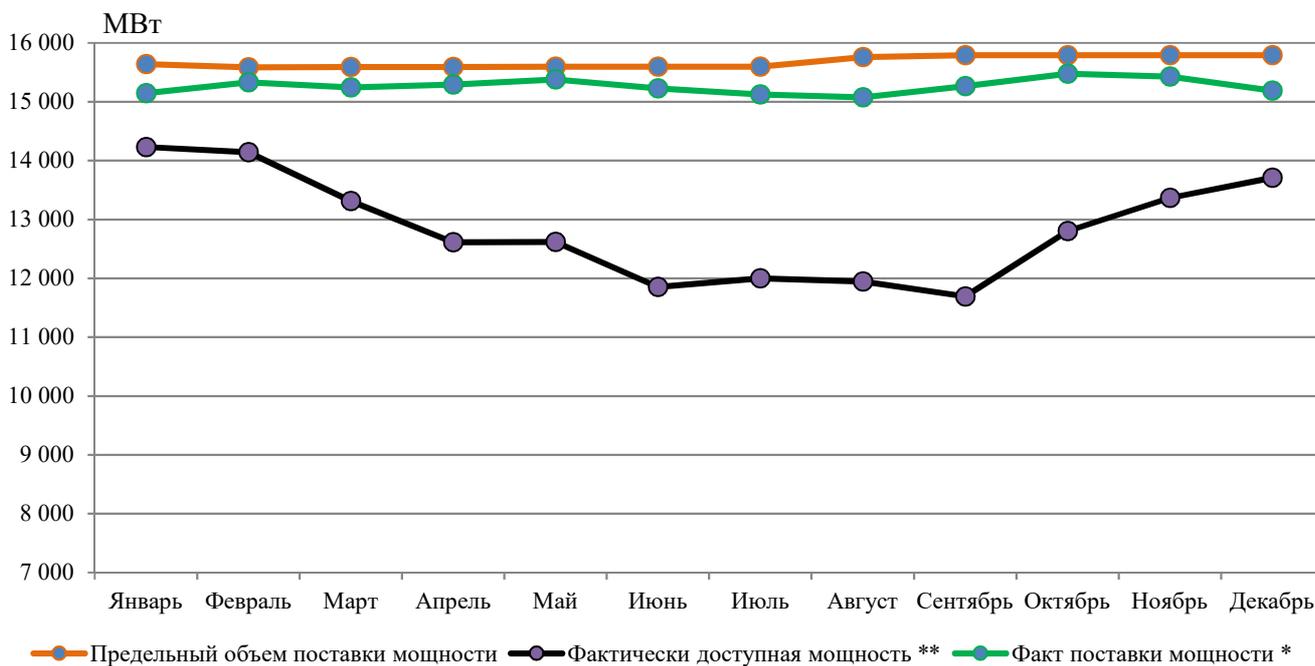


Рисунок X.1 – Пределный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная в неценовых зонах мощность

\* – 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 штрафные коэффициенты.

\*\* – 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).

## 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 2021 году составила 211 676 МВт, не готового к участию в ОПРЧ – 6 048 МВт.

Суммарное среднегодовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2021 году в связи с неготовностью к участию, а также в связи с неучастием генерирующего оборудования в ОПРЧ составило 1 033 МВт.

### **Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности**

В 2021 году зарегистрировано:

- в отношении 55 ГТП 45 электростанций снижения диапазона регулирования реактивной мощности, в том числе заявленные участниками оптового рынка в установленном порядке;
- 6 889 диспетчерских команд на регулирование реактивной мощности, из них 89 команд (1,3 % от общего количества) были признаны невыполненными.

Информация о ежемесячных объемах отданных и неисполненных команд в 2021 году приведена на рисунке XI.1.

### Команды на предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, отданные в 2021 году

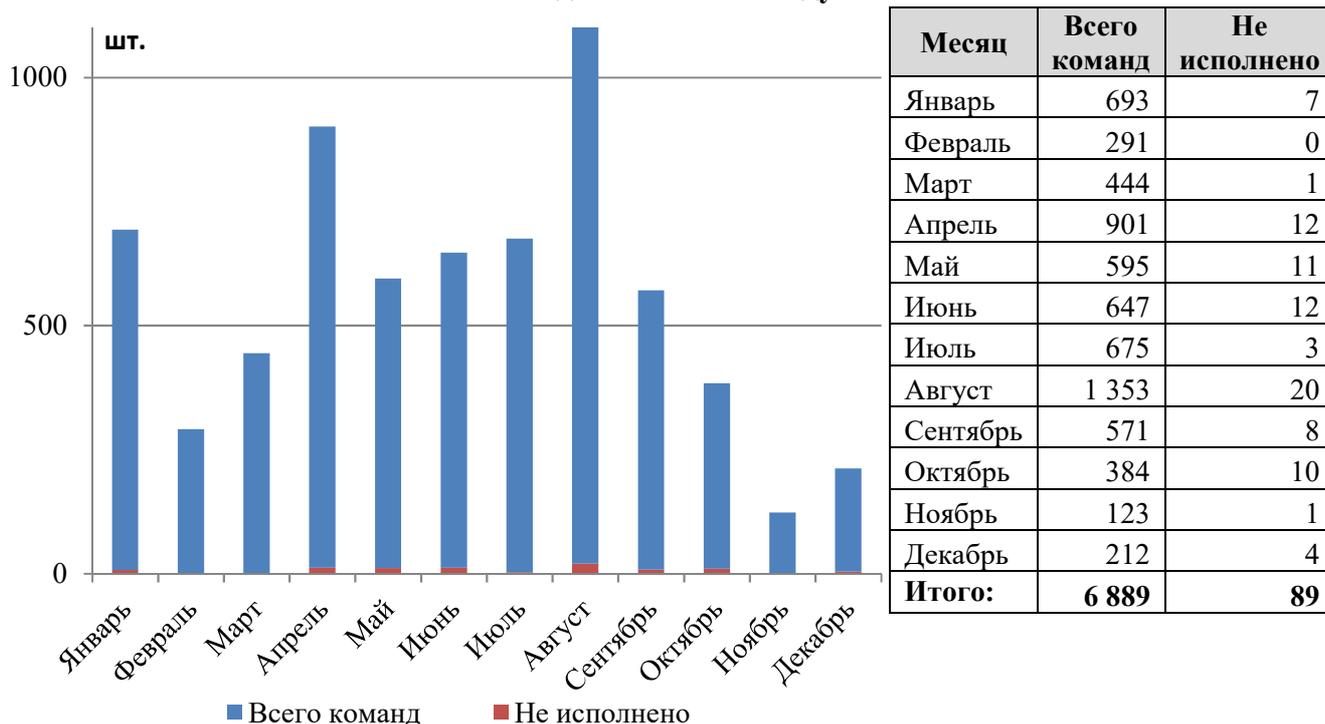


Рисунок XI.1 – Команды на предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, отданные в 2021 году

Суммарное среднегодовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2021 году в связи со снижением диапазона регулирования реактивной мощности, а также в связи с непредоставлением диапазона регулирования реактивной мощности составило 1 216 МВт.

### Участие ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

На ГЭС, функционирующих на оптовом рынке, в 2021 году было отдано 10 878 диспетчерских команд на изменение активной мощности, из них 11 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 18 ГЭС регистрировался признак неучастия (участия, не удовлетворяющего техническим требованиям) в автоматическом вторичном регулировании.

Информация о помесечных объемах отданных и неисполненных команд в 2021 году приведена на рисунке XI.2.

**Команды, связанные с участием ГЭС в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в 2021 году**

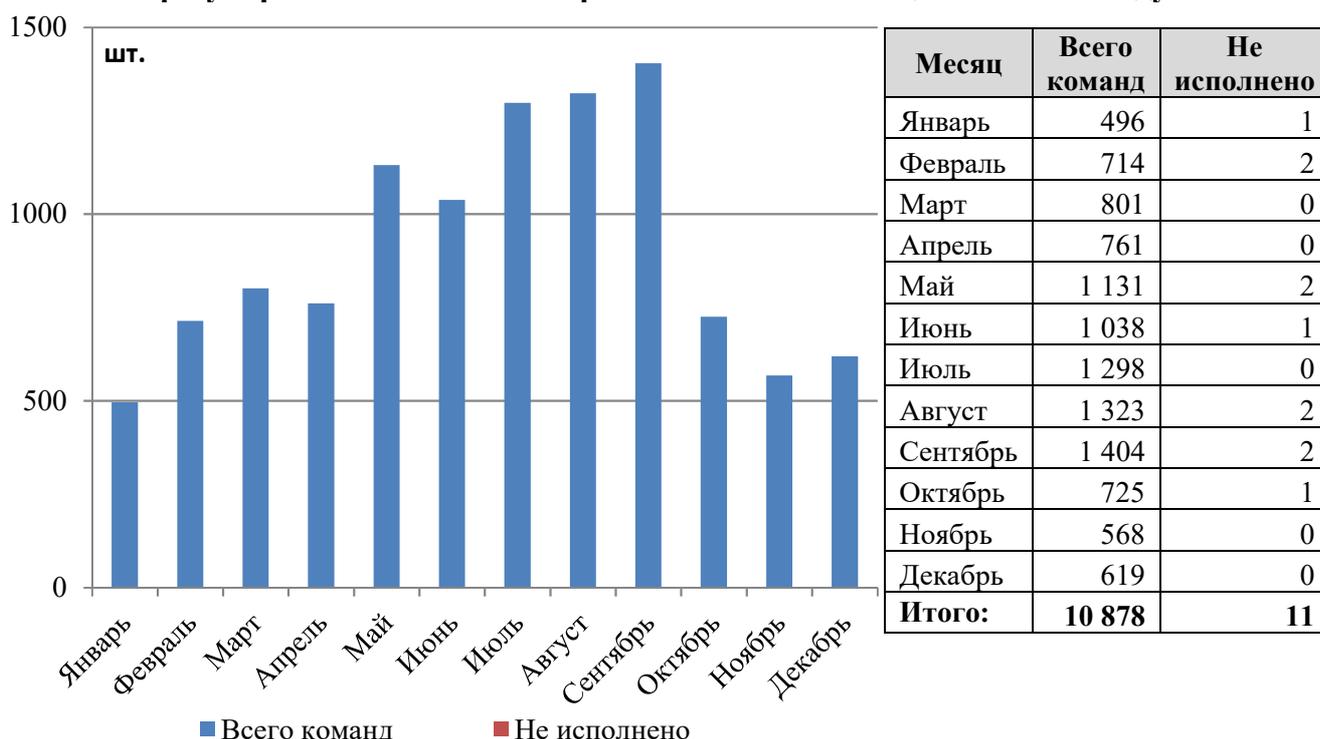


Рисунок XI.2 – Команды, связанные с участием ГЭС в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в 2021 году

Суммарное среднегодовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2021 году в связи с невыполнением команд оперативного вторичного регулирования составило 16 МВт.

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

В 2021 году признак технической неготовности СОТИАССО в установленном регламентами оптового рынка порядке был зарегистрирован в отношении 32 ГТП 24 электростанций участников оптового рынка.

Основная причина регистрации признака технической неготовности в 2021 году была связана с отсутствием одного из двух независимых каналов обмена технологической информацией в направлении диспетчерского центра, их доля составила 40% в общем числе случаев регистрации признаков технической неготовности.

На долю прекращения обмена данными с Системным оператором в части подачи оперативных уведомлений и получения плановых графиков генерации и на долю нарушения обмена телеметрической информацией в 2021 году пришлось 19 % и 23 % соответственно.

Суммарное среднегодовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2021 году в связи с невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию составило 179 МВт.

## **ХII. Режим работы генерирующего оборудования электростанций оптового рынка**

### **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 2021 году средневзвешенный коэффициент востребованности генерирующего оборудования ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 70,7 %. Средний коэффициент востребованности ГТУ составил 54,7 %, а ПГУ – 96,2%.

Детализированная информация о доле времени, когда генерирующее оборудование функционирующих в ценовых зонах оптового рынка ТЭС было выбрано в качестве включенного, (востребованности) за 2021 год с разделением по типам турбин приведена на рисунках ХII.3 – ХII.9.

### Востребованность турбин типа К с установленной мощностью до 240 МВт

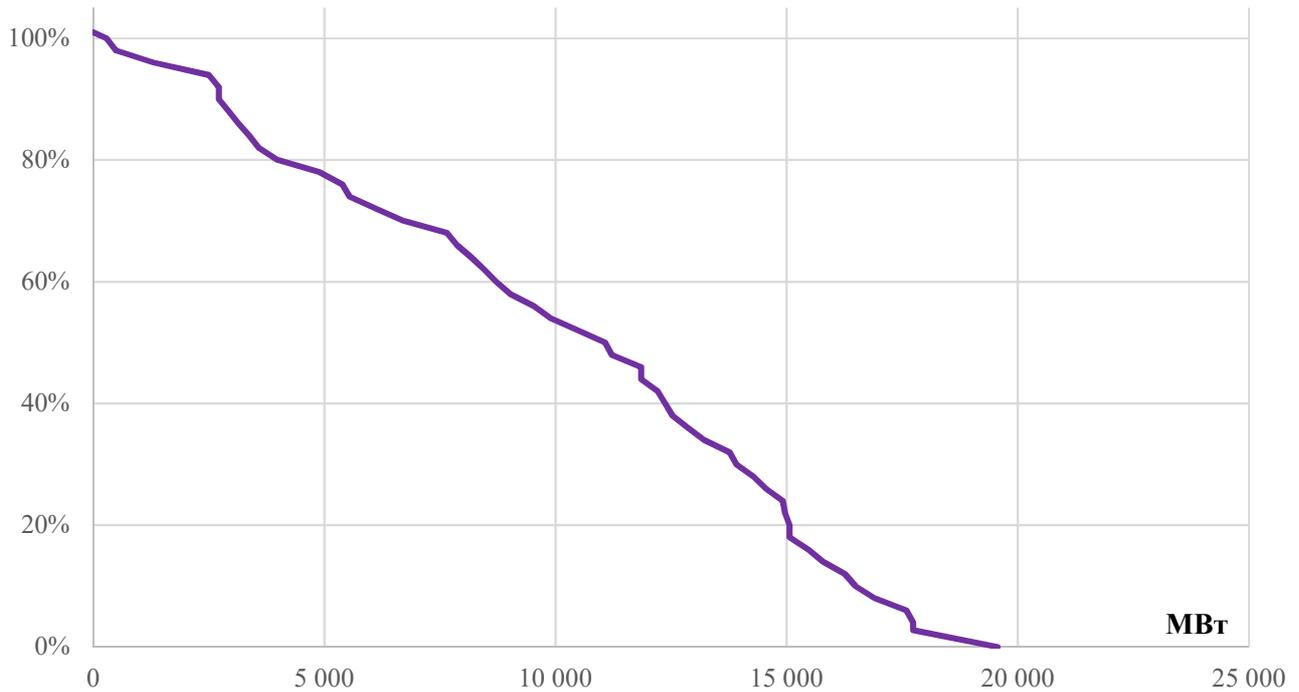


Рисунок XII.3 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью до 240 МВт

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

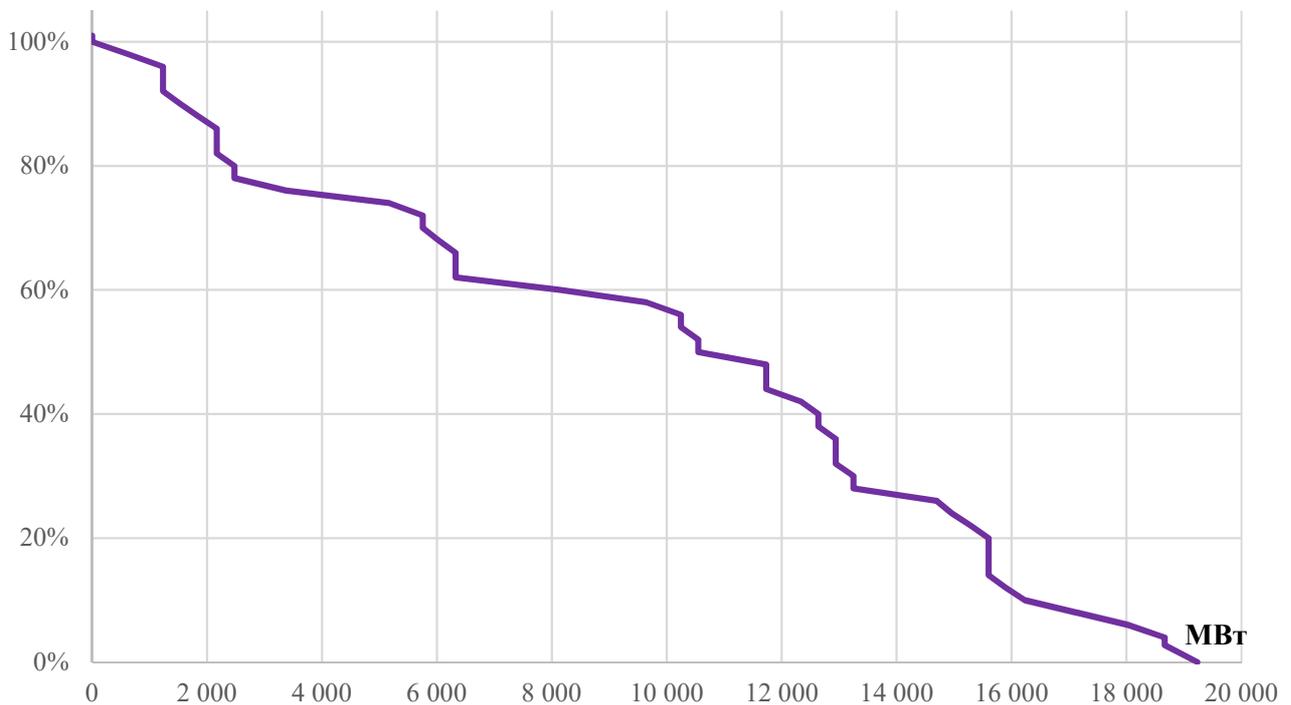


Рисунок XII.4 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью от 240 МВт до 350 МВт

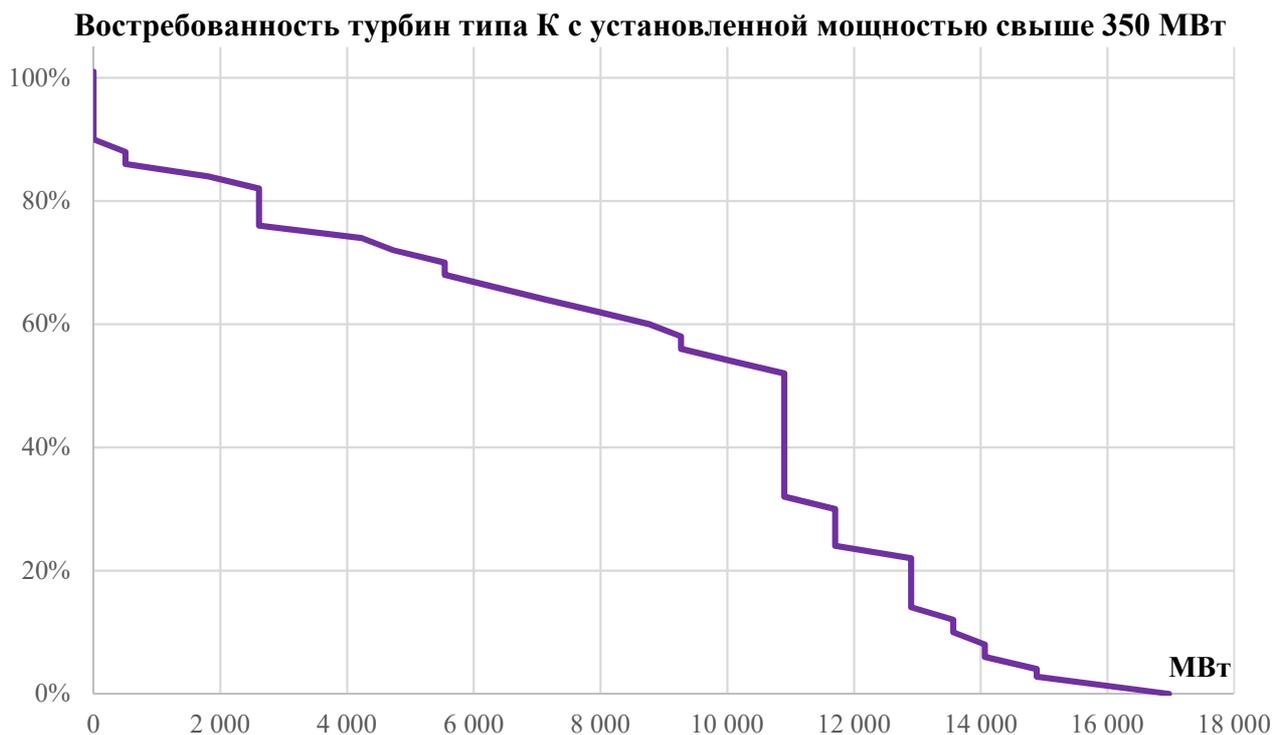


Рисунок XII.5 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью свыше 350 МВт

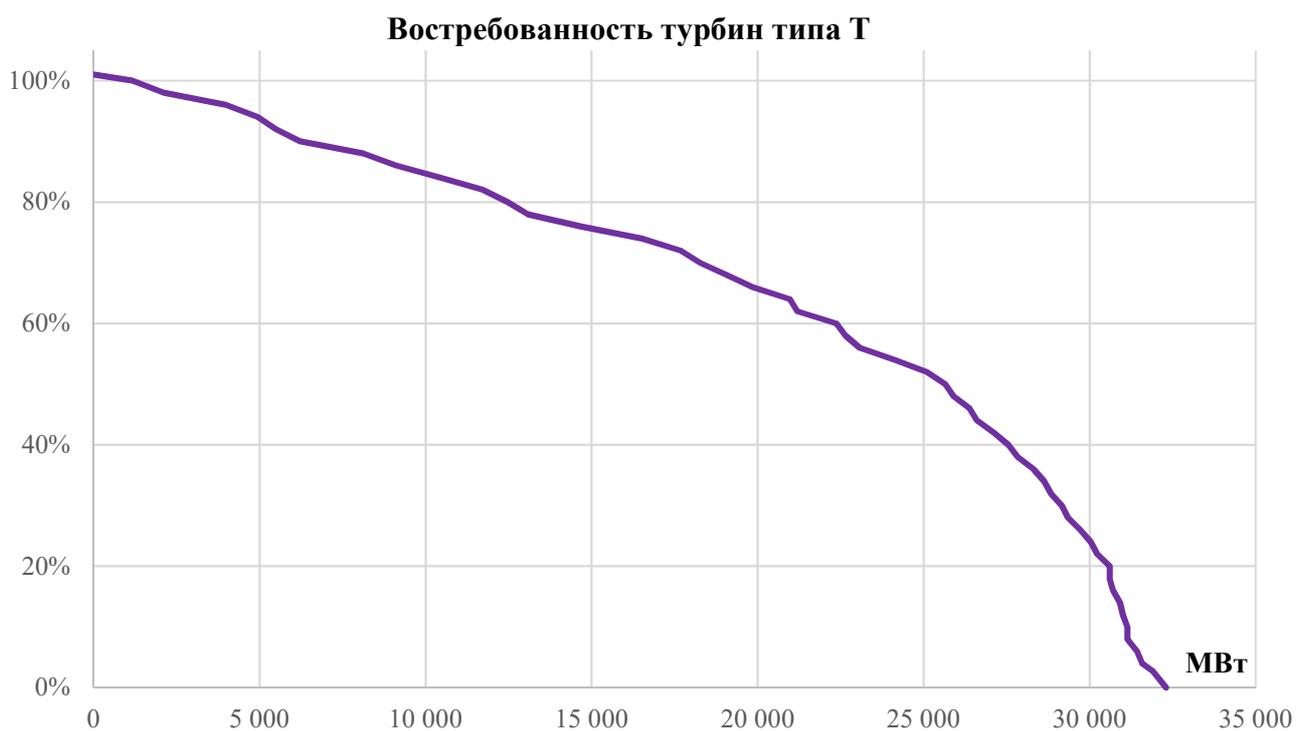


Рисунок XII.6 – Востребованность турбин типа Т

### Востребованность турбин типа Р, ПР, ПТР и иных

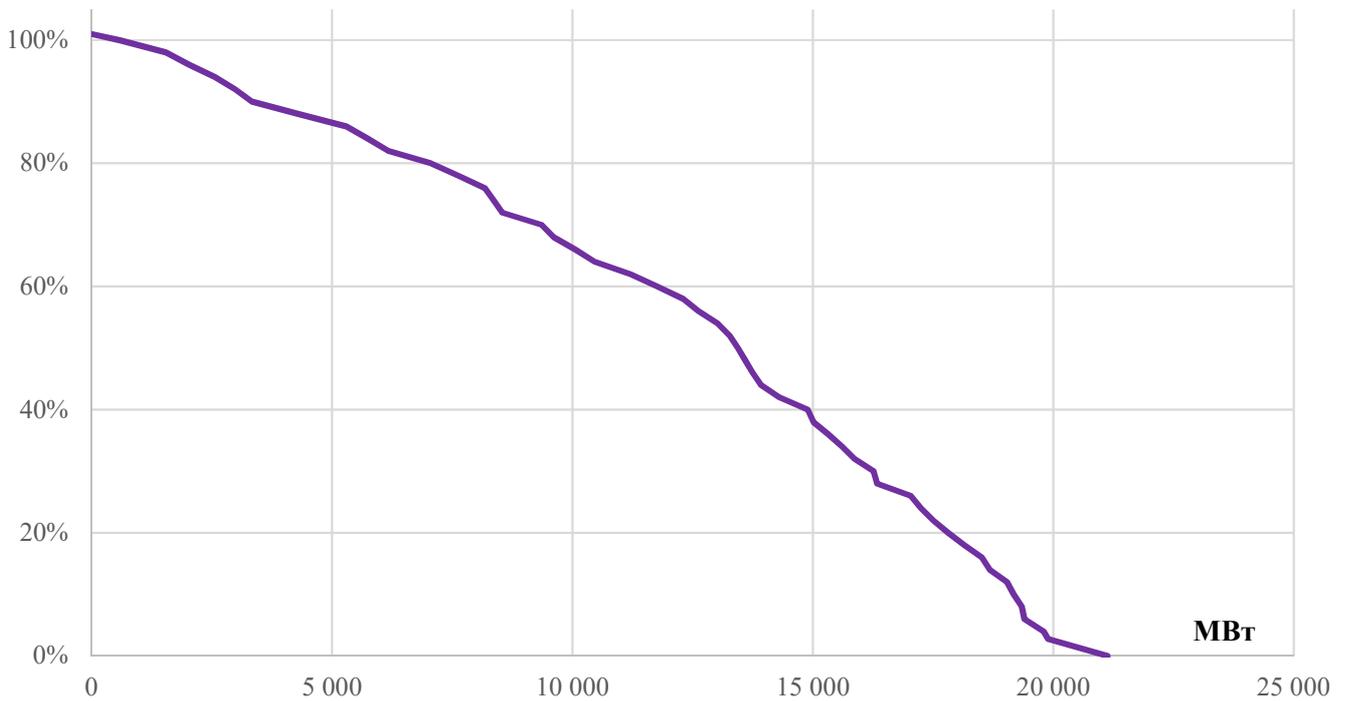


Рисунок XII.7 – Востребованность турбин типа Р, ПР, ПТР и иных

### Востребованность турбин в составе блоков ПГУ

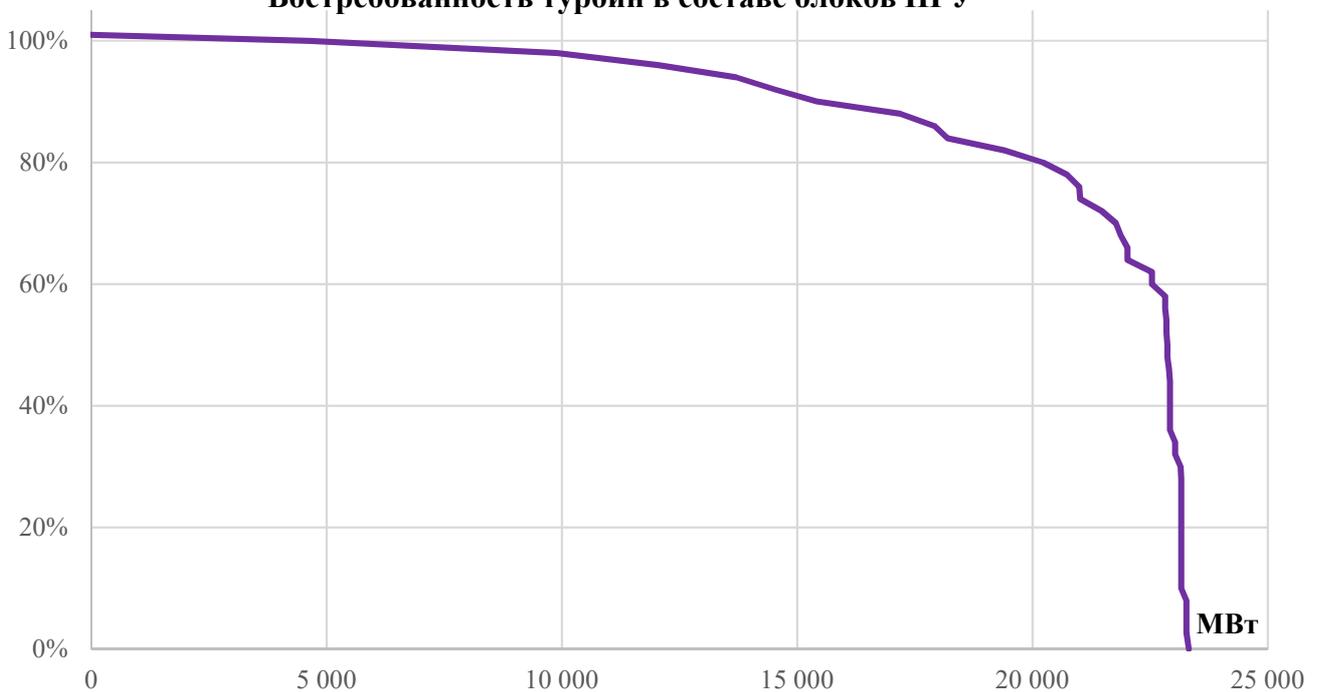


Рисунок XII.8 – Востребованность турбин в составе блоков ПГУ

### Востребованность ГТУ

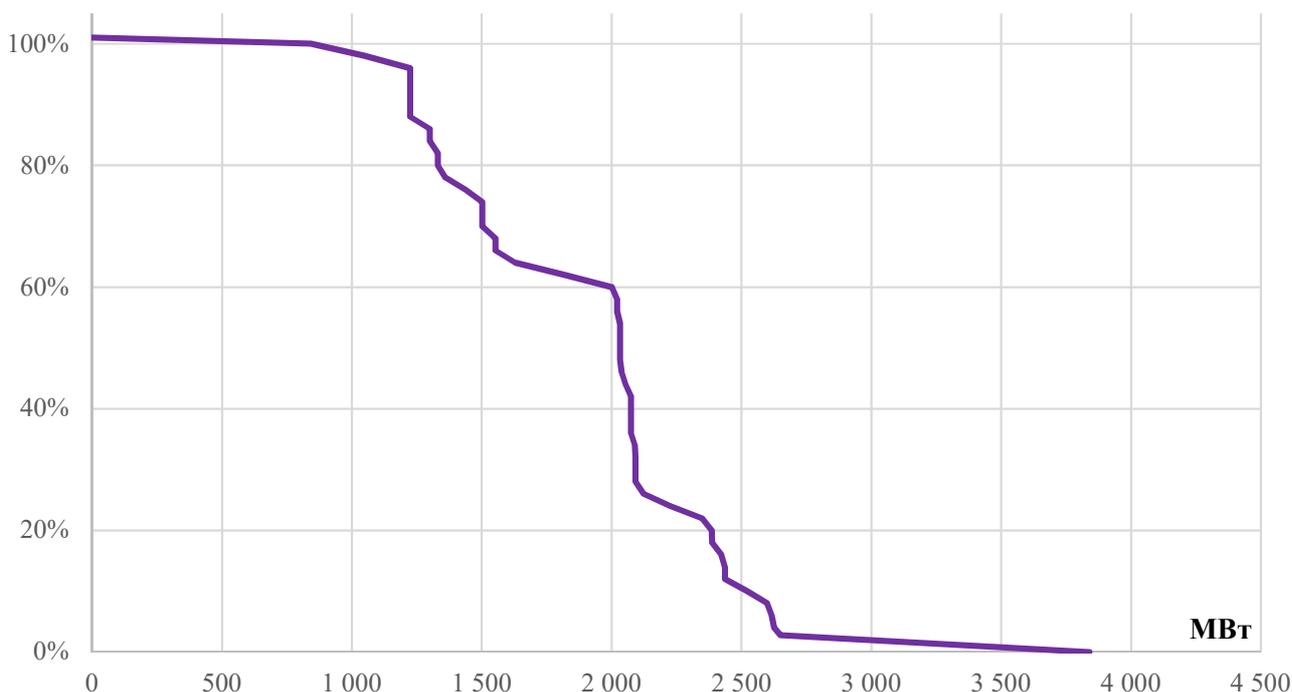


Рисунок XII.9 – Востребованность ГТУ, за исключением ГТУ в составе ПГУ

### Использование мощностей ТЭС



Режим работы энергообъекта также характеризуется числом часов использования установленной мощности (ЧЧИ), которое определяется отношением количества выработанной электроэнергии за рассматриваемый период времени к установленной мощности энергообъекта.

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 2021 году 81 единица генерирующего оборудования ТЭС, функционирующая в ценовых зонах оптового рынка, суммарной установленной мощностью 4,8 ГВт была маловостребована (менее 240 часов в течение года).

### 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 на оптовом рынке в 2021 году была зафиксирована 03.01.2021 и составила 47 550 МВт, а минимальная величина составила 18 893 МВт и была зафиксирована 10.08.2021.

Информация о среднесуточном объеме холодного резерва оборудования электростанций оптового рынка приведена на рисунке XII.10.



Рисунок XII.10 – Среднесуточные объемы холодного резерва в 2021 году

Как было отмечено в разделе VIII, для длительно находящегося в холодном резерве генерирующего оборудования предусмотрена процедура обязательного включения, что позволяет обеспечить подтверждение готовности такого генерирующего оборудования к работе.

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

В 2021 году продолжился ввод в эксплуатацию объектов ДПМ ВИЭ, при этом их суммарная установленная мощность на 01.01.2022 составила 3 588,4 МВт или 1,55 % от установленной мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке.

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 2021 году между суточными максимумами в месяце составила 674 МВт или 67%. Максимальный месячный КИУМ солнечных электростанций приходится на летний период, и в 2021 году он составил 22,5 %.

Фактический режим работы ветровых электростанций не имеет явно выраженный суточный характер и 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 2021 году между суточными максимумами в месяце составила 1 452 МВт или 90%. Максимальный месячный КИУМ ветровых электростанций приходится на зимний период, и в 2021 году он составил 40,7 %.

Информация о месячных КИУМ и суммарной установленной мощности солнечных и ветровых электростанций, функционировавших на оптовом рынке в 2021 году, приведена на рисунках ХIII.1 – ХIII.4.



Рисунок ХIII.1 – КИУМ и установленная мощность солнечных электростанций в 2021 году

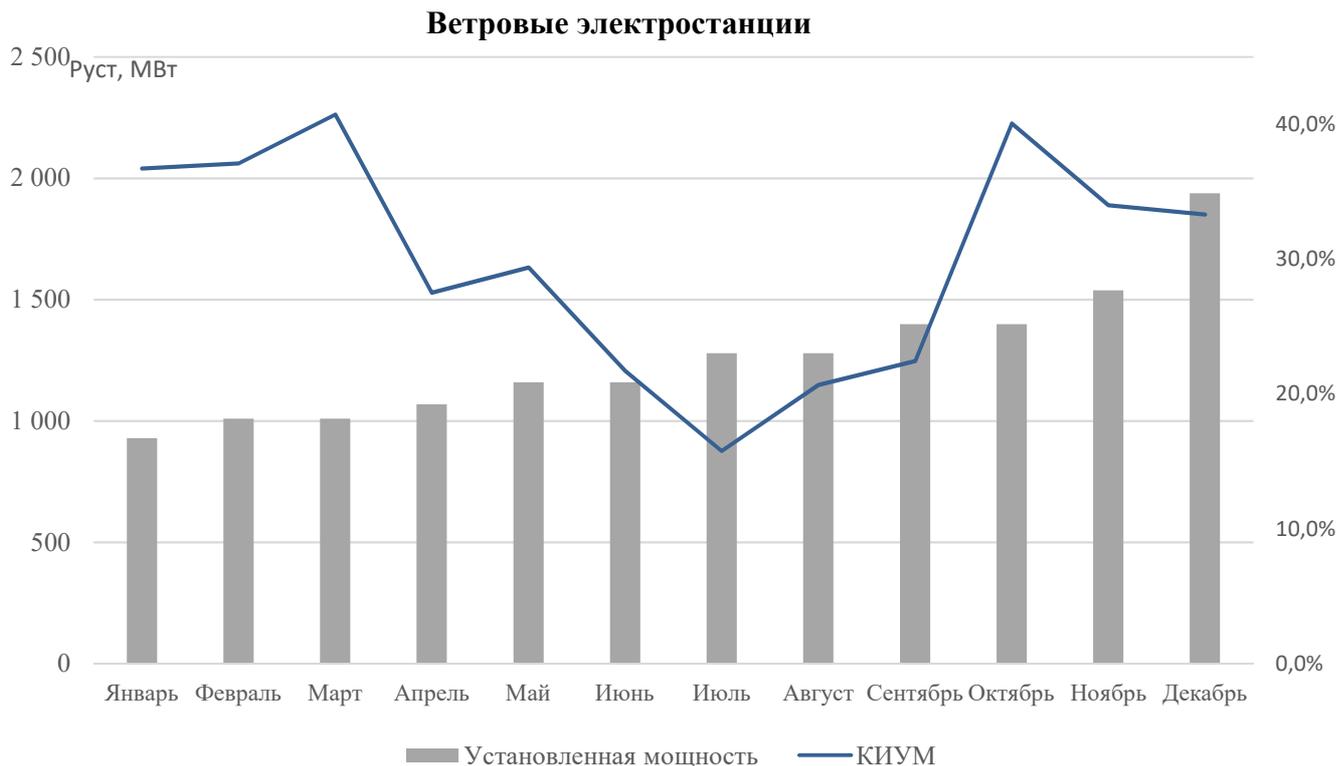


Рисунок XIII.2 – КИУМ и установленная мощность ветровых электростанций в 2021 году



Рисунок XIII.3 – Фактический режим работы солнечных электростанций в 2021 году

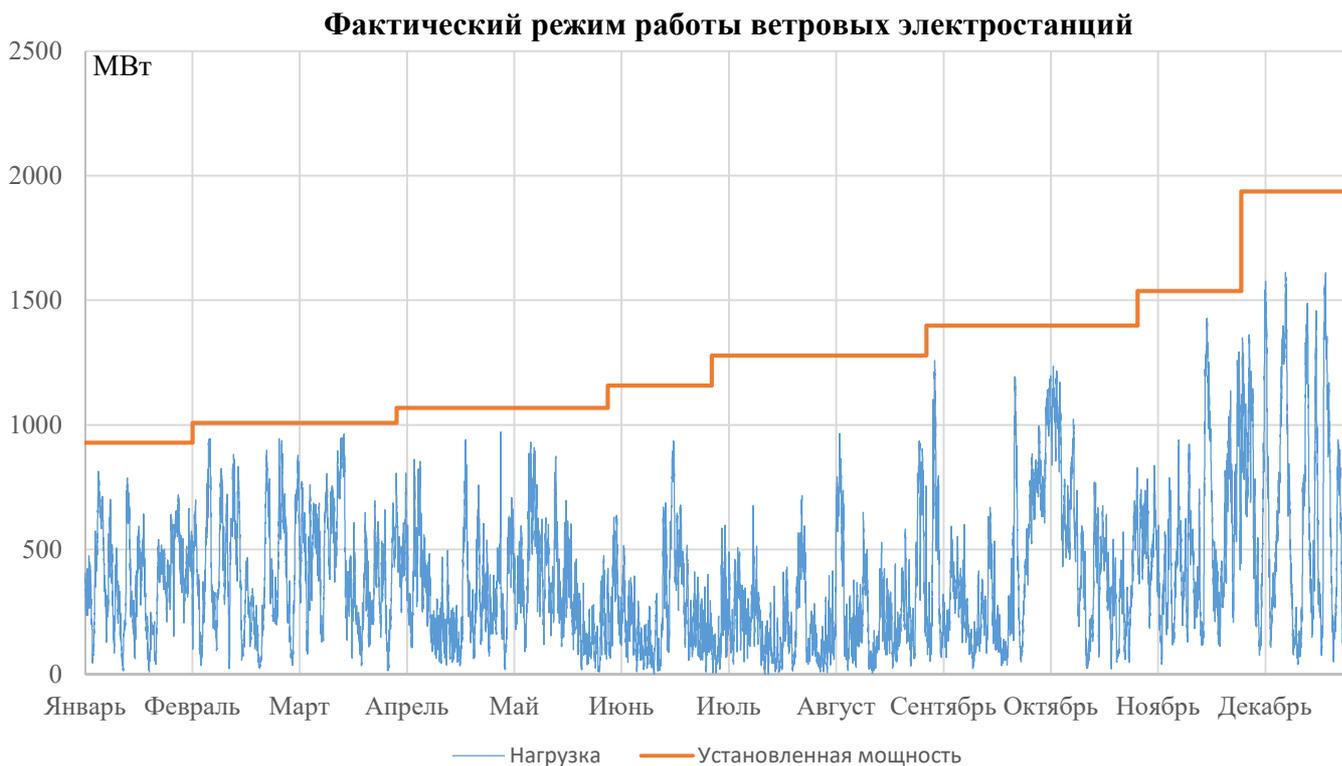


Рисунок XIII.4 – Фактический режим работы ветровых электростанций в 2021 году

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 2021 году приведена на рисунке XIII.5. В 90% часов в 2021 году нагрузка ветровых электростанций была не ниже 7% от установленной мощности и в 0,2% часов была не ниже 90% от установленной мощности.

### Нагрузка ветровых электростанций в 2021 году

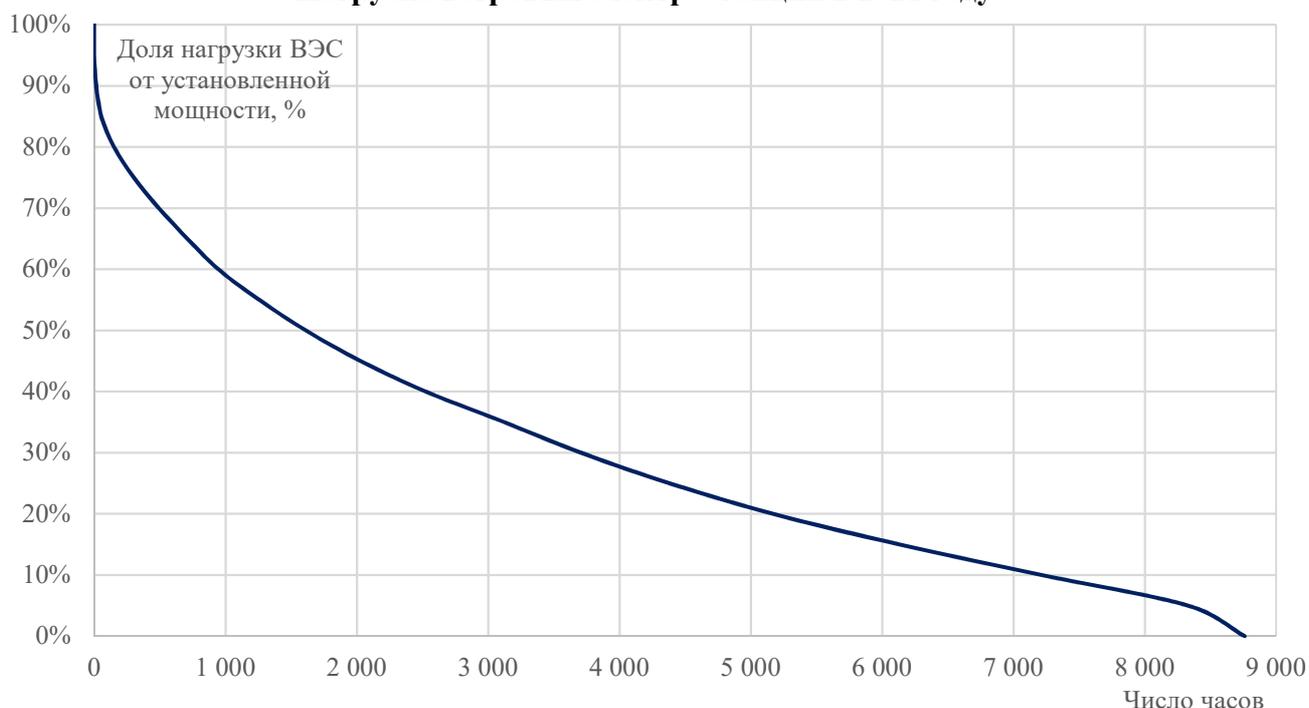


Рисунок XIII.5 – Нагрузка ветровых электростанций в 2021 году

#### XIV. 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 2021 года, в расчетной модели ЕЭС России было представлено 455 электростанций розничного рынка суммарной установленной мощностью 14 970 МВт.

В 2021 году в установленном порядке в ЕЭС России было введено в эксплуатацию 368 МВт генерирующих мощностей, функционирующих на розничном рынке. Детализированная информация об электростанциях промышленных предприятий и розничного рынка, учтенных в расчетной модели, представлена в Таблице 6.

Таблица 6  
МВт

	Декабрь 2020	Декабрь 2021	Изменение
<b>Всего, в т.ч.</b>	<b>14 676</b>	<b>14 970</b>	<b>294</b>
ТЭС	3 432	3 476	44
ГЭС	320	342	23
СЭС/ВЭС	394	390	-4
ППР	10 530	10 762	232

## **XV. 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 2021 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		
<b>1 ЦЗ</b>	144 213	161 519	159 244	156 107	26 350	2 493	4 165	10
<b>2 ЦЗ</b>	42 334	47 414	41 923	41 899	3 425	608	24	0
<b>Итого</b>	186 547	208 933	201 167	198 006	29 775	3 101	4 189	10

**Детализированная информация о тестировании генерирующего оборудования для целей аттестации в 2021 году**

Таблица П2.1

**Объемные показатели (МВт)**

<b>Объекты, подлежащие аттестации</b>	<b>Количество объектов *</b>	<b>Установленная мощность, МВт</b>	<b>Располагаемая мощность, МВт</b>
<b>Новые генерирующие объекты (ГТП), в т.ч.:</b>	48	2 585,041	2 582,621
– ТЭС и АЭС	2	1 348,151	1 345,731
– объекты ДПМ ВИЭ	46	1 236,890	1 236,890
<b>Действующее генерирующее оборудование, подлежащее тестированию</b>	350	37 727,838	37 729,382
– в целях подтверждения ранее зарегистрированных значений (не реже 1 раза в 5 лет)	335	36 157,606	36 188,493
– по факту регистрации по ГТП длительной (более 6 месяцев) неготовности к выработке	12	572,032	557,39
– по факту нахождения генерирующего оборудования в холодном резерве более 11 месяцев	1	14	13,644
– по факту превышения показателя неготовности объекта ДПМ относительно величины установленной мощности и (или) предельного объема.	2	984,2	969,403

**Детализированная информация о готовности генерирующего  
оборудования к выработке электроэнергии за 2021 год**

Таблица ПЗ.1

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

Месяц	$N^j_{не1}$	$N^j_{не2}$	$N^j_{не3}$	$N^j_{не2^{(120)max}}$	$N^j_{не2max}$	$N^j_{не2}$	$N^j_{не4}$	$N^j_{не5}$	$N^j_{не6}$	$N^j_{не8}$	$N^j_{не8}$
	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	770	53	3	465	1 583	780	736	98	92	0	20
Февраль	857	133	18	229	2 608	775	838	97	105	7	55
Март	1 120	302	77	485	1 432	947	928	88	114	4	72
Апрель	1 170	258	777	442	692	685	549	85	81	5	50
Май	1 213	45	184	532	1 133	1 250	804	166	102	4	38
Июнь	1 517	411	706	810	1 616	1 785	849	146	100	13	70
Июль	1 858	612	671	902	2 498	3 142	946	244	100	46	44
Август	1 829	700	1 406	790	1 717	2 707	1 251	218	117	25	67
Сентябрь	1 984	567	2 769	942	1 318	1 662	859	198	105	22	116
Октябрь	2 066	417	4 100	768	1 684	1 198	997	156	102	28	35
Ноябрь	2 243	507	6 111	530	1 594	1 096	1 086	156	97	13	38
Декабрь	2 107	190	6 342	618	1 555	1 844	1 394	199	117	10	73
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>1 561</b>	<b>350</b>	<b>1 930</b>	<b>626</b>	<b>1 619</b>	<b>1 489</b>	<b>936</b>	<b>154</b>	<b>103</b>	<b>15</b>	<b>57</b>

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	76	72	0	1	2
Февраль	75	59	0	0	9
Март	75	59	0	0	2
Апрель	76	62	0	1	83
Май	78	156	0	3	9
Июнь	87	171	8	2	9
Июль	81	139	0	6	9
Август	78	173	0	0	17
Сентябрь	75	136	0	0	23
Октябрь	74	78	0	0	12
Ноябрь	75	54	0	0	2
Декабрь	72	57	0	1	2
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>77</b>	<b>101</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>15</b>

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

Месяц	$N_{нв1}^j$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв3}^j$	$N_{нв2}^{j(120) \max}$	$N_{нв1}^j \max$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв4}^j$	$N_{нв5}^j$	$N_{нв6}^j$	$N_{нв8}^j$	$N_{нв8}^j$
	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	0	0	0	36	105	81	73	15	10	1	9
Февраль	0	0	0	0	41	46	24	4	6	0	4
Март	0	0	5	12	5	103	68	11	9	0	1
Апрель	0	0	0	32	10	78	36	6	5	11	2
Май	17	0	72	1	18	8	14	6	4	0	8
Июнь	110	0	45	14	22	42	17	16	6	0	2
Июль	0	17	115	77	79	110	42	7	8	7	6
Август	0	58	387	38	269	109	17	30	3	0	2
Сентябрь	0	0	471	9	45	182	55	28	15	0	0
Октябрь	0	0	937	32	20	39	25	5	9	0	3
Ноябрь	0	0	1 143	26	4	74	43	12	6	0	10
Декабрь	0	0	1 055	99	50	251	45	7	13	0	1
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>352</b>	<b>31</b>	<b>56</b>	<b>94</b>	<b>38</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>4</b>

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	4	0	0	0	0
Февраль	4	0	0	0	0
Март	4	0	0	0	0
Апрель	4	0	0	0	0
Май	4	0	0	0	0
Июнь	9	0	0	0	0
Июль	5	0	0	0	0
Август	10	0	0	0	0
Сентябрь	7	0	0	0	0
Октябрь	35	0	0	0	0
Ноябрь	13	0	0	0	0
Декабрь	13	0	0	0	0
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## 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	93,3%	17 061	3 046	792	235
Февраль	92,5%	23 995	3 685	829	261
Март	92,8%	30 302	2 965	970	271
Апрель	94,1%	37 543	1 927	545	231
Май	94,0%	39 294	2 926	765	309
Июнь	93,1%	41 799	4 280	852	343
Июль	91,3%	41 606	6 770	979	449
Август	91,5%	48 323	5 628	1 223	449
Сентябрь	92,8%	46 182	4 153	900	473
Октябрь	92,9%	38 355	3 731	999	325
Ноябрь	92,0%	31 777	3 313	1 086	321
Декабрь	93,9%	21 858	4 392	1 416	404
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>92,8%</b>	<b>34 841</b>	<b>3 901</b>	<b>947</b>	<b>339</b>

\* - 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	93,4%	2 166	113	110	25
Февраль	90,6%	2 166	341	61	40
Март	87,4%	3 113	146	26	11
Апрель	94,8%	4 353	29	22	18
Май	92,4%	3 394	186	81	22
Июнь	91,3%	4 748	201	98	71
Июль	91,2%	5 500	301	36	130
Август	90,9%	4 435	162	120	120
Сентябрь	91,7%	4 635	377	67	98
Октябрь	92,4%	3 231	195	135	54
Ноябрь	92,0%	2 364	290	130	36
Декабрь	92,9%	1 584	193	61	41
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>91,8%</b>	<b>3 474</b>	<b>211</b>	<b>79</b>	<b>56</b>

\* - 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 ремонт	Неплановые ремонт до РСВ	Неплановые ремонт после РСВ	Аварийные ремонт
Январь	93,2%	4 484	858	118	59
Февраль	92,6%	5 477	939	172	64
Март	93,4%	7 084	827	214	49
Апрель	94,1%	8 179	158	130	71
Май	96,6%	8 607	105	52	33
Июнь	96,6%	8 633	231	77	31
Июль	96,5%	8 620	240	72	67
Август	96,4%	9 836	445	51	44
Сентябрь	96,6%	8 132	321	120	38
Октябрь	95,5%	7 712	403	175	48
Ноябрь	94,9%	7 216	307	201	35
Декабрь	105,2%	6 255	562	348	73
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>95,9%</b>	<b>7 520</b>	<b>450</b>	<b>144</b>	<b>51</b>

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

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонт	Неплановые ремонт до РСВ	Неплановые ремонт после РСВ	Аварийные ремонт
Январь	93,5%	2 229	101	43	19
Февраль	93,4%	2 528	61	51	18
Март	93,9%	2 613	97	30	18
Апрель	92,5%	2 902	225	49	24
Май	92,4%	2 709	230	91	71
Июнь	92,4%	3 503	336	63	41
Июль	91,8%	4 336	349	42	16
Август	90,2%	5 327	492	167	51
Сентябрь	93,3%	6 504	221	60	55
Октябрь	93,5%	4 009	151	44	34
Ноябрь	92,8%	3 579	124	21	32
Декабрь	92,7%	2 124	438	152	68
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>92,7%</b>	<b>3 530</b>	<b>236</b>	<b>68</b>	<b>37</b>

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	94,6%	2 774	688	171	31
Февраль	93,4%	5 302	1 050	205	42
Март	93,8%	7 224	632	361	75
Апрель	95,1%	7 551	638	138	50
Май	92,5%	7 496	1 494	278	89
Июнь	92,9%	7 071	1 282	267	74
Июль	94,5%	7 065	727	191	57
Август	92,8%	9 606	1 375	300	75
Сентябрь	90,6%	8 122	1 671	217	138
Октябрь	92,3%	9 283	1 365	220	88
Ноябрь	88,7%	9 073	1 542	307	107
Декабрь	89,7%	5 750	1 143	297	112
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>92,6%</b>	<b>7 193</b>	<b>1 134</b>	<b>246</b>	<b>78</b>

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	91,3%	3 264	908	183	44
Февраль	90,8%	4 524	944	144	50
Март	91,7%	5 768	897	142	64
Апрель	93,4%	10 181	496	85	29
Май	93,5%	10 963	638	156	57
Июнь	89,7%	11 303	1 789	203	78
Июль	83,0%	10 243	3 889	298	94
Август	87,2%	12 699	1 930	365	55
Сентябрь	91,0%	11 205	798	281	87
Октябрь	90,7%	7 873	1 038	210	60
Ноябрь	91,6%	4 945	524	148	62
Декабрь	88,5%	2 690	1 341	293	63
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>90,2%</b>	<b>7 971</b>	<b>1 266</b>	<b>209</b>	<b>62</b>

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	94,8%	1 218	171	111	24
Февраль	94,6%	2 955	274	174	32
Март	94,3%	2 875	247	138	37
Апрель	95,0%	2 379	259	90	18
Май	95,4%	3 821	247	97	25
Июнь	95,4%	3 762	376	130	26
Июль	90,6%	3 454	1 002	303	59
Август	89,8%	3 811	862	205	70
Сентябрь	93,4%	4 890	570	105	19
Октябрь	93,5%	4 080	517	193	26
Ноябрь	93,0%	2 695	421	236	24
Декабрь	95,2%	2 206	318	221	28
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>93,8%</b>	<b>3 179</b>	<b>439</b>	<b>167</b>	<b>32</b>

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	96,2%	926	207	56	33
Февраль	97,7%	1 043	76	22	14
Март	97,0%	1 625	119	60	17
Апрель	97,4%	1 999	121	31	21
Май	98,3%	2 306	26	10	12
Июнь	96,9%	2 778	64	14	21
Июль	96,1%	2 389	261	38	26
Август	94,7%	2 609	362	15	35
Сентябрь	96,4%	2 693	195	51	38
Октябрь	98,1%	2 166	61	22	14
Ноябрь	97,4%	1 905	104	43	24
Декабрь	95,2%	1 250	398	45	18
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>96,8%</b>	<b>1 974</b>	<b>166</b>	<b>34</b>	<b>23</b>

\* - 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	205	39	8	3
Амурская область	571	26	4	1
Архангельская область	135	11	2	1
Астраханская область	133	14	11	3
Белгородская область	29	8	1	0
Брянская область	0	0	0	0
Владимирская область	51	1	1	0
Волгоградская область	455	35	5	1
Вологодская область	153	159	5	1
Воронежская область	552	149	18	3
г.Москва	1 837	359	47	17
г.Санкт-Петербург	878	37	18	13
г.Севастополь	40	1	0	0
Забайкальский край	289	69	14	2
Ивановская область	142	10	4	2
Иркутская область	1 997	17	19	7
Кабардино-Балкарская Республика	44	0	0	0
Калининградская область	140	1	1	0

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Калужская область	1	0	0	0
Карачаево-Черкесская Республика	17	9	1	0
Кемеровская область - Кузбасс	940	10	34	13
Кировская область	110	6	1	0
Костромская область	758	49	11	2
Краснодарский край	400	50	7	3
Красноярский край	2 206	214	45	14
Курганская область	82	0	0	0
Курская область	944	114	27	4
Ленинградская область	1 284	129	50	34
Липецкая область	51	1	0	4
Московская область	995	240	28	7
Мурманская область	601	18	5	1
Нижегородская область	424	12	5	2
Новгородская область	57	10	2	5
Новосибирская область	548	4	5	2
Омская область	237	14	6	3
Оренбургская область	425	12	5	1
Орловская область	70	4	3	1
Пензенская область	74	1	0	1
Пермский край	1 206	261	38	12
Приморский край	646	54	14	8
Псковская область	117	0	0	0
Республика Адыгея	0	0	0	0

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Республика Алтай	0	0	0	0
Республика Башкортостан	824	96	12	6
Республика Бурятия	530	20	10	3
Республика Дагестан	220	2	2	1
Республика Ингушетия	0	0	0	0
Республика Калмыкия	0	0	0	0
Республика Карелия	46	3	2	1
Республика Коми	216	1	1	1
Республика Крым	73	10	2	1
Республика Марий Эл	16	0	0	0
Республика Мордовия	12	1	1	0
Республика Саха (Якутия)	265	66	6	8
Республика Северная Осетия-Алания	57	3	2	1
Республика Татарстан (Татарстан)	1 107	151	31	24
Республика Тыва	0	0	0	0
Республика Хакасия	390	6	1	1
Ростовская область	1 027	281	123	14
Рязанская область	635	24	17	4
Самарская область	659	45	18	5
Саратовская область	894	19	10	3
Свердловская область	1 806	397	128	28
Смоленская область	590	27	9	2
Ставропольский край	657	26	12	7
Тамбовская область	53	12	1	1

<b>Субъект Российской Федерации</b>	<b>Плановые ремонты</b>	<b>Неплановые ремонты до РСВ</b>	<b>Неплановые ремонты после РСВ</b>	<b>Аварийные ремонты</b>
Тверская область	549	59	24	6
Томская область	178	56	2	3
Тульская область	257	36	13	7
Тюменская область	272	52	11	2
Удмуртская Республика	125	2	0	0
Ульяновская область	60	3	2	0
Хабаровский край	492	19	10	6
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	1 764	159	30	7
Челябинская область	517	135	19	20
Чеченская республика	54	7	1	0
Чувашская Республика - Чувашия	285	3	1	1
Ямало-Ненецкий автономный округ	61	13	1	0
Ярославская область	305	15	1	1