



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Отчет об объемах поставленной на оптовый рынок мощности в 2016 году

I. Поставка мощности на оптовый рынок

Под поставкой мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности понимается обеспечение готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии.

По состоянию на декабрь 2016 года поставку мощности на оптовом рынке осуществляли 76 участников оптового рынка с использованием 379 электростанций, представленных 644 группами точек поставки генерации (ГТПГ), в состав которых входит 1 877 единиц генерирующего оборудования. Суммарная установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке, по состоянию на 01.01.2017 составила 222,9 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 определяется предельный объем поставки мощности равный фактической нагрузке, которая поддерживалась в период проведения тестирования, а также установленная мощность, рассчитываемая по результатам испытаний с учетом приведения параметров окружающей среды к нормальным (номинальным) условиям.

Значение предельного объема поставки может быть как ниже установленной мощности (при наличии ограничений), так и выше установленной мощности. Последнее характерно для ГТУ и ПГУ, фактическая мощность которых при снижении температуры воздуха ниже +15⁰С (температура, принятая в качестве нормальных условий) начинает превышать установленную мощность. Среднее значение предельного объема поставки мощности в 2016 году составило 220 ГВт. Для целей определения объемов поставок на оптовый рынок учитывается меньшее значение из величины предельного объема поставки и установленной мощности. Среднее значение предельного объема с учетом срезки на установленную мощность в 2016 году составило 217,2 ГВт.

Величина мощности, фактически поставляемая на оптовый рынок и, соответственно, оплачиваемая покупателями, для каждой электростанции ниже предельного объема поставки. Фактический объем поставки не включает в себя объемы мощности, потребленной в группе точек поставки (ГТП) собственных нужд электростанции, а также объемы снижения мощности, рассчитанные в соответствии с Правилами ОРЭМ и обусловленные временной полной или частичной неготовностью оборудования (проведение неплановых и аварийных ремонтов, неучастие в общем первичном регулировании и т.д.). Средний за 2016 год объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности составил 193,76 ГВт.

Средние значения объемов мощности за 2016 год

	Установленная мощность, МВт	Предельный объем поставки мощности на оптовый рынок*, МВт	Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт
Всего ЕЭС	234 059		
Оптовый рынок, ЕЭС в целом	221 219	217 234	193 759
<i>Ценовые зоны:</i>	208 409	204 511	181 191
Первая ценовая зона	158 579	155 883	138 508
Вторая ценовая зона	49 830	48 628	42 683
<i>Неценовые зоны:</i>	12 809	12 722	12 568
Архангельская область	1 067	1 067	1 055
Калининградская область	913	913	913
Республика Коми	1 750	1 750	1 672
Дальний Восток	9 080	8 993	8 929
Розничный рынок **	12 840	–	–

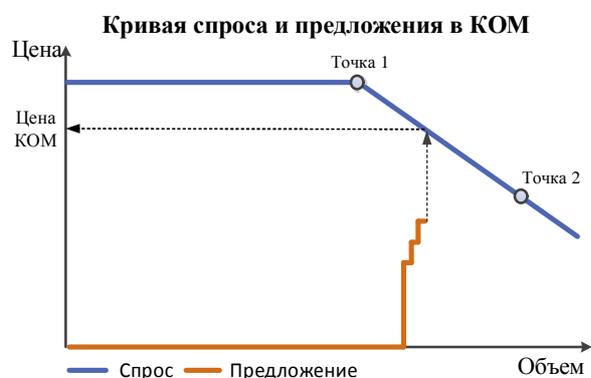
* - предельный объем поставки мощности на оптовый рынок определен с учетом срезки на величину установленной мощности.

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

II. Обязательства по поставке мощности

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

- отобранного по результатам конкурентного отбора мощности (КОМ);
- подлежащего обязательному отбору, в случае если в отношении данного оборудования заключены ДПМ – договоры о предоставлении мощности ТЭС, новых АЭС и ГЭС;
- подлежащего обязательному отбору в случае поставки мощности в вынужденном режиме (МВР).



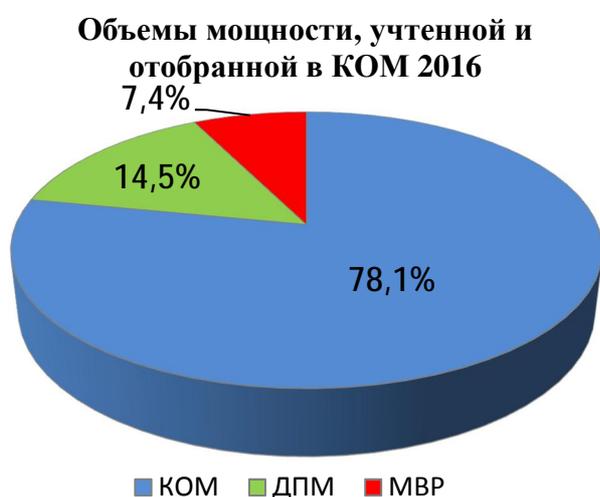
Действующая модель КОМ предусматривает применение наклонной кривой спроса. Для точки предложения, соответствующей минимально необходимому для покрытия прогнозируемого потребления объему мощностей, распоряжением Правительства РФ устанавливается предельная цена на мощность. В случае, если объем предложения превышает минимально необходимый

объем, то в состав отобранных может быть включен больший объем мощностей, но с меньшей ценой. Чем больше объем, отобранный в КОМ, тем ниже цена и стоимость отобранной мощности.

Таблица 2

Информация о КОМ на 2016 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	140 158	150 000	156 977	110 000	155 873	112 624.42
Вторая ценовая зона	39 369	210 000	44 093	150 000	41 007	189 191.17
Итого	179 527		201 070		196 881	



При проведении конкурентного отбора мощности на 2016 год, подлежали обязательному отбору 43 163 МВт, в т.ч. ДПМ – 28 547 МВт, МВР – 14 616 МВт. По результатам конкурентного отбора были отобраны 196 881 МВт мощности. Кроме того, при определении спроса на мощность в объеме 6 899 МВт была учтена средняя нагрузка генерирующих мощностей, не выведенных на оптовый рынок –

функционирующих на розничном рынке или в составе промышленных предприятий.

Таблица 3

Объемы мощности, учтенные и отобранные по результатам КОМ на 2016 год

	Всего	Первая ЦЗ	Вторая ЦЗ
Поставка мощности на оптовый рынок *, в т.ч.	196 881	155 873	41 007
КОМ	153 717	120 787	32 930
МВР	14 617	10 307	4 309
поставка по ДПМ и договорам новых АЭС/ГЭС	28 547	24 779	3 768
Объем мощности объектов розничной генерации, учтенный при проведении КОМ	6 899	5 831	1 068

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

Детализированная информация о проведении конкурентного отбора мощности на 2016 год представлена в Приложении 1.

Для поставщиков оптового рынка, функционирующих на территориях неценовых зон, поставка мощности осуществляется в объеме, не превышающем объем, учтенный в сводном прогнозном балансе Федеральной антимонопольной службы (ФАС). Цена (тариф) на мощность для каждой из электростанций, с использованием которых поставщик участвует в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке, устанавливается ФАС.

III. Изменение объемов аттестованной мощности

Принимая обязательства по поставке мощности, поставщики должны учитывать планируемое на соответствующий год изменение состава и параметров генерирующего оборудования.

При вводе оборудования в эксплуатацию, перемаркировке, предусматривающей увеличение либо снижение установленной мощности, а также выводе оборудования из эксплуатации изменяется мощность, с которой могут работать электростанции, соответственно изменяется объем мощности, который может быть поставлен на оптовый рынок.

Для случаев снижения мощности, обусловленных перемаркировкой или выводом из эксплуатации, предусмотрен заявительный порядок изменения регистрационной информации об аттестованных параметрах оборудования. В течение 2016 года собственниками оборудования было заявлено о суммарном снижении мощности оборудования на 3 770 МВт, включая снижения, заявленные в декабре 2016 и учтенные при формировании реестра аттестованных объемов на январь 2017 года.

Регистрация увеличения аттестованной мощности, обусловленного перемаркировкой или вводом оборудования в эксплуатацию, осуществляется только по результатам тестирования, в ходе которого подтверждается возможность фактического несения заявленной нагрузки. В течение 2016 года собственниками оборудования было заявлено об увеличении мощности оборудования на 4 343 МВт, включая приросты мощности, подтвержденные при проведении тестирования в декабре 2016 и учтенные при формировании реестра аттестованных объемов на январь 2017 года.

Помимо аттестационных испытаний, проводимых при увеличении мощности оборудования, Правилами ОРЭМ предусмотрено регулярное тестирование всего парка генерирующего оборудования, поставляющего мощность на оптовый рынок – в общем случае испытания должны проводиться не реже одного раза в 5 лет, а для оборудования старше 55 лет – ежегодно. В течение 2016 года собственниками оборудования в рамках

аттестационных испытаний было проведено тестирование 609 единиц генерирующего оборудования на 161 электростанции.

Изменение объемов аттестованной мощности, МВт

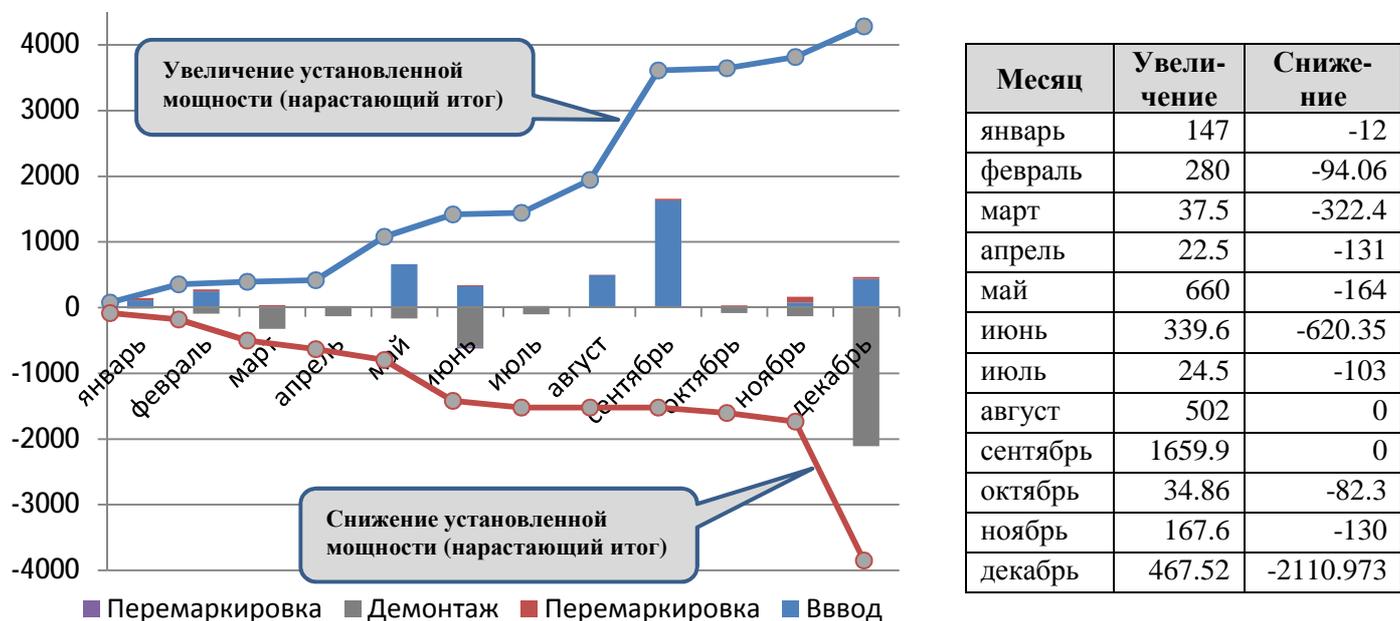


Рисунок III.1 – Изменение объемов аттестованной мощности

Тестирование генерирующего оборудования в 2016 году

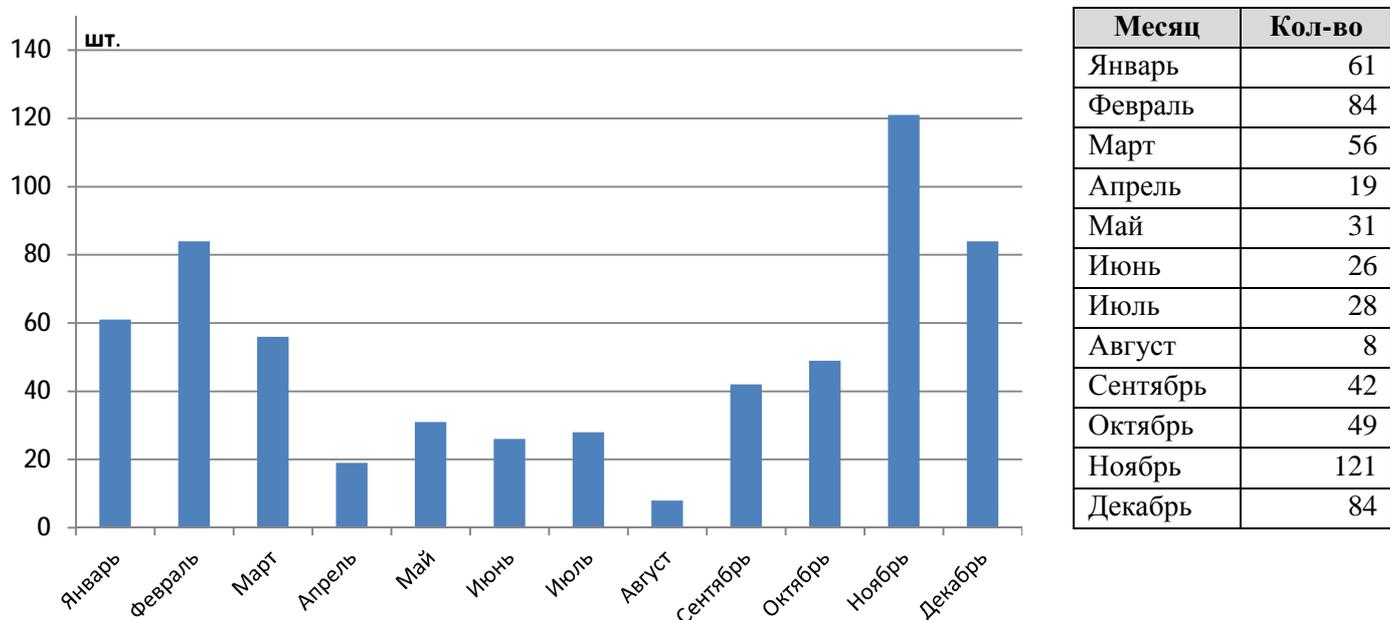


Рисунок III.2 – Тестирование генерирующего оборудования в 2016 году

IV. Фактическая поставка мощности на оптовый рынок в ценовых зонах

Фактически поставленная на оптовый рынок мощность определяется исходя из аттестованных параметров генерирующего оборудования с учетом потребления части мощности в ГТП собственных нужд и снижений мощности, обусловленных временным несоответствием генерирующего оборудования требованиям по готовности к выработке электроэнергии. Среднегодовое значение факта поставки мощности, подлежащего



оплате потребителями, в ценовых зонах оптового рынка в 2016 году составило 181 191 МВт или 88,9 % от объема мощности, учтенного в КОМ. Снижение мощности, определяемое расходом на собственные нужды, составило 6 933 МВт, определяемое параметрами готовности – 15 784 МВт.

Фактическое потребление мощности в ГТП собственных нужд рассчитывается на основании данных коммерческого учета, предоставленного АО «АТС», в общем порядке, применяемом к любой ГТП потребления, как среднее потребление электроэнергии по рабочим дням в час максимального потребления электроэнергии в данном субъекте Российской Федерации. Фактическое снижение мощности рассчитывается для каждого часа в отношении каждой ГТП генерации. В зависимости от вида снижения мощности или несоответствия обязательным требованиям (ограничение мощности, плановый или неплановый ремонт, потеря связи и т.д.) применяются различные штрафные коэффициенты, установленные Правилами ОРЭМ.

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 и соответствующего 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 длительность ремонта, штрафные коэффициенты не применяются. Наличие данной нормы Правил ОРЭМ 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 IV.1).

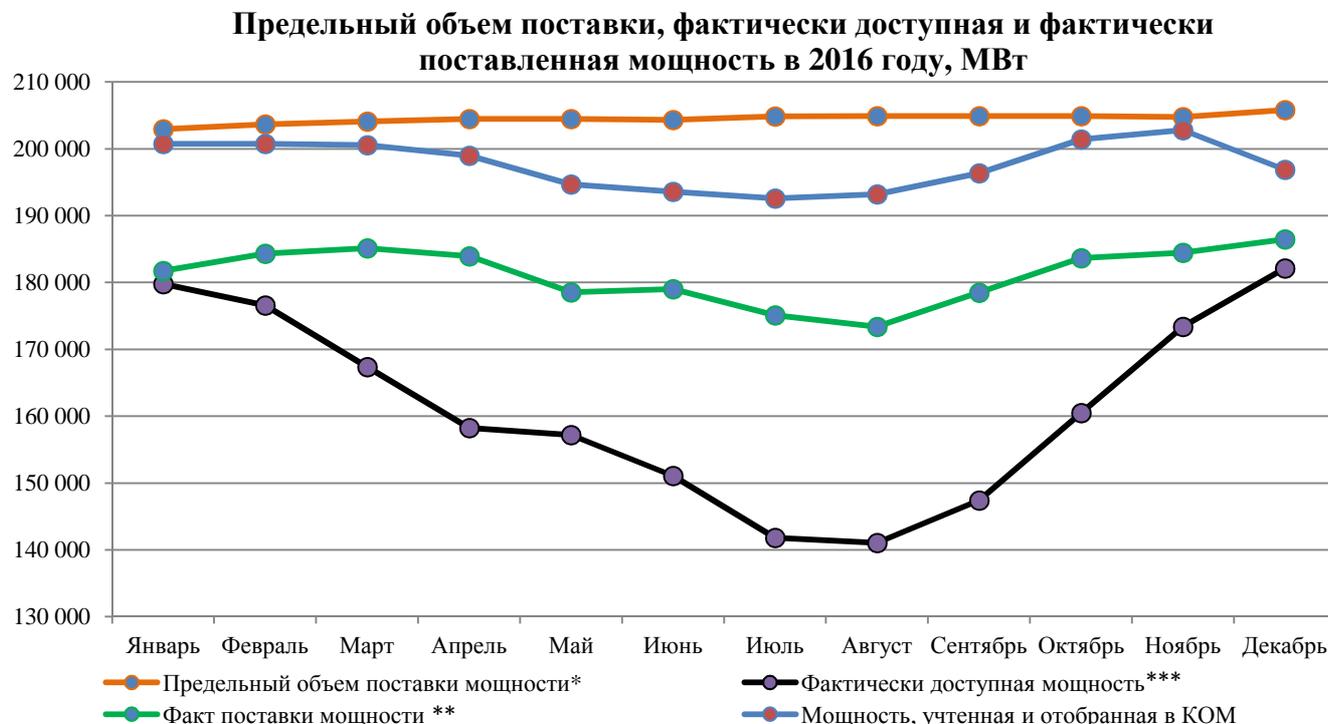


Рисунок IV.1 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная мощность

* – предельный объем поставки мощности определен с учетом срезки с установленной мощностью.

** – факт поставки мощности соответствует объемам, определенным в соответствии с Правилами ОРЭМ для целей расчета обязательств и требований участников рынка. Снижение фактически поставленной мощности относительно предельного объема поставки мощности соответствует физическим объемам ограничений и фактической мощности оборудования, выведенного в ремонт, 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 каких-либо повышающих/понижающих коэффициентов).

V. Снижение объема фактически поставленной мощности



При неполном соответствии генерирующего оборудования требованиям по готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии регистрируется снижение объема поставки мощности на оптовый рынок. Среднегодовой объем недопоставки

мощности, равный произведению значений фактических снижений мощности и соответствующего штрафного коэффициента, в 2016 году составил 15 939 МВт.

Основной объем снижений фактически поставленной мощности (97,2 %) формируется объемами снижений фактически доступной мощности (ограничения и выводы в ремонт). Объем снижений, определяемых невыполнением иных обязательных требований (ОПРЧ, СОТИАССО, реактивная мощность, вторичное регулирование для ГЭС), существенно ниже, и в 2016 месячная доля таких снижений находилась в диапазоне 1,7 % – 4,7 % и целом по году составила 2,8 %.

Детализированная информация о снижениях фактически поставленной мощности приведена в Приложении 2.

VI. Снижение объемов мощности при выводе оборудования в ремонт

Ремонты. Снижение мощности



В среднем в течение 2016 года в ремонтах постоянно находилось 38 133 МВт мощности объектов оптового рынка. Основной объем физического снижения мощности (31 430 МВт или 82,4 %) составили плановые ремонты.

В зависимости от вида проводимого ремонта к снижениям мощности в соответствии с Правилами ОРЭМ применяются различные понижающие коэффициенты. Снижения классифицируются по виду проводимых

ремонтных работ, к которым относятся:

- а. плановые ремонты оборудования (Δ_1);
- б. неплановые ремонты оборудования, учтенные в РСВ ($\Delta_{2.1}, \Delta_{2.2}$);
- с. неплановые ремонты, не учтенные в РСВ (Δ_4);
- д. аварийные ремонты (отключения/невключения) генерирующего оборудования ($\Delta_{изм}, \Delta_6, \Delta_{8.1}, \Delta_{8.2}$).

Объемы ремонтов в течение года имеют существенную неравномерность по сезонам. Основная доля в объемах среднемесячных снижений мощности приходится на объемы плановых ремонтов оборудования. Максимальное среднемесячное снижение мощности, обусловленное ремонтом оборудования, в 2016 году было зарегистрировано в августе и составило 67 354 МВт. Информация о среднемесячных снижениях мощности

электростанций оптового рынка, поставляющих мощность в 2016 году приведена на рисунках VI.1, VI.2, VI.3.

Среднемесячные снижения мощности по ценовым зонам ЕЭС, МВт

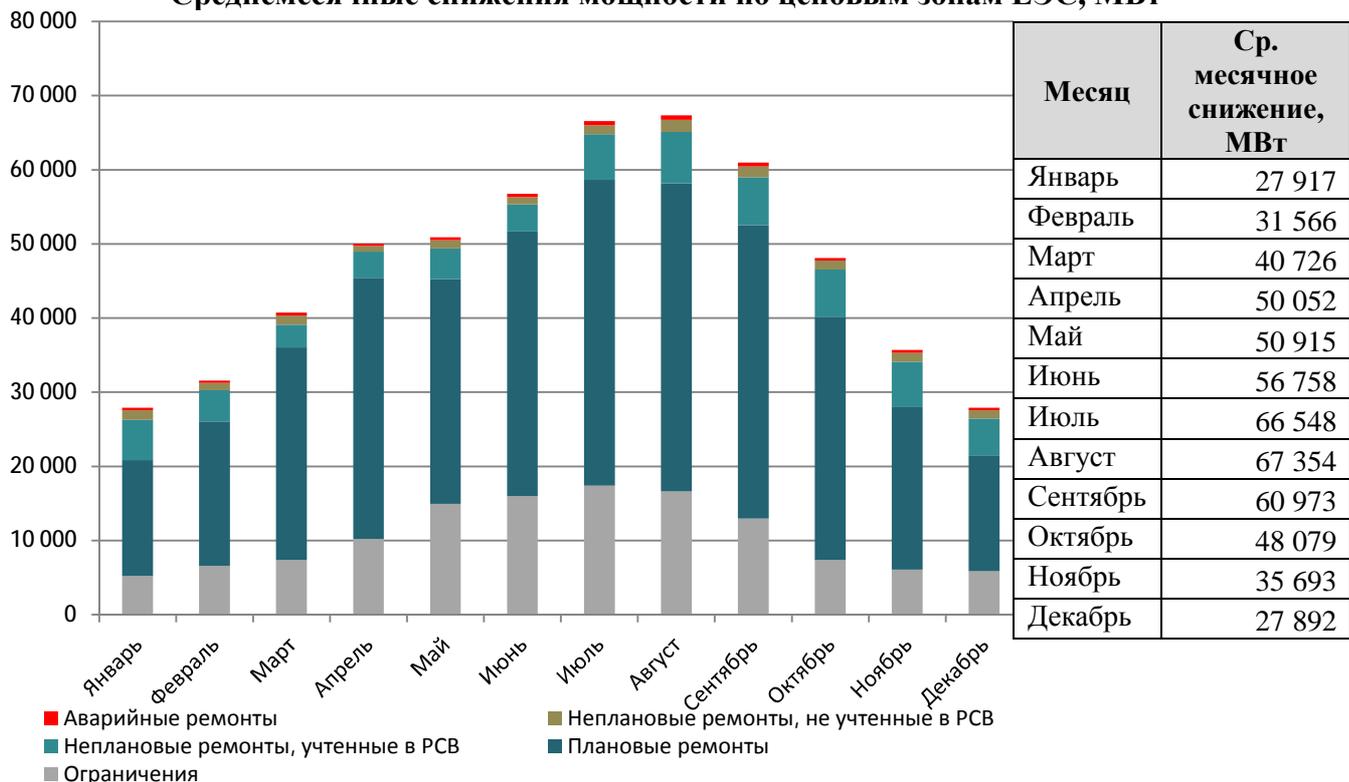


Рисунок VI.1 – Среднемесячные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне, МВт

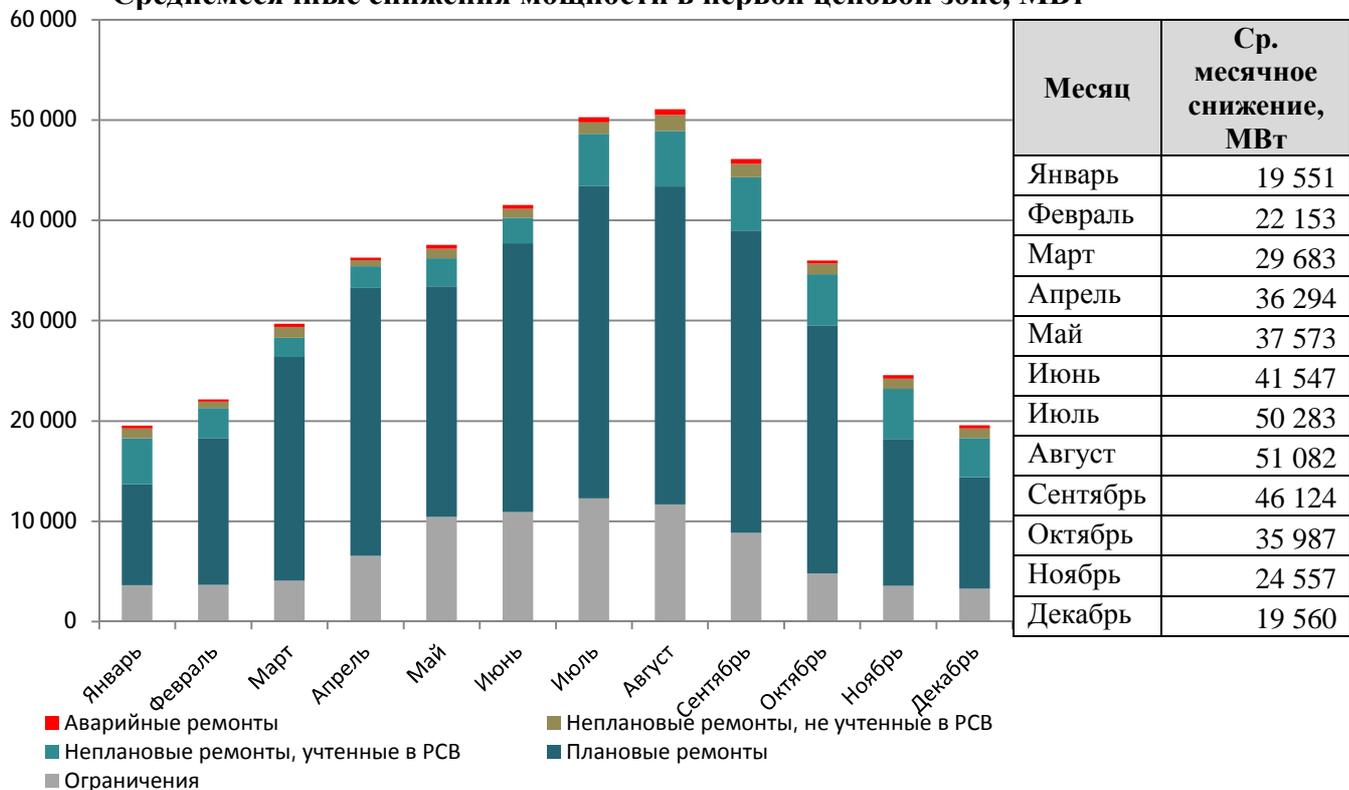


Рисунок VI.2 – Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

Среднемесячные снижения мощности во второй ценовой зоне, МВт

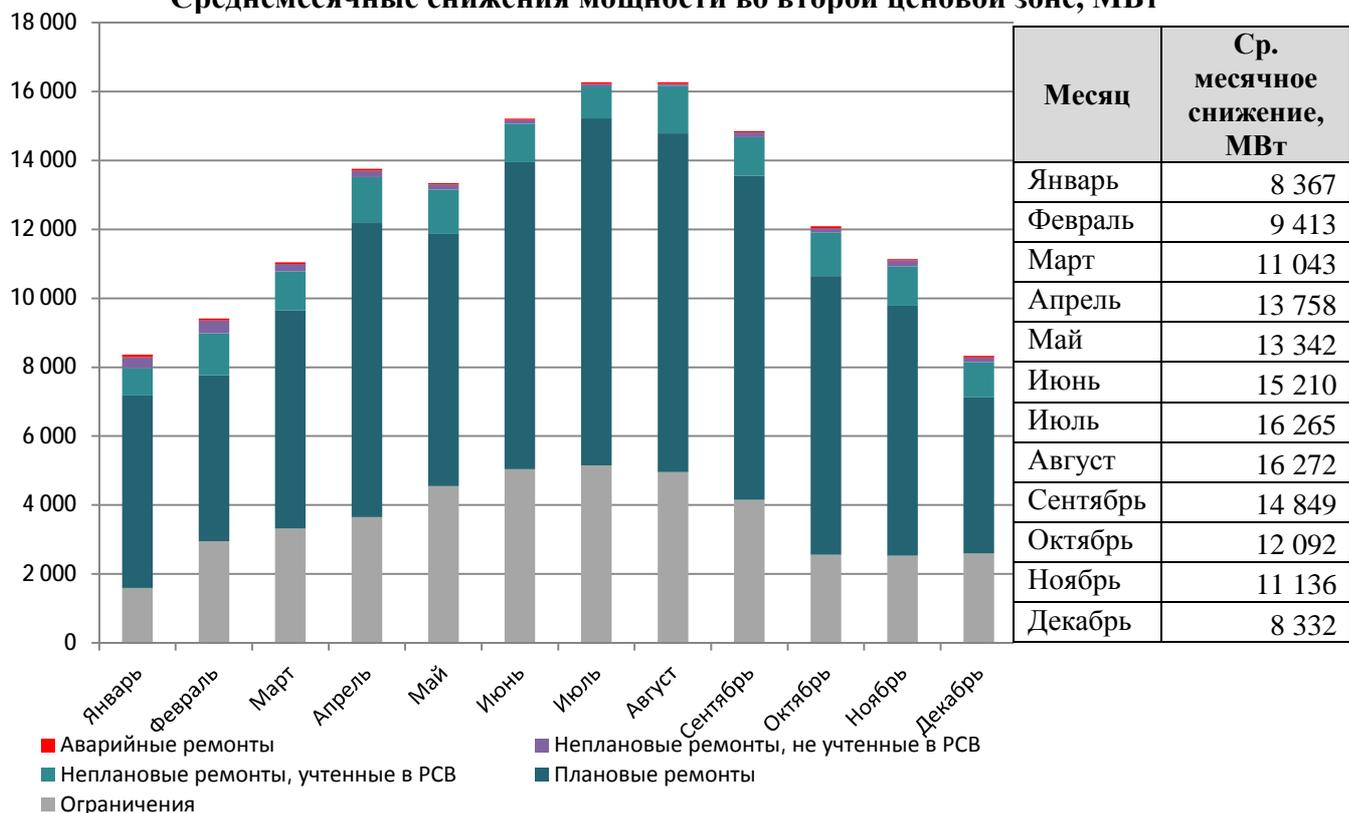


Рисунок VI.3 – Среднемесячные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

На объем среднесуточных снижений мощности существенное влияние оказывают unplanned и аварийные ремонты. Средняя доля таких ремонтов в 2016 году составила 14,2 %, а максимальная доля составила 32,1% и была зарегистрирована 22.12.2016. Максимальное снижение мощности (71 437 МВт) было зарегистрировано 04.08.2016.

Среднесуточная динамика объемов снижения мощности за 2016 год с разделением по видам приведена на рисунках VI.4, VI.5, VI.6.

Среднесуточные снижения мощности по ценовым зонам ЕЭС, МВт

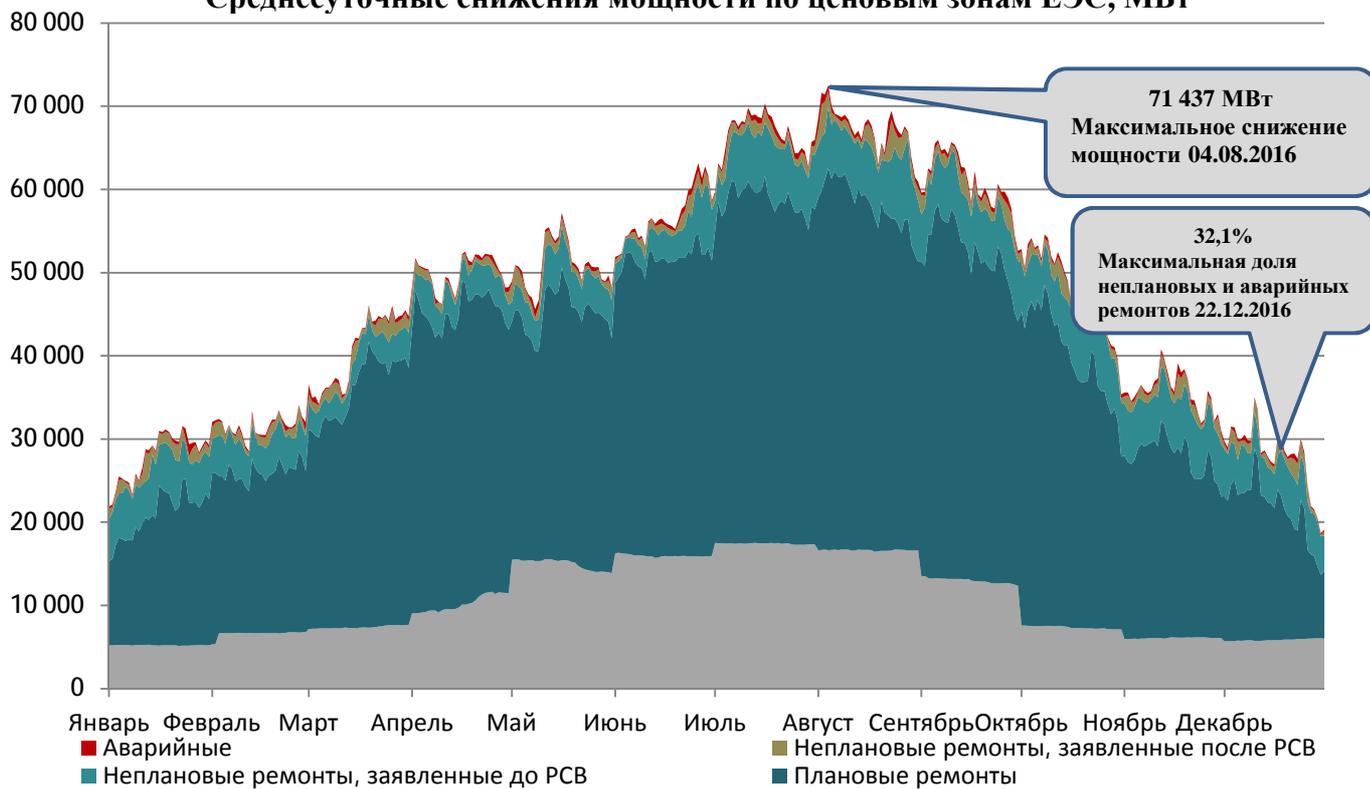


Рисунок VI.4 – Среднесуточные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне, МВт

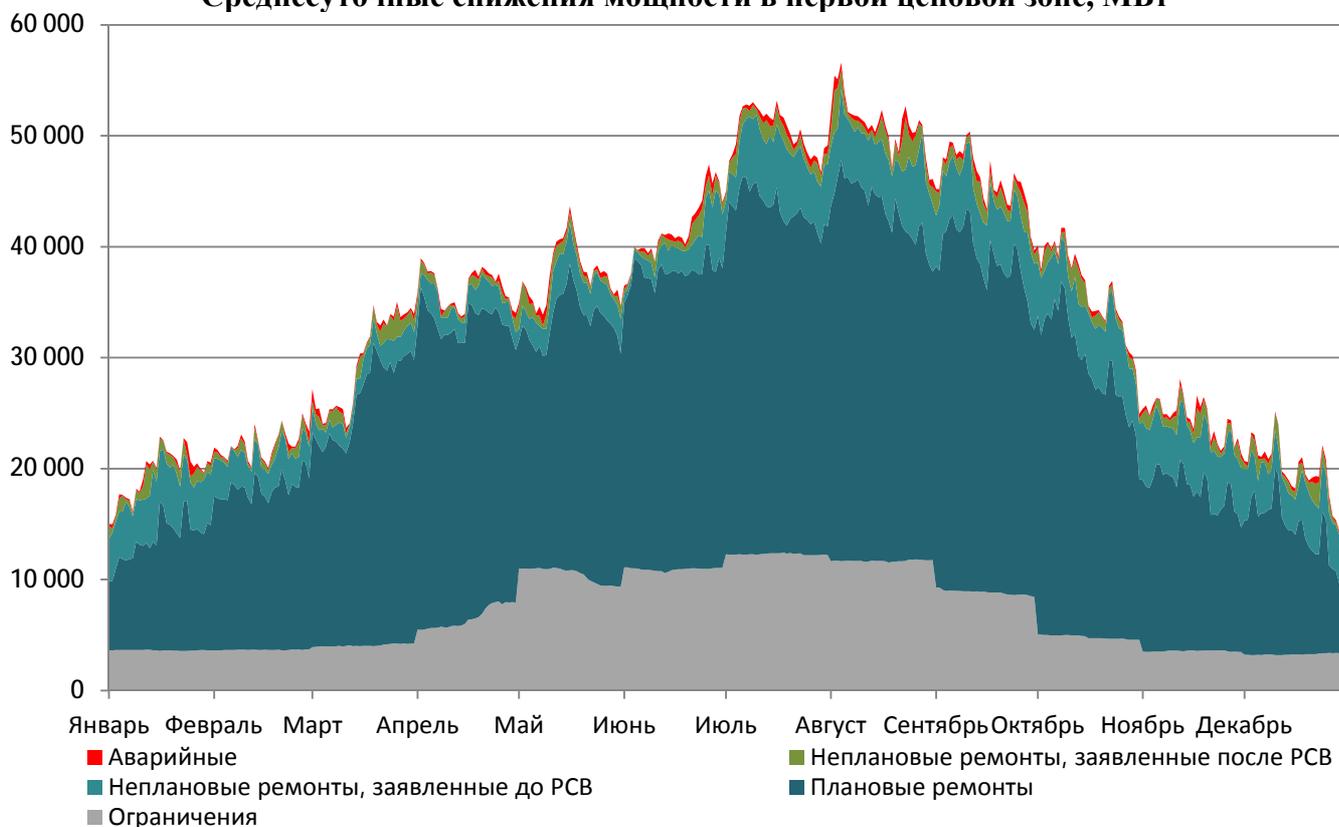


Рисунок VI.5 – Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

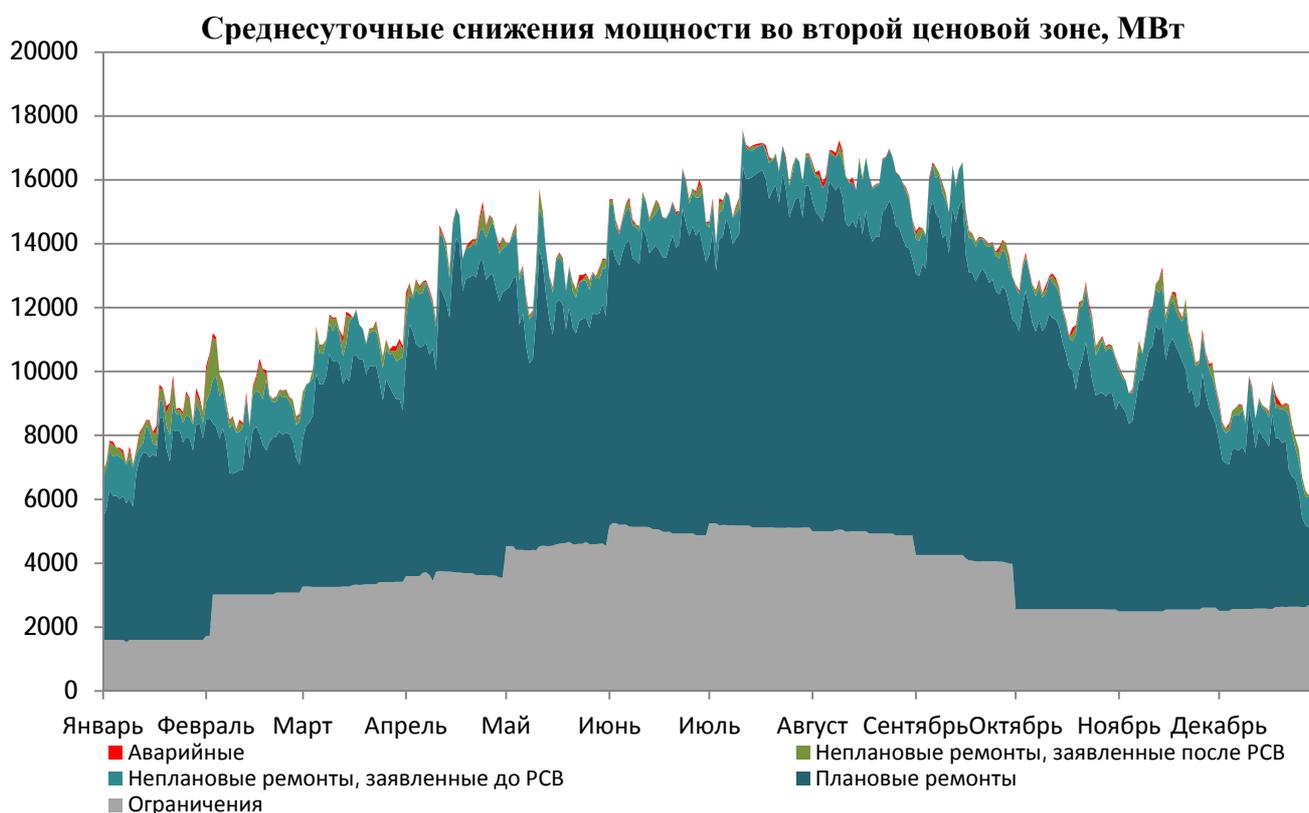


Рисунок VI.6 – Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

VII. Использование генерирующих мощностей в ценовых зонах

Коэффициент использования установленной мощности

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) определяется соотношением выработки и установленной мощности генерирующего оборудования. 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 в ЕЭС равен совокупному объему потребления с учетом сальдо экспортно-импортных перетоков. Соответственно для энергосистемы в целом, в условиях незначительного изменения установленной мощности, изменение КИУМ является не показателем режима работы генерирующего оборудования, а характеристикой изменения потребления.

В 2016 году совокупный КИУМ электростанций, представленных на оптовом рынке в ценовых зонах, составил 50,5 %. Неравномерность потребления в ценовых зонах ЕЭС, рассчитанная как отношение потребления электроэнергии к максимальному часовому значению потребления (далее – коэффициент числа часов использования максимума потребления – ЧЧИмп) в 2016 году составила 77,1 % (см. рисунок VII.1).

Коэффициент использования максимума потребления в ценовых зонах*

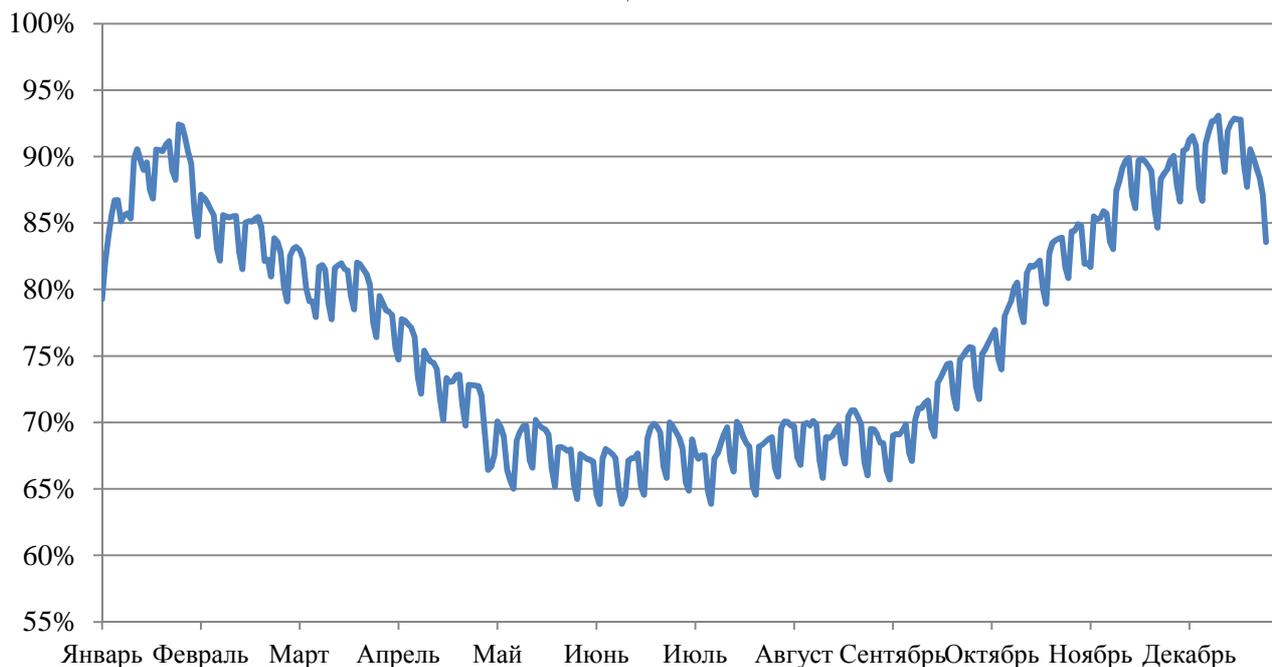


Рисунок VII.1 – Коэффициент использования максимума потребления в ценовых зонах оптового рынка

* – 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 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 2016 году совокупный КИДМ электростанций, представленных на оптовом рынке в ценовых зона составил 65,0 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 66,5 %, во второй ценовой зоне 60,1 %.

Коэффициент использования оплачиваемой мощности (КИОМ)

На оптовом рынке оплачивается не установленная мощность, а фактически поставленная. Показатель использования оплачиваемой мощности (КИОМ) характеризует востребованность мощностей, в отношении которых сформированы обязательства покупателей по их оплате. В 2016 году совокупный КИОМ электростанций, представленных на оптовом рынке в ценовых зона составил 55,9 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 59,8 %, во второй ценовой зоне 52,6 %.

Соотношение доли поставки в рынке мощности и поставки в рынке электроэнергии по видам генерации представлено соответственно на рисунках VII.5 и VII.6.

Коэффициенты использования мощности по ценовым зонам ЕЭС

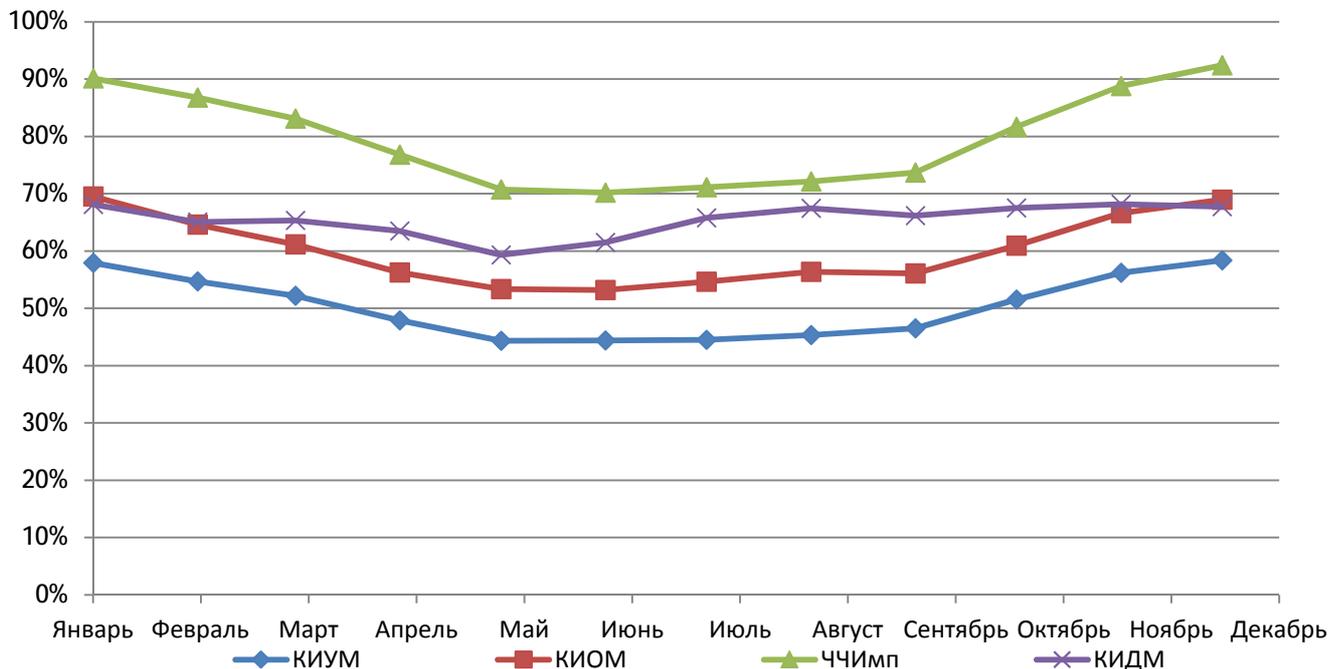


Рисунок VII.2 – Среднемесячные данные по использованию мощностей в ценовых зонах оптового рынка

Коэффициенты использования мощности в первой ценовой зоне

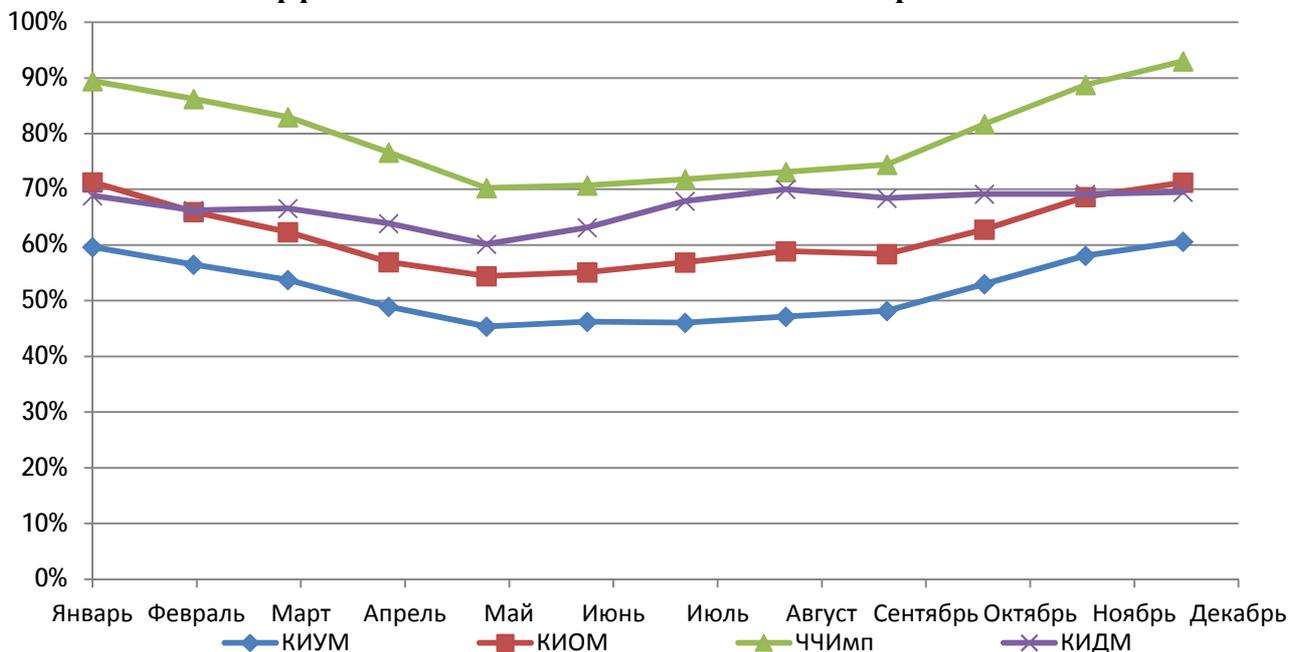


Рисунок VII.3 – Среднемесячные данные по использованию мощностей в первой ценовой зоне оптового рынка

Коэффициенты использования мощности во второй ценовой зоне

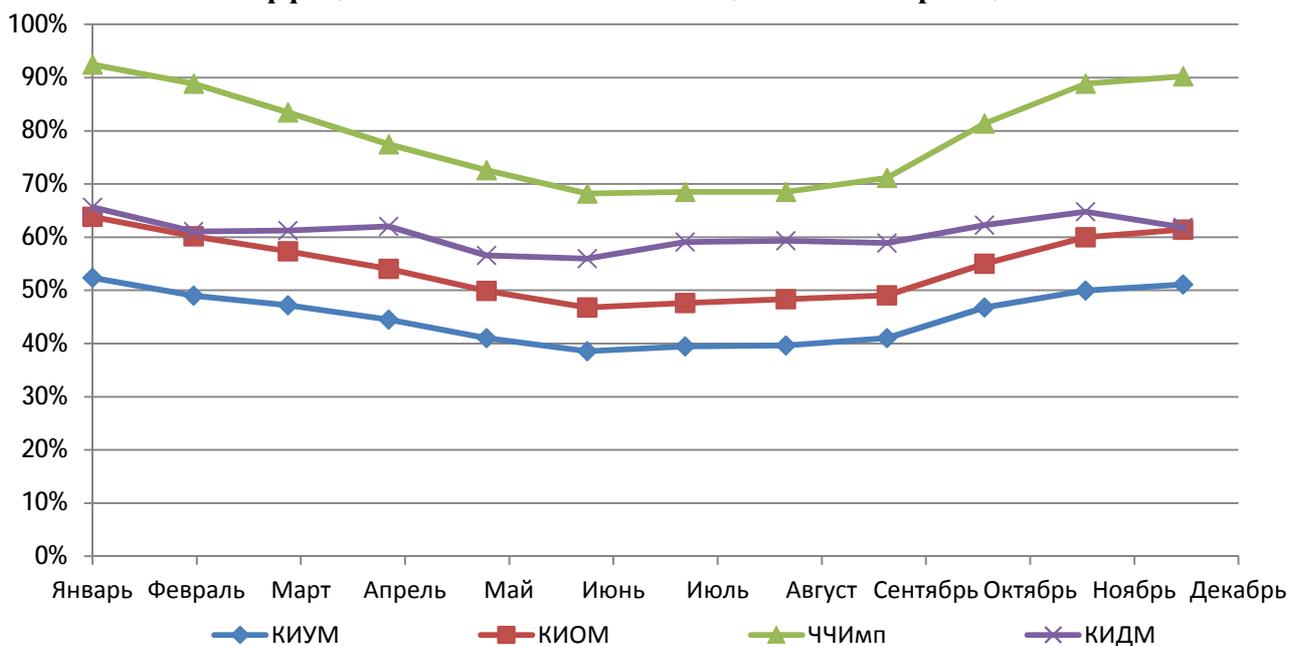


Рисунок VII.4 – Среднемесячные данные по использованию мощностей во второй ценовой зоне оптового рынка

Доля мощности, поставленной ТЭС, ГЭС и АЭС

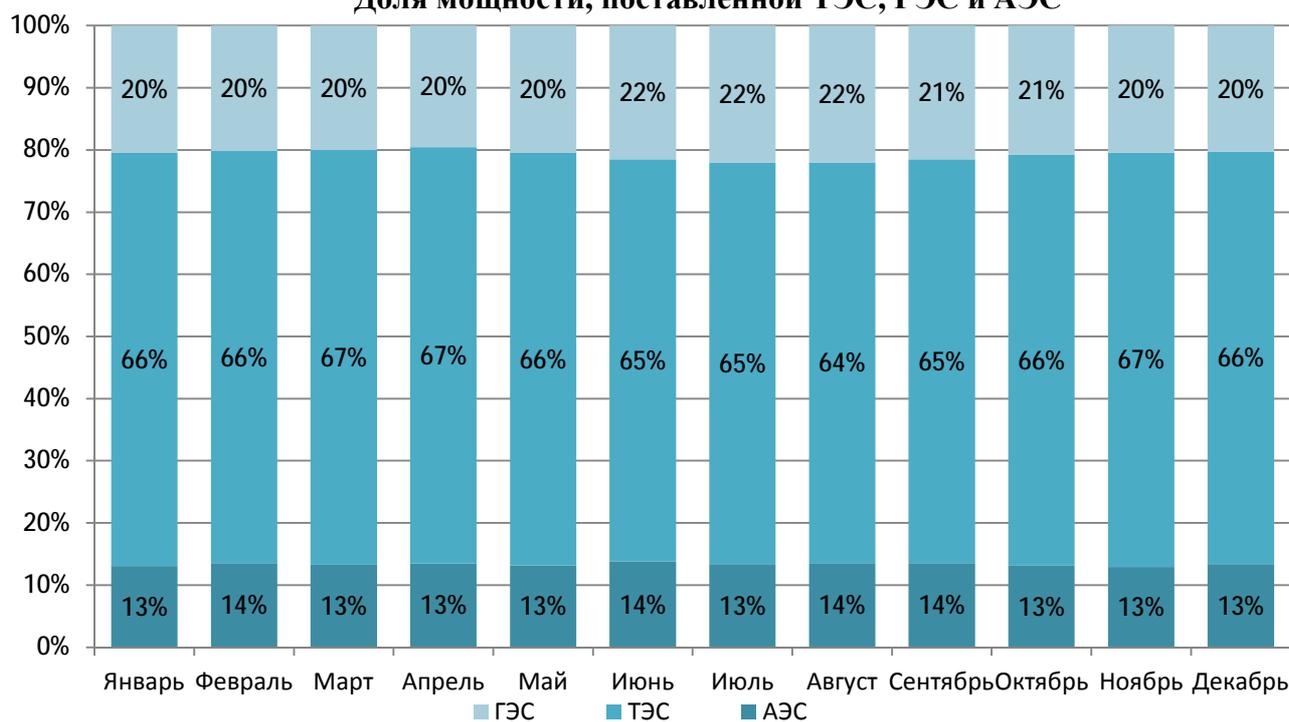


Рисунок VII.5 – Доля мощности, поставленной ТЭС, ГЭС и АЭС

Доля электроэнергии, выработанной с использованием ТЭС, ГЭС и АЭС

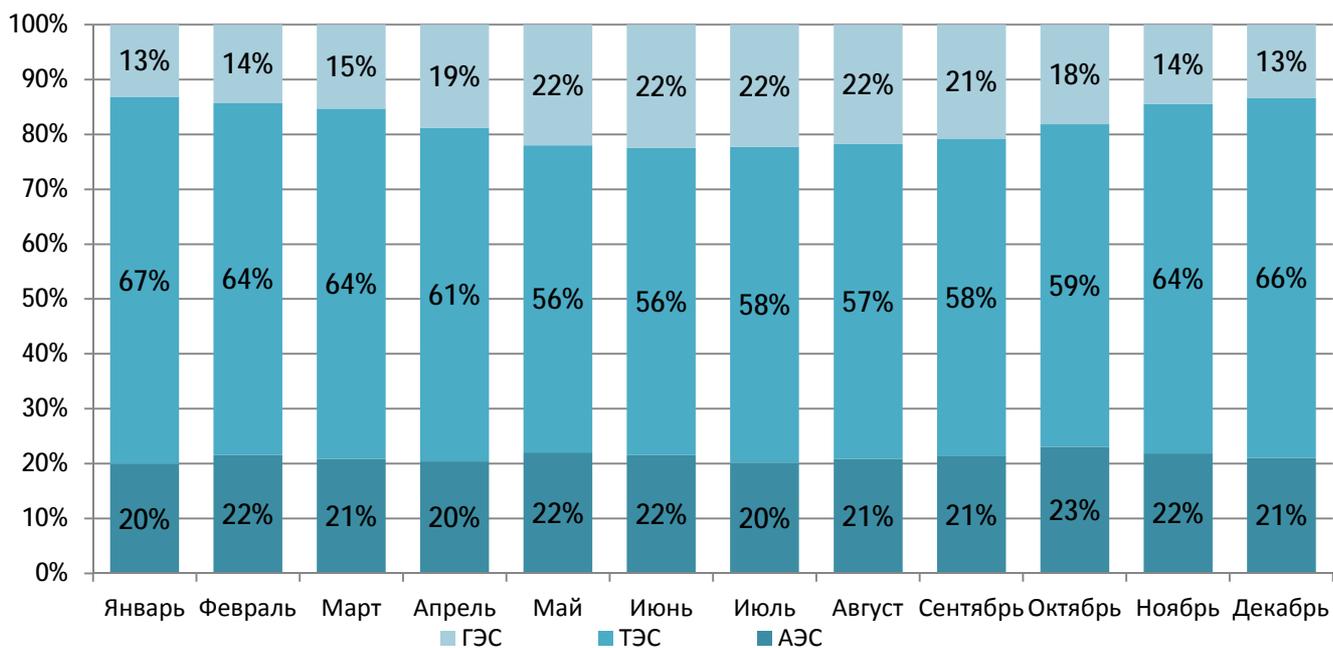


Рисунок VII.6 – Доля электроэнергии, выработанной с использованием ТЭС, ГЭС и АЭС

Детализированная информация о проведении конкурентного отбора мощности на 2016 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	140 158	156 977	156 315	155 873	24 779	10 307	-	442
2 ЦЗ	39 369	44 093	41 247	41 007	3 768	4 309	12	227
Итого	179 527	201 070	197 562	196 881	28 547	14 616	12	669

**Детализированная информация о готовности генерирующего
оборудования к выработке электроэнергии за 2016 год**

Таблица П2.1

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

Месяц	Дельта 1.1	Дельта 1.2	Дельта 1.3	Дельта 2.1 макс (120)	Дельта 2.1 макс	Дельта 2.2 макс	Дельта 4 макс	Дельта изм макс	Дельта 6	Дельта 8.1	Дельта 8.2
Январь	-	114	92	1 278	2 486	1 496	1 388	102	143	74	34
Февраль	-	114	352	845	2 126	1 104	1 053	58	100	19	49
Март	-	160	529	539	1 253	1 193	1 354	86	114	60	66
Апрель	-	224	1 190	869	1 339	1 243	826	97	129	24	66
Май	-	223	659	977	1 991	1 156	1 144	91	148	17	162
Июнь	34	278	2 583	944	1 252	1 468	1 018	145	124	16	146
Июль	521	2	2 920	1 280	2 733	2 071	1 286	209	152	41	136
Август	580	25	3 383	1 587	2 743	2 570	1 721	189	220	66	150
Сентябрь	595	4	5 334	1 543	2 971	1 889	1 524	200	191	37	93
Октябрь	550	11	7 073	1 886	2 696	1 724	1 249	99	139	29	74
Ноябрь	661	85	6 062	1 489	2 622	1 132	1 282	81	189	25	76
Декабрь	689	7	6 014	984	1 597	1 570	1 176	80	156	29	69
Среднегодовое значение	519	104	3 016	1 185	2 151	1 551	1 252	120	150	36	93

Иные объемы недопоставки мощности в ценовых зонах оптового рынка (МВт)

Месяц	ОПРЧ	Реактивная мощность	Оперативное вторичное регулирование	Автоматическое вторичное регулирование	СОТИАССО
Январь	163	76	-	101	58
Февраль	153	113	-	101	53
Март	156	127	1	101	14
Апрель	152	119	-	41	8
Май	149	132	-	41	13
Июнь	140	149	6	41	8
Июль	162	153	-	39	2
Август	976	149	12	39	39
Сентябрь	346	113	-	45	31
Октябрь	296	107	-	39	1
Ноябрь	206	62	-	39	1
Декабрь	186	59	-	9	1
Среднегодовое значение	257	113	2	53	19

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

Месяц	Дельта 1.1	Дельта 1.2	Дельта 1.3	Дельта 2.1 макс (120)	Дельта 2.1 макс	Дельта 2.2 макс	Дельта 4 макс	Дельта изм макс	Дельта 6	Дельта 8.1	Дельта 8.2
Январь	-	-	-	5	-	26	50	19	3	-	4
Февраль	-	-	-	19	27	38	22	7	3	-	-
Март	-	-	-	16	52	38	35	5	2	1	4
Апрель	-	-	-	5	19	13	13	1	2	-	2
Май	-	-	-	11	23	14	17	5	2	3	1
Июнь	-	-	-	19	58	29	37	16	2	-	1
Июль	-	-	-	56	56	47	40	73	5	-	2
Август	-	-	7	26	45	26	61	13	6	2	7
Сентябрь	-	-	142	25	24	34	35	4	4	-	6
Октябрь	-	-	259	31	23	21	29	5	4	-	1
Ноябрь	-	-	231	30	35	27	19	8	6	-	1
Декабрь	-	-	52	10	9	15	14	5	7	-	3
Среднегодовое значение	-	-	58	21	31	27	31	13	4	1	3

Иные объемы недопоставки мощности в неценовых зонах оптового рынка (МВт)

Месяц	ОПРЧ	Реактивная мощность	Оперативное вторичное регулирование	Автоматическое вторичное регулирование	СОТИАССО
Январь	8	1	-	-	1
Февраль	4	1	5	-	1
Март	4	1	-	-	1
Апрель	4	1	-	-	1
Май	5	1	-	-	1
Июнь	4	1	-	-	1
Июль	12	1	-	-	1
Август	15	-	-	-	1
Сентябрь	8	-	-	-	1
Октябрь	8	-	-	-	1
Ноябрь	8	-	-	-	1
Декабрь	8	-	3	-	1
Среднегодовое значение	7	1	1	-	1

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

Энергосистема	Месяц	Коэффициент поставки мощности *	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
ЕЭС	Январь	91.0%	15 890	5 291	1 438	414
ЕЭС	Февраль	92.3%	20 073	4 158	1 075	257
ЕЭС	Март	92.8%	29 902	3 090	1 389	363
ЕЭС	Апрель	93.0%	37 517	3 487	838	349
ЕЭС	Май	91.7%	32 832	4 172	1 161	454
ЕЭС	Июнь	92.5%	38 183	3 771	1 055	477
ЕЭС	Июль	90.9%	43 622	6 243	1 326	664
ЕЭС	Август	89.6%	43 776	6 996	1 781	699
ЕЭС	Сентябрь	90.8%	41 392	6 486	1 559	561
ЕЭС	Октябрь	91.1%	34 744	6 381	1 278	383
ЕЭС	Ноябрь	90.7%	23 099	5 334	1 301	431
ЕЭС	Декабрь	94.3%	16 129	4 184	1 190	402
Среднегодовое значение		91.73%	31 430	4 966	1 283	455

* - коэффициент поставки мощности 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)

Энергосистема	Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
ОЭС Северо-Запада	Январь	92.1%	1 264	497	119	37
ОЭС Северо-Запада	Февраль	93.7%	1 861	231	63	51
ОЭС Северо-Запада	Март	94.3%	2 872	277	85	33
ОЭС Северо-Запада	Апрель	93.6%	4 037	357	62	26
ОЭС Северо-Запада	Май	93.9%	2 957	289	106	22
ОЭС Северо-Запада	Июнь	93.6%	4 516	322	137	79
ОЭС Северо-Запада	Июль	92.9%	3 998	385	173	44
ОЭС Северо-Запада	Август	94.5%	4 408	278	63	21
ОЭС Северо-Запада	Сентябрь	92.6%	4 653	532	108	22
ОЭС Северо-Запада	Октябрь	93.5%	2 861	352	59	17
ОЭС Северо-Запада	Ноябрь	94.5%	1 391	130	37	11
ОЭС Северо-Запада	Декабрь	93.3%	894	455	28	14
Среднегодовое значение		93.54%	2 976	342	87	31

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

Энергосистема	Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
ОЭС Сибири	Январь	93.4%	5 584	803	330	85
ОЭС Сибири	Февраль	92.7%	4 814	1 205	372	53
ОЭС Сибири	Март	93.5%	6 342	1 129	218	53
ОЭС Сибири	Апрель	93.6%	8 536	1 333	195	61
ОЭС Сибири	Май	94.0%	7 320	1 290	153	41
ОЭС Сибири	Июнь	94.3%	8 906	1 117	106	47
ОЭС Сибири	Июль	95.1%	10 080	918	80	46
ОЭС Сибири	Август	93.7%	9 828	1 385	54	55
ОЭС Сибири	Сентябрь	94.2%	9 403	1 127	142	42
ОЭС Сибири	Октябрь	94.4%	8 087	1 261	122	57
ОЭС Сибири	Ноябрь	93.3%	7 252	318	173	48
ОЭС Сибири	Декабрь	100.0%	4 532	215	155	52
Среднегодовое значение		94.35%	7 557	1 008	175	53

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

Энергосистема	Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
ОЭС Средней Волги	Январь	93.2%	1 548	233	46	16
ОЭС Средней Волги	Февраль	94.1%	2 266	93	46	25
ОЭС Средней Волги	Март	93.8%	3 235	242	58	24
ОЭС Средней Волги	Апрель	92.5%	3 423	217	62	31
ОЭС Средней Волги	Май	86.8%	1 990	1 009	132	47
ОЭС Средней Волги	Июнь	93.8%	3 816	287	81	50
ОЭС Средней Волги	Июль	92.6%	4 419	368	50	30
ОЭС Средней Волги	Август	91.5%	3 493	493	57	77
ОЭС Средней Волги	Сентябрь	93.8%	3 320	288	41	40
ОЭС Средней Волги	Октябрь	92.7%	3 762	338	39	30
ОЭС Средней Волги	Ноябрь	92.1%	2 725	433	41	30
ОЭС Средней Волги	Декабрь	92.7%	2 010	327	60	31
Среднегодовое значение		92.47%	3 001	361	59	36

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

Энергосистема	Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
ОЭС Урала	Январь	88.0%	3 316	2 006	388	87
ОЭС Урала	Февраль	89.1%	4 565	1 638	404	76
ОЭС Урала	Март	90.8%	7 200	823	610	117
ОЭС Урала	Апрель	92.9%	7 581	442	232	103
ОЭС Урала	Май	92.0%	6 331	631	463	136
ОЭС Урала	Июнь	91.3%	6 401	1 052	321	138
ОЭС Урала	Июль	90.3%	7 988	1 327	315	146
ОЭС Урала	Август	87.7%	9 442	1 746	708	194
ОЭС Урала	Сентябрь	88.8%	7 981	2 011	507	144
ОЭС Урала	Октябрь	88.7%	6 818	1 901	517	106
ОЭС Урала	Ноябрь	88.1%	4 800	2 264	561	171
ОЭС Урала	Декабрь	92.7%	3 935	1 036	393	146
Среднегодовое значение		90.03%	6 363	1 406	452	130

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

Энергосистема	Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
ОЭС Центра	Январь	91.8%	3 067	850	219	59
ОЭС Центра	Февраль	94.1%	5 077	245	153	32
ОЭС Центра	Март	93.2%	6 732	360	312	103
ОЭС Центра	Апрель	93.4%	9 765	844	184	98
ОЭС Центра	Май	91.0%	10 025	861	257	140
ОЭС Центра	Июнь	90.1%	9 767	850	341	138
ОЭС Центра	Июль	85.2%	11 465	2 774	575	280
ОЭС Центра	Август	85.1%	11 426	2 394	745	295
ОЭС Центра	Сентябрь	87.0%	9 919	2 180	549	257
ОЭС Центра	Октябрь	88.5%	7 881	1 596	416	139
ОЭС Центра	Ноябрь	89.9%	3 985	719	335	127
ОЭС Центра	Декабрь	88.8%	2 407	1313	373	84
Среднегодовое значение		89.84%	7 626	1 249	372	146

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

Энергосистема	Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
ОЭС Юга	Январь	86.7%	954	880	319	120
ОЭС Юга	Февраль	90.6%	1 008	747	35	14
ОЭС Юга	Март	92.4%	2 519	255	101	28
ОЭС Юга	Апрель	91.0%	2 596	292	95	24
ОЭС Юга	Май	91.5%	2 501	91	50	64
ОЭС Юга	Июнь	95.0%	2 959	141	61	21
ОЭС Юга	Июль	93.2%	3 694	401	114	44
ОЭС Юга	Август	89.9%	3 343	685	116	33
ОЭС Юга	Сентябрь	92.2%	4 728	328	203	43
ОЭС Юга	Октябрь	91.4%	3 793	901	103	24
ОЭС Юга	Ноябрь	87.5%	1 980	1 426	141	31
ОЭС Юга	Декабрь	91.5%	1 954	820	175	65
Среднегодовое значение		91.08%	2669	581	126	43

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

Энергосистема	Месяц	Плановые ремонт	Неплановые ремонт до РСВ	Неплановые ремонт после РСВ	Аварийные ремонт
ОЭС Востока	Январь	156	22	18	11
ОЭС Востока	Февраль	482	0	2	7
ОЭС Востока	Март	1 002	4	6	5
ОЭС Востока	Апрель	1 581	2	8	5
ОЭС Востока	Май	1 709	1	1	4
ОЭС Востока	Июнь	1 818	2	7	4
ОЭС Востока	Июль	1 979	69	20	74
ОЭС Востока	Август	1 836	15	38	23
ОЭС Востока	Сентябрь	1 388	19	8	12
ОЭС Востока	Октябрь	1 542	32	23	10
ОЭС Востока	Ноябрь	967	44	13	14
ОЭС Востока	Декабрь	396	18	6	9
Среднегодовое значение		1238	19	13	15

Среднегодовые снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка,
поставляющим мощность в 2016 году (МВт)

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Алтайский край	209	33	6	2
Амурская область	401	0	2	1
Архангельская область	119	4	3	1
Астраханская область	105	12	3	2
Белгородская область	6	6	1	1
Брянская область	0	0	0	0
Владимирская область	94	32	4	1
Волгоградская область	643	35	3	2
Вологодская область	86	18	20	4
Воронежская область	207	32	10	4
Забайкальский край	283	11	4	2
Ивановская область	158	37	11	4
Иркутская область	2 363	17	13	7
Кабардино-Балкарская Республика	13	0	0	0

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Калининградская область	105	0	0	0
Калужская область	2	0	0	0
Карачаево-Черкесская Республика	40	4	0	0
Кемеровская область	614	74	29	11
Кировская область	139	10	8	4
Костромская область	746	22	20	4
Краснодарский край	211	94	9	6
Красноярский край	2 430	769	71	16
Курганская область	63	1	1	1
Курская область	824	61	26	8
Ленинградская область	1 838	237	56	22
Липецкая область	56	4	1	0
Московская область	2 734	241	56	38
Мурманская область	529	8	5	2
Нижегородская область	327	35	4	4
Новгородская область	78	22	6	2
Новосибирская область	492	9	15	3

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Омская область	152	70	26	8
Оренбургская область	552	29	23	3
Орловская область	61	23	4	1
Пензенская область	35	0	0	0
Пермский край	1 126	398	51	15
Приморский край	406	9	7	11
Псковская область	100	4	0	0
Республика Адыгея	0	0	0	0
Республика Алтай	0	0	0	0
Республика Башкортостан	580	39	13	10
Республика Бурятия	186	2	7	1
Республика Дагестан	153	14	6	2
Республика Ингушетия	0	0	0	0
Республика Калмыкия	2	2	2	0
Республика Карелия	41	10	1	1
Республика Коми	164	57	15	5
Республика Марий Эл	15	3	0	0

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Республика Мордовия	23	6	2	1
Республика Саха (Якутия)	77	7	2	1
Республика Северная Осетия-Алания	31	1	0	0
Республика Татарстан	735	96	26	17
Республика Тыва	0	0	0	0
Республика Хакасия	707	4	2	1
Ростовская область	834	320	88	25
Рязанская область	533	98	66	12
Самарская область	819	49	7	4
Саратовская область	711	106	13	5
Свердловская область	1 225	609	215	54
Смоленская область	462	294	36	17
Ставропольский край	638	100	15	4
Тамбовская область	38	6	3	2
Тверская область	1 148	211	65	12
Томская область	122	19	3	2

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Тульская область	223	159	47	36
Тюменская область	2 075	127	70	21
Удмуртская Республика	115	39	6	2
Ульяновская область	73	38	2	1
Хабаровский край	354	3	2	2
Челябинская область	488	154	65	21
Чеченская республика	0	0	0	0
Чувашская Республика	262	27	6	5
Ярославская область	250	3	2	1