



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Отчет об объемах поставленной на оптовый рынок мощности в 2020 году

I. Основные показатели поставки мощности на оптовый рынок

Среднегодовая величина установленной мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке, за период с 2014 по 2020 годы увеличилась на 7,5% (с 215,5 ГВт до 231,6 ГВт). Рост в первую очередь был обусловлен вводом объектов, поставка мощности которых осуществляется по договорам о предоставлении мощности (ДПМ), а также новых АЭС/ГЭС.

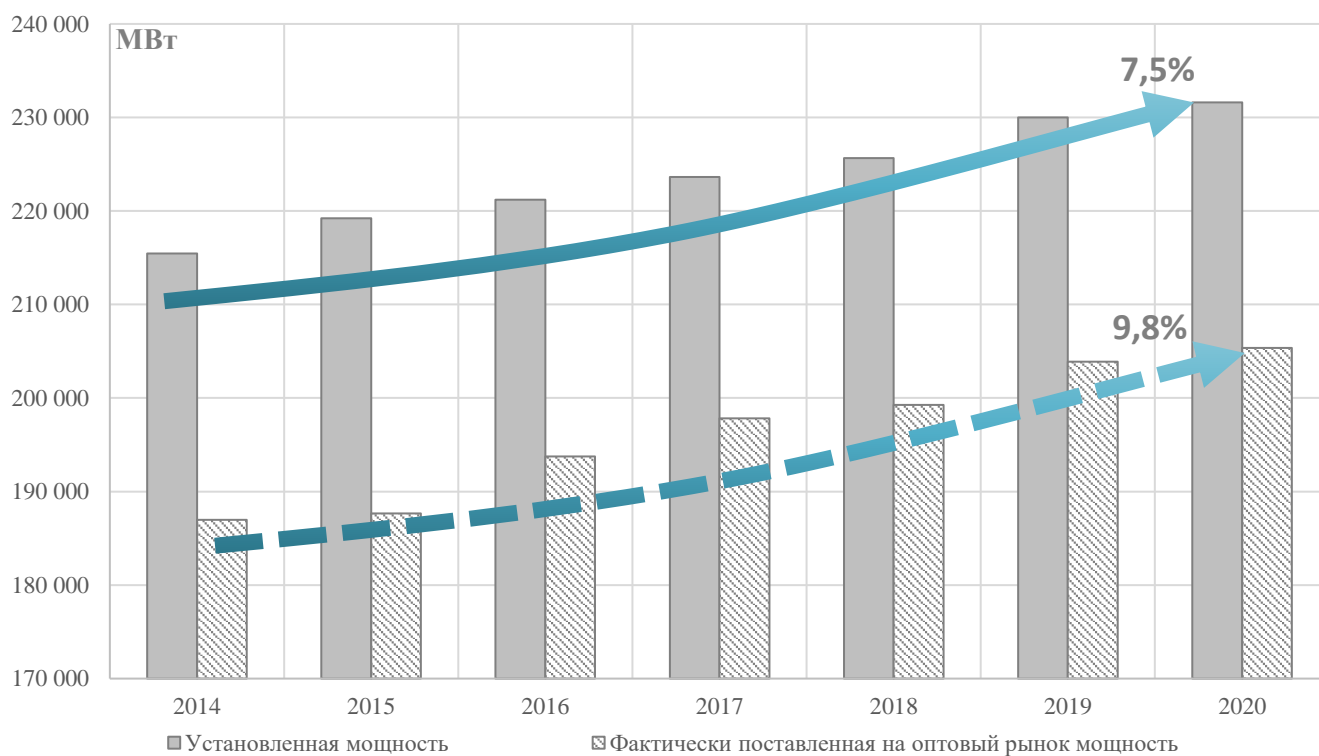


Рисунок I.1 – Установленная и фактически поставленная мощности

Среднегодовой объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, определяемый в соответствии с правилами и регламентами оптового рынка в отношении генерирующих объектов, имеющих обязательства по поставке мощности, за период с 2014 по 2020 годы увеличился на 9,8% (с 187,3 ГВт до 205,4 ГВт). Рост в первую очередь был обусловлен увеличением объемов обязательств по поставке мощности на оптовый рынок в связи с вводом в эксплуатацию новых объектов.

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

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. Среднегодовые объемы мощности функционирующих на оптовом рынке генерирующих объектов, поставляющих мощность по результатам КОМ, приведены на рисунке I.2.

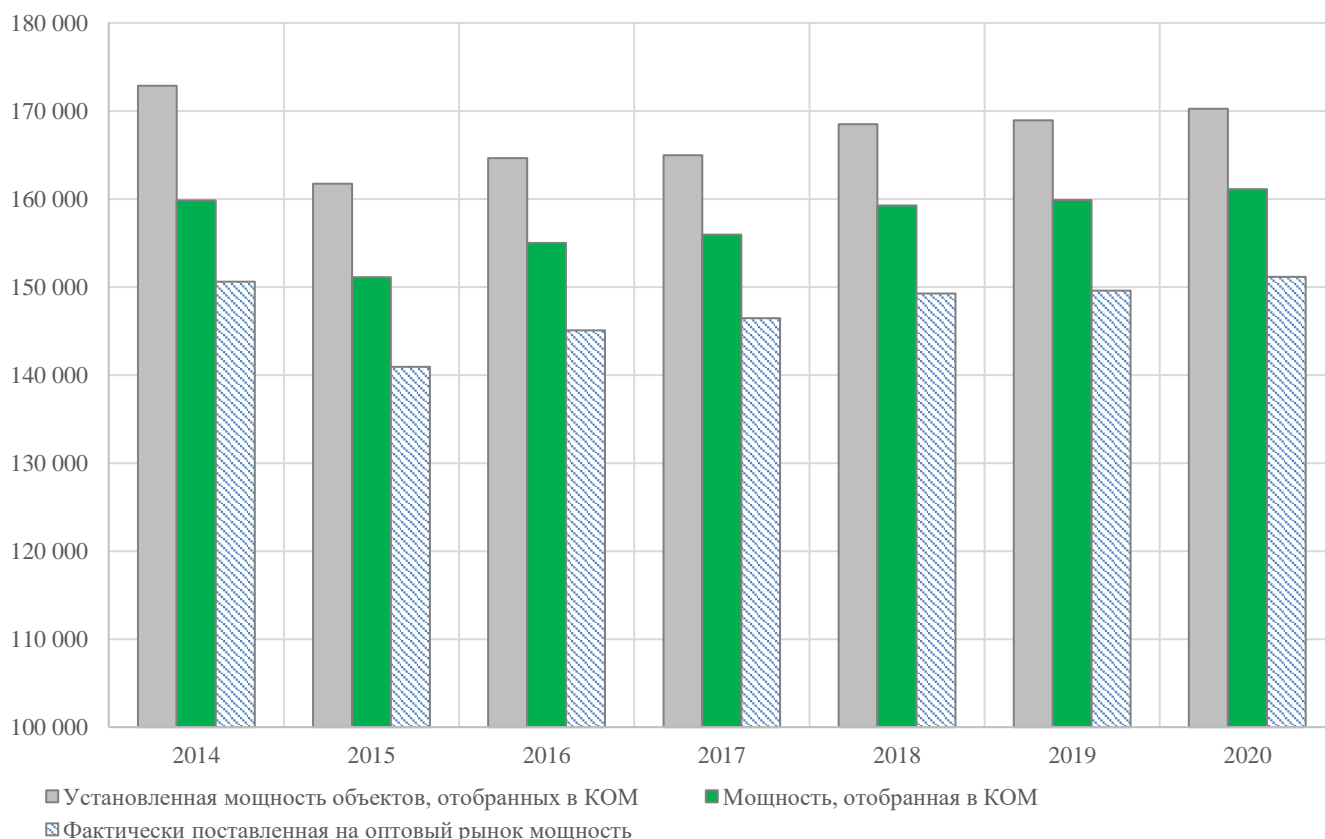


Рисунок I.2 – Объемы мощности, поставляемые на оптовый рынок по результатам КОМ

Основной объем проводимых ремонтов приходится на долю плановых ремонтов, которые в большей своей части подлежат оплате и не приводят к снижению 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, который в 2020 году на генерирующих объектах, поставляющих мощность по результатам КОМ, относительно установленной мощности, составил 36,5 ГВт.

Среднегодовые объемы снижений мощности, поставляемой на оптовый рынок

	Среднегодовая величина, МВт	% от установленной мощности
Установленная мощность объектов, отобранных в КОМ	170 244	100.0%
Предельный объем поставки мощности объектов, отобранных в КОМ	169 499	99.6%
Обязательства объектов, отобранных в КОМ	161 109	94.6%
Объем плановых ремонтов	26 108	15.3%
Объем ограничений установленной мощности	7 778	4.6%
Объем неплановых и аварийных ремонтов	2 611	1.5%
Мощность, готовая к несению нагрузки (доступная мощность)	134 653	79.1%
Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности	151 137	88.8%

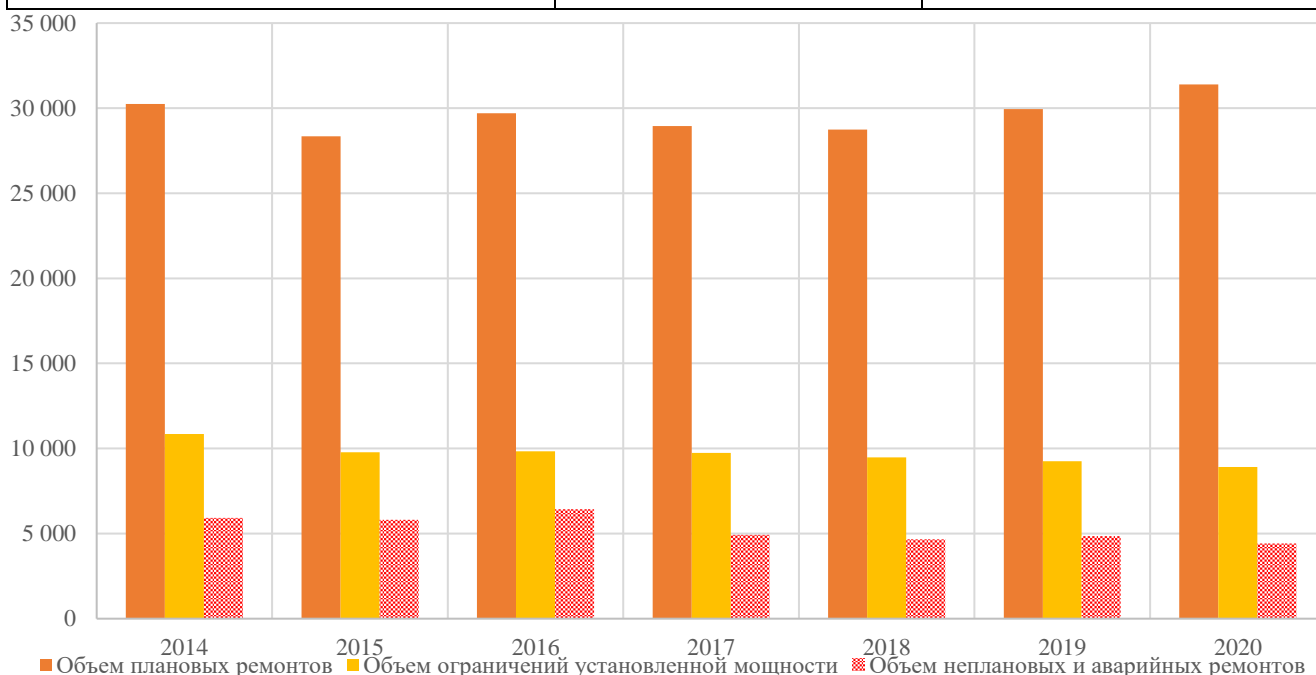


Рисунок I.3 – Объемы снижений мощности

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 объем недопоставки мощности на оптовый

рынок. Среднегодовой объем недопоставки мощности на оптовый рынок по генерирующим объектам, поставляющих мощность по результатам КОМ, в 2020 году составил 11,3 ГВт.

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

Величина обязательств по результатам КОМ 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 обязательств по результатам КОМ, незначителен.

Плановые ремонты хоть и составляют основную долю в суммарном объеме физических снижений мощности, но в большей своей части они подлежат оплате. Исключение составляют случаи превышения установленной Правилами ОРЭМ [1] длительности планового ремонта в предшествующие 12 месяцев и предшествующие 4 года, а также превышение объемов фактической и согласованной ремонтных площадок.

Неплановые и аварийные ремонты составляют минимальную долю в суммарном объеме физических снижений мощности, но в силу применения к указанным снижениям понижающих коэффициентов, величина которых варьируется от 1,05 до 3, указанные ремонты оказывают максимальное влияние на объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности.

Информация о факторах, влияющих на фактически поставленную на оптовый рынок мощность в 2020 году, представлена в таблице 2.

Таблица 2

Среднегодовые физические объемы, и их влияние на фактически поставленную на оптовый рынок мощность

	Среднегодовая величина, МВт	Влияние на фактически поставленную на оптовый рынок мощность, МВт
Установленная мощность объектов, отобранных в КОМ	170 244	-
Предельный объем поставки мощности объектов, отобранных в КОМ	169 499	-
Обязательства объектов, отобранных в КОМ	161 109	-
Объем плановых ремонтов	26 108	1 206
Объем ограничений установленной мощности	7 778	472
Объем неплановых и аварийных ремонтов	2 611	3 760
Объем потребления мощности на собственные нужды	5 008	-

В 2014-2020 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 (коэффициентов 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 2020 годы в отношении электростанций оптового рынка приведены в таблице 3.

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
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
изменение к предшествующему году, %		1,7%	0,9%	1,1%	0,9%	1,9%	0,7%
Обязательства объектов, отобранных в КОМ, договорные объемы ДПМ, МВР	200 127	204 331	210 356	212 144	216 002	218 571	219 405
изменение к предшествующему году, %		2,1%	2,9%	0,9%	1,8%	1,2%	0,4%
Объем недопоставки мощности на оптовый рынок, МВт	12 233	15 759	15 939	14 266	14 999	14 825	14 426
изменение к предшествующему году, %		28,8%	1,1%	-10,5%	5,1%	-1,2%	-2,7%
Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт	196 943	197 244	197 831	197 805	199 266	203 876	205 368
изменение к предшествующему году, %		0,2%	0,3%	0,0%	0,7%	2,3%	0,7%
Генерирующие объекты, поставляющие мощность по результатам КОМ							
Установленная мощность, МВт	172 325	161 505	164 412	164 756	167 855	168 579	169 830
изменение к предшествующему году, %		-6,3%	1,8%	0,2%	1,9%	0,4%	0,7%
Обязательства объектов, отобранных в КОМ, МВт	159 824	151 105	155 008	155 948	159 259	159 885	161 109
изменение к предшествующему году, %		-5,5%	2,6%	0,6%	2,1%	0,4%	0,8%
Объем недопоставки мощности на оптовый рынок, МВт	9 777	11 266	11 644	10 703	11 375	11 480	11 146
изменение к предшествующему году, %		15,2%	3,4%	-8,1%	6,3%	0,9%	-2,9%
Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт	150 300	140 929	145 019	146 417	148 853	149 398	150 936
изменение к предшествующему году, %		-6,2%	2,9%	1,0%	1,7%	0,4%	1,0%

II. Генерирующее оборудование, функционирующее на оптовом рынке

Под поставкой мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности понимается обеспечение готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, включая проведение необходимых ремонтов оборудования.

По состоянию на декабрь 2020 года поставку мощности на оптовом рынке осуществляли 107 участников оптового рынка с использованием 448 электростанций, представленных 733 группами точек поставки генерации (ГТПГ), в состав которых входит 1 984 единицы генерирующего оборудования. Суммарная установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке, по состоянию на декабрь 2020 года составила 231,2 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 01.01.2021 составила 245,3 ГВт, из которых 229,8 ГВт составляет установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке, а 14,7 ГВт – установленная мощность электростанций розничного рынка, представленных в расчетной модели. Установленная мощность электростанций розничного рынка, не представленных в расчетной модели, либо не прошедших процедуру аттестации, предусмотренную регламентами оптового рынка, не превышает 1 ГВт.

Значение предельного объема поставки мощности может быть как ниже установленной мощности (при наличии ограничений), так и выше установленной мощности. Среднее значение предельного объема поставки мощности в 2020 году составило 229,0 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 2020 году составило 227,6 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 в

группе точек поставки (ГТП) собственных нужд электростанции, а также объемов недопоставки мощности, рассчитанных в соответствии с Правилами ОРЭМ [1] и обусловленных временной полной или частичной неготовностью оборудования к работе.

Таблица 2

Среднегодовые объемы мощности за 2020 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)	246 234		
Оптовый рынок в целом	231 601	227 601	205 368
<i>Ценовые зоны:</i>	216 226	212 285	190 365
Первая ценовая зона	166 148	163 923	147 218
Вторая ценовая зона	50 078	48 362	43 147
<i>Неценовые зоны:</i>	15 375	15 316	15 003
Архангельская область	1 028	1 028	1 020
Калининградская область	1 735	1 735	1 728
Республика Коми	1 747	1 747	1 705
Дальний Восток	10 865	10 806	10 551
Розничный рынок **	14 633	—	—

* - 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.

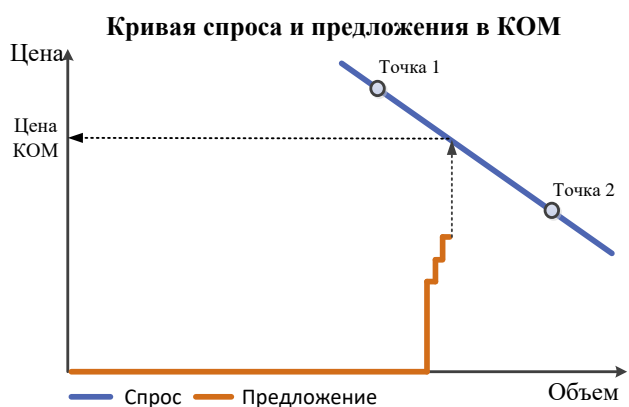
III. Обязательства по поставке мощности в ценовых зонах

Поставка мощности в ценовых зонах оптового рынка осуществляется поставщиками, принявшими на себя на соответствующий год обязательства по обеспечению готовности к выработке электроэнергии генерирующего оборудования, 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;

- 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 2

Информация о КОМ на 2020 год

	Первая точка		Вторая точка		Объем отобранного предложения*, МВт	Цена мощности, руб/МВт
	Спрос, МВт	Цена, руб/МВт	Спрос, МВт	Цена, руб/МВт		
Первая ценовая зона	142 511	156 000	159 612	114 000	159 698	115 199.69
Вторая ценовая зона	39 668	218 000	44 428	156 000	41 204	190 512.30
Итого	182 179		204 040		200 902	

* - объем отобранного предложения включает объемы мощности, отобранные по цене КОМ, 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.

В соответствии с математической моделью КОМ [4] переток из первой во вторую ценовую зону в КОМ на 2020 год учтен в размере максимально допустимого объема поставки мощности – 574,551 МВт.

Объем поставляемой на оптовый рынок мощности по результатам конкурентного отбора мощности в 2020 году составил 78,4 %, объем мощности объектов ДПМ составил 18 %, а объектов МВР – 3,6 %.

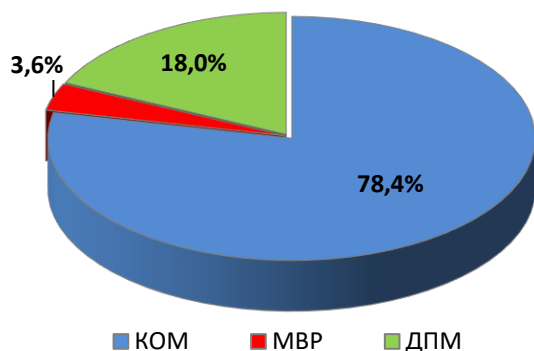


Таблица 3

Объемы мощности, учтенные и отобранные по результатам КОМ на 2020 год

	Всего	Первая ЦЗ	Вторая ЦЗ
Поставка мощности на оптовый рынок *, в т.ч.	200 902	159 698	41 204
КОМ	157 456	121 157	36 299
МВР	7 190	5 927	1 263
ДПМ и договоры новых АЭС/ГЭС	36 257	32 615	3 642
Объем мощности объектов розничной генерации, учтенный при проведении КОМ	7 679	6 383	1 296

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

Детализированная информация о результатах КОМ на 2020 год представлена в Приложении 1.

Фактический состав генерирующего оборудования, с использованием которого осуществляется поставка мощности на оптовый рынок, может отличаться от состава генерирующего оборудования, отобранного по результатам КОМ. Причинами такого отличия могут быть как функционирование объектов на розничном рынке, вывод оборудования из эксплуатации, так и 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 2020 год, с использованием которого не осуществлялась поставка мощности, в декабре 2020 года составила 3 335 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 установленном порядке

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 2020 года собственниками оборудования, представленного на оптовом рынке, было заявлено об изменении установленной мощности генерирующего оборудования (включая изменения, заявленные в декабре 2020 и учтенные при формировании реестра предельных объемов поставки мощности на январь 2021 года), обусловленном:

- вводом генерирующего оборудования в эксплуатацию – 2 145 МВт, при этом более 57% вводов пришлось на новые объекты ДПМ ВИЭ;
- выводом генерирующего оборудования из эксплуатации – 3 187 МВт;
- перемаркировкой генерирующего оборудования – +168 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.

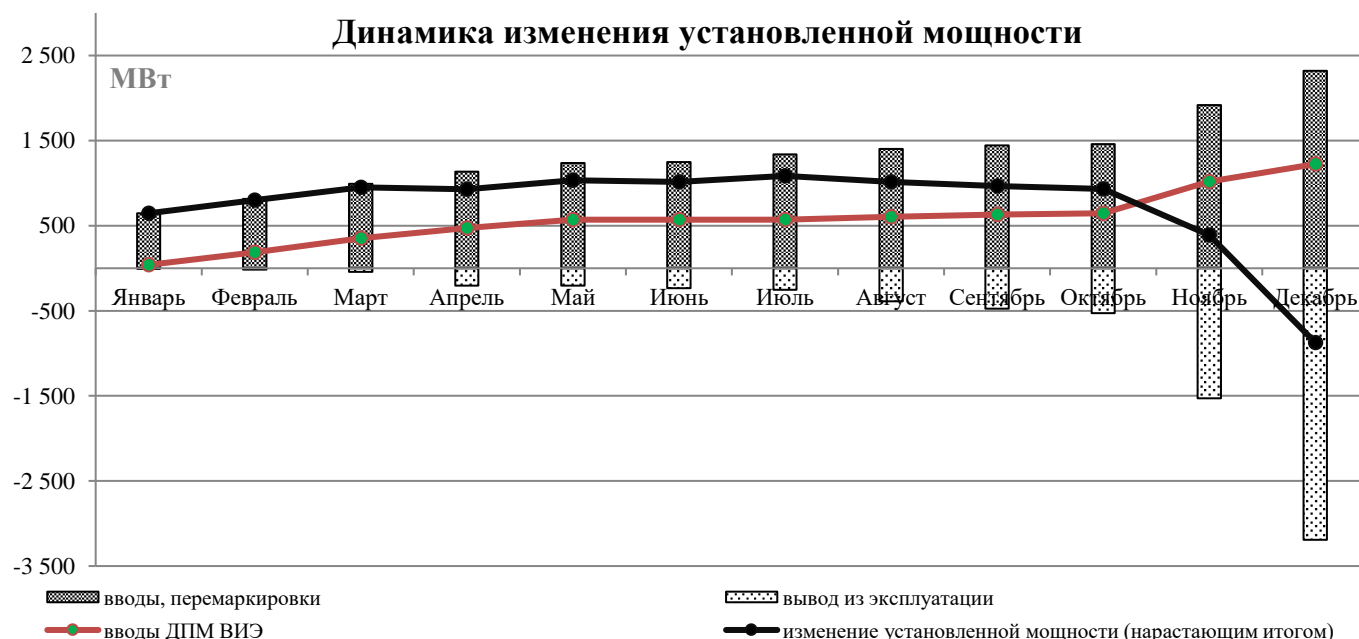
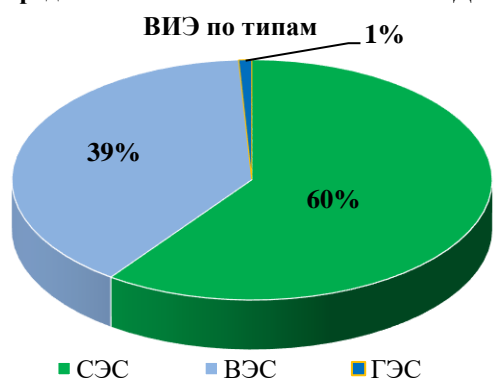


Рисунок IV.1 – Динамика изменения установленной мощности генерирующего оборудования, функционирующего на оптовом рынке

В течение 2020 года собственниками оборудования в ценовых и неценовых зонах оптового рынка в рамках аттестационных испытаний было проведено тестирование 619 единиц генерирующего оборудования на 172 электростанциях. Количество тестирований снизилось на 13,8% относительно 2019 года, что в первую очередь было обусловлено изменениями в Правила ОРЭМ [1] в 2020 году в части исключения требования обязательного ежегодного тестирования генерирующего оборудования, с даты выпуска которого до начала года поставки прошло более 55 лет.

Распределение аттестованных объектов ДПМ



В течение 2020 года было аттестовано 48 объектов ДПМ ВИЭ суммарной установленной мощностью 1 224 МВт. В соответствии с регламентами оптового рынка предельный объем поставки объектов ДПМ ВИЭ, относящихся к солнечной и ветровой генерации, определяется равным установленной мощности (без учета результатов тестирования) при соблюдении установленных требований, в том числе

признании 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 01.01.2021 составила 2 372 МВт, в том числе установленная мощность солнечных электростанций составила 1 422,7 МВт, а ветровых электростанций – 928,8 МВт.

Детализированная информация о тестировании генерирующего оборудования для целей аттестации в 2020 году представлена в Приложении 2.

V. Фактическая поставка мощности на оптовый рынок в ценовых зонах



Фактически поставленная на оптовый рынок мощность [3] определяется в пределах объемов мощности, определяющих 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 2020 году составило 190 365 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 6 631 МВт, определяемое параметрами готовности – 13 493 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 2020 году составил соответственно 0,9570 и 0,6470, а соответствующий им коэффициент дифференциации составил 1,2507.

Информация о помесечных значениях средневзвешенного коэффициента дифференциации в 2020 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).

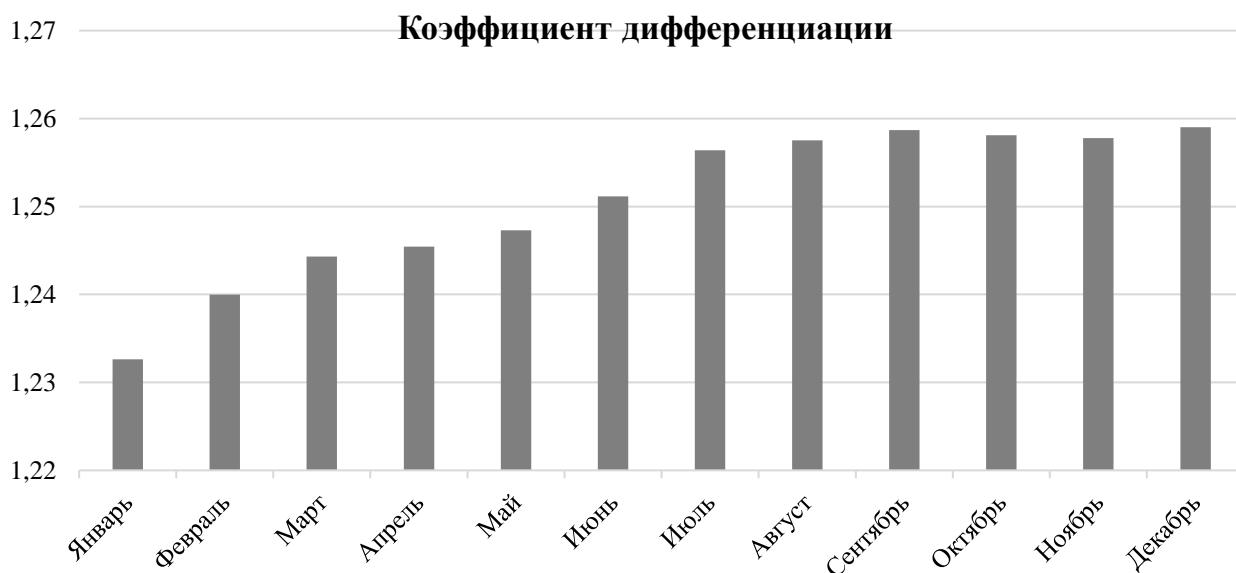


Рисунок V.1 – Помесячные коэффициенты дифференциации в 2020 году

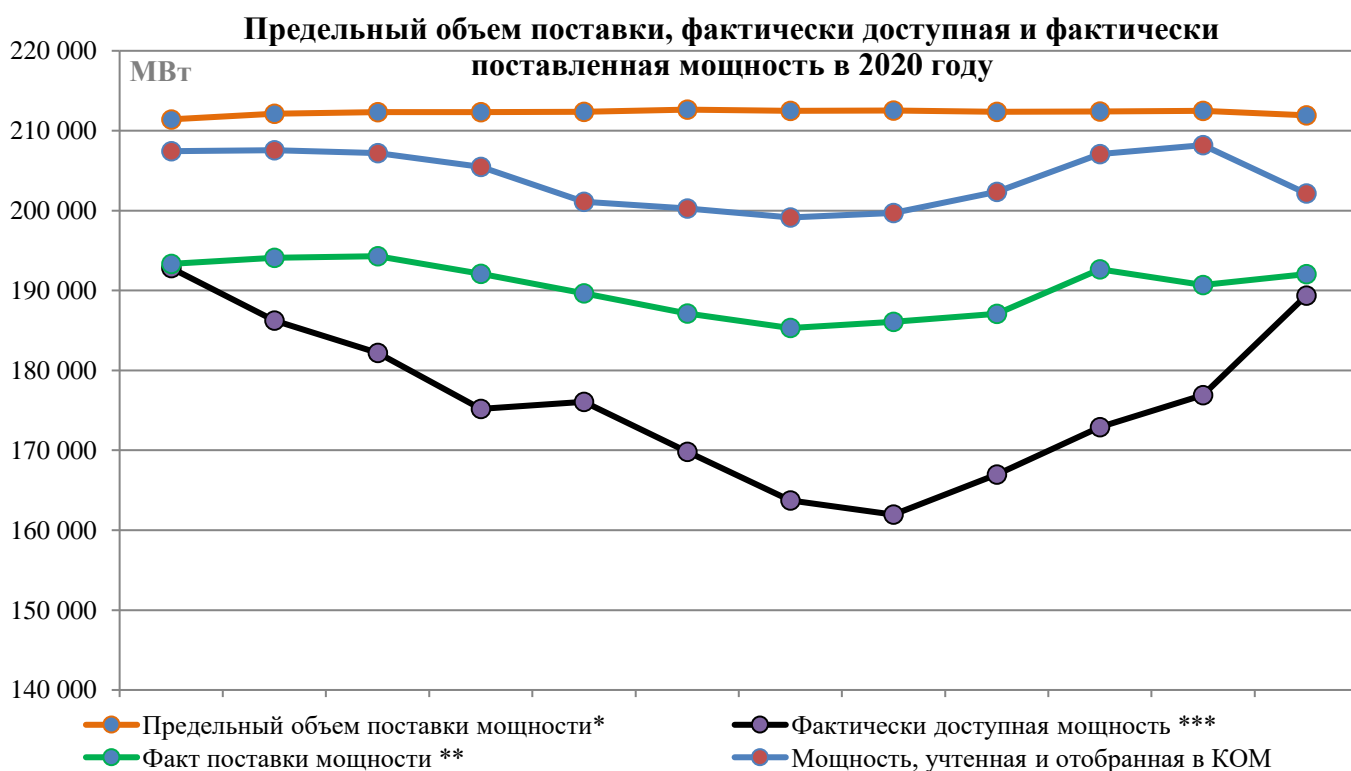
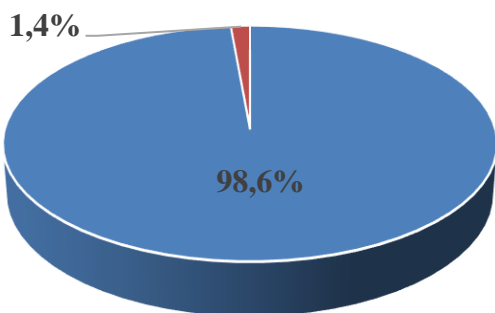


Рисунок V.2 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная мощность

* – 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

Виды недопоставки мощности



- Снижение фактически доступной мощности
- Иные параметры неготовности

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 штрафного коэффициента, в ценовых зонах оптового рынка в 2020 году составил 13 493 МВт.

Основной объем недопоставки мощности (98,6 %) 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 2020 году доля таких снижений в объеме факта поставки за месяц находилась в диапазоне 1,1 % – 1,9 % и в целом по году составила 1,4 %.

Детализированная информация о снижениях фактически поставленной мощности в ценовых зонах оптового рынка в 2020 году приведена в Приложении 3.

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



В среднем в течение 2020 года в ценовых зонах оптового рынка в ремонтах постоянно находилось 36 107 МВт мощности генерирующих объектов. Основной объем «физического» снижения мощности (31 513 МВт или 87,3 %) 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 (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 ($\Delta_{изм}, \Delta_6, \Delta_{8.1}, \Delta_{8.2}$).

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 2020 года составил 17 157 МВт, в том числе 561 МВт генерирующих мощностей, выведенных из работы для целей реализации мероприятий по модернизации генерирующего оборудования.

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 2020 году было зарегистрировано в августе и составило 65 625 МВт. Информация о среднемесячных снижениях мощности электростанций оптового рынка, поставляющих мощность в 2020 году, приведена на рисунках VII.1, VII.2, VII.3.

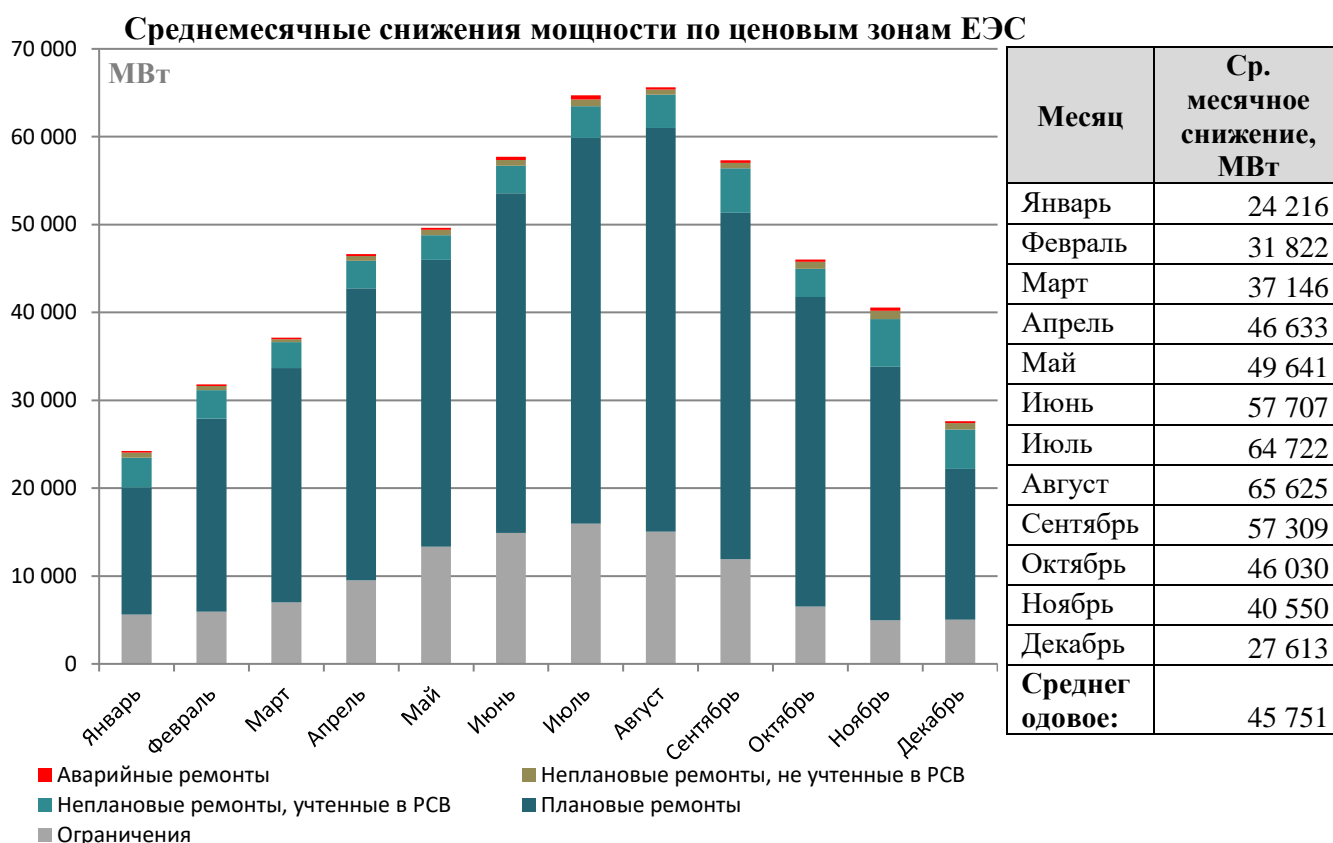
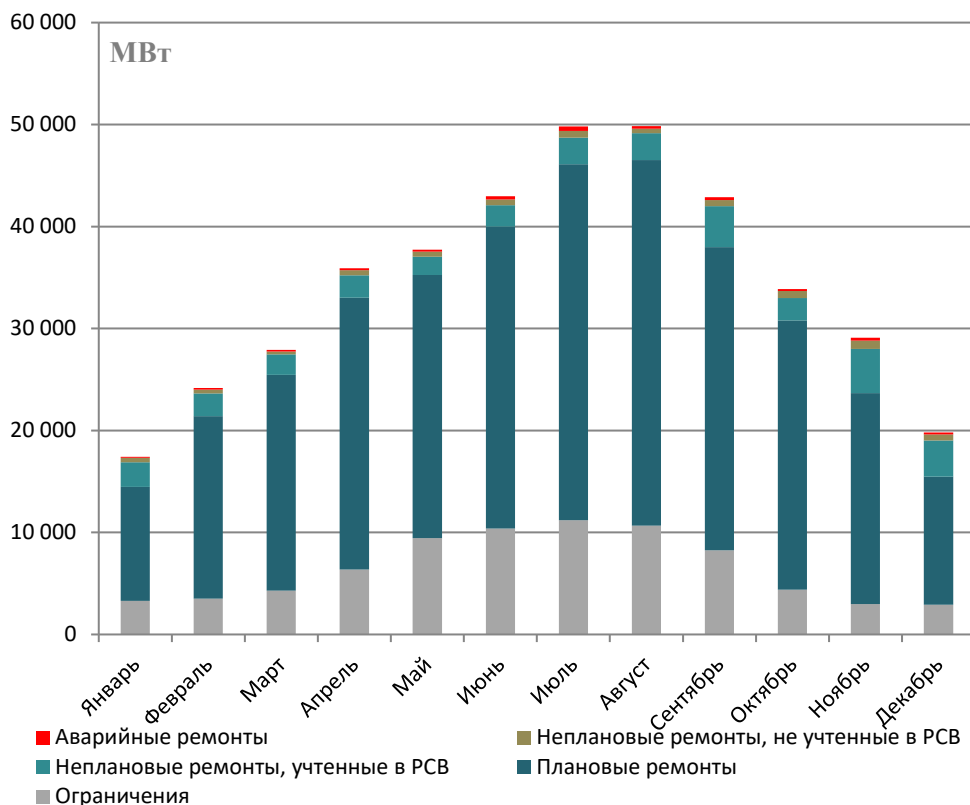


Рисунок VII.1 – Среднемесячные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

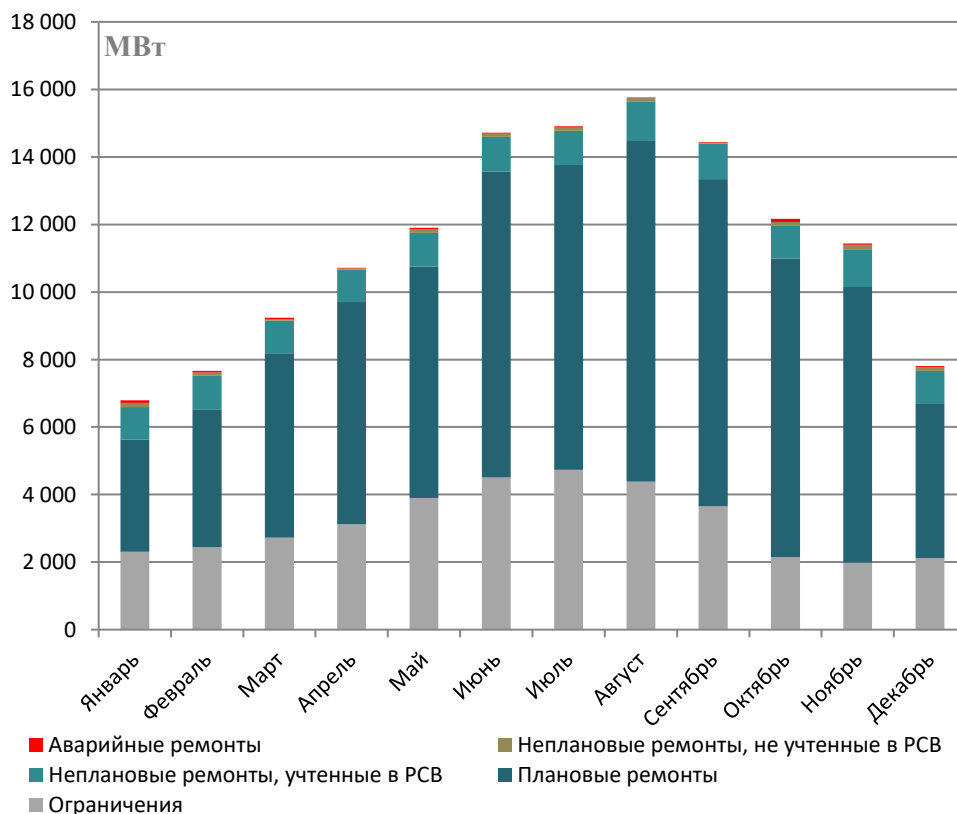
Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне



Месяц	Ср. месячное снижение, МВт
Январь	17 425
Февраль	24 160
Март	27 907
Апрель	35 913
Май	37 743
Июнь	42 985
Июль	49 818
Август	49 861
Сентябрь	42 871
Октябрь	33 863
Ноябрь	29 111
Декабрь	19 804
Средне годовое:	34 288

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	6 791
Февраль	7 662
Март	9 239
Апрель	10 719
Май	11 899
Июнь	14 722
Июль	14 904
Август	15 765
Сентябрь	14 438
Октябрь	12 166
Ноябрь	11 439
Декабрь	7 809
Средне годовое:	11 463

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 2020 году составила 11,0 %, а максимальная доля составила 24,8 % и была зарегистрирована 25.11.2020. Максимальное часовое снижение мощности в ценовых зонах оптового рынка в целом (70 255 МВт) было зарегистрировано 08.08.2020, а минимальное часовое снижение (18 187 МВт) было зарегистрировано 01.01.2020.

Среднесуточная динамика объемов снижения мощности за 2020 год с разделением по видам приведена на рисунках VII.4, VII.5, VII.6.

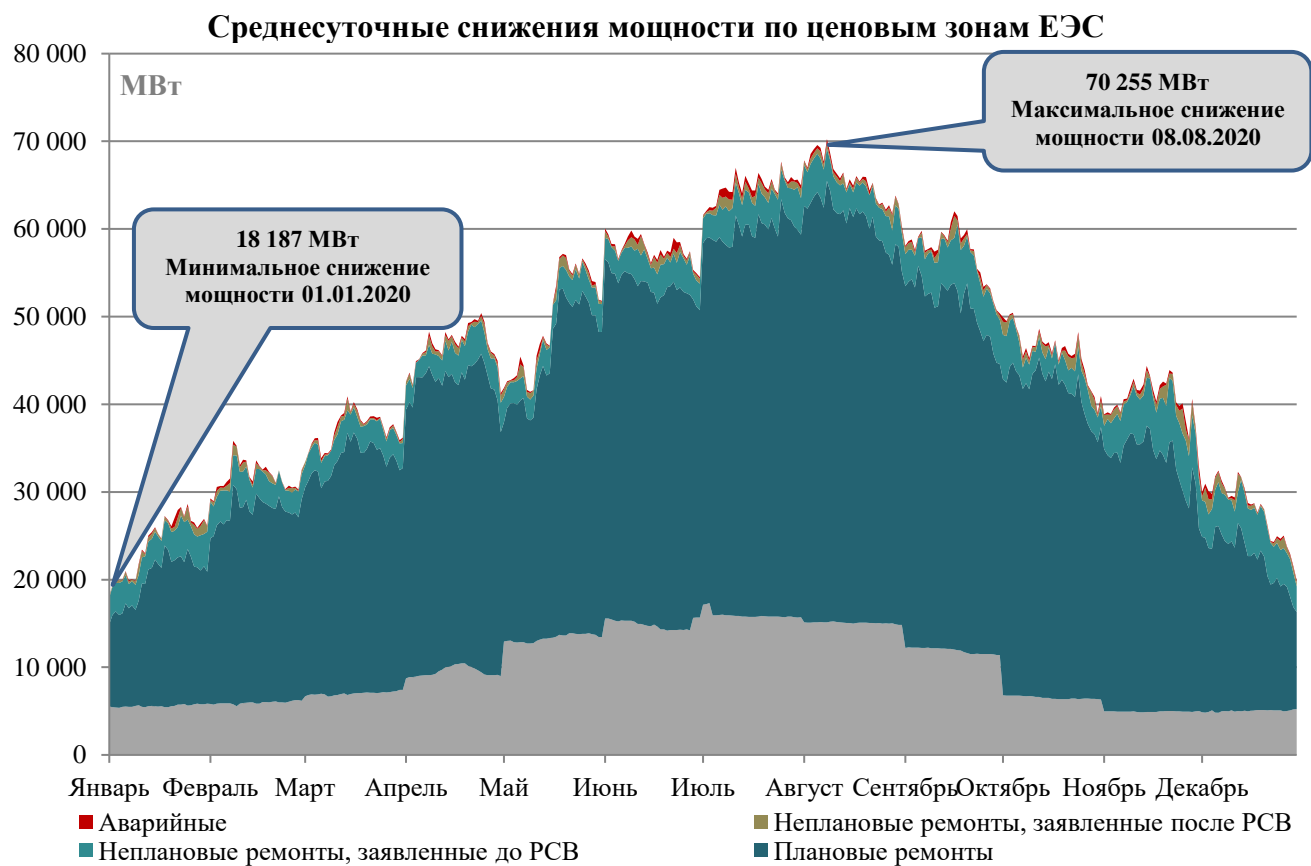


Рисунок VII.4 – Среднесуточные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне

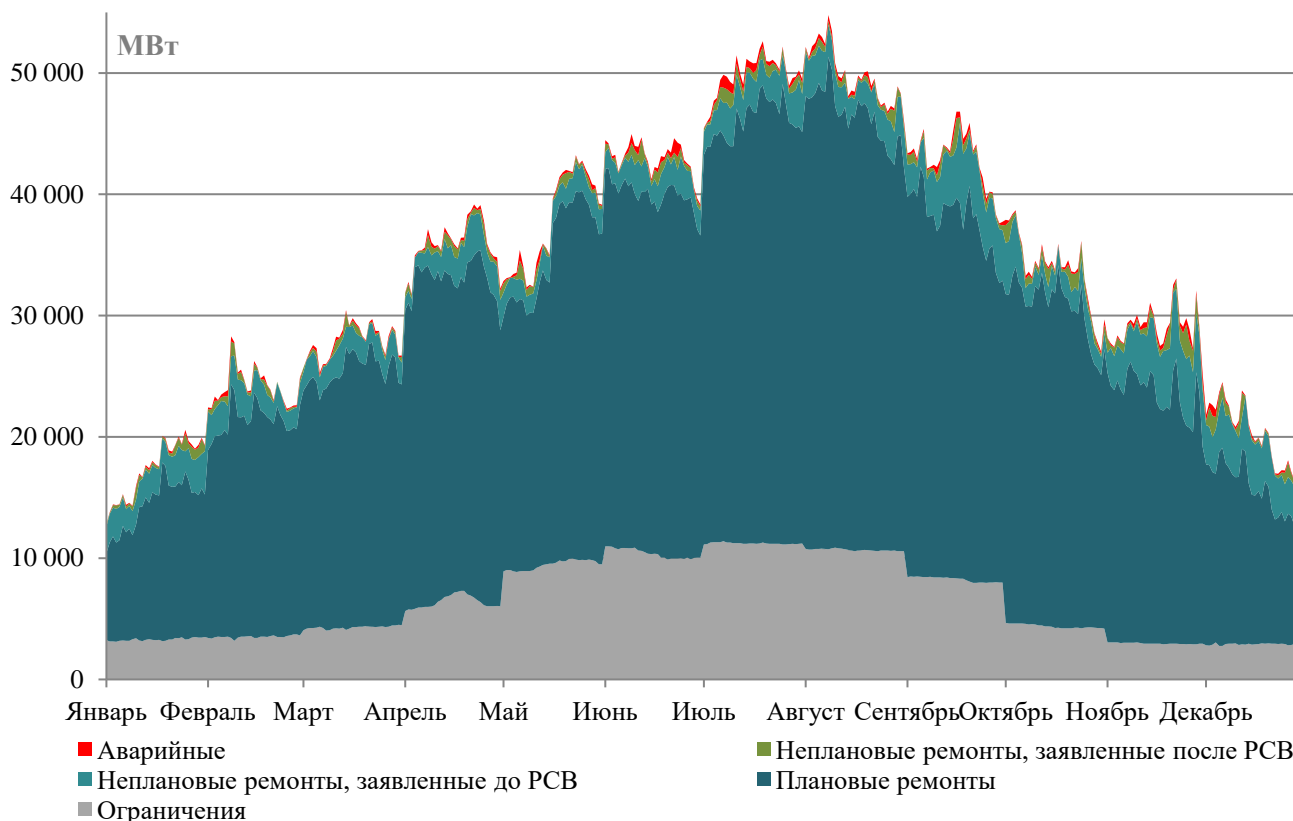


Рисунок VII.5 – Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне

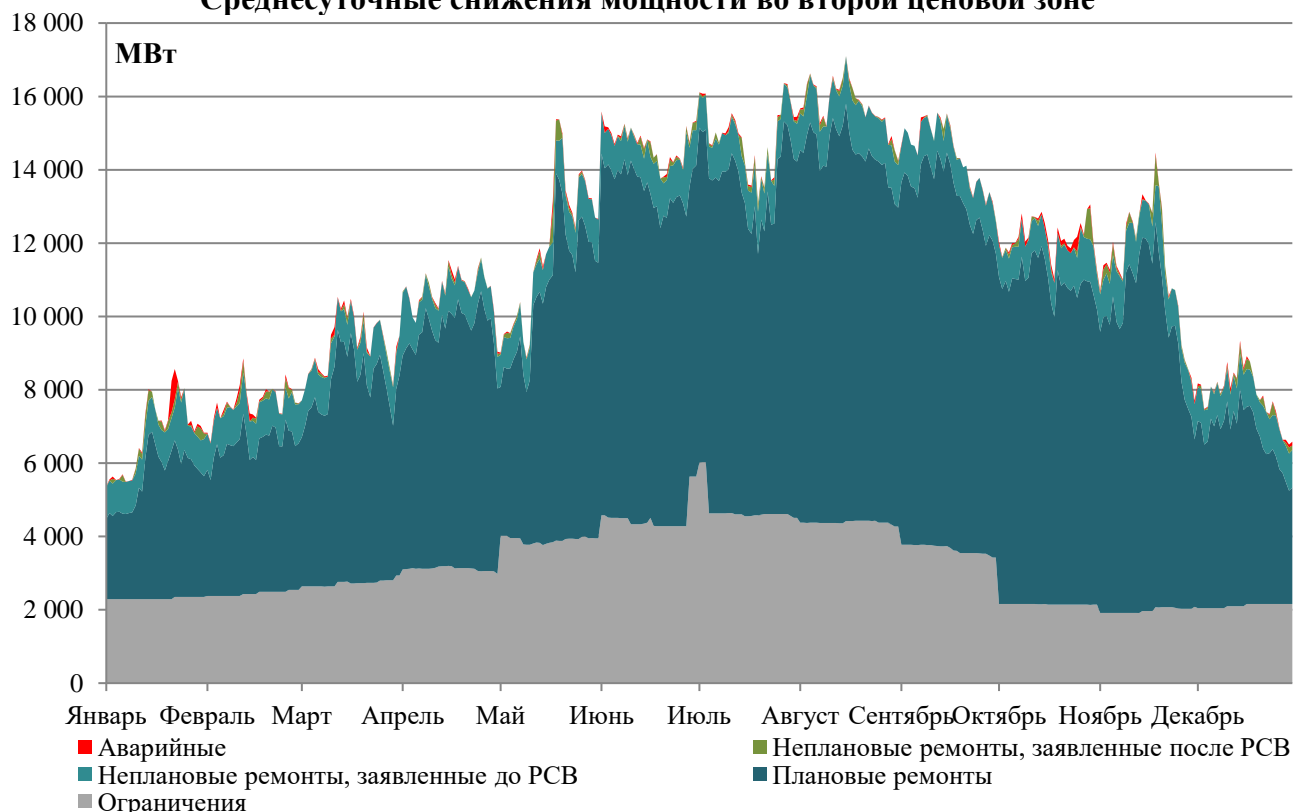


Рисунок VII.6 – Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

VIII. Проверка резервов мощности генерирующего оборудования

Регламентами оптового рынка [3] предусмотрена процедура проверки 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 фактических резервов мощности, в период действия команды 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 до момента фактического подтверждения возможности несения генерирующим оборудованием максимальной нагрузки.

В 2020 году в целях проверки наличия резервов мощности на объекты управления было отдано 317 команд, из которых 216 команд были выполнены, а в отношении 101 команды 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 9,5%.

Информация о количестве отданных для целей проверки резервов команд и числе неисполненных команд в 2020 году приведена на рисунке VIII.1.

Проверки фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании в 2020 году

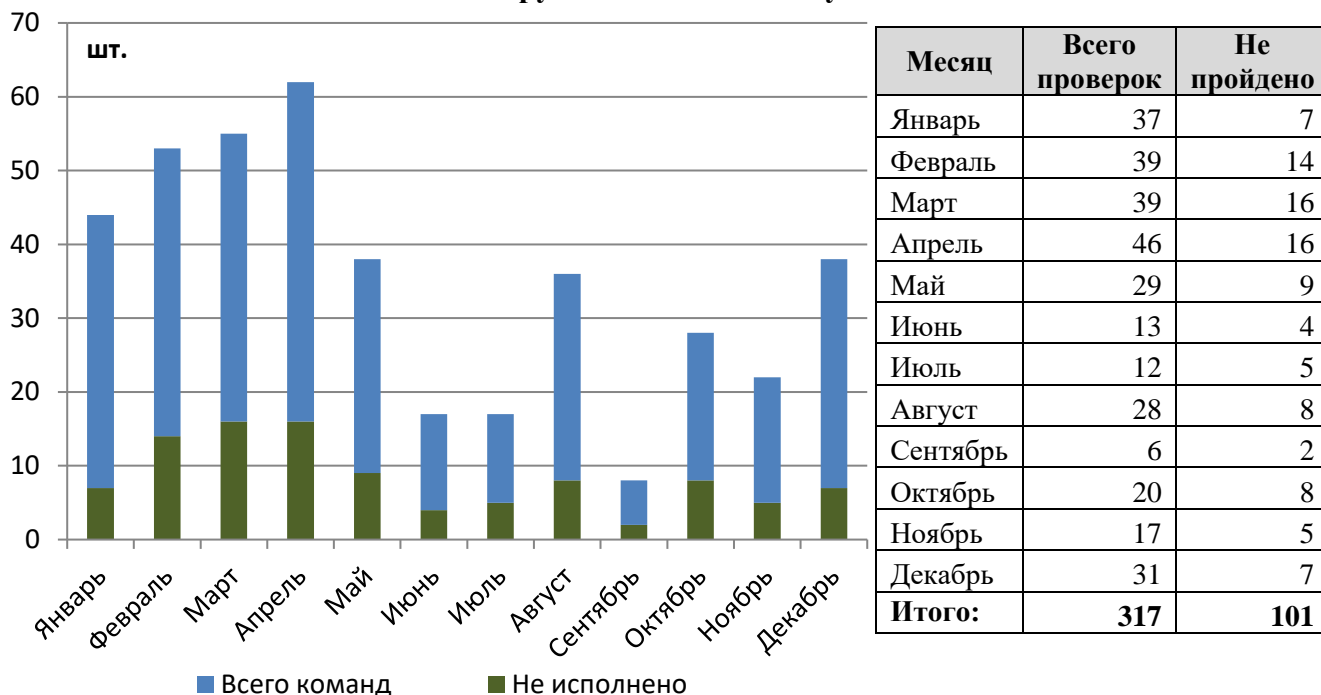


Рисунок VIII.1 – Проверки фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании в 2020 году

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 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 2020 году в соответствии с установленной процедурой для подтверждения резервов мощности было запланировано к включению в рамках ВСВГО 142 ЕГО, из них в отношении 11 ЕГО наличие резервов мощности не было подтверждено – 6 ЕГО не были включены в сеть на момент начала проведения проверки, а в отношении 5 ЕГО в период проведения проверки не была достигнута требуемая величина мощности. По результатам проверки в отношении 11 ЕГО зарегистрированы снижения мощности в предусмотренном регламентами оптового рынка объеме.

Информация о количестве запланированных проверок, а также не пройденных проверок в 2020 году приведена на рисунке VIII.2.

Проверки фактических резервов мощности на длительно находящемся в резерве генерирующем оборудовании в 2020 году

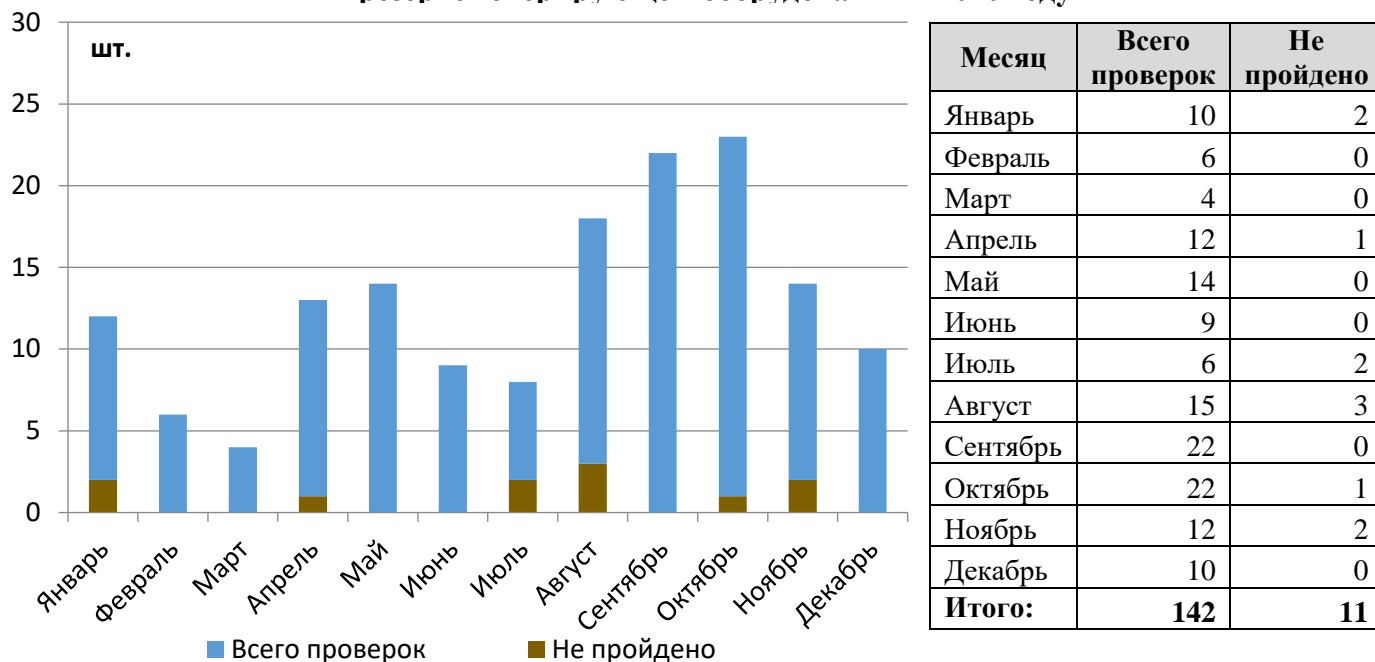


Рисунок VIII.2 – Проверки фактических резервов мощности на длительно находящемся в резерве генерирующем оборудовании в 2020 году

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 потоков. 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 2020 году совокупный КИУМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 47,59 %. 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 2020 году составила 76,95 % (см. рисунок IX.1), что на 0,71 % меньше неравномерности в 2019 году (77,66 %).

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

В 2020 году максимальный суточный КИУМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 57,4 %.

Коэффициент использования максимума потребления и коэффициент использования установленной мощности в ценовых зонах*

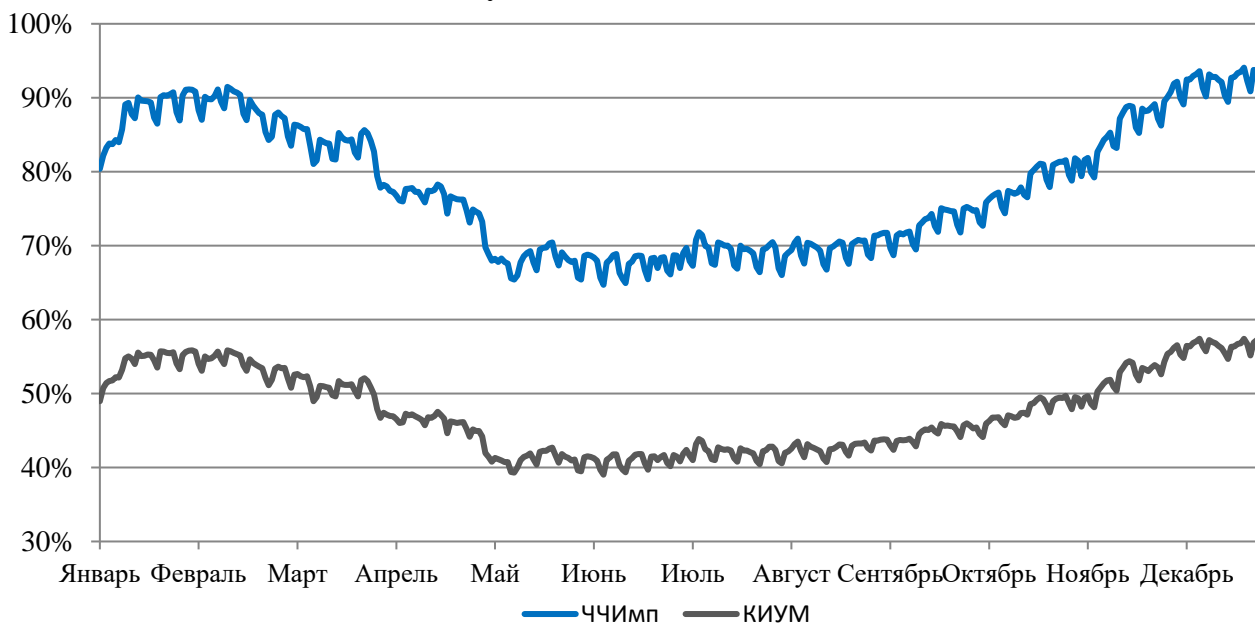


Рисунок IX.1 – Коэффициент использования максимума потребления и коэффициент использования установленной мощности в ценовых зонах оптового рынка

* – 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 2020 году совокупный КИДМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 58,4 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 59,1 %, во второй ценовой зоне 55,9 %.

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 2020 году совокупный КИОМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 54,1 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 54,7 %, во второй ценовой зоне 51,9 %.

Среднемесячные данные по использованию мощности по ценовым зонам ЕЭС

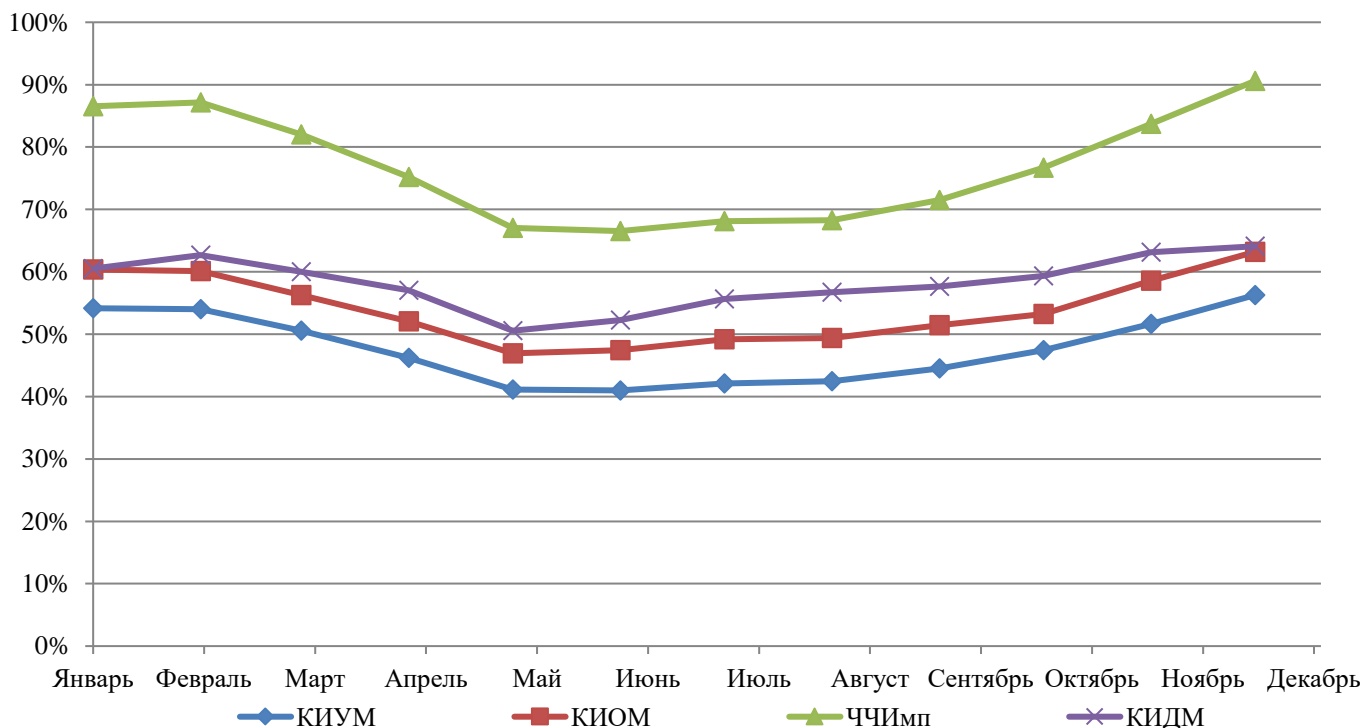


Рисунок IX.2 – Среднемесячные данные по использованию мощностей в ценовых зонах оптового рынка

Среднемесячные данные по использованию мощности в первой ценовой зоне

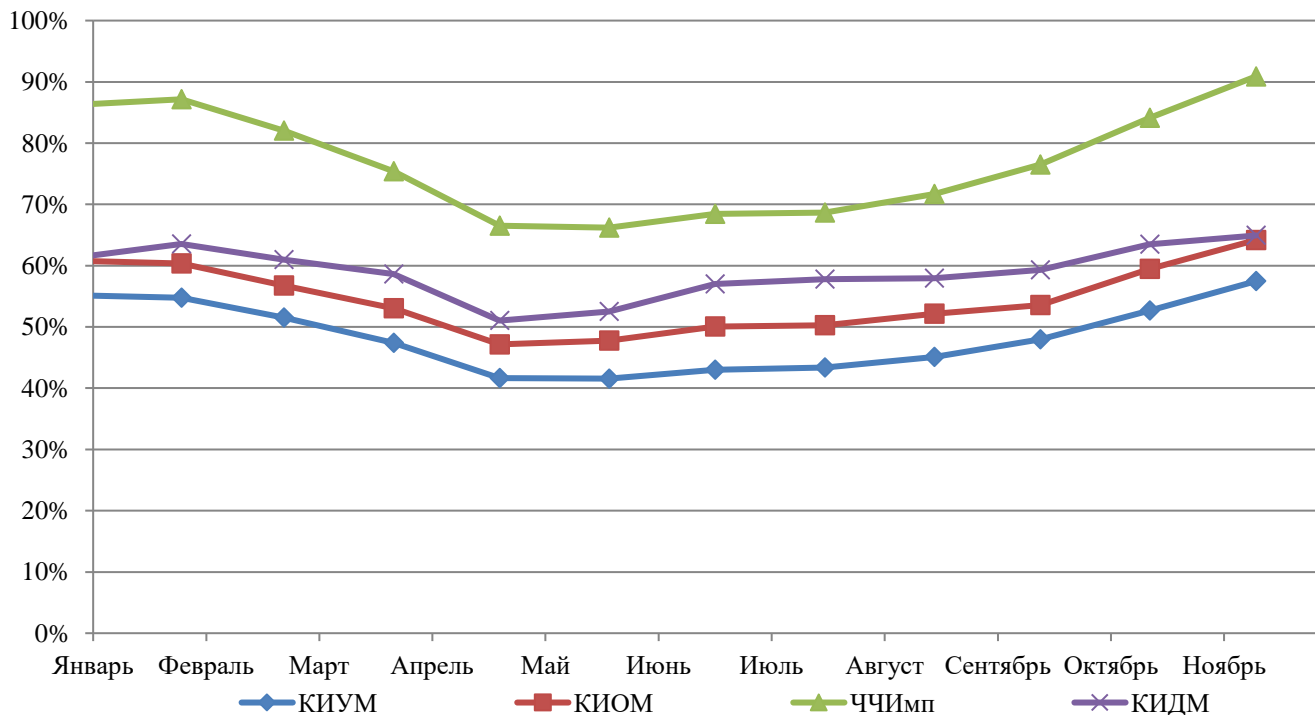


Рисунок IX.3 – Среднемесячные данные по использованию мощностей в первой ценовой зоне оптового рынка

Среднемесячные данные по использованию мощности во второй ценовой зоне

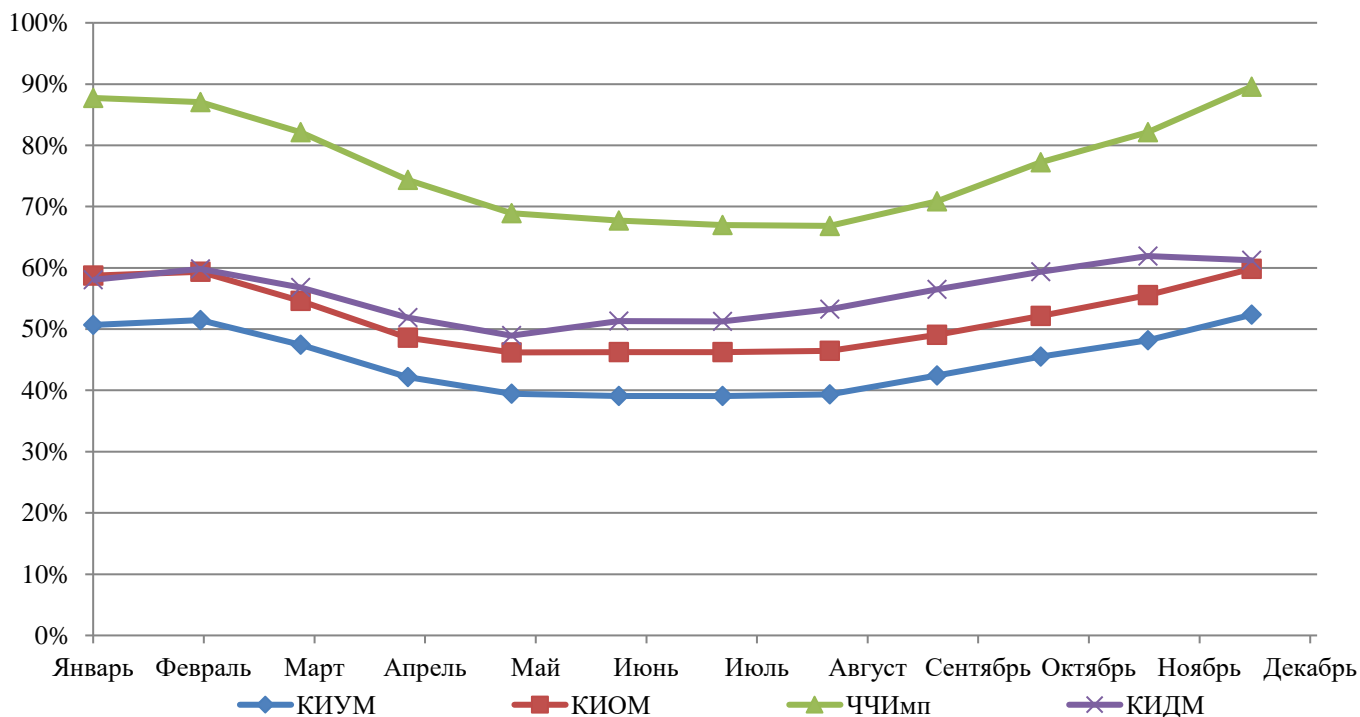


Рисунок IX.4 – Среднемесячные данные по использованию мощностей во второй ценовой зоне оптового рынка

Структура поставки в рынке мощности и электроэнергии

На оптовом рынке поставка мощности и электроэнергии осуществляется различными типами энергообъектов – ТЭС, ГЭС, АЭС.

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.

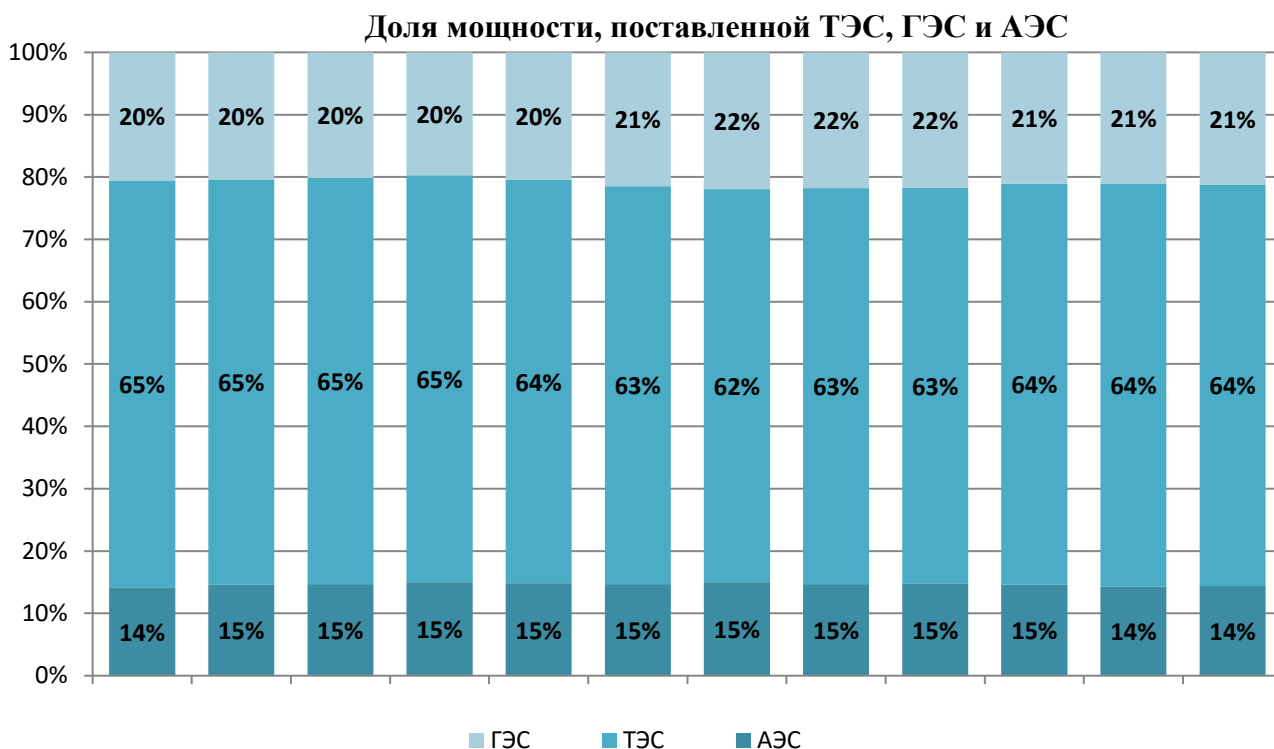


Рисунок IX.5 – Доля мощности, поставленной ТЭС, ГЭС и АЭС



Рисунок IX.6 – Доля электроэнергии, выработанной с использованием ТЭС, ГЭС и АЭС

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), утверждаемом Федеральной антимонопольной службой (ФАС) России. Цена (тариф) на мощность для каждой из электростанций, с использованием которых поставщик участвует в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке, устанавливается ФАС России.

Фактически поставленная на оптовый рынок мощность в 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 2020 году составило 15 003 МВт. Среднегодовое снижение мощности, определяемое параметрами готовности, в 2020 году составило 344 МВт.

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

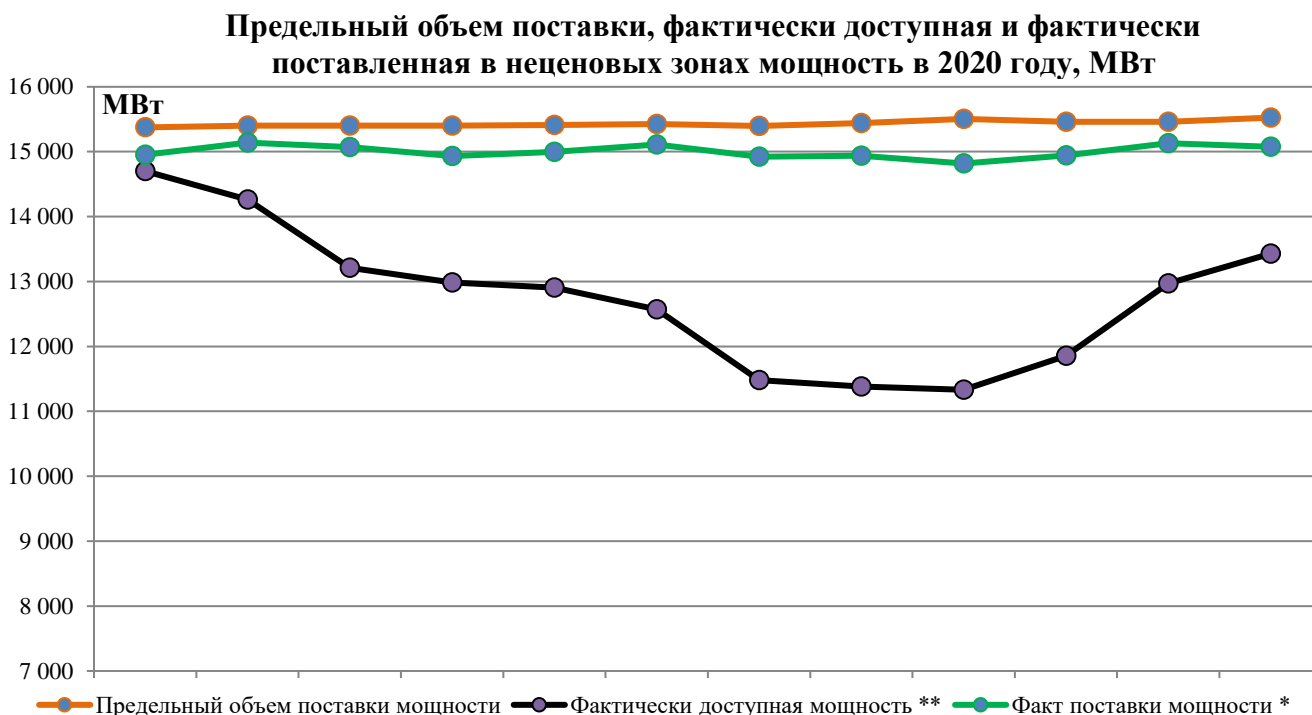


Рисунок X.1 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная в неценовых зонах мощность

* – 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 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.

Участие в ОПРЧ

Мощность генерирующего оборудования, готового к участию в ОПРЧ, в среднем по 2020 году составила 211 616 МВт, не готового к участию в ОПРЧ – 6 965 МВт.

Суммарное снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2020 году в связи с неготовностью к участию, а также в связи с неучастием генерирующего оборудования в ОПРЧ составило 1 129 МВт.

Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности

В 2020 году зарегистрировано:

- в отношении 55 ГТП 45 электростанций снижения диапазона регулирования реактивной мощности, заявленные участниками оптового рынка в установленном порядке;
- 6 997 диспетчерских команд на регулирование реактивной мощности, из них 88 команд (1,3 % от общего количества) были признаны невыполненными.

Информация о помесечных объемах отданных и неисполненных команд в 2020 году приведена на рисунке XI.1.

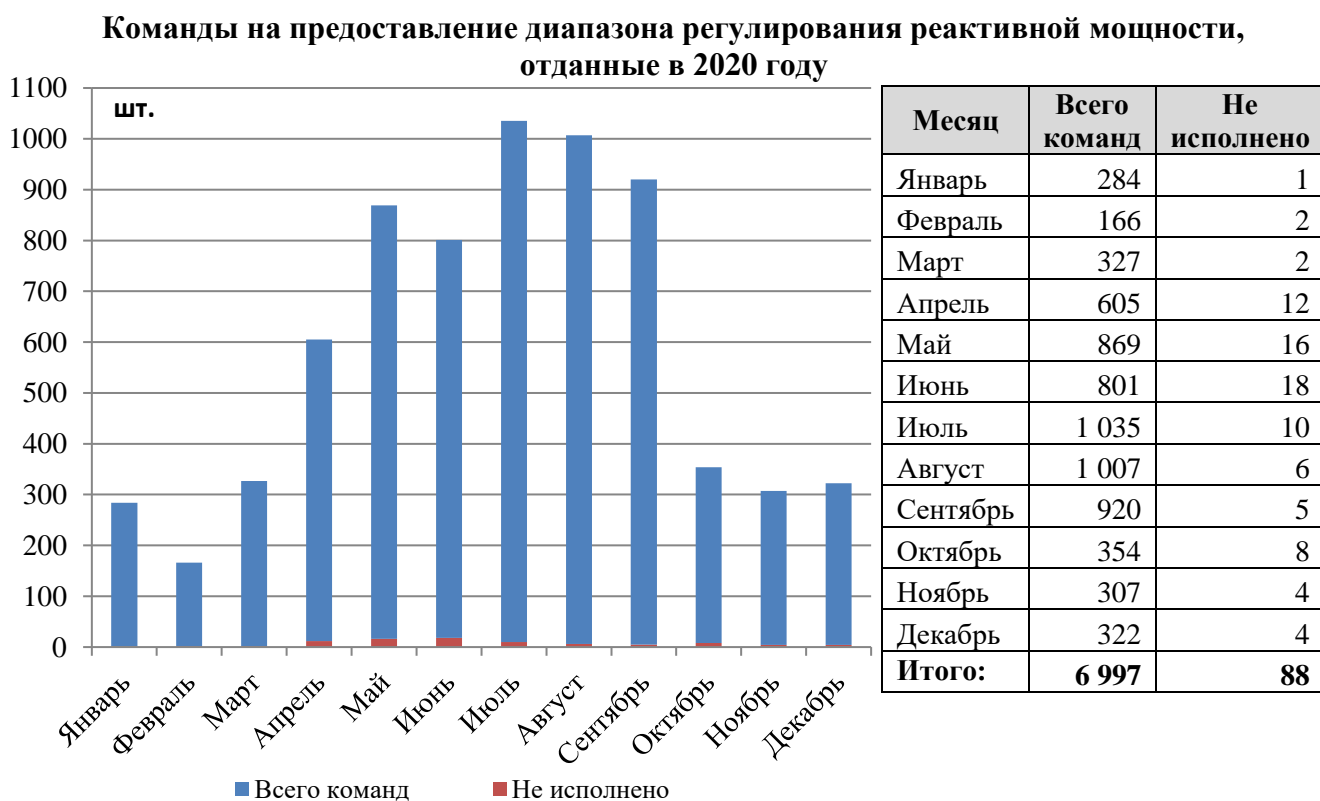


Рисунок XI.1 – Команды на предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, отданные в 2020 году

Суммарное снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2020 году в связи со снижением диапазона регулирования реактивной мощности, а также в связи с непредоставлением диапазона регулирования реактивной мощности составило 1 292 МВт.

Участие ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

На ГЭС, функционирующих на оптовом рынке, в 2020 году было отдано 9 008 диспетчерских команд на изменение активной мощности, из них 22 команды (0,2 % от общего количества) были признаны невыполненными. В течение года была не подтверждена возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности для двух ГЭС, а в отношении 17 ГЭС регистрировался признак неучастия (участия, не удовлетворяющего техническим требованиям) в автоматическом вторичном регулировании.

Информация о помесячных объемах отданных и неисполненных команд в 2020 году приведена на рисунке XI.2.



Рисунок XI.2 – Команды, связанные с участием ГЭС в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в 2020 году

Суммарное снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2020 году в связи с невыполнением команд оперативного вторичного регулирования составило 35 МВт.

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

В 2020 году признак технической неготовности СОТИАССО в установленном регламентами оптового рынка порядке был зарегистрирован в отношении 24 ГТП 17 электростанций участников оптового рынка.

Информация о ежемесячном количестве электростанций, по ГТП которых в 2020 году регистрировался признак технической неготовности СОТИАССО, приведена на рисунке XI.3.

Электростанции, по ГТП которых в 2020 году регистрировался признак технической неготовности СОТИАССО

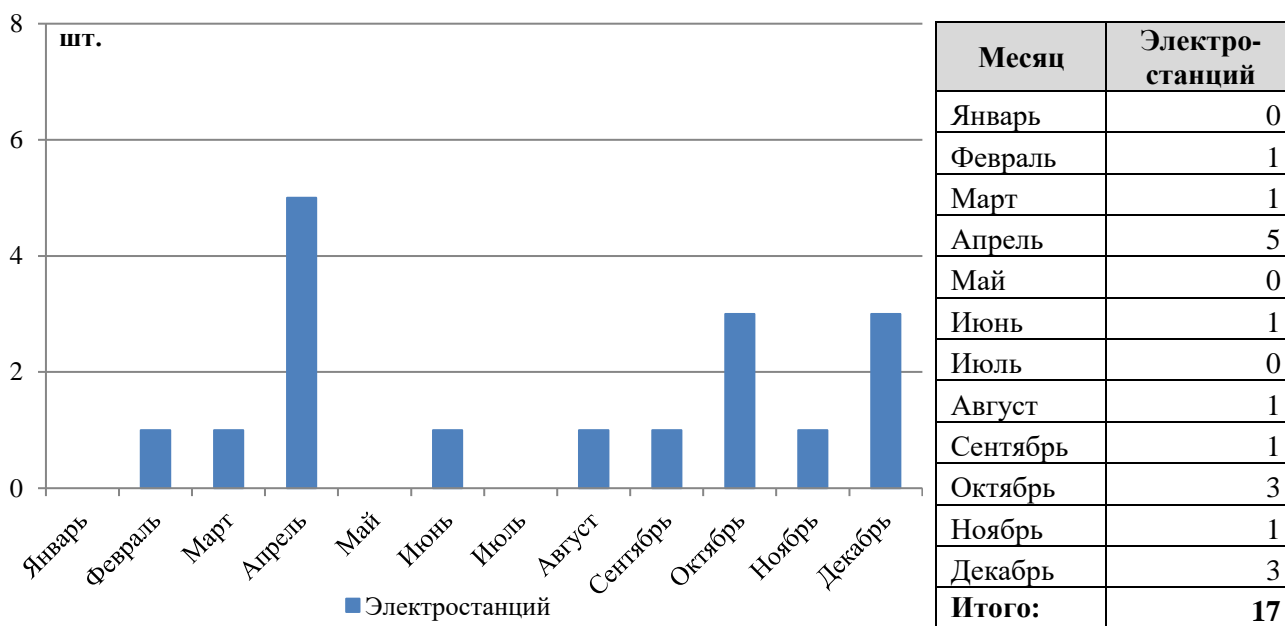


Рисунок XI.3 – Электростанции, по ГТП которых в 2020 году регистрировался признак технической неготовности СОТИАССО

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

Суммарное снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2020 году в связи с невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию составило 121 МВт.

XII. 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 2020 году средневзвешенный коэффициент востребованности генерирующего оборудования ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 58,2 %. Средний коэффициент востребованности ГТУ составил 46,0 %, а ПГУ – 90,4%.

Детализированная информация о доли времени, когда генерирующее оборудование функционирующих в ценовых зонах оптового рынка ТЭС было выбрано в качестве включенного, (востребованности) за 2020 год с разделением по типам турбин приведена на рисунках XII.3 – XII.9.



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

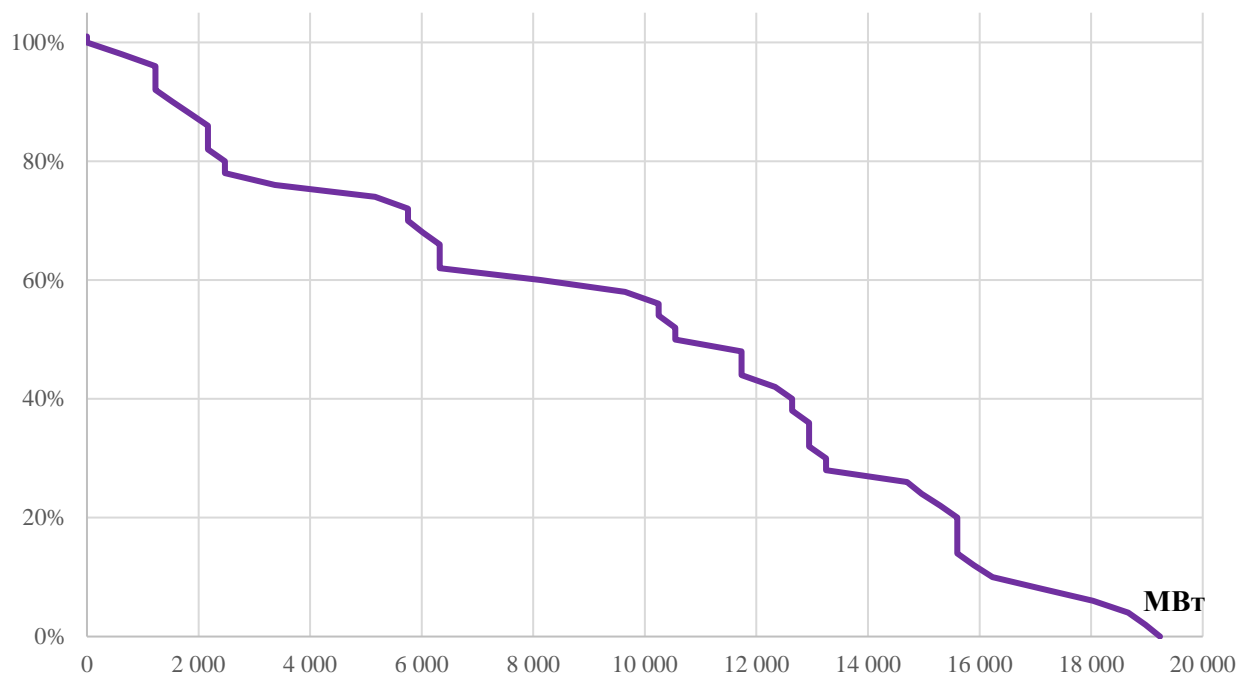


Рисунок XII.4 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью от 240 МВт до 350 МВт

Востребованность турбин типа К с установленной мощностью свыше 350 МВт

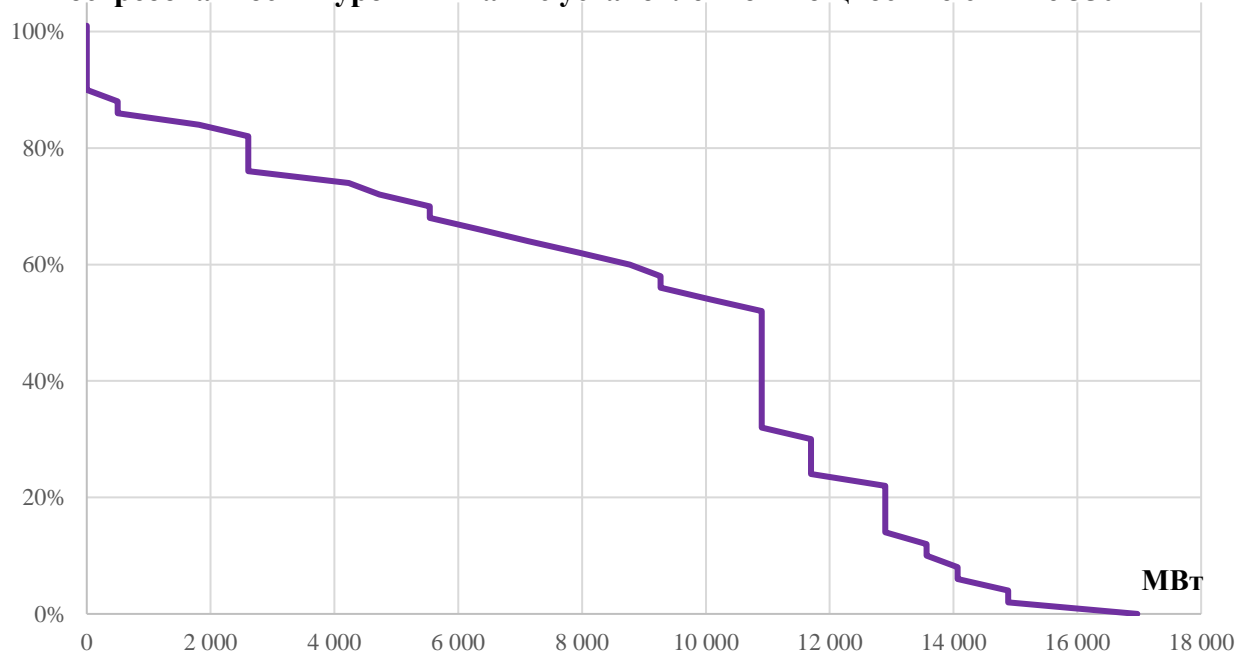


Рисунок XII.5 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью свыше 350 МВт

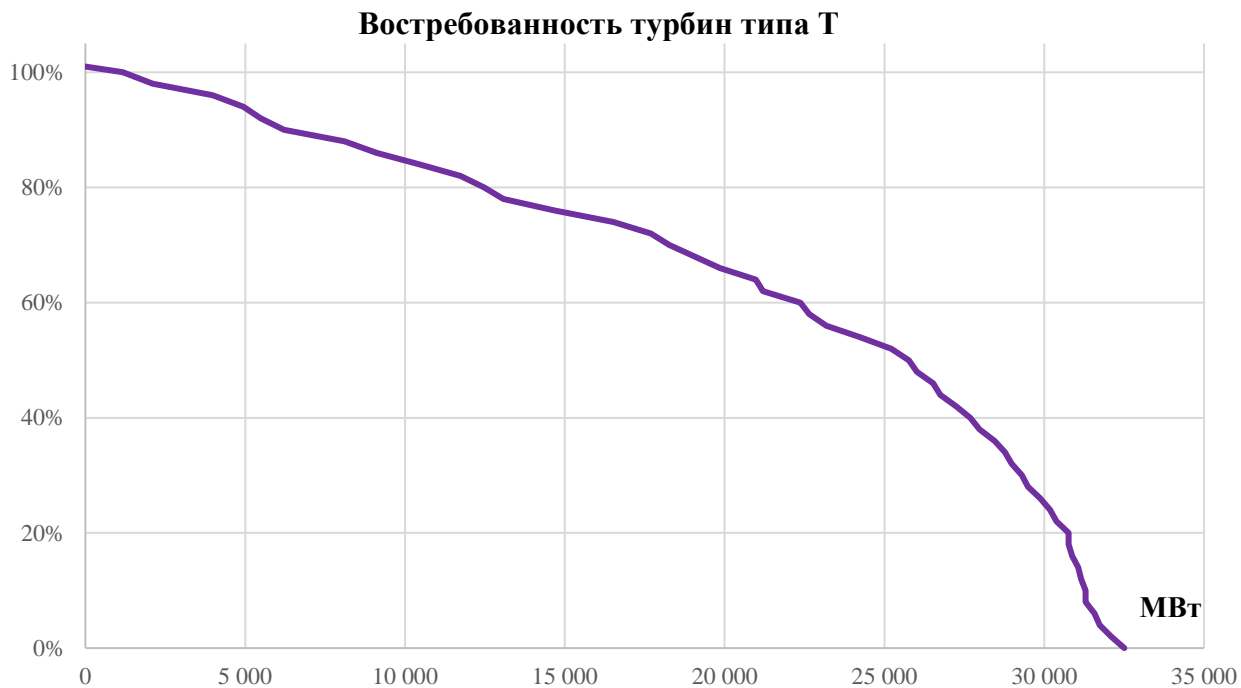


Рисунок XII.6 – Востребованность турбин типа Т

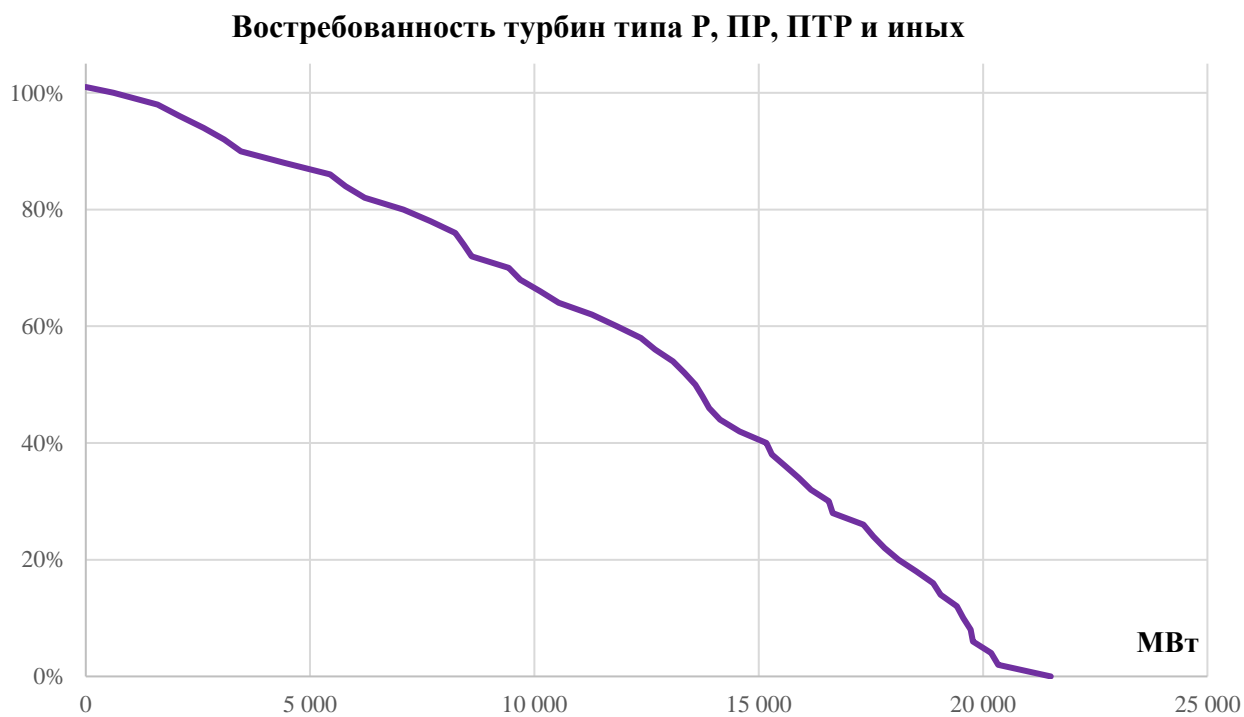


Рисунок XII.7 – Востребованность турбин типа Р, ПР, ПТР и иных

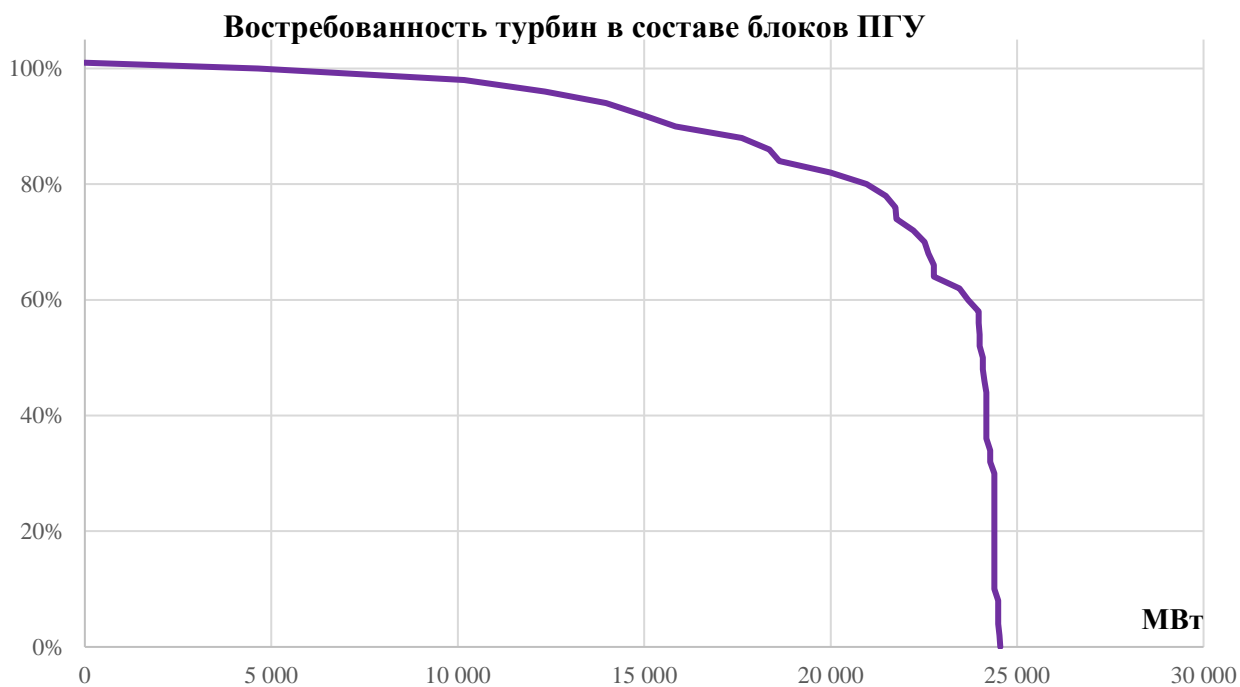


Рисунок XII.8 – Востребованность турбин в составе блоков ПГУ

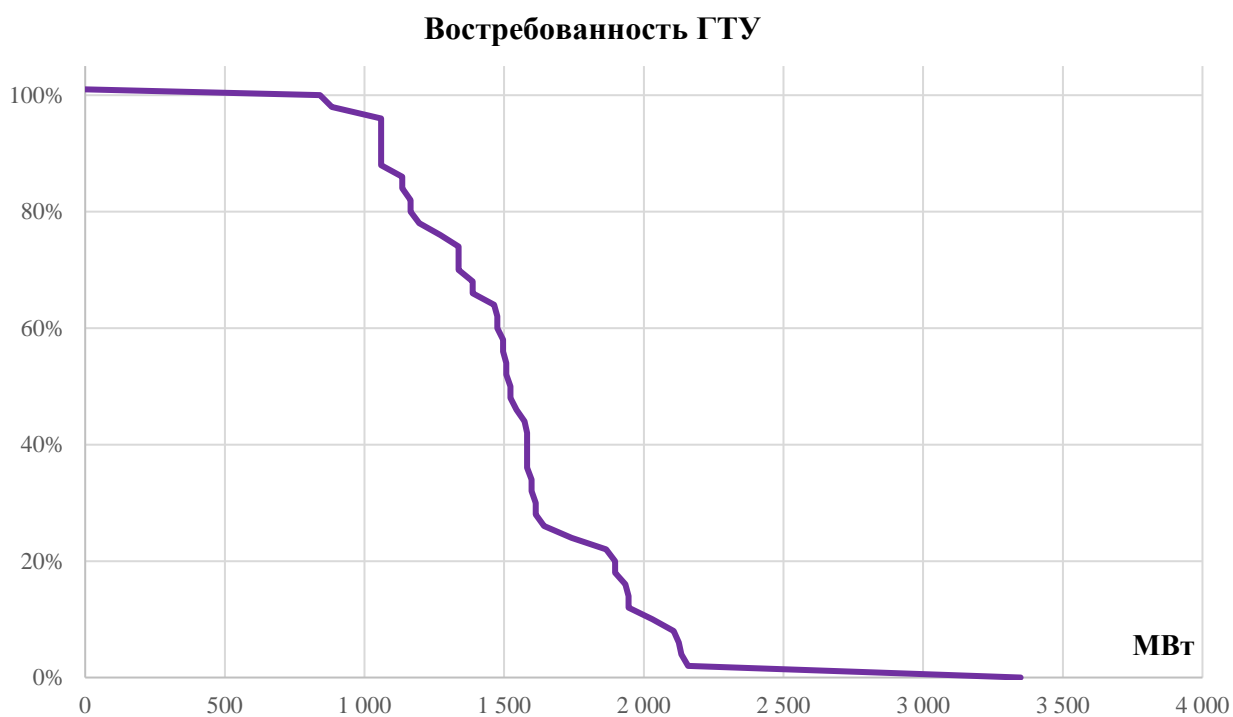


Рисунок XII.9 – Востребованность ГТУ, за исключением ГТУ в составе ПГУ



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 2020 году 118 единиц генерирующего оборудования ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, суммарной установленной мощностью 11,3 ГВт были маловостребованы (менее 240 часов в течение года).

ХIII. 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 1 января 2021 года, в расчетной модели ЕЭС России было представлено 437 электростанций розничного рынка суммарной установленной мощностью 14 633 МВт.

Детализированная информация об электростанциях промышленных предприятий и розничного рынка представлена в Приложении 4.

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 2020 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	142 511	159 612	161 085	159 698	32 615	5 927	1 046	293
2 ЦЗ	39 668	44 428	41 307	41 204	3 642	1 263	0	104
Итого	182 179	204 040	202 392	200 902	36 257	7 190	1 046	396

Детализированная информация о тестировании генерирующего оборудования для целей аттестации в 2020 году

Таблица П2.1

Объемные показатели (МВт)

Объекты, подлежащие аттестации	Количество объектов *	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность, МВт
Новые генерирующие объекты, в т.ч. осуществляющие поставку	51	1 545,222	1 543,703
– по ДПМ			
– по договорам новых АЭС/ГЭС			
– на основании решений Правительства РФ (Калининградская область, Республика Крым и г.Севастополь)	3	194,97	193,621
– объекты ДПМ ВИЭ	48	1224,252	1224,082
Действующие генерирующие объекты, подлежащие тестированию	597	84645,122	85623,122
– 1 раз в 5 лет	579	82 526,042	83 512,539
– по факту регистрации по ГТП длительной (более 6 месяцев) неготовности к выработке	11	589	591,989
– по факту нахождения генерирующего оборудования в холодном резерве более 11 месяцев	2	39	37,351
– по факту превышения показателя неготовности объекта ДПМ относительно величины установленной мощности и (или) предельного объема	5	1 491,08	1 468,62

**Детализированная информация о готовности генерирующего
оборудования к выработке электроэнергии за 2020 год**

Таблица ПЗ.1

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

Месяц	$N_{не1}^j$	$N_{не2}^j$	$N_{не3}^j$	$N_{не2}^{j(120) \max}$	$N_{не2}^{j \max}$	$N_{не2}^j$	$N_{не4}^j$	$N_{не5}^j$	$N_{не6}^j$	$N_{не3}^j$	$N_{не2}^j$
	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 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	568	44	35	284	2 219	892	624	52	76	3	60
Февраль	603	136	40	506	1 903	817	497	55	88	5	53
Март	592	314	181	283	2 013	672	355	85	61	14	35
Апрель	997	240	302	340	1 917	902	544	94	64	23	41
Май	867	163	353	161	1 592	1 047	622	112	87	9	51
Июнь	827	195	593	240	1 660	1 251	683	151	110	0	101
Июль	723	236	1 710	389	1 571	1 671	777	288	112	6	83
Август	1 111	430	2 975	486	1 935	1 378	574	131	71	4	80
Сентябрь	781	578	3 485	1 006	2 706	1 363	647	115	111	17	56
Октябрь	672	1 165	4 679	537	1 667	1 000	802	135	96	6	46
Ноябрь	865	467	4 888	801	2 585	2 067	994	117	118	17	106
Декабрь	820	361	4 387	533	3 108	868	761	94	82	11	47
Среднегодовое значение	786	361	1 969	464	2 073	1 161	657	119	90	10	63

Таблица П3.2

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	114	58	0	2	2
Февраль	113	74	0	7	12
Март	114	60	0	7	22
Апрель	108	103	0	5	13
Май	109	129	0	2	3
Июнь	106	146	23	4	3
Июль	105	201	4	2	2
Август	104	142	0	2	3
Сентябрь	103	132	8	2	17
Октябрь	103	121	0	2	11
Ноябрь	97	72	0	2	2
Декабрь	94	61	0	0	29
Среднегодовое значение	106	108	3	3	10

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

Месяц	$N_{нв1}^j$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв3}^j$	$N_{нв2^{(120)}}^j \max$	$N_{нв2}^j \max$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв4}^j$	$N_{нв5}^j$	$N_{нв6}^j$	$N_{нв8}^j$	$N_{нв8}^j$
	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	15	76	132	42	24	6	0	7
Февраль	0	0	0	6	44	63	33	7	8	0	2
Март	0	0	0	27	44	101	37	17	7	0	4
Апрель	0	0	0	25	102	163	57	7	9	3	0
Май	1	0	0	11	150	108	23	4	4	0	3
Июнь	0	0	0	41	37	77	30	7	9	0	2
Июль	0	0	0	38	53	133	60	32	9	3	3
Август	0	0	43	47	174	90	43	20	6	6	0
Сентябрь	0	0	178	148	294	84	55	37	4	0	2
Октябрь	0	0	990	50	233	62	20	20	4	0	2
Ноябрь	0	0	728	53	153	11	7	4	2	3	0
Декабрь	0	0	745	27	135	63	54	12	10	0	2
Среднегодовое значение	0	0	224	41	124	91	38	16	7	1	2

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	8	0	0	0	0
Май	5	1	0	0	0
Июнь	6	8	0	0	0
Июль	10	0	1	0	0
Август	5	0	0	0	0
Сентябрь	5	0	0	0	0
Октябрь	4	0	0	0	0
Ноябрь	7	0	0	0	0
Декабрь	4	0	0	0	0
Среднегодовое значение	6	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	93.2%	14 750	3 611	608	212
Февраль	93.5%	22 843	3 336	503	213
Март	93.8%	28 488	3 140	371	216
Апрель	93.5%	35 179	3 448	586	232
Май	94.3%	34 737	3 069	624	254
Июнь	93.4%	41 178	3 304	691	368
Июль	93.0%	47 374	3 852	823	515
Август	93.2%	49 487	4 110	601	304
Сентябрь	92.4%	42 864	5 601	664	330
Октябрь	93.0%	38 331	3 542	811	301
Ноябрь	91.6%	30 992	5 664	957	354
Декабрь	95.0%	18 836	4 723	749	248
Среднегодовое значение	93.3%	33 755	3 950	666	296

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

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	93.5%	849	187	38	10
Февраль	92.4%	2 112	235	95	23
Март	91.6%	2 698	529	69	13
Апрель	93.1%	3 893	297	29	15
Май	94.5%	2 412	99	35	7
Июнь	94.0%	4 564	136	49	46
Июль	92.2%	5 781	167	72	128
Август	94.4%	6 413	449	53	23
Сентябрь	94.0%	3 762	241	58	35
Октябрь	93.2%	2 982	281	38	23
Ноябрь	88.0%	3 283	956	28	18
Декабрь	88.8%	2 997	260	63	25
Среднегодовое значение	92.5%	3 479	320	52	31

* - 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	92.6%	3 316	972	116	79
Февраль	93.3%	4 084	1 000	85	49
Март	93.9%	5 460	963	47	41
Апрель	94.4%	6 583	959	37	23
Май	94.8%	6 848	999	112	35
Июнь	94.7%	9 053	1 033	96	32
Июль	94.8%	9 023	1 021	94	31
Август	94.7%	10 091	1 178	93	22
Сентябрь	95.0%	9 697	1 052	24	14
Октябрь	93.2%	8 839	985	103	91
Ноябрь	92.7%	8 161	1 118	141	36
Декабрь	105.8%	4 588	962	106	38
Среднегодовое значение	95.0%	7 145	1 020	88	41

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	93.4%	2 271	71	41	7
Февраль	93.3%	3 750	133	28	19
Март	93.0%	3 119	121	26	61
Апрель	92.3%	2 494	51	39	32
Май	93.7%	3 113	198	28	57
Июнь	92.8%	4 280	145	59	66
Июль	92.4%	3 898	232	48	77
Август	93.4%	4 133	121	37	22
Сентябрь	93.1%	3 847	153	43	41
Октябрь	93.3%	4 010	201	37	13
Ноябрь	92.7%	4 044	274	47	65
Декабрь	93.0%	2 462	294	85	43
Среднегодовое значение	93.0%	3 452	166	43	42

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	93.8%	2 687	1 119	164	33
Февраль	95.9%	4 753	480	70	33
Март	94.7%	5 626	964	123	43
Апрель	93.3%	6 848	1 285	276	69
Май	94.3%	6 770	936	244	71
Июнь	93.9%	6 539	844	193	125
Июль	93.7%	8 389	1 003	305	133
Август	94.3%	9 361	904	165	66
Сентябрь	94.5%	8 091	775	221	71
Октябрь	94.6%	8 233	651	269	68
Ноябрь	91.5%	6 097	1 813	248	70
Декабрь	91.7%	3 699	1 956	229	36
Среднегодовое значение	93.9%	6 424	1 061	209	68

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	93.2%	3 577	576	109	27
Февраль	92.2%	5 351	1 090	102	50
Март	93.8%	6 804	271	47	21
Апрель	93.3%	10 275	465	115	60
Май	93.9%	10 393	471	139	48
Июнь	91.7%	10 992	905	210	64
Июль	92.2%	13 367	833	175	76
Август	91.0%	12 811	921	156	106
Сентябрь	88.4%	11 187	1 888	231	110
Октябрь	90.4%	8 579	875	225	63
Ноябрь	90.4%	4 954	1 013	341	125
Декабрь	92.0%	2 312	765	133	49
Среднегодовое значение	91.9%	8 384	839	165	67

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	92.7%	1 812	465	99	20
Февраль	92.7%	2 444	289	90	25
Март	93.8%	3 457	124	25	10
Апрель	93.9%	3 784	138	36	18
Май	94.6%	3 366	136	44	27
Июнь	93.8%	3 553	126	54	19
Июль	91.4%	3 800	388	85	29
Август	91.4%	3 695	432	66	36
Сентябрь	89.7%	3 360	1 059	48	18
Октябрь	94.3%	3 271	319	119	17
Ноябрь	93.4%	2 863	272	146	31
Декабрь	95.7%	1 457	267	87	39
Среднегодовое значение	93.1%	3 072	334	75	24

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	96.1%	238	221	41	36
Февраль	97.8%	349	109	32	15
Март	97.2%	1 325	167	35	27
Апрель	96.3%	1 302	253	54	15
Май	96.9%	1 836	229	21	9
Июнь	97.7%	2 198	116	30	17
Июль	96.4%	3 117	207	43	41
Август	97.4%	2 985	105	29	29
Сентябрь	94.7%	2 921	434	38	41
Октябрь	96.2%	2 417	231	19	25
Ноябрь	96.8%	1 590	217	7	8
Декабрь	95.9%	1 322	219	45	18
Среднегодовое значение	96.6%	1 800	209	33	23

* - 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	207	35	2	1
Амурская область	608	22	3	1
Архангельская область	117	7	1	1
Астраханская область	78	0	2	1
Белгородская область	27	4	0	0
Брянская область	0	0	0	0
Владимирская область	137	6	0	0
Волгоградская область	539	34	2	1
Вологодская область	92	10	3	5
Воронежская область	644	123	26	4
г.Москва	1775	351	36	12
г.Санкт-Петербург	918	143	22	11
г.Севастополь	55	1	0	0
Забайкальский край	263	15	3	2
Ивановская область	120	2	1	1
Иркутская область	2141	54	10	7
Кабардино-Балкарская Республика	50	1	1	0
Калининградская область	146	1	1	0

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонт	Неплановые ремонт до РСВ	Неплановые ремонт после РСВ	Аварийные ремонт
Калужская область	13	0	0	0
Карачаево-Черкесская Республика	26	10	0	0
Кемеровская область	774	9	19	12
Кировская область	128	3	1	1
Костромская область	516	73	5	3
Краснодарский край	190	66	5	3
Красноярский край	2265	820	21	10
Курганская область	121	21	3	0
Курская область	921	52	17	5
Ленинградская область	1436	97	21	16
Липецкая область	44	0	0	6
Московская область	967	143	21	7
Мурманская область	520	22	3	1
Нижегородская область	405	23	7	3
Новгородская область	50	1	1	1
Новосибирская область	494	9	7	1
Омская область	187	2	3	2
Оренбургская область	408	3	2	1
Орловская область	86	6	1	1
Пензенская область	73	0	0	0
Пермский край	1141	137	18	10
Приморский край	588	86	13	7
Псковская область	75	0	0	0

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонт	Неплановые ремонт до РСВ	Неплановые ремонт после РСВ	Аварийные ремонт
Республика Адыгея	0	0	0	0
Республика Алтай	0	0	0	0
Республика Башкортостан	724	140	13	8
Республика Бурятия	319	35	15	3
Республика Дагестан	222	7	2	1
Республика Ингушетия	0	0	0	0
Республика Калмыкия	0	0	0	0
Республика Карелия	38	11	1	0
Республика Коми	178	37	3	1
Республика Крым	93	3	2	1
Республика Марий Эл	22	0	0	0
Республика Мордовия	16	1	1	0
Республика Саха (Якутия)	244	74	11	5
Республика Северная Осетия-Алания	54	16	4	1
Республика Татарстан	936	87	24	29
Республика Тыва	0	0	0	0
Республика Хакасия	324	8	4	1
Ростовская область	784	132	54	11
Рязанская область	836	11	7	2
Самарская область	560	41	6	4
Саратовская область	1032	12	4	4
Свердловская область	1493	180	90	21
Смоленская область	689	6	7	2
Ставропольский край	958	62	3	4

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Тамбовская область	31	2	1	0
Тверская область	1068	28	31	9
Томская область	172	33	3	3
Тульская область	168	17	7	7
Тюменская область	204	30	6	1
Удмуртская Республика	93	12	1	1
Ульяновская область	75	0	0	0
Хабаровский край	360	27	7	10
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	1547	186	49	11
Челябинская область	524	342	26	14
Чеченская республика	23	2	1	0
Чувашская Республика	333	3	1	2
Ямало-Ненецкий автономный округ	41	8	1	1
Ярославская область	250	6	2	1

**Детализированная информация об установленной мощности электростанций
промышленных предприятий и розничного рынка**

Таблица П4.1
МВт

	2021 *	Прирост к 2011 году
Всего, в т.ч.	14 633	4 696
- введено ранее 2010 года и включено в расчетную модель в соответствующем году	0	1 807
- вновь введенные станции	16	3 325
- изменение установленной мощности ранее введенных станций	-264	-437
По типу станции:		
ТЭС	3 352	313
ГЭС	362	7
СЭС/ВЭС	394	394
ППР, в т.ч.	10 526	3 982
- введено ранее 2010 года и включено в расчетную модель в соответствующем году	0	1 463
- вновь введенные станции	16	2 276
- изменение установленной мощности ранее введенных станций	152	243

*Данные об установленной мощности по состоянию на 1 января 2021 года