

**Информация, необходимая для проведения отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на 2027 год, и дополнительного отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, на 2027-2029 годы<sup>1)</sup>**

1. Требования к порядку, способам и срокам подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации и технических параметров проектов модернизации на 2027 год (КОММод 2027) и дополнительного отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, на 2027-2029 годы (КОММод ПГУ 2027-2029) .....	3
1.1.Срок подачи (приема) ценовых заявок для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029 .....	3
1.2.Срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029.....	3
1.3.Способ и порядок подачи ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029 .....	3
1.4.Требования к содержанию ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029 .....	7
2. Перечень и описание территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации .....	9
3. Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, заявленные для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029.....	10

<sup>1)</sup> Информация, необходимая для проведения КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029, сформирована в соответствии с *Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности*, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, действующими по состоянию на 9 апреля 2021 г. В случае вступления в силу изменений, касающихся порядка и (или) сроков проведения КОММод, актуальная информация, необходимая для проведения КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029, будет уточнена в установленном порядке.

4. Значение нормы доходности за 2020 год .....	10
5. Среднее значение цен РСВ .....	11
6. Значение индекса потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2020 года .....	11

**1. Требования к порядку, способам и срокам подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации и технических параметров проектов модернизации на 2027 год (КОММод 2027) и дополнительного отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, на 2027-2029 годы (КОММод ПГУ 2027-2029)**

**1.1. Срок подачи (приема) ценовых заявок для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029**

В соответствии с пунктом 264 *Правил оптового рынка электрической энергии и мощности*, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 (далее - *Правила оптового рынка*), и *Регламентом проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение №19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*, далее – *Регламент проведения КОММод*), срок подачи (приема) ценовых заявок для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029 установлен:

**с 09:00 мск 29 апреля до 18:00 мск 30 апреля 2021 года.**

**1.2. Срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029**

В соответствии с *Регламентом проведения КОММод* срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029 установлен:

**с 09:00 мск 14 апреля до 18:00 мск 16 апреля 2021 года.**

**1.3. Способ и порядок подачи ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029**

Прием ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029 будет осуществляться АО «СО ЕЭС» в соответствии с *Регламентом проведения КОММод* с использованием специализированного интернет-сайта «Конкурентный отбор мощности (отбор проектов модернизации)» по адресу <http://kom.so-ups.ru>.

*Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» Конкурентный отбор мощности (отбор проектов модернизации); kom.so-ups.ru*

В соответствии с *Правилами оптового рынка и Регламентом проведения КОММод* подача ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций возможна в отношении зарегистрированного в установленном порядке генерирующего объекта с обязательным применением электронной подписи. Каждому генерирующему объекту, в отношении которого планируется реализация проектов модернизации, может соответствовать только одна условная группа точек поставки (ГТП).

Технические параметры проектов модернизации генерирующего оборудования представляются в форме заявки (без указания стоимостных параметров).

В отношении одного генерирующего объекта (условной ГТП) может быть подано:

- не более 3 (трех) заявок, содержащих технические параметры проекта модернизации генерирующего оборудования;
- одна ценовая заявка, сформированная на основании заявки (одной из заявок), содержащей технические параметры проекта модернизации, соответствующей требованиям *Правил оптового рынка и Регламента проведения КОММод*.

Ценовая заявка для участия в отборе проектов модернизации может быть подана только в отношении генерирующего объекта или в отношении совокупности таких генерирующих объектов, относящихся к одной электростанции, удовлетворяющих следующим требованиям и критериям:

1) для генерирующих объектов, в отношении которых в качестве основного мероприятия планируется реализация мероприятий по модернизации котельного оборудования, согласно перечню мероприятий, указанных в подпункте 1 пункта 266 *Правил оптового рынка*, год выпуска котлоагрегата – ранее 1987 года;

2) генерирующий объект, в отношении которого в качестве основного мероприятия планируется реализация мероприятий по модернизации турбинного оборудования, согласно перечню мероприятий, указанных в подпункте 2 пункта 266 *Правилах оптового рынка*, по состоянию на 1 января 2021 года, должен быть задействован в работе не менее (данный критерий не применяется для генерирующих объектов, в отношении которых поставщик участвует в КОММод ПГУ 2027-2029, а также для входящих в состав генерирующих объектов турбин, в отношении которых планируется реализация мероприятий, указанных в абзаце третьем подпункта 2 пункта

266 *Правил оптового рынка*, и при этом не планируется их вывод из эксплуатации по итогам реализации проекта модернизации и (или) реализации мероприятий, указанных в абзаце втором подпункта 2 пункта 266 *Правил оптового рынка*):

- 270 000 часов для генерирующих объектов, в состав которых входит турбина с давлением острого пара 10 МПа и менее;
- 220 000 часов для генерирующих объектов, в состав которых входит турбина с установленной мощностью менее 350 МВт и давлением острого пара более 10 МПа;
- 100 000 часов для генерирующих объектов, в состав которых входит турбина с установленной мощностью 350 МВт и более и давлением острого пара более 10 МПа;

3) показатель востребованности мощности каждой единицы генерирующего оборудования, входящей в состав генерирующего объекта, за период с 1 апреля 2019 года по 31 марта 2021 года (без учета периодов проведения плановых ремонтов соответствующих генерирующих объектов, не превышающих 360 календарных дней) имеет значение не менее 0,4. Данный критерий не применяется в отношении проектов модернизации, предусматривающих перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла;

4) в отношении генерирующего объекта отсутствует решение о согласовании вывода из эксплуатации, выданное после 1 января 2019 г. уполномоченным органом в соответствии с *Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации*, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. № 86;

5) мощность генерирующего объекта не поставляется по договорам о предоставлении мощности по состоянию на 1 апреля 2021 года;

6) мощность генерирующего объекта отобрана по результатам конкурентных отборов мощности (далее – КОМ) на 2024-2026 годы или учтена при их проведении как подлежащая оплате по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (далее – договоры МВР), в объеме, составляющем по отношению к декабрю каждого из указанных календарных лет не менее 90 процентов объема мощности этого генерирующего объекта, отобранной по результатам КОМ на 2023 год,

или учтенной в этом КОМ как мощность, подлежащая оплате по договорам МВР.

В соответствии с *Регламентом проведения КОММод* поставщиком должно соблюдаться ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования электростанции в зимний период – установленная мощность остающегося в работе генерирующего оборудования электростанции на период реализации мероприятий по модернизации заявленного в отбор оборудования данной электростанции должна составлять не менее средней за период с 1 декабря 2019 года по 29 февраля 2020 года и с 1 декабря 2020 года по 28 февраля 2021 года величины суммарного технического минимума всех единиц генерирующего оборудования данной электростанции, включенных по требованию участника по результатам процедуры выбора состава генерирующего оборудования (ВСВГО).

В случае если проект модернизации предусматривает вывод генерирующего объекта (совокупности объектов) из эксплуатации, то допускается ввод в эксплуатацию нового генерирующего объекта (совокупности объектов) на электростанции, к которой относится генерирующий объект, выводимый из эксплуатации, или вне указанной электростанции, при условии расположения нового генерирующего объекта в том же населенном пункте и в единой системе теплоснабжения с электростанцией, к которой относится генерирующий объект, выводимый из эксплуатации. В случае если проект модернизации, предусматривающий установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, с началом поставки мощности по итогам КОММод ПГУ 2027-2029, предусматривает вывод генерирующего объекта (совокупности объектов) из эксплуатации, то допускается ввод в эксплуатацию нового генерирующего объекта (совокупности объектов) вне электростанции (электростанций), к которым относятся генерирующие объекты, выводимые из эксплуатации, при условии расположения нового генерирующего объекта в той же ценовой зоне оптового рынка с электростанцией (электростанциями), к которым относятся генерирующие объекты, выводимые из эксплуатации.

#### **1.4. Требования к содержанию ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029**

В соответствии с пунктом 271 *Правил оптового рынка* ценовая заявка каждого участника КОММод должна содержать:

1) описание каждого генерирующего объекта до реализации проекта модернизации (указание типа генерирующего объекта, названия электростанции, к которой относится генерирующий объект);

2) описание каждого генерирующего объекта после реализации проекта модернизации (указание типа генерирующего объекта, названия электростанции, к которой относится генерирующий объект);

3) значение установленной мощности генерирующего объекта (совокупности генерирующих объектов) после реализации проекта модернизации, которое не может отличаться от значения установленной мощности генерирующего объекта (совокупности генерирующих объектов) до реализации проекта модернизации в сторону увеличения более, чем на 20 процентов, и в сторону уменьшения более, чем на 50 процентов;

4) величина снижения установленной мощности генерирующего объекта (электростанции) в каждом календарном месяце реализации проекта модернизации для целей формирования предварительного графика реализации проектов модернизации;

5) перечень мероприятий по модернизации из числа указанных в пункте 266 *Правил оптового рынка*;

б) параметры котлоагрегата (паропроизводительность) после реализации проекта модернизации котельного оборудования, параметры паровой (газовой) турбины (установленная электрическая мощность) после реализации проекта модернизации турбинного оборудования, и параметры иного оборудования после реализации сопутствующих мероприятий по модернизации, указанных в подпункте 3 пункта 266 *Правил оптового рынка*;

7) перечень и параметры генерирующих объектов, выводимых из эксплуатации в процессе реализации проекта модернизации и вводимых в эксплуатацию в процессе реализации проекта модернизации, с указанием электростанции, к которой относятся такие объекты;

8) стоимостные параметры проекта:

а) значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта после реализации проекта модернизации (выраженное в рублях на МВт в месяц в ценах текущего года), которое не может превышать цену, определенную для соответствующей ценовой зоны

по итогам конкурентного отбора мощности, проведенного в 2017 году (в первой ценовой зоне – 134 393,81 руб./МВт в месяц, во второй ценовой зоне – 225 339,74 руб./МВт в месяц), проиндексированную для отборов проектов модернизации в соответствии с индексом потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2020 года, указанным в п.6 настоящей Информации;

б) значение капитальных затрат на реализацию проекта (выраженное в рублях), которое не может превышать величину предельных максимальных капитальных затрат для соответствующего проекта модернизации, определенную в соответствии с Правилами определения величин предельных (максимальной и минимальной) капитальных затрат на реализацию проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, и не может быть менее величины предельных минимальных капитальных затрат, определенной в соответствии с Правилами определения величин предельных (максимальной и минимальной) капитальных затрат на реализацию проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций для соответствующего проекта модернизации;

в) коэффициент, характеризующий прогнозную прибыль от продажи электрической энергии по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (далее – РСВ), который не может быть менее 0,04 (0,25 для проекта модернизации, предусматривающего перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла) и более 0,38;

9) планируемый месяц начала поставки мощности по окончании реализации проекта модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации с указанием согласия на изменение данного параметра при формировании графика реализации проектов модернизации;

10) количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации, которое не может составлять менее 6 месяцев и превышать 36 месяцев.

Требования к форме и содержанию ценовых заявок для участия в КОММод установлены *Регламентом проведения КОММод*.

В соответствии с *Правилами оптового рынка* и *Регламентом проведения КОММод* проект модернизации должен содержать одно или несколько основных мероприятий из установленного *Правилами оптового рынка*, перечня, которые могут быть дополнены одним или несколькими сопутствующими мероприятиями, также указанными в *Правилах оптового рынка*.

Особенности формирования набора мероприятий, содержащихся в одном проекте, установлены *Регламентом проведения КОММод*.

Не допускается включение в проект мероприятий, реализованных до проведения отбора проектов модернизации.

В КОММод ПГУ 2027-2029 могут быть заявлены только проекты, предусматривающие установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, перечень которых определен распоряжением Правительства РФ от 24 апреля 2019 г. № 817-р.

Проверка достоверности представленных участником оптового рынка сведений осуществляется в соответствии с *Регламентом проведения КОММод*, в том числе с возможностью проведения выездной проверки.

## **2. Перечень и описание территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации**

Перечень территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, при проведении КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029, установлен в приложении 8 к *Регламенту проведения КОММод*.

### **3. Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, заявленные для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029**

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, заявленные для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029, для каждой из указанных в подпункте 2 территорий и для каждой ценовой зоны оптового рынка, рассчитанные в порядке, установленном *Регламентом проведения КОММод*, приведены в Приложении 1.

В соответствии с *Регламентом проведения КОММод* при проведении КОММод ПГУ 2027-2029 в качестве значений максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на каждой из указанных в подпункте 2 территорий и в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, для периода 2027–2029 годов используются значения, определенные в отношении 2027 года.

Значения совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры на модернизацию в период реализации мероприятий по модернизации с 1 января 2024 года по 31 декабря 2026 года, определенные для каждой из указанных в подпункте 2 территорий, приведены в Приложении 2.

### **4. Значение нормы доходности за 2020 год**

Значение нормы доходности за 2020 год, определенное АО «АТС» в соответствии с пунктом 282 *Правил оптового рынка* и *Регламентом проведения КОММод*, составило:

**0,1166116129**

## 5. Среднее значение цен РСВ

Среднее значение цен РСВ по ценовым зонам за период с 1 февраля 2020 года по 31 января 2021 года, рассчитанное АО «АТС» в соответствии с *Регламентом проведения КОММод*, составило:

Ценовая зона	Средняя цена РСВ, руб./МВт·ч
Первая ценовая зона (Европа)	<b>1 200,82</b>
Вторая ценовая зона (Сибирь)	<b>904,32</b>

## 6. Значение индекса потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2020 года

Значение индекса потребительских цен на товары и услуги Российской Федерации (далее – ИПЦ), определенное АО «АТС» в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), составило:

Период	ИПЦ
Величина фактического значения ИПЦ в декабре 2018 года к декабрю 2017 года, в %	<b>104,26</b>
Величина фактического значения ИПЦ в декабре 2019 года к декабрю 2018 года, в %	<b>103,04</b>
Величина фактического значения ИПЦ в декабре 2020 года к декабрю 2019 года, в %	<b>104,91</b>

**Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, заявленные для участия в КОММод 2027 и КОММод ПГУ 2027-2029**

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2023 год		2024 год		2025 год		2026 год		2027 год**	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето
1	ОЭС Северо-Запада		2693	2333	2558	1754	1484	695	1546	695	1546	
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС										
1.1	Центральная часть ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Мурманской области, Республики Карелия, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Новгородской области, Псковской области)		2693	2333	2558	1754	1484	695	1546	695	1546	
		Апатитская ТЭЦ										
		Новгородская ТЭЦ										
		Псковская ГРЭС										
		Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5)										
		Первомайская ТЭЦ-14										
		Василеостровская ТЭЦ (ТЭЦ-7)										
		Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)										
		Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)										
		Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)										
		Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22)										
		Киришская ГРЭС										
		Северо-Западная ТЭЦ										
		Юго-Западная ТЭЦ										
		ТЭЦ ПГУ "ГСР Энерго"										
		Петрозаводская ТЭЦ										

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2023 год	2024 год		2025 год		2026 год		2027 год**	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
1.1.1	Энергорайон северной части энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области ограниченный частичным контролируемым сечением «Невское» и двумя ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Восточная 1 и 2 цепь (а также шунтирующими связями 110 кВ)		847	1041	780	918	747	695	716	695	716
		Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5)									
		Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)									
		Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)									
		Северо-Западная ТЭЦ									
		ТЭЦ ПГУ "ГСР Энерго"									
1.1.2	Энергорайон г. Петрозаводск, ограниченный сечением "Дефицит энергорайона г. Петрозаводск"		77	65	76	97	176	97	176	97	176
		Петрозаводская ТЭЦ									
2	ОЭС Центра		5449	8902	4048	7638	4970	8765	4694	8765	4694
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
3	ОЭС Юга		2659	3787	2384	3734	2240	3665	2148	3665	2148
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
3.1.1.1.1.1	ОЭС-Крым		192	202	163	194	137	192	111	192	111
		Симферопольская ТЭЦ									
		Камыш-Бурунская ТЭЦ									
		Сакские Тепловые сети									
3.1.1.1.1	Юго-Запад		194	202	193	194	187	192	186	192	186
		Симферопольская ТЭЦ									
		Камыш-Бурунская ТЭЦ									
		Сакские Тепловые сети									
3.1.1.1	ОЭС-Кубань		194	202	193	194	187	192	186	192	186
		Краснодарская ТЭЦ									
		Сочинская ТЭС									
		Симферопольская ТЭЦ									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2023 год		2024 год		2025 год		2026 год		2027 год**	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	
		Камыш-Бурунская ТЭЦ										
		Сакские Тепловые сети										
<b>3.1.1</b>	<b>Юг</b>		1328	1642	1082	1563	925	1491	831	1491	831	
		Ставропольская ГРЭС										
		Невинномысская ГРЭС										
		Краснодарская ТЭЦ										
		Сочинская ТЭС										
		Симферопольская ТЭЦ										
		Камыш-Бурунская ТЭЦ										
		Сакские Тепловые сети										
		Махачкалинская ТЭЦ										
<b>3.1</b>	<b>Волгоград-Ростов</b>		1328	1642	1082	1563	925	1491	831	1491	831	
		Ставропольская ГРЭС										
		Невинномысская ГРЭС										
		Краснодарская ТЭЦ										
		Сочинская ТЭС										
		Симферопольская ТЭЦ										
		Камыш-Бурунская ТЭЦ										
		Сакские Тепловые сети										
		Ростовская ТЭЦ-2										
		Волгодонская ТЭЦ-2										
		Шахтинская ГТЭС										
		Махачкалинская ТЭЦ										
		Новочеркасская ГРЭС										
<b>3.2</b>	<b>Волгоград-Астрахань</b>		262	28	241	26	239	23	235	23	235	
		Астраханская ТЭЦ-2										
		Астраханская ГРЭС										
<b>3.3</b>	<b>ЛЭС (г. Волжский)</b>		365	0	357	0	357	0	356	0	356	
		Волжская ТЭЦ										
		Волжская ТЭЦ-2										
		Камышинская ТЭЦ										
<b>4</b>	<b>ОЭС Средней Волги</b>		4544	4290	4394	4297	4360	4201	4280	4201	4280	
		<b>Все ТЭС, расположенные в ОЭС</b>										
<b>4.1</b>	<b>Северный энергорайон</b>		1664	1131	1635	1067	1617	1057	1603	1057	1603	
		Чебоксарская ТЭЦ-2										

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2023 год	2024 год		2025 год		2026 год		2027 год**	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Новочебоксарская ТЭЦ-3									
		Йошкар-Олинская ТЭЦ-2									
		Казанская ТЭЦ-1									
		Казанская ТЭЦ-2									
		Казанская ТЭЦ-3									
<b>4.1.1</b>	<b>Казанский энергорайон</b>		1257	1008	1251	955	1247	954	1245	954	1245
		Казанская ТЭЦ-1									
		Казанская ТЭЦ-2									
		Казанская ТЭЦ-3									
<b>4.2</b>	<b>Нижекамский энергорайон</b>		1441	465	1413	466	1410	466	1408	466	1408
		Нижекамская ТЭЦ ПТК-1									
		Нижекамская ТЭЦ ПТК-2									
		Набережночелнинская ТЭЦ									
<b>4.3</b>	<b>Энергорайон, ограниченный сечением №1 МЭС</b>		137	0	136	0	134	0	134	0	134
		Саранская ТЭЦ-2									
<b>4.4</b>	<b>Энергорайон, ограниченный сечением №1 НЭС</b>		611	376	570	362	561	350	537	350	537
		Новогорьковская ТЭЦ									
		Дзержинская ТЭЦ									
		Сормовская ТЭЦ									
		Автозаводская ТЭЦ									
<b>4.5</b>	<b>Энергорайон, ограниченный сечением №2 ЧЭС</b>		271	154	261	149	255	146	251	146	251
		Чебоксарская ТЭЦ-2									
		Новочебоксарская ТЭЦ-3									
<b>4.6</b>	<b>Энергорайон, ограниченный сечением №1 ЭС Самарской области</b>		849	205	817	194	818	80	802	80	802
		Новокуйбышевская ТЭЦ-2									
		Самарская ТЭЦ									
		Новокуйбышевская ТЭЦ-1									
		Безьянская ТЭЦ									
<b>4.6.1</b>	<b>Энергорайон, ограниченный сечением №2 ЭС Самарской области</b>		620	205	620	194	620	80	620	80	620

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2023 год	2024 год		2025 год		2026 год		2027 год**	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Новокуйбышевская ТЭЦ-2									
		Новокуйбышевская ТЭЦ-1									
4.7	Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти		1179	697	1163	692	1156	685	1148	685	1148
		Тольяттинская ТЭЦ									
		ТЭЦ Волжского автозавода									
5	ОЭС Урала		9338	11168	8899	10892	8551	10668	8270	10668	8270
		<b>Все ТЭС, расположенные в ОЭС</b>									
5.1	группа КС «КС-1» (Оренбургская э/с)		251	0	247	0	244	0	237	0	237
		Сакмарская ТЭЦ									
		Каргалинская ТЭЦ									
5.2	группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с)		216	0	212	0	205	0	199	0	199
		Кировская ТЭЦ-3									
		Кировская ТЭЦ-4									
		Кировская ТЭЦ-5									
5.3	КС «КС 3» (Пермская э/с)		586	147	554	120	522	92	490	92	490
		Яйвинская ГРЭС									
		Березниковская ТЭЦ-2									
5.4	КС «Сечение 35» (Тюменская э/с)		4434	4957	4222	4829	4065	4742	3959	4742	3959
		Тюменская ТЭЦ-1									
		Тюменская ТЭЦ-2									
		Тобольская ТЭЦ									
		Сургутская ГРЭС-1									
		Сургутская ГРЭС-2									
		Уренгойская ГРЭС									
		Нижневартовская ГРЭС									
		Ноябрьская ПГЭ									
6	ОЭС Сибири		4736	5407	4148	5511	4126	5557	3902	5557	3902
		<b>Все ТЭС, расположенные в ОЭС</b>									
6.1	ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1)		4736	5407	4148	5511	4126	5557	3902	5557	3902

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2023 год		2024 год		2025 год		2026 год		2027 год**	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	
		Березовская ГРЭС										
		Красноярская ГРЭС-2										
		Красноярская ТЭЦ-1										
		Красноярская ТЭЦ- 2										
		Красноярская ТЭЦ- 3										
		Минусинская ТЭЦ										
		Назаровская ГРЭС										
		Томь-Усинская ГРЭС										
		Беловская ГРЭС										
		Кемеровская ТЭЦ										
		Ново-Кемеровская ТЭЦ										
		Кузнецкая ТЭЦ										
		Кемеровская ГРЭС										
		Южно-Кузбасская ГРЭС										
		Абаканская ТЭЦ										
		Иркутская ТЭЦ-1										
		Иркутская ТЭЦ-6										
		Иркутская ТЭЦ-9										
		Иркутская ТЭЦ-10										
		Иркутская ТЭЦ-11										
		Ново-Иркутская ТЭЦ										
		Усть-Илимская ТЭЦ										
		Ново-Зиминская ТЭЦ										
		Улан-Удэнская ТЭЦ-1										
		Гусиноозёрская ГРЭС										
		Харанорская ГРЭС										
		Читинская ТЭЦ-1										
		ТЭЦ ППГХО										
		Томская ГРЭС-2										
		Томская ТЭЦ-3										
		Томская ТЭЦ-1										
		ТЭЦ СХК										
		Новосибирская ТЭЦ-2										
		Новосибирская ТЭЦ-3										
		Новосибирская ТЭЦ-4										

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2023 год	2024 год		2025 год		2026 год		2027 год**	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Новосибирская ТЭЦ-5									
		Барабинская ТЭЦ									
		Барнаулская ТЭЦ-2									
		Барнаулская ТЭЦ-3									
		Бийская ТЭЦ-1									
		ТЭЦ АКХЗ									
<b>6.1.1</b>	<b>Восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск)</b>		680	616	699	643	684	629	671	629	671
		Иркутская ТЭЦ-1									
		Иркутская ТЭЦ-9									
		Иркутская ТЭЦ-10									
		Иркутская ТЭЦ-11									
		Ново-Иркутская ТЭЦ									
		Ново-Зиминская ТЭЦ									
		Улан-Удэнская ТЭЦ-1									
		Гусиноозёрская ГРЭС									
		Харанорская ГРЭС									
		Читинская ТЭЦ-1									
		ТЭЦ ППГХО									
<b>6.1.2</b>	<b>Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС)</b>		879	269	715	334	708	329	701	329	701
		Красноярская ТЭЦ-1									
		Красноярская ТЭЦ-2									
<b>6.1.3</b>	<b>Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС)</b>		222	204	207	198	200	192	192	192	192
		Назаровская ГРЭС (Блок1 и Блок 3)									
<b>6.1.4</b>	<b>Энергорайон "Южный" Томской ЭС</b>		533	213	526	160	530	220	530	220	530
		Томская ГРЭС-2									
		Томская ТЭЦ-3									
		Томская ТЭЦ-1									
		ТЭЦ СХК									
<b>6.1.5</b>	<b>Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС)</b>		591	765	587	760	581	755	571	755	571
		Новосибирская ТЭЦ-2									
		Новосибирская ТЭЦ-3									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2023 год	2024 год		2025 год		2026 год		2027 год**	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Новосибирская ТЭЦ-4									
		Новосибирская ТЭЦ-5									
		Барабинская ТЭЦ									
<b>6.1.6</b>	<b>ББУ-1 (Алтайская ЭС)</b>		458	260	457	259	456	255	450	255	450
		Барнаульская ТЭЦ-2									
		Барнаульская ТЭЦ-3									
		Бийская ТЭЦ-1									
<b>6.1.6.1</b>	<b>ББУ-3 (Алтайская ЭС)</b>		165	234	164	234	164	233	162	233	162
		Бийская ТЭЦ-1									
<b>6.2</b>	<b>Омская ЭС</b>		514	306	512	304	510	303	509	303	509
		Омская ТЭЦ-3									
		Омская ТЭЦ-4									
		Омская ТЭЦ-5									

\* Перечень территорий, по которым определены значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, с указанием перечня ТЭС, расположенных на такой территории, установлен Приложением № 8 к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (Приложение № 19.3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, далее - Регламент).

В Перечне указаны ТЭС с паровыми турбинами участников ОРЭМ, функционирующих на территории ценовых зон, по состоянию на 1 января 2021 года, без учета ТЭС, мощность которых полностью поставляется по ДПМ, договорам купли-продажи (поставки) мощности по результатам КОМ НГО или строительство которых осуществлено в соответствии со специальными решениями Правительства РФ.

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности рассчитаны в соответствии с п.4.3.2 Регламента на основании данных, учтенных с Схеме и программе развития ЕЭС России на 2020-2026 годы (далее - СиПР), утвержденной приказом Минэнерго России от 30.06.2020 № 508, с учетом:

- а) планов по вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования, учтенных при расчете режимно-балансовой ситуации в СиПР на год не позднее года X;
- б) планов по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования, учтенных при расчете режимно-балансовой ситуации в СиПР на год не позднее года X, за исключением планов по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования, удовлетворяющего хотя бы одному из следующих условий:
  - учтено при расчете режимно-балансовой ситуации в СиПР как планируемое к выводу из эксплуатации при условии выполнения замещающих мероприятий (при условии, что в соответствии с СиПР в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики отсутствуют планы по выполнению указанных мероприятий),
  - учтено как отобранное по результатам последнего состоявшегося КОМ;
- в) результатов КОМ НГО с датой начала поставки мощности, наступающей не позднее года X.

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности рассчитываются для расчетных зимнего и летнего часов максимума потребления мощности каждого года X, включенного в СиПР, и применяются для зимнего (с октября года X по апрель года X+1) и летнего (с мая по сентябрь года X) периодов.

\*\* Для летнего и зимнего периодов 2027 года применяются данные на 2026 год, включенные в СиПР на 2020–2026 годы.

Значения совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры на модернизацию в период реализации мероприятий по модернизации с 1 января 2024 г. по 31 декабря 2026 г.

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	01.01.2024	01.02.2024	01.03.2024	01.04.2024	01.05.2024	01.06.2024	01.07.2024	01.08.2024	01.09.2024	01.10.2024	01.11.2024	01.12.2024	01.01.2025	01.02.2025	01.03.2025	01.04.2025	01.05.2025	01.06.2025	01.07.2025	01.08.2025	01.09.2025	01.10.2025	01.11.2025	01.12.2025	01.01.2026	01.02.2026	01.03.2026	01.04.2026	01.05.2026	01.06.2026	01.07.2026	01.08.2026	01.09.2026	01.10.2026	01.11.2026	01.12.2026	
1	ОЭС Северо-Запада	210	210	210	210	210	210	160	160	160	160	160	160	60	60	60	60	60	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1	Центральная часть ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Мурманской области, Республики Карелия, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Новгородской области, Псковской области)	210	210	210	210	210	210	160	160	160	160	160	160	60	60	60	60	60	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1.1	Энергорайон северной части энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области ограниченный частным контролируемым сечением «Искское» и двумя ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Восточная 1 и 2 цепь (а также пугизинскими связями 110 кВ)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1.2	Энергорайон г. Петроавдоск, ограниченный сечением "Дефицит энергорайона г. Петроавдоск"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	ОЭС Центра	949	1549	1549	1549	1549	1549	1594	1809	1809	1809	1809	1459	1145	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559
3	ОЭС Юга	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.1.1.1.	ОЭС-Крым	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.1.1.1.	Юго-Запад	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.1.1.1.	ОЭС-Кубань	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.1.1	Юг	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.1	Волгоград-Ростов	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.2	Волгоград-Астрахань	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.3	ЛЭС (г. Волжский)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
4	ОЭС Средней Волги	940	1105	1165	1325	1325	1325	1390	1390	1390	1390	1390	1255	170	170	270	210	210	210	210	210	210	100	100	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
4.1	Северный энергорайон	-	-	-	50	50	50	115	115	115	115	115	115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4.1.1	Казанский энергорайон	-	-	-	50	50	50	115	115	115	115	115	115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4.2	Нижегородский энергорайон	135	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	165	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
4.3	Энергорайон, ограниченный сечением №1 МЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4.4	Энергорайон, ограниченный сечением №1 ПЭС	-	-	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	-	-	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
4.5	Энергорайон, ограниченный сечением №2 ЧЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
4.6	Энергорайон, ограниченный сечением №1 ЭС Самарской области	-	-	-	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4.6.1	Энергорайон, ограниченный сечением №2 ЭС Самарской области	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
4.7	Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
5	ОЭС Урала	1768	2578	2678	2678	2678	2678	2978	3378	2568	2703	2703	1768	1265	2085	2385	2495	3305	3305	2875	2575	2575	3385	3385	2475	2040	1220	1220	1220	1220	920	920	920	920	810	810		
5.1	группа КС «КС-1» (Оренбургская э/с)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
5.2	группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
5.3	КС «КС 3» (Пермская э/с)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
5.4	КС «Сечение 35» (Тюменская э/с)	1230	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	1230	1230	1230	430	430	430	430	430	1240	1240	810	810	810	1620	1620	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	
6	ОЭС Сибири	545	545	545	545	395	755	755	865	865	965	965	745	610	890	1325	1412	1302	1302	1252	1252	1252	1252	1165	660	510	510	510	510	310	410	410	410	410	410	410	410	
6.1	ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубновского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1)	410	410	410	410	260	620	620	730	730	830	830	610	510	790	1225	1312	1202	1202	1152	1152	1152	1152	1065	560	410	410	410	410	210	310	310	310	310	310	310		
6.1.1	Восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск)	150	150	150	150	-	-	-	-	-	-	-	-	80	405	492	492	492	492	492	492	492	405	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150		
6.1.2	Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС)	60	60	60	60	60	220	220	220	220	220	220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
6.1.3	Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
6.1.4	Энергорайон "Южный" Томской ЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
6.1.5	Прим в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		
6.1.6	ББУ-1 (Алтайская ЭС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	
6.1.6.1	ББУ-3 (Алтайская ЭС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	
6.2	Омская ЭС	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	