

Информация, необходимая для проведения конкурентного отбора мощности на 2025 год

1. Период представления ценовых заявок (даты начала и окончания срока подачи ценовых заявок) в целях участия в КОМ на 2025 год 2
2. Способы и порядок подачи ценовых заявок на продажу мощности в целях участия в КОМ на 2025 год 2
3. Требования к содержанию ценовых заявок, подаваемых участниками КОМ на 2025 год 2
4. Максимально допустимые объемы поставки мощности между ценовыми зонами, учитываемые в КОМ на 2025 год 4
5. Объем электрической энергии, соответствующий объему поставки мощности в зарубежные энергосистемы 4
6. Прогноз максимального часового потребления электрической энергии, величины плановых коэффициентов резервирования, учитываемые при определении спроса на мощность для каждой ценовой зоны при проведении КОМ на 2025 год 5
7. Параметры, определяющие спрос на мощность в каждой ценовой зоне на 2025 год . 7
8. Объемы мощности, которые будут учтены при проведении КОМ на 2025 год в качестве объемов мощности, подлежащих обязательной покупке на оптовом рынке вне зависимости от результатов КОМ 8
9. Требования к техническим параметрам генерирующего оборудования на 2025 год 16

1. Период представления ценовых заявок (даты начала и окончания срока подачи ценовых заявок) в целях участия в КОМ на 2025 год

В соответствии с п.100 *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 конкурентных отборов мощности* (Приложение №19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*, далее – *Регламент проведения КОМ*), срок подачи ценовых заявок на продажу мощности в целях участия в КОМ на 2025 год установлен с **09:00 мск 10 февраля 2020 года до 18:00 мск 14 февраля 2020 года**.

2. Способы и порядок подачи ценовых заявок на продажу мощности в целях участия в КОМ на 2025 год

Прием ценовых заявок на продажу мощности для участия в КОМ на 2025 год будет осуществляться АО «СО ЕЭС» в соответствии с *Правилами оптового рынка* и *Регламентом проведения КОМ* с использованием специализированного интернет-сайта «Конкурентный отбор мощности» по адресу **<http://monitor.so-ups.ru/>**. Подача заявок возможна в отношении зарегистрированного в установленном порядке генерирующего оборудования с обязательным применением электронной подписи.

3. Требования к содержанию ценовых заявок, подаваемых участниками КОМ на 2025 год

В соответствии с п.108 *Правил оптового рынка* ценовая заявка каждого участника КОМ должна содержать:

- указание на объем мощности, предлагаемый участником к продаже по результатам КОМ в отношении указанного в заявке генерирующего объекта и в отношении каждого месяца периода поставки мощности по результатам КОМ, соответствующий планируемой поставщиком располагаемой мощности соответствующего генерирующего объекта;
- значения технических характеристик и параметров указанного в ценовой заявке генерирующего объекта, перечень которых определен в соответствии с *Правилами оптового рынка* и *Регламентом проведения КОМ*;
- вид используемого основного топлива или энергоносителя, а также вид резервного топлива (при его наличии);

- указание на местонахождение генерирующего объекта (или планируемое местонахождение генерирующего объекта);
- указание на предлагаемую участником КОМ цену на мощность (за исключением подаваемых для участия в КОМ ценопринимающих заявок);
- год выпуска генерирующего оборудования, входящего в состав генерирующего объекта;
- планируемый месяц ввода генерирующего объекта в эксплуатацию или вывода из эксплуатации, если эти месяцы приходятся на 2025 год.

В отношении генерирующих объектов гидроэлектростанции объем располагаемой мощности, указываемый в ценовой заявке на декабрь, определяется участником с учетом технологических ограничений на производство, подачу в сеть и передачу электрической энергии по сети и ограничений по водному режиму, а также учитывается при проведении КОМ в объеме, определенном в соответствии с *Регламентом проведения КОМ*.

В отношении генерирующих объектов, не относящихся к объектам гидроэлектростанции, объемы мощности, указываемые в ценовой заявке на период с января по ноябрь, не могут превышать объем мощности, указанный в ценовой заявке на декабрь.

Требования к форме и содержанию ценовых заявок для участия в КОМ установлены *Порядком подачи ценовых заявок на продажу мощности* (Приложение №2 к *Регламенту проведения КОМ*).

В соответствии с п.103 *Правил оптового рынка* по результатам рассмотрения направленных поставщиками мощности (группы лиц), занимающими доминирующее и (или) исключительное положение на оптовом рынке в пределах одной ценовой зоны, ходатайств об определении условий участия в КОМ, ФАС России может установить условия или ограничения их участия в КОМ, в том числе по указанию одинаковых цен в заявках, подаваемых на КОМ, по указанию цен в ценовой заявке поставщика не выше цены, рассчитанной в соответствии с методикой проверки соответствия ценовых заявок на продажу мощности требованию экономической обоснованности, утвержденной ФАС России. В соответствии с п.13 *Правил антимонопольного контроля в электроэнергетике*, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.12.2013 №1164, решения и предписания по ходатайствам направляются ФАС России хозяйствующим субъектам (группе лиц) не позднее 3 (трех) дней до дня окончания срока подачи ценовых заявок на КОМ.

4. Максимально допустимые объемы поставки мощности между ценовыми зонами, учитываемые в КОМ на 2025 год

Максимально допустимый объем поставки мощности:

- из первой во вторую ценовую зону – 550,089 МВт;
- из второй в первую ценовую зону – 639,972 МВт.

Максимально допустимый объем поставки мощности между ценовыми зонами оптового рынка, учитываемый в КОМ на 2025 год, определен в соответствии с *Регламентом проведения КОМ* на основании данных:

– о величине отклонения фактических величин сальдо перетоков энергосистемы Северного Казахстана от плановых, определенных АО «АТС» по данным коммерческого учета за период с сентября 2016 года по август 2019 года;

– о величине плановых ограничений максимально допустимых перетоков передающей сети между ценовыми зонами, учтенных АО «СО ЕЭС» в актуализированной расчетной модели, представленной АО «СО ЕЭС» в АО «АТС» для проведения конкурентного отбора на сутки вперед, в рабочие дни за период с сентября 2016 года по август 2019 года.

5. Объем электрической энергии, соответствующий объему поставки мощности в зарубежные энергосистемы

Объем электрической энергии, соответствующий объему поставки мощности в зарубежные энергосистемы, определенный в соответствии с *Регламентом проведения КОМ* на основании данных, полученных от АО «АТС», о среднем арифметическом фактическом почасовом значении перетока электрической энергии в зарубежные энергосистемы, в период, включающий декабрь 2018 года, январь - февраль 2019 года, составляет 1 692,321 МВт·ч.

6. Прогноз максимального часового потребления электрической энергии, величины плановых коэффициентов резервирования, учитываемые при определении спроса на мощность для каждой ценовой зоны при проведении КОМ на 2025 год

Прогноз максимального часового потребления электрической энергии и объем спроса на мощность, учитываемые при проведении КОМ на 2025 год в отношении групп зон свободного перетока, соответствующих первой и второй ценовым зонам, определены в соответствии с *Положением о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности)*, утвержденным Приказом Минэнерго России от 07.09.2010 №431.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 7 ноября 2019 г. № 1411 при проведении КОМ на 2025 год используются прогнозируемые в год поставки объемы максимального часового потребления электрической энергии в каждой ценовой зоне, которые подлежали бы использованию при проведении таких долгосрочных конкурентных отборов мощности в 2019 году.

Ценовая зона	Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности ¹⁾ , МВт	Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности с учетом совмещения, МВт	Прогнозируемый максимальный объем потребления с учетом влияния температурного фактора, МВт	Плановый коэффициент резервирования, %		Выработка объектов розничной генерации ⁴⁾ , МВт	Спрос на мощность, МВт
				Утвержденный коэффициент ²⁾	Коэффициент применяемый при проведении КОМ ³⁾		
1	132 441	127 547	133 011	18,4	18,40	7 132	150 353
2	34 704	33 845	35 283	18,0	26,55	1 355	43 295
ИТОГО	167 145	161 392	168 294	-	-	8 487	193 648

1) Прогноз максимального часового потребления электрической энергии на 2025 год определен на основе прогноза потребления мощности по территориям субъектов Российской Федерации, включенного в *Схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы*, утвержденную Приказом Минэнерго России от 28.02.2019 №174.

2) Величины плановых коэффициентов резервирования, используемые при проведении КОМ по группам зон свободного перетока, соответствующих ценовым зонам оптового рынка, на 2025 год утверждены Приказом Минэнерго России от 28.10.2019 №1145.

3) В соответствии с п.107 *Правил оптового рынка* значения планового коэффициента резервирования во второй ценовой зоне оптового рынка увеличены на 8,55%.

4) Объемы производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на розничных рынках, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП генерации, по состоянию на 01.10.2019, определены как объемы среднечасовой выработки электрической энергии таких генерирующих объектов за декабрь 2018 г. – февраль 2019 г.

7. Параметры, определяющие спрос на мощность в каждой ценовой зоне на 2025 год

В соответствии с п.107 *Правил оптового рынка* спрос на мощность по каждой ценовой зоне определяется как функция цены мощности, определяемой по итогам КОМ.

Параметры, определяющие спрос на мощность по каждой ценовой зоне, задаются двумя точками спроса.

	1 ценовая зона	2 ценовая зона
1 точка спроса		
Объем ¹ , МВт	150 353	43 295
Цена ² , руб/МВт	215 406,42578058	301 304,69372989
2 точка спроса		
Объем ³ , МВт	168 395,360	48 490,400
Цена ² , руб/МВт	157 259,90593797	215 406,42578058

¹ Объем спроса на мощность в 1 (первой) точке в каждой ценовой зоне оптового рынка соответствует спросу на мощность в группе зон свободного перетока, соответствующих ценовым зонам оптового рынка, указанному в разделе 6 настоящего документа.

² Цены в 1 (первой) и 2 (второй) точке спроса на мощность для целей проведения КОМ на 2025 год определены на основании переданных АО «АТС» значений, сформированных в соответствии с *Регламентом проведения КОМ* равными соответствующей цене, используемой для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год 2024 год, проиндексированной в соответствии с индексом потребительских цен за 2019 год.

³ Объем спроса на мощность во 2 (второй) точке в каждой ценовой зоне равен увеличенному на 12% объему спроса на мощность в 1 (первой) точке.

8. Объемы мощности, которые будут учтены при проведении КОМ на 2025 год в качестве объемов мощности, подлежащих обязательной покупке на оптовом рынке вне зависимости от результатов КОМ¹⁾

Объемы мощности, учитываемые при проведении КОМ на 2025 год в качестве объемов мощности, подлежащих обязательной покупке на оптовом рынке вне зависимости от результатов КОМ, определены в соответствии со следующими документами:

– Реестром генерирующих объектов, мощность которых учитывается при проведении КОМ как подлежащая обязательной покупке на оптовом рынке, переданным АО «АТС» 31.12.2019 в соответствии с *Регламентом проведения КОМ*;

– протоколом заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 23.12.2019 № 4;

– Реестром генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, переданным АО «АТС» 14.01.2020 в соответствии с *Регламентом проведения КОМ*.

¹⁾ В соответствии с подп. б) п.106 *Правил оптового рынка* информация об объемах мощности, которые будут учтены при проведении КОМ в качестве объема мощности, подлежащего обязательной покупке на оптовом рынке вне зависимости от результатов КОМ, может быть актуализирована не позднее начала периода подачи заявок на КОМ

8.1. Перечень генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности, договоры купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС/ГАЭС ²⁾

Генерирующая компания	Объект ДПМ	Объем мощности объекта генерации, подлежащий учету в КОМ, МВт
Первая ценовая зона		
АО «Концерн Росэнергоатом»	Объект №1 - Ростовская АЭС, энергоблок №2	1000
АО «Концерн Росэнергоатом»	Объект №9 - Ростовская АЭС, энергоблок №4	1004,129
АО «Концерн Росэнергоатом»	Объект №5 - Ростовская АЭС, энергоблок №3	981,667
АО «Концерн Росэнергоатом»	Объект №4 - Ленинградская АЭС-2, энергоблок №1	1176
АО «Концерн Росэнергоатом»	Объект №8 - Ленинградская АЭС-2, энергоблок №2	1176
АО «Концерн Росэнергоатом»	Объект №3 - Нововоронежская АЭС-2, энергоблок №1	1144,532
АО «Концерн Росэнергоатом»	Объект №7 - Нововоронежская АЭС-2, энергоблок №2	1180
АО «Концерн Росэнергоатом»	Объект №6 - Белоярская АЭС, энергоблок №4	871,833
АО «Концерн Росэнергоатом»	Объект №2 - Калининская АЭС, энергоблок №4	1000
ПАО «Фортум»	Блок N3 (ПГУ- 420) Няганской ГРЭС	452,317
ПАО «Т Плюс»	Объект №8 (ПГУ)	220
ПАО «Т Плюс»	Объект №4 (ПГУ)	242
ПАО «Т Плюс»	Объект №5 (ПГУ)	242
ПАО «ТГК-1»	Объект №13 (ГТУ-ТЭЦ)	48,667
ПАО «ТГК-1»	Объект №14 (ГТУ-ТЭЦ)	48,667
ПАО «РусГидро»	Объект №2 - ГАЭС 1-й этап	420
ПАО «РусГидро»	Объект №2 - ГАЭС 2-й этап	420
ПАО «РусГидро»	Объект №1 - ГЭС 2-й этап	342
ПАО «РусГидро»	Объект №4 - ГЭС	63
ПАО «РусГидро»	Объект №1 - ГЭС 1-й этап	11
ПАО «РусГидро»	Объект №5 - ГАЭС	140
ПАО «РусГидро»	Объект №3 - ГЭС	100
ПАО «ОГК-2»	Объект №7 (ГТУ)	180
ПАО «ОГК-2»	Объект №6 (ГТУ)	176

²⁾ Перечень содержит генерирующие объекты с датой прекращения исполнения обязательств, наступающей не ранее 01 декабря 2025 года.

Генерирующая компания	Объект ДПМ	Объем мощности объекта генерации, подлежащий учету в КОМ, МВт
АО «Татэнерго»	Объект №6 (ПГУ)	123
АО «Татэнерго»	Объект №7 (ПГУ)	123
АО «Татэнерго»	Объект №3 (ПГУ)	220
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Блок №12 Верхнетагильской ГРЭС	439,348
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Объект №5	880
ООО «БГК»	Блок №1 ПГУ ТЭЦ-5	214,008
ООО «БГК»	Блок №2 ПГУ ТЭЦ-5	213,341
ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ»	Объект №3 (ПГУ ТЭЦ-450)	454,518
Вторая ценовая зона		
АО «ТГК-11»	Объект №10 (Т-120-130 вместо ПТ-50-130, №10)	120

8.2. Перечень генерирующих объектов, отнесенных к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме²⁾

Генерирующая компания	Генерирующий объект	Объем мощности объекта генерации, МВт
Первая ценовая зона		
ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС ТГ-5	270
ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС ТГ-6	290
ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС ТГ-7	300
ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС ТГ-1	264
ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС ТГ-2	264
ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС ТГ-3	270
ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС ТГ-4	270
ООО «Ноябрьская ПГЭ»	ООО «Ноябрьская ПГЭ» ГТУ-1-ТГ-1, Т1	59,57
ООО «Ноябрьская ПГЭ»	ООО «Ноябрьская ПГЭ» ГТУ-2-ТГ-2, Т2	60
ООО «Шахтинская ГТЭС»	Шахтинская ГТЭС ТГ 1-6	96,9
АО «Юго-Западная ТЭЦ»	Юго-Западная ТЭЦ Блок №1	185
ГЭП «ВОЛОГДАОБЛКОММУНЭНЕРГО»	Красавинская ГТ-ТЭЦ ГТ-3	14,4

²⁾ Перечень генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в 2025 году, утвержден распоряжениями Правительства РФ от 20.06.2019 № 1330-р и от 14.11.2019 № 2689-р.

Генерирующая компания	Генерирующий объект	Объем мощности объекта генерации, МВт
ГЭП «ВОЛОГДАОБЛКОММУНЭНЕРГО»	Красавинская ГТ-ТЭЦ ПТ-4	20,6
ГЭП «ВОЛОГДАОБЛКОММУНЭНЕРГО»	Красавинская ГТ-ТЭЦ ГТ-1	14,4
ГЭП «ВОЛОГДАОБЛКОММУНЭНЕРГО»	Красавинская ГТ-ТЭЦ ГТ-2	14,4
АО «ГСР ТЭЦ»	ТЭЦ ПГУ «ГСР Энерго» Бл-1	104,3
ООО «Курганская ТЭЦ»	Курганская ТЭЦ-2 Блок №1: ГТ №1, ПТ №1	113,1
ООО «Курганская ТЭЦ»	Курганская ТЭЦ-2 Блок №2: ГТ №2, ПТ №2	112,077
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Уренгой» ТГ-1	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Уренгой» ТГ-2	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Уренгой» ТГ-3	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Уренгой» ТГ-4	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Уренгой» ТГ-5	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Уренгой» ТГ-6	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Казым» ТГ-1	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Казым» ТГ-2	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Казым» ТГ-3	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Казым» ТГ-4	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Казым» ТГ-5	12
ПАО «Передвижная энергетика»	Филиал ОАО «Передвижная энергетика» ПЭС «Казым» ТГ-6	12
АО «Салехардэнерго»	ГТЭС Г-1, Г-2, Г-3	39,4
АО «Салехардэнерго»	ТЭС-14 Г-1, Г-2, Г-3, Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-8	14
Вторая ценовая зона		
АО «Кемеровская генерация»	Кемеровская ТЭЦ ТГ-2	10
АО «Кемеровская генерация»	Кемеровская ТЭЦ ТГ-3	10
АО «Кемеровская генерация»	Кемеровская ТЭЦ ТГ-4	30
АО «Кемеровская генерация»	Кемеровская ТЭЦ ТГ-7	30

8.3. Перечень новых генерирующих объектов, подлежащих строительству по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов ²⁾

Генерирующая компания	Генерирующий объект	Объем мощности объекта генерации, МВт
Первая ценовая зона		
АО «КРЫМТЭЦ»	Сакская ПГУ-120	120
ООО «ВО «Технопромэкспорт»	ПГУ-ТЭС «Ударная»	500

8.4. Перечень генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, относящихся к объектам гидрогенерации или функционирующих на основе использования отходов производства потребления (ДПМ ВИЭ ГЭС/ТБО) ³⁾

Генерирующая компания	Генерирующий объект	Объем мощности объекта генерации, МВт
Первая ценовая зона		
ООО «АГК-2»	Альтернативная тепловая электростанция «Казань»	55
ООО «АГК-1»	Альтернативная тепловая электростанция «Солнечногорск»	70
ООО «АГК-1»	Альтернативная тепловая электростанция «Ногинск»	70
ООО «АГК-1»	Альтернативная тепловая электростанция «Наро-Фоминск»	70
ООО «АГК-1»	Альтернативная тепловая электростанция «Воскресенск»	70
ООО «ЭнергоМИН»	Горько-Балковская МГЭС	9
ООО «ЭнергоМИН»	МГЭС на Просянском сбросе БСК	7
ПАО «РусГидро»	Гидравлическая электростанция МГЭС	10

²⁾ Перечень содержит генерирующие объекты, подлежащие строительству по результатам конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, с датой начала исполнения обязательств, наступающей не позднее 1 декабря 2025 года.

³⁾ Перечень содержит генерирующие объекты, подлежащие строительству по результатам конкурсных отборов объектов ВИЭ и ТБО, с датой начала исполнения обязательств, наступающей не позднее 1 декабря 2025 года.

Генерирующая компания	Генерирующий объект	Объем мощности объекта генерации, МВт
	Сенгилеевская	
ПАО «РусГидро»	Гидравлическая электростанция МГЭС Барсучковская	5,04
ПАО «РусГидро»	Гидравлическая электростанция МГЭС Усть-Джегутинская (1 пусковой комплекс)	5,6
ПАО «РусГидро»	Красногорская малая ГЭС-1	24,9
ПАО «РусГидро»	Красногорская малая ГЭС-2	24,9
ООО «НГБП»	МГЭС «Белопорожская ГЭС-2»	24,9
ООО «НГБП»	МГЭС «Белопорожская ГЭС-1»	24,9
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	МГЭС «Сегозерская»	8,1
ООО «Южэнергострой»	Нижне-Красногорская МГЭС	23,728

8.5. Перечень генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов и функционирующих после реализации мероприятий по модернизации ⁴⁾

Генерирующая компания	Генерирующий объект	Установленная мощность объекта генерации / увеличение установленной мощности объекта генерации, МВт
Первая ценовая зона		
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС, Блок 2	330 / +30
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС, Блок 3*	330 / +30
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС, Блок 4	330 / +30
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС, Блок 5*	330 / +30

⁴⁾ Перечень содержит модернизируемые генерирующие объекты с датой начала исполнения обязательств после выполнения мероприятий по модернизации, наступающей не позднее 1 декабря 2025 года.

* Генерирующие объекты, включенные в Перечень, в соответствии с протоколом заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 23.12.2019 № 4.

Генерирующая компания	Генерирующий объект	Установленная мощность объекта генерации / увеличение установленной мощности объекта генерации, МВт
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС, Блок 7	330 / +30
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС, Блок 8	330 / +30
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Ириклинская ГРЭС, Блок 3*	330 / +30
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Ириклинская ГРЭС, Блок 4	330 / +30
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Пермская ГРЭС, Блок 1	850 / +30
ООО «НСТЭЦ»	Ново-Салаватская ТЭЦ (ТГ-1)	50 / 0
ООО «НСТЭЦ»	Ново-Салаватская ТЭЦ (ТГ-5)	105 / +15
ООО «НСТЭЦ»	Ново-Салаватская ТЭЦ (ТГ-7)	135 / 0
ООО «БГК»	Кармановская ГРЭС (ТГ-1)*	330 / +26,8
ООО «БГК»	Кармановская ГРЭС (ТГ-3)	316 / +12,8
ООО «БГК»	Стерлитамакская ТЭЦ (ТГ-9)*	118 / +18
ПАО «ЮНИПРО»	Сургутская ГРЭС-2 БЛ 1 (ТГ 1)	830 / +20
ПАО «ЮНИПРО»	Сургутская ГРЭС-2 БЛ 4 (ТГ 4)*	830 / +20
ПАО «ЮНИПРО»	Сургутская ГРЭС-2 БЛ 6 (ТГ 6)	830 / +20
АО «Нижневартовская ГРЭС»	Нижневартовская ГРЭС (ТГ-1)	800 / 0
АО «Нижневартовская ГРЭС»	Нижневартовская ГРЭС (ТГ-2)	800 / 0
ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС (Г-1т)	60 / +10
ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС (Г-2т)	65 / +5
ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС (Г-4т)*	65 / +5
ПАО «ОГК-2»	Сургутская ГРЭС-1 (500) (13Г)*	190 / -25
ПАО «ОГК-2»	Сургутская ГРЭС-1 (500) (16Г)*	215 / 0
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21 Мосэнерго (ТГ-7)*	80 / 0
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22 Мосэнерго (ТГ-10)	250 / +10
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23 Мосэнерго (ТГ-4)	110 / +10
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25 Мосэнерго (ТГ-4)*	257 / +7
ПАО «Т Плюс»	Ижевская ТЭЦ-2 (ТГ-4)	124,9 / +14,9
ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-9 (ТГ-9)	124,9 / +19,9
ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-9 (ТГ-10)	65 / +10
ПАО «Т Плюс»	Самарская ТЭЦ (ТГ-4)*	124,9 / +14,9
ПАО «ТГК-1»	Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15 Г-6m)	120 / +20
ПАО «ТГК-1»	Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15 Г-7m)	116,4 / +19,4
ПАО «ТГК-1»	Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21 Г-4m2)*	100 / 0

Генерирующая компания	Генерирующий объект	Установленная мощность объекта генерации / увеличение установленной мощности объекта генерации, МВт
АО «Татэнерго»	Казанская ТЭЦ-2 (ТГ-7)*	65 / 0
АО «Татэнерго»	Заинская ГРЭС (ПГУ-2)*	850 / +45,1
АО «ТГК-16»	Казанская ТЭЦ-3 (ТГ-3)*	50 / 0
АО «ТГК-16»	Нижекамская ТЭЦ ПТК-1 (ТГ-2)*	60 / 0
АО «ТГК-16»	Нижекамская ТЭЦ ПТК-1 (ТГ-3)*	102 / +2
АО «ТГК-16»	Нижекамская ТЭЦ ПТК-1 (ТГ-5)*	105 / 0
ООО «Нижекамская ТЭЦ»	Нижекамская ТЭЦ ПТК-2 (ГТУ-1, ТГ-3)	195 / +20
ПАО «ЭНЕЛ Россия»	Среднеуральская ГРЭС (ТГ-6)*	120 / +20
ПАО «ЭНЕЛ Россия»	Среднеуральская ГРЭС (ТГ-7)*	120 / +20
ПАО «ЭНЕЛ Россия»	Невинномысская ГРЭС (ТГ-3)*	80 / 0
ПАО «ЭНЕЛ Россия»	Невинномысская ГРЭС (ТГ-4)	50 / 0
ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	Краснодарская ТЭЦ (Блок-1)	150 / 0
ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	Краснодарская ТЭЦ (Блок-3)	150 / +5
ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	Краснодарская ТЭЦ (Блок-2)	150 / +5
ПАО «Квадра»	Воронежская ТЭЦ-1 (ТГ-8)*	30 / +2
ПАО «Квадра»	Смоленская ТЭЦ-2 (ТГ-2)*	126 / +21
ПАО «Квадра»	Смоленская ТЭЦ-2 (ТГ-3)	130 / +20
ПАО «Квадра»	Тамбовская ТЭЦ (ТГ-8)*	130 / +20
ПАО «ТГК-2»	Костромская ТЭЦ-2 (ТГ-2)*	120 / +10
ПАО «ТГК-2»	Вологодская ТЭЦ (ТГ-1)*	12 / 0
ПАО «ТГК-2»	Вологодская ТЭЦ (ТГ-2)*	12 / 0
ПАО «ТГК-2»	Ярославская ТЭЦ-2 (ТГ-6)*	115 / 0
ПАО «ТГК-2»	Ярославская ТЭЦ-3 (ТГ-5)*	65 / 0
ООО «Автозаводская ТЭЦ»	ООО «Автозаводская ТЭЦ» (ТГ-9)*	60 / 0
Вторая ценовая зона		
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Гусиноозерская ГРЭС, Блок 1	200 / 0
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Гусиноозерская ГРЭС, Блок 2	210 / +20
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Гусиноозерская ГРЭС, Блок 3	204 / +34
ПАО «Иркутскэнерго»	Иркутская ТЭЦ-9 (ТГ-6)	60 / 0
ПАО «Иркутскэнерго»	Иркутская ТЭЦ-10 (ТГ-2)	150 / 0
ПАО «Иркутскэнерго»	Иркутская ТЭЦ-10 (ТГ-5)*	150 / 0
ПАО «Иркутскэнерго»	Иркутская ТЭЦ-10 (ТГ-7)	150 / 0

Генерирующая компания	Генерирующий объект	Установленная мощность объекта генерации / увеличение установленной мощности объекта генерации, МВт
ПАО «Иркутскэнерго»	Иркутская ТЭЦ-10 (ТГ-8)	150 / 0
ПАО «Иркутскэнерго»	Иркутская ТЭЦ-11 (ТГ-3)	50 / 0
ПАО «Иркутскэнерго»	Ново-Иркутская ТЭЦ (ТГ-3)	175 / 0
ПАО «Иркутскэнерго»	Ново-Иркутская ТЭЦ (ТГ-4)*	175 / 0
ПАО «Иркутскэнерго»	Иркутская ТЭЦ-6 (ТГ-1)	65 / +5
ПАО «Иркутскэнерго»	Усть-Илимская ТЭЦ (ТГ-3)*	110 / 0
АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Красноярская ТЭЦ-2 (ТГ-1)	110 / 0
АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Красноярская ТЭЦ-3 (ТГ-2)	185 / +25
АО «Кузбассэнерго»	Томь-Усинская ГРЭС (ТГ-6)*	200 / 0
АО «Кузбассэнерго»	Томь-Усинская ГРЭС (ТГ-7)	200 / 0
АО «Кузбассэнерго»	Томь-Усинская ГРЭС (ТГ-9)*	200 / 0
АО «ТГК-11»	Омская ТЭЦ-4 ТГ-7	100 / 0
АО «ТГК-11»	Омская ТЭЦ-4 ТГ-9*	135 / 0
ПАО «ТГК-14»	Читинская ТЭЦ-1 ТГ-3*	80 / 0
ПАО «ТГК-14»	Читинская ТЭЦ-1 ТГ-4*	87 / 0
АО «ОТЭК»	ТЭЦ СХК (ТГ-1, 2)*	60 / +10
АО «Бийскэнерго»	Бийская ТЭЦ-1 (ТГ-6)*	110 / 0
АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1 (ТГ-10)	87 / 0
АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1 (ТГ-15, ТГ-16)	70 / +10

9. Требования к техническим параметрам генерирующего оборудования на 2025 год

Ценовая заявка на КОМ на 2025 год в отношении генерирующего объекта, в состав которого входит генерирующее оборудование с давлением свежего пара 9 МПа и менее, состоящее из турбоагрегата с паровой турбиной (паровыми турбинами) и ее основными частями, выпущенными ранее 1970, может быть подана только при условии, если коэффициент использования установленной мощности такого турбоагрегата за 2018 год составляет более 8%.