

Информация, необходимая для проведения конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов¹

1. Период подачи ценовых заявок (даты начала и окончания срока подачи ценовых заявок) на отбор мощности новых генерирующих объектов (далее – КОМ НГО).....	2
2. Способы и порядок подачи ценовых заявок на КОМ НГО	2
3. Перечень и описание территорий технологически необходимой генерации, на которых необходимо строительство новых генерирующих объектов	3
4. Дата начала поставки мощности по итогам КОМ НГО с использованием введенных в эксплуатацию новых генерирующих объектов	6
5. Информация о наличии указания на возможность использования временно замещающих генерирующих объектов и (при наличии такого указания) предельный срок, в течение которого поставка мощности по итогам КОМ НГО может осуществляться с использованием временно замещающих генерирующих объектов.....	7
6. Объем мощности, который требуется отобрать по итогам КОМ НГО	7
7. Технические требования к генерирующим объектам, подлежащим строительству.....	7
8. Экономические параметры, исходя из которых будут рассчитываться коэффициент эффективности и стоимость мощности, продаваемой по итогам КОМ НГО	11

¹ В случае вступления в силу изменений, касающихся порядка и (или) условий и (или) сроков проведения КОМ НГО уточненная информация, необходимая для его проведения, будет опубликована дополнительно.

1. Период подачи ценовых заявок (даты начала и окончания срока подачи ценовых заявок) на отбор мощности новых генерирующих объектов (далее – КОМ НГО)

КОМ НГО проводится в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172, и Регламентом проведения конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов по решению Правительства Российской Федерации, принятому в 2021 году или последующие годы (Приложение №19.8.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, далее – *Регламент проведения КОМ НГО*) на основании распоряжения Правительства Российской Федерации от 18.07.2024 № 1920-р (далее – решение Правительства Российской Федерации).

Срок подачи ценовых заявок на КОМ НГО установлен с **10:00 мск 27 августа 2024 года до 18:00 мск 28 августа 2024 года.**

2. Способы и порядок подачи ценовых заявок на КОМ НГО

Формирование и направление (подача) ценовой заявки для участия в КОМ НГО будет осуществляться АО «СО ЕЭС» в соответствии с *Регламентом проведения КОМ НГО* с использованием электронной торговой площадки, сформированной на базе Системы В2В-Center в сети Интернет по адресу <https://www.b2b-center.ru>, оператором которой является АО «Центр развития экономики». Для направления ценовой заявки участник КОМ НГО должен выполнить процедуры по регистрации на электронной площадке в соответствии с порядком, предусмотренным оператором электронной площадки.

АО «СО ЕЭС» как организатор отбора осуществляет аккредитацию на электронной площадке субъектов оптового рынка, прошедших в установленном *Регламентом КОМ НГО* порядке процедуру допуска к КОМ НГО путем включения в Реестр участников КОМ НГО и зарегистрированных на электронной площадке в соответствии с порядком, установленным оператором электронной площадки.

Доступ на электронную площадку для подачи ценовой заявки и просмотра размещенных параметров и данных осуществляется после авторизации с использованием ключей усиленных квалифицированных электронных подписей (далее – ЭП), выданных аккредитованными удостоверяющими центрами. Сертификаты открытых ключей усиленных квалифицированных электронных подписей уполномоченных представителей участников КОМ НГО должны быть зарегистрированы участником КОМ НГО на электронной площадке В2В-Center в

порядке, установленном оператором электронной площадки АО «Центр развития экономики», до начала срока подачи ценовых заявок.

Ценовые заявки на КОМ НГО должны быть подписаны ЭП соответствующего физического лица, имеющего право подписывать указанный документ от имени субъекта оптового рынка, включенного в реестр участников КОМ НГО, и предоставившего в АО «СО ЕЭС» оригинал или нотариально удостоверенную копию доверенности на право подачи (подписания) ценовой заявки для участия в КОМ НГО.

Если дата и время публикации запроса предложений и/или дата и время окончания подачи заявок, указанные в объявленном запросе предложений на электронной площадке B2B-Center, отличаются от срока подачи ценовых заявок на КОМ НГО, указанного в п.1. настоящей информации, то датой и временем начала и окончания подачи заявок является срок подачи ценовых заявок на КОМ НГО, указанный в п.1. настоящей информации.

3. Перечень и описание территорий технологически необходимой генерации, на которых необходимо строительство новых генерирующих объектов

3.1. Генерирующие объекты, отобранные по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству (далее – генерирующие объекты, подлежащие строительству), должны быть расположены на территории южной части энергосистемы Забайкальского края, и (или) территории южной части энергосистемы Республики Бурятия, и (или) на территории Зиминского энергорайона энергосистемы Иркутской области, и (или) территории Иркутско-Черемховского энергорайона энергосистемы Иркутской области суммарным объемом не менее 700 МВт, из которых:

а) не менее 395 МВт и не более 625 МВт на территории южной части энергосистемы Забайкальского края и территории южной части энергосистемы Республики Бурятия, ограниченных высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Могоча – Амазар (ВЛ-224), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Семиозерный – Могоча (ВЛ-225), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Гусиноозерская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Мысовая – Байкальск с отпайкой на подстанцию Переемная (МБ-273) и высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Мысовая – Выдрино с отпайкой на подстанцию Переемная (МБ-274), в том числе не менее 175 МВт и не более 480 МВт на территории южной части энергосистемы Забайкальского края в районе,

ограниченном высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Петровск-Забайкальская – Чита (ВЛ-584), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Петровск-Забайкальская – Бада (ВЛ-285), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Петровск-Забайкальская – Тарбагатай (ВЛ-286), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Могоча – Амазар (ВЛ-224), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Семиозерный – Могоча (ВЛ-225);

б) оставшаяся часть генерирующих объектов на территории Зиминского энергорайона энергосистемы Иркутской области и территории Иркутско-Черемховского энергорайона энергосистемы Иркутской области, ограниченных высоковольтной линией электропередачи (500 кВ) Братский ПП – Ново-Зиминская, высоковольтной линией электропередачи (500 кВ) Братская ГЭС – Тулун № 1, высоковольтной линией электропередачи (500 кВ) Братская ГЭС – Тулун № 2, высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Тулун – Покосное, высоковольтной линией электропередачи (110 кВ) Замзор – Тайшет с отпайками, высоковольтной линией электропередачи (110 кВ) Силикатная – Тайшет с отпайкой на подстанцию Облепиха и высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Мысовая – Байкальск с отпайкой на подстанцию Переемная (МБ-273), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Выдрино – БЦБК (ВБ-272), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Гусиноозерская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582), в том числе не более 103 МВт на территории Зиминского энергорайона энергосистемы Иркутской области, ограниченной АТ-1, АТ-2 подстанции (500 кВ) Ново-Зиминская, высоковольтной линией электропередачи (110 кВ) Тулюшка – Тулун с отпайкой на подстанцию Нюра, высоковольтной линией электропередачи (110 кВ) Куйтун – Тулун с отпайками, высоковольтной линией электропередачи (110 кВ) Черемхово – Забитуй с отпайкой на подстанцию Жаргон, высоковольтной линией электропередачи (110 кВ) Черемхово – Кутулик с отпайкой на подстанцию Жаргон.

3.2. Выдача полного объема мощности генерирующего объекта, подлежащего строительству (генерирующих объектов, подлежащих строительству) на территории южной части энергосистемы Забайкальского края и (или) территории южной части энергосистемы Республики Бурятия, должна обеспечиваться путем создания и (или) реконструкции противоаварийной автоматики предотвращения нарушения устойчивости и перегрузки оборудования в контролируемом сечении "Бурятия – Иркутск", состоящем из высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Гусиноозерская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582), высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Мысовая – Байкальск с отпайкой на подстанцию Переемная (МБ-273), высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Мысовая –

Выдрино с отпайкой на подстанцию Переемная (МВ-274) и дополнительно путем выдачи мощности по одному или нескольким из следующих вариантов:

а) на шины (220 кВ) одной или нескольких из следующих подстанций:

подстанция (220 кВ) Могоча;

подстанция (220 кВ) Холбон;

подстанция (220 кВ) Маккавеево;

подстанция (220 кВ) Чита;

подстанция (220 кВ) Петровск-Забайкальская;

подстанция (220 кВ) Мухоршибирь;

подстанция (220 кВ) Татаурово;

подстанция (220 кВ) Северная;

подстанция (220 кВ) Районная;

подстанция (220 кВ) Селендума;

б) на шины существующих объектов генерации:

Харанорская ГРЭС;

Гусиноозерская ГРЭС;

Улан-Удэнская ТЭЦ-1;

Читинская ТЭЦ-1;

в) в электрическую сеть класса напряжения 110 кВ и выше, прилегающую к указанным в подпунктах "а" и "б" настоящего пункта подстанциям и шинам существующих объектов генерации.

3.3. Выдача полного объема мощности генерирующего объекта, подлежащего строительству (генерирующих объектов, подлежащих строительству) на территории южной части энергосистемы Забайкальского края, должна обеспечиваться путем выдачи мощности по одному или нескольким из следующих вариантов:

а) на шины (220 кВ) одной или нескольких из следующих подстанций:

подстанция (220 кВ) Могоча;

подстанция (220 кВ) Холбон;

подстанция (220 кВ) Маккавеево;

подстанция (220 кВ) Чита;

б) на шины существующих объектов генерации:

Харанорская ГРЭС;

Читинская ТЭЦ-1;

в) в электрическую сеть класса напряжения 110 кВ и выше, прилегающую к указанным в подпунктах "а" и "б" настоящего пункта подстанциям и шинам существующих объектов генерации.

3.4. Выдача полного объема мощности генерирующего объекта, подлежащего строительству (генерирующих объектов, подлежащих строительству) на

территории Зиминского энергорайона энергосистемы Иркутской области и (или) территории Иркутско-Черемховского энергорайона энергосистемы Иркутской области, должна обеспечиваться путем выдачи мощности по одному или нескольким из вариантов, указанных в пунктах 3.5 и 3.6 настоящего документа.

3.5. Выдача полного объема мощности генерирующего объекта, подлежащего строительству (генерирующих объектов, подлежащих строительству) на территории Иркутско-Черемховского энергорайона энергосистемы Иркутской области, должна обеспечиваться путем выдачи мощности:

а) на шины (220 - 500 кВ) одной или нескольких из следующих подстанций:

подстанция (500 кВ) Иркутская;

подстанция (220 кВ) Черемхово;

подстанция (220 кВ) УП-15;

подстанция (220 кВ) Шелехово;

подстанция (220 кВ) БЦБК;

подстанция (220 кВ) Ново-Ленино;

подстанция (220 кВ) Правобережная;

б) на шины существующих объектов генерации:

Ново-Иркутская ТЭЦ;

Иркутская ТЭЦ-11;

Иркутская ТЭЦ-10;

в) в электрическую сеть класса напряжения 110 кВ и выше, прилегающую к указанным в подпунктах "а" и "б" настоящего пункта подстанциям и шинам существующих объектов генерации.

3.6. Выдача полного объема мощности генерирующего объекта, подлежащего строительству (генерирующих объектов, подлежащих строительству) на территории Зиминского энергорайона энергосистемы Иркутской области, должна обеспечиваться путем выдачи мощности:

а) на шины (220 – 500 кВ) подстанции (500 кВ) Ново-Зиминская;

б) на шины Ново-Зиминской ТЭЦ;

в) в электрическую сеть класса напряжения 110 кВ и выше, прилегающую к указанным в подпунктах "а" и "б" настоящего пункта подстанциям и шинам существующих объектов генерации.

4. Дата начала поставки мощности по итогам КОМ НГО с использованием введенных в эксплуатацию новых генерирующих объектов

Решением Правительства Российской Федерации установлена дата начала поставки мощности с использованием введенных в эксплуатацию новых

генерирующих объектов, подлежащих строительству по итогам КОМ НГО – 1 июля 2029 г.

5. Информация о наличии указания на возможность использования временно замещающих генерирующих объектов и (при наличии такого указания) предельный срок, в течение которого поставка мощности по итогам КОМ НГО может осуществляться с использованием временно замещающих генерирующих объектов

Включение в ценовую заявку на отбор мощности новых генерирующих объектов сведений об использовании временно замещающих генерирующих объектов решением Правительства Российской Федерации не предусмотрено.

6. Объем мощности, который требуется отобрать по итогам КОМ НГО

Объем мощности, который требуется отобрать по итогам КОМ НГО, установленный решением Правительства Российской Федерации, указан в пункте 7.1 Технических требований к генерирующим объектам, подлежащим строительству (раздел 7 настоящего документа).

7. Технические требования к генерирующим объектам, подлежащим строительству

Технические требования к генерирующим объектам, подлежащим строительству, установлены решением Правительства Российской Федерации.

7.1. Объем установленной мощности генерирующих объектов, отобранных по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, на территории южной части энергосистемы Забайкальского края, и (или) территории южной части энергосистемы Республики Бурятия, и (или) территории Зиминского энергорайона энергосистемы Иркутской области, и (или) территории Иркутско-Черемховского энергорайона энергосистемы Иркутской области, который требуется отобрать по результатам конкурентного отбора мощности, составляет 700 МВт, в том числе не менее 395 МВт и не более 625 МВт на территории южной части энергосистемы Забайкальского края и (или) территории южной части энергосистемы Республики Бурятия, в том числе не менее 175 МВт и не более 480 МВт на территории южной части энергосистемы Забайкальского края, а также не более 103 МВт на территории Зиминского энергорайона Иркутской области.

Допускается поэтапный ввод в эксплуатацию генерирующих объектов, подлежащих строительству.

7.2. Тип генерирующих объектов, подлежащих строительству, - отдельные энергоблоки на существующих тепловых электростанциях или новая электростанция, обеспечивающие техническую возможность выработки электрической энергии с числом часов использования установленной мощности генерирующего объекта, подлежащего строительству, не менее 6 500 часов в год без наличия сезонных ограничений на включение энергоблока (энергоблоков) в сеть.

7.3. Установленная мощность каждого подлежащего строительству энергоблока в составе генерирующего объекта должна составлять не менее 25 МВт и не более 330 МВт.

7.4. В случае строительства энергоблока (энергоблоков) на существующей тепловой электростанции состав и параметры основного и вспомогательного энергетического оборудования, сооружений, систем подготовки и подачи топлива, включая систему технического водоснабжения и дымо- и золоудаления, должны обеспечивать работу нового энергоблока (новых энергоблоков) с установленной мощностью при отсутствии обусловленного вводом нового энергоблока (новых энергоблоков) снижения располагаемой мощности существующих энергоблоков электростанции в течение всего календарного года. В случае создания поперечных связей по пару вновь устанавливаемое основное и вспомогательное энергетическое оборудование энергоблока (энергоблоков), а также тепловая схема электростанции должны обеспечивать независимую работу сооружаемого энергоблока (сооружаемых энергоблоков) без ограничений по продолжительности работы в таком режиме.

7.5. В случае строительства энергоблока (энергоблоков) на существующей тепловой электростанции не допускается создание условий, при которых вывод из работы одной единицы основного и вспомогательного энергетического оборудования, сооружений, систем подготовки и подачи топлива, включая систему технического водоснабжения и дымо- и золоудаления, приводит к полному останову электростанции, включая вновь сооружаемый энергоблок (сооружаемые энергоблоки).

7.6. Нижний и верхний пределы регулировочного диапазона активной мощности каждого подлежащего строительству энергоблока, скорость изменения нагрузки во всем регулировочном диапазоне активной мощности в условиях нормального режима и предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима каждого энергоблока должны соответствовать требованиям Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в

некоторые акты Правительства Российской Федерации", установленным Правительством Российской Федерации на 1 мая 2024 г.

7.7. В случае строительства теплофикационных энергоблоков (теплофикационного энергоблока) состав и параметры основного и вспомогательного энергетического оборудования, сооружений, включая систему технического водоснабжения, должны обеспечивать работу нового энергоблока (новых энергоблоков) с установленной мощностью в течение всего календарного года (за исключением газотурбинных и парогазовых установок, для которых указанное требование применяется при температурах наружного воздуха 15 градусов Цельсия и ниже).

7.8. Должна быть обеспечена возможность участия генерирующего оборудования каждого подлежащего строительству энергоблока в общем первичном регулировании частоты с характеристиками и настройками, установленными для общего первичного регулирования частоты в соответствии с требованиями, установленными Министерством энергетики Российской Федерации на 1 мая 2024 г.

7.9. Выбранные основное энергетическое оборудование и режим поставки основного топлива и (или) резервного топлива должны обеспечивать отсутствие каких-либо ограничений продолжительности работы энергоблоков во всем доступном при фактических внешних условиях диапазоне регулирования активной мощности, включая работу с полной мощностью, указанной в пункте 7.1 настоящего документа.

7.10. Перевод подлежащих строительству энергоблоков с основного топлива на резервное топливо и обратно (если предусматривается наличие резервного топливного хозяйства на существующей или новой тепловой электростанции) либо переключение между магистральными газопроводами (если предусматривается газоснабжение новой тепловой электростанции не менее чем от 2 магистральных газопроводов) должны осуществляться без останова энергоблоков.

7.11. Системы возбуждения синхронных генераторов должны соответствовать требованиям к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, установленным Министерством энергетики Российской Федерации на 1 мая 2024 г.

7.12. Включение в состав энергоблоков, подлежащих строительству, генерирующих объектов основного энергетического оборудования (котел, турбина, генератор), ранее использовавшегося для производства электрической

энергии на других генерирующих объектах (демонтированного оборудования) не допускается.

7.13. Схема выдачи мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, должна обеспечивать выдачу всей установленной мощности электростанции с учетом отбора нагрузки на собственные нужды и соответствовать требованиям правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденных Министерством энергетики Российской Федерации.

Проект схемы выдачи мощности, разрабатываемый собственником генерирующего объекта, подлежащего строительству, в том числе техническое задание, подлежит разработке и согласованию в соответствии с требованиями правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденных Министерством энергетики Российской Федерации.

7.14. Характеристики генерирующего оборудования и схема выдачи мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, должны обеспечивать динамическую устойчивость подлежащих строительству энергоблоков при нормативных возмущениях в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, установленными Министерством энергетики Российской Федерации на 1 мая 2024 г.

7.15. Основное энергетическое оборудование (котлоагрегат, паровая турбина, газовая турбина, установка генераторная с газотурбинным двигателем, генератор), входящее в состав подлежащих строительству энергоблоков, должно соответствовать критериям подтверждения производства промышленной продукции на территории Российской Федерации, установленным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июля 2015 г. № 719 "О подтверждении производства российской промышленной продукции", на 1 мая 2024 г.

8. Экономические параметры, исходя из которых будут рассчитываться коэффициент эффективности и стоимость мощности, продаваемой по итогам КОМ НГО

Экономические параметры, исходя из которых будут рассчитываться коэффициент эффективности и стоимость мощности, продаваемой по итогам КОМ НГО, установлены решением Правительства Российской Федерации.

8.1. Базовый уровень нормы доходности инвестированного капитала – 14 процентов.

8.2. Прогнозное значение индекса потребительских цен (ИПЦ) на 20 лет со дня начала поставки мощности – 1,04 на каждый год.

8.3. Коэффициент использования установленной мощности:

0,75 – для газовой генерации менее 150 МВт;

0,8 – для газовой генерации не менее 150 МВт;

0,7 – для угольной генерации не более 225 МВт;

0,8 – для угольной генерации более 225 МВт.

8.4. Предельные значения переменных (топливных) затрат в 2029 году для генерирующих объектов:

на базе газовых паросиловых установок – 1290 рублей за 1МВт·ч;

на базе угольных паросиловых установок – 1674 рубля за 1МВт·ч;

на базе газотурбинных установок – 1394 рубля за 1 МВт·ч;

на базе парогазовых установок – 967 рублей за 1 МВт·ч.

8.5. Предельные значения суммарных удельных капитальных затрат в 2029 году, включающих затраты на строительство генерирующего объекта и на технологическое присоединение объекта к электрическим сетям и к сетям газораспределения (магистральному газопроводу), – 591 млн. рублей за 1 МВт, в том числе предельные значения удельных затрат, связанных с уплатой налога на прибыль, – 84 млн. рублей за 1 МВт; предельные значения удельных затрат, связанных с уплатой налога на имущество, – 35 млн. рублей за 1 МВт, рассчитанные исходя из действующих на дату принятия Правительством Российской Федерации решения ставок таких налогов.

8.6. Предельное значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в 2029 году – 413259 рублей за 1 МВт в месяц.