**I.6. Изменения, связанные с совершенствованием модели проведения КОММод**

**Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».

Перенести срок вступления в силу изменений в Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка, связанных с совершенствованием модели проведения КОММод, в части изменений в Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности, представленных в Приложении № 6 к Протоколу № 19/2024 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» от 24 сентября 2024 года и утвержденных решением Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» по пункту 6 вопроса № 4 Протокола № 19/2024 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» от 24 сентября 2024 года с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», содержащего изменения в части совершенствования модели проведения отбора модернизации генерирующего оборудования тепловых электрических станций, но не ранее 1 октября 2024 года, на 1 число месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», содержащего изменения в части совершенствования модели проведения отбора модернизации генерирующего оборудования тепловых электрических станций.

**ПРИНЯТО на НС 24 сентября 2024 года**

**I.3.** **Изменения, связанные с совершенствованием модели проведения КОММод**

**Приложение № 1.3.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** внести в регламенты оптового рынка изменения, приводящие их в соответствие с положениями проекта постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (<https://regulation.gov.ru/Regulation/Npa/PublicView?npaID=149827>), в части:  - актуализации порядка определения предельных величин капитальных затрат на реализацию каждого из мероприятий по модернизации и на реализацию проекта модернизации в целом;  - дополнительной индексации максимальной допустимой величины эксплуатационных затрат на 11,36 %;  - снижения требований по необходимой для включения в проект модернизации наработке турбинного оборудования для проектов модернизации, предусматривающих реализацию мероприятий по надстройке ГТ, до 100000 часов, а также определения отсутствия требований по необходимой для включения в проект модернизации наработке для ГТ;  - определения возможности реализации в рамках проекта модернизации комплексной замены ГТ на ГТ;  - проведения в 2024 году дополнительного отбора проектов модернизации, предусматривающих реализацию мероприятий по надстройке ГТ;  - определения дополнительных особенностей для проектов модернизации генерирующего оборудования, расположенного на территориях ТТНГ (исключение требования о непревышении величины установленной мощности модернизированного оборудования произведения коэффициента 1,2 и установленной мощности оборудования до модернизации, исключение возможности снижения установленной мощности генерирующего оборудования после модернизации);  - определения возможности увеличения объема установленной мощности модернизированного оборудования на 30 %;  - исключения требования о минимальной длительности периода реализации мероприятий по модернизации, равной 6 месяцам;  - введения периода неоплачиваемого ремонта генерирующего оборудования, включенного в проект модернизации (9 месяцев до даты начала поставки мощности по договору на модернизацию и 6 месяцев после даты начала поставки мощности по договору на модернизацию).  **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», содержащего изменения в части совершенствования модели проведения отбора модернизации генерирующего оборудования тепловых электрических станций, но не ранее 1 октября 2024 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ФАКТИЧЕСКИ ПОСТАВЛЕННОЙ НА ОПТОВЫЙ РЫНОК МОЩНОСТИ (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.4.6.4** | В случае если для ЕГО в час *h* СО согласовано ремонтное снижение мощности в объеме и при этом:в отношении ЕГО заключены договоры купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов (далее – договоры на модернизацию);ЕГО функционирует до реализации мероприятий по модернизации;час *h* относится к периоду, состоящему из 3 (трех) календарных месяцев, предшествующих началу периода реализации проекта модернизации, –то СО в отношении часа *h* рассчитывает величину как: ; (9.5)  ; (9.6) – множество ЕГО *g*, в отношении которых выполняется указанное выше условие. | В случае если для ЕГО в час *h* СО согласовано ремонтное снижение мощности в объеме и при этом:в отношении ЕГО заключены договоры купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов (далее – договоры на модернизацию);ЕГО функционирует до реализации мероприятий по модернизации;час *h* относится к периоду, начинающемуся с наиболее ранней из даты, наступающей за 3 (три) календарных месяца до даты начала реализации периода реализации проекта модернизации, и даты, наступающей за 9 (девять) месяцев до даты начала поставки мощности по договору на модернизацию, и заканчивающемуся через 6 (шесть) месяцев, следующих за датой начала поставки мощности по договору на модернизацию, –то СО в отношении часа *h* рассчитывает величину как: ; (9.5)  ; (9.6)  – множество ЕГО *g*, в отношении которых выполняется указанное выше условие. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ПОКУПКИ И ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ (Приложение № 13.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **16.2** | …  В случае если Реестр поставщиков и генерирующих объектов участников оптового рынка содержит ГТП, в состав которых входят только ЕГО, в отношении которых указан признак «выполняются мероприятия по модернизации», то для расчетного периода, относящегося к периоду реализации мероприятий по модернизации (определенному на основании даты начала периода реализации мероприятий по модернизации и длительности периода реализации проекта модернизации, указанных в договоре на модернизацию (с учтем возможного изменения данной информации)) или к периоду поставки мощности по договору на модернизацию, объемы мощности по таким ГТП для целей формирования реестров в соответствии с настоящим пунктом определяются СО равными 0.  … | …  В случае если Реестр поставщиков и генерирующих объектов участников оптового рынка содержит ГТП, в состав которых входят только ЕГО, в отношении которых указан признак «выполняются мероприятия по модернизации», то для расчетного периода, относящегося к периоду реализации мероприятий по модернизации (определенному на основании даты начала периода реализации мероприятий по модернизации и длительности периода реализации проекта модернизации, указанных в договоре на модернизацию (с учтем возможного изменения данной информации)) или к периоду поставки мощности по договору на модернизацию, объемы мощности по таким ГТП для целей формирования реестров в соответствии с настоящим пунктом (за исключением объемов мощности в отношении ГТП, в состав которых входят только ЕГО, имеющие признак «получено решение о приостановлении вывода из эксплуатации ГО») определяются СО равными 0.  … |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** **РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ** **ОТБОРОВ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (Приложение № 19.3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2** | …  – для отбора, проводимого в 2021 году с началом поставки мощности в период с 1 января 2027 года по 31 декабря 2027 года, а также с началом поставки мощности в период с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года для проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, дата окончания срока подачи (приема) заявок должна быть не позднее 1 мая 2021 года;  – для отбора, проводимого в 2024 году с началом поставки мощности в период с 1 января 2028 года по 31 декабря 2028 года, дата окончания срока подачи (приема) заявок должна быть не позднее 1 ноября 2024 года;  – для отборов, проводимых с 2025 по 2027 (включительно) годы с началом поставки мощности в году, наступающем через 3 календарных года после года проведения отбора, дата окончания срока подачи (приема) заявок должна быть не позднее 1 апреля года. | …  – для отбора, проводимого в 2021 году с началом поставки мощности в период с 1 января 2027 года по 31 декабря 2027 года, а также с началом поставки мощности в период с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года для проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, дата окончания срока подачи (приема) заявок должна быть не позднее 1 мая 2021 года;  – для отбора, проводимого в 2024 году с началом поставки мощности в период с 1 января 2028 года по 31 декабря 2028 года, а также с началом поставки мощности в период с 1 января 2028 года по 31 декабря 2030 года для проектов модернизации, включающих мероприятия, указанные в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, предусматривающих перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла (далее – дополнительный отбор проектов ПГУ), дата окончания срока подачи (приема) заявок должна быть не позднее 1 ноября 2024 года;  – для отборов, проводимых с 2025 по 2027 (включительно) годы с началом поставки мощности в году, наступающем через 3 календарных года после года проведения отбора, дата окончания срока подачи (приема) заявок должна быть не позднее 1 апреля года. |
| **3.1** | …  Значения максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть дополнительно определены в 2021 году по итогам отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования (далее – инновационные проекты ПГУ), суммарно для 2027, 2028 и 2029 годов для обеих ценовых зон оптового рынка составляют 1610 МВт, но не более 322 МВт для второй ценовой зоны оптового рынка. | …  Значения максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть дополнительно определены в 2021 году по итогам отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования (далее – инновационные проекты ПГУ), суммарно для 2027, 2028 и 2029 годов для обеих ценовых зон оптового рынка составляют 1610 МВт, но не более 322 МВт для второй ценовой зоны оптового рынка.  Значения максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены в 2024 году по итогам дополнительного отбора проектов ПГУ, составляют 1000 МВт, но не более 200 МВт для второй ценовой зоны оптового рынка, для 2028 года начала поставки мощности по итогам данного отбора, и по 2000 МВт, но не более 400 МВт для второй ценовой зоны оптового рынка, для 2029 и 2030 года начала поставки мощности по итогам данного отбора. |
| **3.2** | …  2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами) с установкой автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин);  … | …  2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами) с установкой автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин), или комплексная замена газовой турбины (газовых турбин), работающей (работающих) с использованием парогазового цикла на газовую турбину (газовые турбины) без котла-утилизатора с установкой автоматических систем управления технологическими процессами и локальных систем автоматического управления с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин);  … |
| **3.3.1** | …  2) каждая турбина в составе ЕГО, в отношении которой планируется реализация мероприятий, указанных в подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента, по состоянию на 1 января года, в котором проводится отбор проектов модернизации, должна была быть задействована в работе не менее:  270 000 часов для турбин с давлением острого пара 10 МПа и менее;  220 000 часов для турбин с установленной мощностью менее 350 МВт и давлением острого пара более 10 Мпа;  100 000 часов для турбин с установленной мощностью 350 МВт и более и давлением острого пара более 10 МПа.  Данный критерий не применяется:  – для всех турбин, включенных в проекты модернизации, заявленные на участие в отборе инновационных проектов ПГУ с датами начала поставки мощности по итогам реализации данных проектов с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года, проводимом в 2021 году;  – для турбин, включенных в проект модернизации для целей реализации мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, при условии, что в отношении данных турбин не заявлено выполнение мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента и в отношении данных турбин не предполагается вывод из эксплуатации по итогам реализации проекта модернизации;  … | …  2) каждая турбина в составе ЕГО, в отношении которой планируется реализация мероприятий, указанных в подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента, по состоянию на 1 января года, в котором проводится отбор проектов модернизации, должна была быть задействована в работе не менее:  270 000 часов для турбин с давлением острого пара 10 МПа и менее;  220 000 часов для турбин с установленной мощностью менее 350 МВт и давлением острого пара более 10 Мпа;  100 000 часов для турбин с установленной мощностью 350 МВт и более и давлением острого пара более 10 МПа, а также для турбин, включенных в проект модернизации для целей реализации мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента.  Данный критерий не применяется:  – для всех турбин, включенных в проекты модернизации, заявленные на участие в отборе инновационных проектов ПГУ с датами начала поставки мощности по итогам реализации данных проектов с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года, проводимом в 2021 году;  – для турбин, включенных в проект модернизации для целей реализации мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, при условии, что в отношении данных турбин не заявлено выполнение мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента и в отношении данных турбин не предполагается вывод из эксплуатации по итогам реализации проекта модернизации;  … |
| **3.3.2** | …  Данный критерий не применяется в отношении проектов модернизации, включающих мероприятия, указанные в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, предусматривающих перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла. | …  Данный критерий не применяется в отношении проектов модернизации, включающих мероприятия, указанные в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента. |
| **3.3.3** | …  е) мероприятия, указанного в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, без включения в такой проект мероприятия, указанного в подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента, либо вывода из эксплуатации по результатам реализации проекта модернизации одной или нескольких ЕГО (за исключением случаев включения в проект модернизации мероприятия, указанного в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении газовой турбины);  … | …  е) мероприятия, указанного в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, без включения в такой проект мероприятия, указанного в подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента, либо вывода из эксплуатации по результатам реализации проекта модернизации одной или нескольких ЕГО (за исключением случаев включения в проект модернизации мероприятия, указанного в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении газовой турбины);  …  с) мероприятия, указанного в подп. 2.2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении газовой турбины; |
| **4.2** | …  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;  … | …  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, с указанием отнесения таких территорий к территориям технологически необходимой генерации (далее – ТТНГ);  … |
| **5.1.2** | В предварительный Реестр участников КОММод на год, на который проводится отбор, включаются поставщики мощности, выполнившие требования, указанные в п. 5.1.1 настоящего Регламента, не позднее 3 (трех) рабочих дней до даты передачи Системному оператору указанного реестра, установленной п. 5.2.1 настоящего Регламента. | В предварительный Реестр участников КОММод на период, на который проводится отбор, включаются поставщики мощности, выполнившие требования, указанные в п. 5.1.1 настоящего Регламента, не позднее 3 (трех) рабочих дней до даты передачи Системному оператору указанного реестра, установленной п. 5.2.1 настоящего Регламента. |
| **5.2.1** | Предварительный Реестр участников КОММод на период проведения отбора проектов модернизации, формирует КО и передает СО за 15 рабочих дней до даты окончания срока подачи (приема) ценовых заявок на участие в отборе проектов модернизации на соответствующий год, установленной СО в соответствии с п. 2 настоящего Регламента. | Предварительный Реестр участников КОММод на период проведения отбора проектов модернизации, формирует КО и передает СО за 15 рабочих дней до даты окончания срока подачи (приема) ценовых заявок на участие в отборе проектов модернизации на соответствующий период, установленной СО в соответствии с п. 2 настоящего Регламента. |
| **5.3.2.5** | …   1. перечень типов проектов модернизации, определенных в пункте 3.2 настоящего Регламента, с указанием перечня оборудования, в отношении которого планируется реализация мероприятий по модернизации, технические характеристики которого и перечень планируемых мероприятий заявляются в соответствии с пп. 5.3.2.6 и 5.3.2.7 настоящего Регламента; 2. признак планируемого включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования – указывается признак («да»/«нет). Признак «да» может быть указан только в случае включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования, определенных решением Правительства Российской Федерации (распоряжение Правительства от 24 апреля 2019 г. № 817-р), путем указания в составе заявки, содержащей технические параметры проекта модернизации:  * мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента в отношении генерирующего объекта (условной ГТП), для которого: * в качестве основного вида топлива указан уголь, и в отношении каждой из заявленных к вводу после реализации мероприятий по модернизации паровых теплофикационных турбин указана установленная мощность 200 МВт (+/- 10 %) и давление острого пара 23 МПа; * в качестве основного вида топлива указан уголь или газ, и в отношении каждой заявленной к вводу после реализации мероприятий по модернизации паровых теплофикационных турбин указана максимальная установленная мощность 295 МВт и давление острого пара 23,5 МПа; * мероприятия по подп. 2.2 пункта 3.2 настоящего Регламента в отношении генерирующего объекта (условной ГТП), для которого в качестве основного вида топлива указан газ, и значение установленной мощности каждой заявленной к вводу после реализации мероприятий по модернизации газотурбинной установки относится к одному из следующих диапазонов: * от 65 до 80 МВт; * от 100 до 130 МВт; * от 150 до 190 МВт;  1. признак соответствия требованию локализации, указанному в п. 3.3.4 настоящего Регламента, – указывается признак («да»/«нет»); 2. планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации (ДД.ММ.ГГГГ) – указывается 1-е число месяца, который наступает не позднее чем за 6 месяцев и не ранее чем за 36 месяцев до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации. Планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации также не может наступать ранее даты публикации результатов отбора модернизации, указанной в п. 10.1 настоящего Регламента; 3. планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации (ДД.ММ.ГГГГ) – указывается 1-е число месяца года, в котором планируется начало поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в пределах периода, на который проводится отбор по модернизации; 4. признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации мероприятий по модернизации – указывается признак («да»/«нет»); 5. количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации, которое соответствует периоду времени от планируемой даты начала реализации мероприятий по модернизации до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации и не может составлять менее 6 месяцев и превышать 36 месяцев; 6. ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, определяемое как средняя за зимние месяцы (январь, февраль, декабрь) из числа 24 месяцев, предшествующих сроку предоставления в СО технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования, установленному СО в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента, величина суммарного технического минимума всех ЕГО, включенных по результатам ВСВГО по требованию участника и относящихся к тепловым электростанциям, в состав которых входит генерирующее оборудование КОММод, функционирующее до реализации мероприятий по модернизации. Значение определяется на основании данных о результатах ВСВГО, опубликованных на сайте ОРЭМ СО в соответствии с п. 8.2 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 7. признак «поставка мощности по ДПМ» – признак «да»/«нет» формируются автоматически на основании данных предварительного Реестра участников КОММод. Признак «да» формируется, если хотя бы в отношении одной планируемой к включению в проект модернизации ЕГО, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, в предварительном Реестре участников КОММод указан признак «да»; 8. тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, планируемых к включению в состав проекта модернизации (1, 2 или 3):   - значение «1» указывается в случае планируемого включения в проект модернизации газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, с значением установленной мощности от 65 до 80 МВт;  - значение «2» указывается в случае планируемого включения в проект модернизации газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, с значением установленной мощности от 100 до 130 МВт;  - значение «3» указывается в случае планируемого включения в проект модернизации газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, с значением установленной мощности от 150 до 190 МВт.  Заполняется только для проектов, в отношении которых в соответствии с подп. «з» настоящего пункта указан признак наличия образцов иновационного энергетического оборудования и в качестве основного вида топлива указан газ;   1. признак участия в отборе проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования с датами начала поставки мощности с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года, и проводимом в 2021 году («да»/«нет»). | …   1. перечень типов проектов модернизации, определенных в пункте 3.2 настоящего Регламента, с указанием перечня оборудования, в отношении которого планируется реализация мероприятий по модернизации, технические характеристики которого и перечень планируемых мероприятий заявляются в соответствии с пп. 5.3.2.6 и 5.3.2.7 настоящего Регламента; 2. признак соответствия требованию локализации, указанному в п. 3.3.4 настоящего Регламента, – указывается признак («да»/«нет»); 3. планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации (ДД.ММ.ГГГГ) – указывается 1-е число месяца, который наступает не ранее чем за 36 месяцев до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации. Планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации также не может наступать ранее даты публикации результатов отбора модернизации, указанной в п. 10.1 настоящего Регламента; 4. планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации (ДД.ММ.ГГГГ) – указывается 1-е число месяца года, в котором планируется начало поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в пределах периода, на который проводится отбор по модернизации; 5. признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации мероприятий по модернизации – указывается признак («да»/«нет»); 6. количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации, которое соответствует периоду времени от планируемой даты начала реализации мероприятий по модернизации до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации и не может превышать 36 месяцев; 7. ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, определяемое как средняя за зимние месяцы (январь, февраль, декабрь) из числа 24 месяцев, предшествующих сроку предоставления в СО технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования, установленному СО в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента, величина суммарного технического минимума всех ЕГО, включенных по результатам ВСВГО по требованию участника и относящихся к тепловым электростанциям, в состав которых входит генерирующее оборудование КОММод, функционирующее до реализации мероприятий по модернизации. Значение определяется на основании данных о результатах ВСВГО, опубликованных на сайте ОРЭМ СО в соответствии с п. 8.2 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 8. признак «поставка мощности по ДПМ» – признак «да»/«нет» формируются автоматически на основании данных предварительного Реестра участников КОММод. Признак «да» формируется, если хотя бы в отношении одной планируемой к включению в проект модернизации ЕГО, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, в предварительном Реестре участников КОММод указан признак «да»; 9. тип газовых турбин, планируемых к включению в состав проекта модернизации (1, 2 или 3):   - значение «1» указывается в случае планируемого включения в проект модернизации газовых турбин с значением установленной мощности не более 90 МВт;  - значение «2» указывается в случае планируемого включения в проект модернизации газовых турбин с значением установленной мощности от 90 до 130 МВт;  - значение «3» указывается в случае планируемого включения в проект модернизации газовых турбин с значением установленной мощности более 130 МВт.  Заполняется только для проектов, в отношении которых в соответствии с подп. «р» настоящего пункта указан признак «да»;   1. признак участия в дополнительном отборе проектов ПГУ, проводимом в 2024 году («да»/«нет»). |
| **5.3.2.6** | …   1. вид оборудования (паровая турбина, котлоагрегат, генератор, дымовая труба) и перечень планируемых мероприятий по модернизации выбираются из списка в соответствии с пунктом 3.2 настоящего Регламента, при этом перечень планируемых мероприятий по модернизации выбирается в зависимости от выбранного вида оборудования:   - мероприятия по подп. 1, 3.6, 3.9.2, 3.11–3.14, 3.17 п. 3.2 настоящего Регламента указываются в отношении котлоагрегатов;  - мероприятия по подп. 2, 3.4, 3.5, 3.8, 3.9.3–3.9.5, 3.15–3.16, 3.18 п. 3.2 настоящего Регламента указываются в отношении турбин. При этом мероприятия по подп. 3.8, 3.9.4, 3.9.5 п. 3.2 настоящего Регламента должны быть заявлены в отношении всех входящих в состав условной ГТП турбин, функционирующих после реализации мероприятий по модернизации;  - мероприятия по подп. 3.1, 3.2 п. 3.2 настоящего Регламента указываются в отношении генераторов;  - мероприятия по подп. 3.7 п. 3.2 настоящего Регламента указываются в отношении дымовых труб.  Перечень паровых турбин формируется автоматически средствами сайта КОМ на основании предварительного Реестра участников КОММод, в отношении иного оборудования заполняется вручную. При включении в проект модернизации мероприятий, указанных в подп. 1, 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении паровых турбин, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, включаемых в такой проект только для реализации указанных мероприятий, поле заявки «Перечень планируемых мероприятий по модернизации» не заполняется;  …   1. тип оборудования: в отношении турбин (тип «К/КТ», «Т», «ПТ», «Р и иные типы противодавленческих турбин») формируется автоматически средствами сайта КОМ на основании маркировки турбины, зарегистрированной по состоянию на 1-е число месяца, в период которого осуществляется прием технических параметров проектов модернизации, в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, формируемого в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в отношении котлоагрегатов (тип «барабанный», «прямоточный») выбирается из списка;   ...   1. минимальное требуемое значение наработки (часы) – параметр заполняется только в отношении турбин, данные формируются в соответствии с п. 3.3.1 настоящего Регламента, исходя из значений установленной мощности ЕГО, указанной в подп. «з» настоящего пункта, и давления острого пара турбины, указанного в подп. «и» настоящего пункта, и может не указываться в следующих случаях:  * генерирующий объект включен в состав проекта модернизации, в отношении которого в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да»; * генерирующий объект включен в проект модернизации для целей реализации мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, при условии, что в отношении данного генерирующего объекта не заявлено выполнение мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента и в отношении данного генерирующего объекта в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 не указан признак планируемого вывода из эксплуатации;   …   1. признак планируемого вывода из эксплуатации – указывается только в отношении турбин, которые планируется вывести из эксплуатации после реализации проекта модернизации в порядке, установленном Правилами вывода из эксплуатации, в случае заявления в составе такого проекта мероприятия по подп. 2.1, 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента. При этом участником может быть указано намерение вывода из эксплуатации, отличное от указанного в пп. 2, 3 формы 13Д приложения 1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   … | …   1. вид оборудования (паровая (газовая) турбина, котлоагрегат, генератор, дымовая труба) и перечень планируемых мероприятий по модернизации выбираются из списка в соответствии с пунктом 3.2 настоящего Регламента, при этом перечень планируемых мероприятий по модернизации выбирается в зависимости от выбранного вида оборудования:   - мероприятия по подп. 1, 3.6, 3.9.2, 3.11–3.14, 3.17 п. 3.2 настоящего Регламента указываются в отношении котлоагрегатов;  - мероприятия по подп. 2, 3.4, 3.5, 3.8, 3.9.3–3.9.5, 3.15–3.16, 3.18 п. 3.2 настоящего Регламента указываются в отношении турбин. При этом мероприятия по подп. 3.8, 3.9.4, 3.9.5 п. 3.2 настоящего Регламента должны быть заявлены в отношении всех входящих в состав условной ГТП турбин, функционирующих после реализации мероприятий по модернизации. В отношении газовых турбин может быть заявлено только мероприятие по подп. 2.2.1 п. 3.2 настоящего Регламента;  - мероприятия по подп. 3.1, 3.2 п. 3.2 настоящего Регламента указываются в отношении генераторов;  - мероприятия по подп. 3.7 п. 3.2 настоящего Регламента указываются в отношении дымовых труб.  Перечень турбин формируется автоматически средствами сайта КОМ на основании предварительного Реестра участников КОММод, в отношении иного оборудования заполняется вручную. При включении в проект модернизации мероприятий, указанных в подп. 1, 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении паровых турбин, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, включаемых в такой проект только для реализации указанных мероприятий, поле заявки «Перечень планируемых мероприятий по модернизации» не заполняется;  …   1. тип оборудования: в отношении турбин (тип «К/КТ», «Т», «ПТ», «Р и иные типы противодавленческих турбин», «ГТ») формируется автоматически средствами сайта КОМ на основании маркировки турбины, зарегистрированной по состоянию на 1-е число месяца, в период которого осуществляется прием технических параметров проектов модернизации, в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, формируемого в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в отношении котлоагрегатов (тип «барабанный», «прямоточный») выбирается из списка;   …   1. минимальное требуемое значение наработки (часы) – параметр заполняется только в отношении турбин, данные формируются в соответствии с п. 3.3.1 настоящего Регламента, исходя из значений установленной мощности ЕГО, указанной в подп. «з» настоящего пункта, и давления острого пара турбины, указанного в подп. «и» настоящего пункта, и может не указываться в отношении:  * газовых турбин; * генерирующих объектов, включенных в проект модернизации для целей реализации мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, при условии, что в отношении данного генерирующего объекта не заявлено выполнение мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента и в отношении данного генерирующего объекта в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 не указан признак планируемого вывода из эксплуатации;   …   1. признак планируемого вывода из эксплуатации – указывается только в отношении турбин, которые планируется вывести из эксплуатации после реализации проекта модернизации в порядке, установленном Правилами вывода из эксплуатации, в случае заявления в составе такого проекта мероприятия по подп. 2.1, 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента (за исключением случаев включения в проект модернизации мероприятия, указанного в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении газовой турбины). При этом участником может быть указано намерение вывода из эксплуатации, отличное от указанного в пп. 2, 3 формы 13Д приложения 1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   … |
| **5.3.2.7** | …   1. вид оборудования (паровая (газовая) турбина, котлоагрегат, генератор, дымовая труба, градирня) и перечень планируемых мероприятий по модернизации выбираются из списка в соответствии с пунктом 3.2 настоящего Регламента, при этом перечень планируемых мероприятий по модернизации выбирается в зависимости от выбранного вида оборудования:   …  Перечень паровых турбин формируется автоматически средствами сайта КОМ на основании предварительного Реестра участников КОММод, в отношении иного оборудования заполняется вручную. При включении в проект модернизации мероприятий, указанных в подп. 1, 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении паровых турбин, функционирующих после реализации мероприятий по модернизации, включаемых в такой проект только для реализации указанных мероприятий, поле заявки «Перечень планируемых мероприятий по модернизации» не заполняется;  … | …   1. вид оборудования (паровая (газовая) турбина, котлоагрегат, генератор, дымовая труба, градирня) и перечень планируемых мероприятий по модернизации выбираются из списка в соответствии с пунктом 3.2 настоящего Регламента, при этом перечень планируемых мероприятий по модернизации выбирается в зависимости от выбранного вида оборудования:   …  Перечень турбин формируется автоматически средствами сайта КОМ на основании предварительного Реестра участников КОММод, в отношении иного оборудования заполняется вручную. При включении в проект модернизации мероприятий, указанных в подп. 1, 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении паровых турбин, функционирующих после реализации мероприятий по модернизации, включаемых в такой проект только для реализации указанных мероприятий, поле заявки «Перечень планируемых мероприятий по модернизации» не заполняется;  … |
| **5.3.4** | …   1. тип заявленного проекта модернизации и перечень планируемых мероприятий, включенных в проект модернизации, указанные в соответствии с подп. «ж» п. 5.3.2.5, подп. «б» п. 5.3.2.6 и подп. «б» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, соответствуют требованиям п. 3.2 и п. 3.3.3 настоящего Регламента, в т.ч.:   а) при заявлении в проекте модернизации мероприятий, указанных в подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении каждого турбоагрегата указаны мероприятия только одного из подп. 2.1, 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента;  …  е) при включении в проект модернизации мероприятия, указанного в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, без включения в такой проект мероприятия, указанного в подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента, выполняются следующие требования к генерирующему оборудованию, включаемому в проект модернизации:  - в состав генерирующего оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, в соответствии с подп. «б» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента входит две и более паровые турбины, и в отношении одной или нескольких из них в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента указан планируемый вывод из эксплуатации по результатам реализации проекта модернизации;  - в состав генерирующего оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в соответствии с подп. «б» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента входит одна и более газовая (-ые) турбина (-ы) и одна и более паровая (-ые) турбина (-ы);  ж) при включении в состав проекта модернизации генерирующего оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации на разных электростанциях, расположенных в одном населенном пункте и связанных единой схемой теплоснабжения (либо для проектов, в отношении которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», – функционирующего до реализации мероприятий по модернизации на разных электростанциях, расположенных в одной ценовой зоне), в отношении всех турбин электростанции, указанных в проекте, генерирующие объекты которой не входят в состав условной ГТП, в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента указан планируемый вывод из эксплуатации по результатам реализации проекта модернизации;  з) мероприятия, указанные в отношении оборудования, функционирующего после их реализации, должны соответствовать мероприятиям, указанным в отношении оборудования, функционирующего до их реализации (за исключением мероприятий по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, которые указываются только в отношении газовых турбин, функционирующих после реализации мероприятий по модернизации, а также мероприятий по подп. 3.3, 3.8.2, 3.9.2.1, 3.9.2.2, 3.9.3.1, 3.9.3.2, 3.10 п. 3.2 настоящего Регламента, предусматривающих новое строительство);  …   1. заявленные технические параметры и состав функционирующего до реализации мероприятий по модернизации оборудования, планируемого к включению в проект модернизации генерирующего объекта, соответствуют требованиям к таким параметрам, установленным Правилами оптового рынка и указанным в п. 3.3 настоящего Регламента, а именно:   а) для генерирующих объектов, в отношении которых в составе проекта заявлена планируемая реализация мероприятия по модернизации, перечисленного в подп. 1 п. 3.2 настоящего Регламента, указанный в соответствии с подп. «м» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, год выпуска каждого из планируемых к включению в проект модернизации котлоагрегатов, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, наступил ранее, чем за 40 лет до года начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации;  б) для генерирующих объектов, в отношении которых в составе проекта заявлена планируемая реализация мероприятия по модернизации, перечисленного в подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента, а также для паровых турбин, в отношении которых в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указан признак планируемого вывода из эксплуатации для целей реализации мероприятий по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, указанная в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, фактическая наработка на 1 января календарного года, в котором проводится отбор проектов модернизации, каждой из планируемых к включению в проект модернизации турбин, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, превысила указанное в подп. «н» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента значение для турбины с соответствующими параметрами, и при этом указанное в заявке значение фактической наработки не превышает значение, опубликованное СО в соответствии с п. 5.2.3 настоящего Регламента (в случае, если опубликованное СО значение фактической наработки турбины менее значения минимальной требуемой величины наработки для турбины соответствующей мощности, указанной в подп. «н» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента). При этом указанное в заявке в соответствии в подп. «н» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента минимальное требуемое значение наработки соответствует требованиям, указанным в п. 3.3.1 настоящего Регламента для турбины с соответствующими параметрами. Проверка данного параметра не осуществляется в следующих случаях:   * генерирующий объект включен в состав проекта модернизации, в отношении которого в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да»; * генерирующий объект включен в проект модернизации для целей реализации мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, при условии, что в отношении данного генерирующего объекта не заявлено выполнение мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента и в отношении данного генерирующего объекта в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 не указан признак планируемого вывода из эксплуатации;   …   1. установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации, указанная в соответствии с подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, не отличается от значения установленной мощности генерирующего объекта до реализации мероприятий по модернизации, соответствующего суммарному значению установленных мощностей паровых турбин, указанных в подп. «з» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента, в сторону увеличения более чем на 20 % и в сторону уменьшения более чем на 50 %;   …   1. признак планируемого включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования указан в отношении проекта:  * предусматривающего реализацию мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента в отношении генерирующего объекта (условной ГТП), для которого: * в качестве основного вида топлива в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан «уголь», в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента в отношении всех заявленных к вводу после реализации мероприятий по модернизации паровых турбин указано значение установленной мощности 200 МВт (+/- 10 %), и при этом указанное в соответствии с подп. «и» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента давление острого пара всех заявленных к вводу после реализации мероприятий по модернизации паровых турбин составляет 23 МПа и более; * в качестве основного вида топлива в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан «уголь» или «газ», в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента в отношении всех заявленных к вводу после реализации мероприятий по модернизации паровых турбин указано значение установленной мощности 295 МВт, и при этом указанное в соответствии с подп. «и» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента давление острого пара всех заявленных к вводу после реализации мероприятий по модернизации паровых турбин составляет 23,5 МПа; * предусматривающего реализацию мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента в отношении генерирующего объекта (условной ГТП), для которого в качестве основного вида топлива в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан «газ», и при этом значение установленной мощности каждой заявленной к вводу после реализации мероприятий по модернизации газотурбинной установки, указанное в соответствии подп. «з» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента, относится к одному из следующих диапазонов: * от 65 до 80 МВт; * от 100 до 130 МВт; * от 150 до 190 МВт;  1. в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указан признак соответствия требованиям локализации генерирующего объекта «да» в соответствии с подп. «и» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента; 2. количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации, указанное в соответствии с подп. «н» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, соответствует периоду времени от даты начала реализации мероприятий по модернизации, указанной в соответствии с подп. «к» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, указанной в соответствии с подп. «л» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, и составляет не менее 6 месяцев и не более 36 месяцев; 3. планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, указанная в соответствии с подп. «л» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, находится в пределах периода, на который проводится отбор по модернизации (для отбора, проводимого в 2021 году, планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, относящаяся к периоду с 1 января 2028 года по 31 декабря 2029 года, указана только в отношении проектов, для которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да»); 4. планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации, указанная в соответствии с подп. «к» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, наступает не позднее чем за 6 месяцев и не ранее чем за 36 месяцев до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, указанной в соответствии с подп. «л» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, и при этом наступает не ранее даты публикации результатов отбора модернизации, указанной в п. 10.1 настоящего Регламента; 5. в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указан признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации мероприятий по модернизации «да» в соответствии с подп. «м» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента; 6. разница суммарной установленной мощности всех ЕГО, относящихся к одной электростанции, в состав которой входит генерирующее оборудование КОММод, функционирующее до реализации мероприятий по модернизации, и максимальной из величин снижения установленной мощности генерирующего объекта в течение заявленного периода реализации мероприятий по модернизации, заявленных в соответствии с подп. «е» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, превышает ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, указанное в заявке в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента:   ,  где – установленная мощность всех ЕГО *i* электростанции *s*, зарегистрированная по состоянию на 1-е число месяца, в период которого осуществляется прием технических параметров проектов модернизации в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, формируемого в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – максимальная величина снижения установленной мощности генерирующего объекта *g* в течение заявленного периода реализации мероприятий по модернизации, заявленная в соответствии с подп. «е» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента;  -– максимальная величина снижения установленной мощности генерирующих объектов *i*, включенных в перечень модернизируемых генерирующих объектов *K* по результатам предыдущих отборов проектов модернизации, в течение заявленного периода реализации мероприятий по модернизации;  – ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, указанное в заявке в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента;   1. участником в составе заявки, содержащей технические параметры проекта, предоставлены документы, указанные в п. 5.3.5 настоящего Регламента в указанных в данном пункте случаях; 2. при заявлении мероприятий, не предполагающих полную (комплексную) замену оборудования (подп. 1, 2.1, 3.1 п. 3.2 настоящего Регламента) либо отсутствии заявленных мероприятий по турбинам, включенным в состав проекта для целей реализации мероприятий по подп. 1 и 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, заявленные в соответствии с подп. «г», «д», «ж»–«л» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента параметры оборудования, функционирующего после реализации мероприятий (станционный номер, заводской номер, завод-изготовитель, установленная мощность турбины, давление острого пара турбины, номинальная паропроизводительность котлоагрегата, номинальная мощность генератора), не отличаются от заявленных в соответствии с подп. «г», «д», «ж»–«л» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента аналогичных параметров соответствующего оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, в отношении которого в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента не заявлен признак планируемого вывода из эксплуатации либо при отличии указанных параметров в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента заявлен «признак реализации дополнительных работ»; 3. в отношении проектов, для которых в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», а также в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, планируемых к включению в состав проекта модернизации, и значения установленной мощности всех газовых турбин, входящих в проект, указанные в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, относятся к диапазону установленной мощности, определенному указанным типом газовых турбин; 4. в отношении проектов, для которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», должны одновременно выполняться следующие условия:  * в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да»; * в качестве основного типа топлива указан газ; * в состав проекта включено мероприятие по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента; * в соответствии с подп. «и» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента заявлен признак соответствия требованиям локализации «да». | …   1. тип заявленного проекта модернизации и перечень планируемых мероприятий, включенных в проект модернизации, указанные в соответствии с подп. «ж» п. 5.3.2.5, подп. «б» п. 5.3.2.6 и подп. «б» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, соответствуют требованиям п. 3.2 и п. 3.3.3 настоящего Регламента, в т.ч.:   а) при заявлении в проекте модернизации мероприятий, указанных в подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении каждого турбоагрегата указаны мероприятия только одного из подп. 2.1, 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента;  …  е) при включении в проект модернизации мероприятия, указанного в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, без включения в такой проект мероприятия, указанного в подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента, либо без включения в такой проект в соответствии с подп. «б» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента газовой турбины, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, выполняются следующие требования к генерирующему оборудованию, включаемому в проект модернизации:  - в состав генерирующего оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, в соответствии с подп. «б» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента входит две и более паровые турбины, и в отношении одной или нескольких из них в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента указан планируемый вывод из эксплуатации по результатам реализации проекта модернизации;  - в состав генерирующего оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в соответствии с подп. «б» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента входит одна и более газовая (-ые) турбина (-ы) и одна и более паровая (-ые) турбина (-ы);  ж) при включении в состав проекта модернизации генерирующего оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации на разных электростанциях, расположенных в одном населенном пункте и связанных единой схемой теплоснабжения, в отношении всех турбин электростанции, указанных в проекте, генерирующие объекты которой не входят в состав условной ГТП, в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента указан планируемый вывод из эксплуатации по результатам реализации проекта модернизации;  з) мероприятия, указанные в отношении оборудования, функционирующего после их реализации, должны соответствовать мероприятиям, указанным в отношении оборудования, функционирующего до их реализации (за исключением мероприятий по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, включаемых в проекты модернизации, в отношении которых в соответствии с подп. «б» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента не включены газовые турбины, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, и которые указываются только в отношении газовых турбин, функционирующих после реализации мероприятий по модернизации, а также мероприятий по подп. 3.3, 3.8.2, 3.9.2.1, 3.9.2.2, 3.9.3.1, 3.9.3.2, 3.10 п. 3.2 настоящего Регламента, предусматривающих новое строительство);  …  м) при включении в состав проекта модернизации мероприятия, указанного в подп. 2.2.1 п. 3.2 настоящего Регламента, предусматривающего комплексную замену двух и более газовых турбин на меньшее количество газовых турбин, в отношении как минимум одной газовой турбины, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента указан признак планируемого вывода из эксплуатации;  н) в проекты модернизации, в отношении которых в соответствии с подп. «б» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента включены газовые турбины, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, в отношении данного оборудования заявлено мероприятие, указанное в подп. 2.2.1 п. 3.2 настоящего Регламента.   1. заявленные технические параметры и состав функционирующего до реализации мероприятий по модернизации оборудования, планируемого к включению в проект модернизации генерирующего объекта, соответствуют требованиям к таким параметрам, установленным Правилами оптового рынка и указанным в п. 3.3 настоящего Регламента, а именно:   а) для генерирующих объектов, в отношении которых в составе проекта заявлена планируемая реализация мероприятия по модернизации, перечисленного в подп. 1 п. 3.2 настоящего Регламента, указанный в соответствии с подп. «м» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, год выпуска каждого из планируемых к включению в проект модернизации котлоагрегатов, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, наступил ранее, чем за 40 лет до года начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации;  б) для генерирующих объектов, в отношении которых в составе проекта заявлена планируемая реализация мероприятия по модернизации, перечисленного в подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента, а также для паровых турбин, в отношении которых в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указан признак планируемого вывода из эксплуатации для целей реализации мероприятий по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, указанная в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, фактическая наработка на 1 января календарного года, в котором проводится отбор проектов модернизации, каждой из планируемых к включению в проект модернизации турбин, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, превысила указанное в подп. «н» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента значение для турбины с соответствующими параметрами, и при этом указанное в заявке значение фактической наработки не превышает значение, опубликованное СО в соответствии с п. 5.2.3 настоящего Регламента (в случае, если опубликованное СО значение фактической наработки турбины менее значения минимальной требуемой величины наработки для турбины соответствующей мощности, указанной в подп. «н» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента). При этом указанное в заявке в соответствии в подп. «н» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента минимальное требуемое значение наработки соответствует требованиям, указанным в п. 3.3.1 настоящего Регламента для турбины с соответствующими параметрами. Проверка данного параметра не осуществляется в отношении:   * газовых турбин, включенных в проект модернизации в соответствии с подп. «б» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента, и функционирующих до реализации мероприятий по модернизации; * генерирующих объектов, включенных в проект модернизации для целей реализации мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, при условии, что в отношении данного генерирующего объекта не заявлено выполнение мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента и в отношении данного генерирующего объекта в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 не указан признак планируемого вывода из эксплуатации;   …   1. установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации, указанная в соответствии с подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, не отличается от значения установленной мощности генерирующего объекта до реализации мероприятий по модернизации, соответствующего суммарному значению установленных мощностей паровых турбин, указанных в подп. «з» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента, в сторону увеличения более чем на 30 % (не применяется для проектов модернизации, в состав которых входит генерирующее оборудование, расположенное на ТТНГ) и в сторону уменьшения более чем на 50 % (для проектов модернизации, в состав которых входит генерирующее оборудование, расположенное на ТТНГ не допускается уменьшение установленной мощности);   …   1. в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указан признак соответствия требованиям локализации генерирующего объекта «да» в соответствии с подп. «и» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента; 2. количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации, указанное в соответствии с подп. «н» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, соответствует периоду времени от даты начала реализации мероприятий по модернизации, указанной в соответствии с подп. «к» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, указанной в соответствии с подп. «л» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, и составляет не более 36 месяцев; 3. планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, указанная в соответствии с подп. «л» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, находится в пределах периода, на который проводится отбор по модернизации (для отбора, проводимого в 2024 году, планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, относящаяся к периоду с 1 января 2028 года по 31 декабря 2030 года, указана только в отношении проектов, для которых в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да»); 4. планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации, указанная в соответствии с подп. «к» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, наступает не ранее чем за 36 месяцев до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, указанной в соответствии с подп. «л» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, и при этом наступает не ранее даты публикации результатов отбора модернизации, указанной в п. 10.1 настоящего Регламента; 5. в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указан признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации мероприятий по модернизации «да» в соответствии с подп. «м» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента; 6. разница суммарной установленной мощности всех ЕГО, относящихся к одной электростанции, в состав которой входит генерирующее оборудование КОММод, функционирующее до реализации мероприятий по модернизации, и максимальной из величин снижения установленной мощности генерирующего объекта в течение заявленного периода реализации мероприятий по модернизации, заявленных в соответствии с подп. «е» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, превышает ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, указанное в заявке в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента:   ,  где – установленная мощность всех ЕГО *i* электростанции *s*, зарегистрированная по состоянию на 1-е число месяца, в период которого осуществляется прием технических параметров проектов модернизации в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, формируемого в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – максимальная величина снижения установленной мощности генерирующего объекта *g* в течение заявленного периода реализации мероприятий по модернизации, заявленная в соответствии с подп. «е» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента;  -– максимальная величина снижения установленной мощности генерирующих объектов *i*, включенных в перечень модернизируемых генерирующих объектов *K* по результатам предыдущих отборов проектов модернизации, в течение заявленного периода реализации мероприятий по модернизации;  – ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, указанное в заявке в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента;   1. участником в составе заявки, содержащей технические параметры проекта, предоставлены документы, указанные в п. 5.3.5 настоящего Регламента в указанных в данном пункте случаях; 2. при заявлении мероприятий, не предполагающих полную (комплексную) замену оборудования (подп. 1, 2.1, 3.1 п. 3.2 настоящего Регламента) либо отсутствии заявленных мероприятий по турбинам, включенным в состав проекта для целей реализации мероприятий по подп. 1 и 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, заявленные в соответствии с подп. «г», «д», «ж»–«л» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента параметры оборудования, функционирующего после реализации мероприятий (станционный номер, заводской номер, завод-изготовитель, установленная мощность турбины, давление острого пара турбины, номинальная паропроизводительность котлоагрегата, номинальная мощность генератора), не отличаются от заявленных в соответствии с подп. «г», «д», «ж»–«л» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента аналогичных параметров соответствующего оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, в отношении которого в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента не заявлен признак планируемого вывода из эксплуатации либо при отличии указанных параметров в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента заявлен «признак реализации дополнительных работ»; 3. в отношении проектов, для которых в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», должны одновременно выполняться следующие условия:  * в качестве основного типа топлива указан газ; * в состав проекта включено мероприятие по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента; * в соответствии с подп. «и» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента заявлен признак соответствия требованиям локализации «да». |
| **5.3.5** | Участник КОММод в составе заявки, содержащей технические параметры проекта, прилагает обоснование указанных им значений технических параметров, подписанное уполномоченным лицом, в следующих случаях:   * + - 1. год выпуска котлоагрегата, указанный в соответствии с подп. «м» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента меньше года ввода в эксплуатацию котлоаграгата, указанного в составе данных, представленных во исполнение приказа Минэнерго России от 23.07.2012 № 340, и меньше года выпуска турбины (турбин), заявленной в составе проекта модернизации (в случае если соответствующая ЕГО зарегистрирована с типом «блочная»), и при этом год ввода в эксплуатацию котлоагрегата (и (или) год выпуска турбины (турбин) для ЕГО с типом «блочная») наступил позднее чем за 40 лет до года начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации;       2. ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, указанное в заявке в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, меньше соответствующего значения, опубликованного СО в соответствии с п. 5.2.3 настоящего Регламента;   ... | Участник КОММод в составе заявки, содержащей технические параметры проекта, прилагает обоснование указанных им значений технических параметров, подписанное уполномоченным лицом, в следующих случаях:   * + - 1. год выпуска котлоагрегата, указанный в соответствии с подп. «м» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента меньше года ввода в эксплуатацию котлоаграгата, указанного в составе данных, представленных во исполнение приказа Минэнерго России от 23.07.2012 № 340, и меньше года выпуска турбины (турбин), заявленной в составе проекта модернизации (в случае если соответствующая ЕГО зарегистрирована с типом «блочная»), и при этом год ввода в эксплуатацию котлоагрегата (и (или) год выпуска турбины (турбин) для ЕГО с типом «блочная») наступил позднее чем за 40 лет до года начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации;       2. ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, указанное в заявке в соответствии с подп. «н» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, меньше соответствующего значения, опубликованного СО в соответствии с п. 5.2.3 настоящего Регламента;   … |
| **5.3.7.2** | технические параметры проекта модернизации:   1. установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации (МВт) – суммарная величина установленной мощности всех ЕГО, отнесенных к данной условной ГТП; 2. признак соответствия требованиям, предусмотренным п. 5.3.4 настоящего Регламента; 3. местоположение электростанции, указанное в предварительном Реестре участников КОММод в соответствии с п. 5.2.2 настоящего Регламента; 4. планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации; 5. основной вид топлива, указанный в предварительном Реестре участников КОММод в соответствии с п. 5.2.2 настоящего Регламента; 6. признак планируемого включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования, указанный участником в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента; 7. тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, планируемых к включению в состав проекта модернизации, указанный участником в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента; 8. признак участия в отборе проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования с датами начала поставки мощности с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года, и проводимом в 2021 году, указанный участником в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента. | технические параметры проекта модернизации:   1. установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации (МВт) – суммарная величина установленной мощности всех ЕГО, отнесенных к данной условной ГТП; 2. признак соответствия требованиям, предусмотренным п. 5.3.4 настоящего Регламента; 3. местоположение электростанции, указанное в предварительном Реестре участников КОММод в соответствии с п. 5.2.2 настоящего Регламента; 4. планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации; 5. основной вид топлива, указанный в предварительном Реестре участников КОММод в соответствии с п. 5.2.2 настоящего Регламента; 6. тип газовых турбин, планируемых к включению в состав проекта модернизации, указанный участником в соответствии с подп. «п» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента; 7. признак участия в дополнительном отборе проектов ПГУ, проводимом в 2024 году, указанный участником в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента. |
| **5.4.4** | Порядок определения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) в отношении генерирующего объекта (условной ГТП) в целях проведения КОММод.  Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) для генерирующего объекта (условной ГТП) *g* для целей КОММод определяется в следующем порядке:  1. Расчет фактического коэффициента использования установленной мощности ().  ,  где  – значение установленной мощности ЕГО *i* в час *h,* соответствующее регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;  -– множество ЕГО, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, планируемых к включению в проект модернизации генерирующего объекта (условной ГТП) *g*;  – период времени, равный одному часу;  – множество часов за период *T*, в каждом из которых выполнено любое из следующих условий:  A.1) в отношении ГТП генерации, в составе которой зарегистрирована ЕГО *i*, действует Акт о соответствии системы коммерческого учета техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности класса А и (или) класса *N* (далее – Акт) и данные в час *h*, переданные участником оптового рынка в адрес КО в макете 80020 со статусом «коммерческая информация»;  А.2) для часов, предшествующих 00 часов 00 минут 01.01.2019, расхождение в час *h* между суммарным объемом производства электрической энергии в ГТП генерации *p*, в составе которой зарегистрирована ЕГО *i*, определенным в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и соответствующим суммарным объемом произведенной электрической энергии, полученной по результатам измерений по точкам измерений на всех ЕГО в ГТП генерации *p* в час *h*, переданных КО в макете 80020 с электронной подписью (ЭП) в соответствии с *Форматом и регламентом предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам* (Приложение № 11.1.1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) со статусом «коммерческая информация», не превышает максимально допустимую величину расхождений результатов расчета по ГТП генерации, которая равна произведению 2 кВт∙ч на количество ЕГО, зарегистрированных в составе ГТП генерации *p*;  А.3) для часов, относящихся к наиболее ранним из непрерывных периодов, до даты начала или от даты окончания действия Акта, длительностью не более 90 календарных дней каждый (в отношении правопреемников, получивших право участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке с использованием групп точек поставки, в которые входят ЕГО *i*, не позднее 31.12.2020 и обязанных подтвердить соответствие систем коммерческого учета в соответствии с п. 2.4 приложения 2 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) – 6 месяцев в календарном году каждый), в которых в отношении ГТП генерации, в составе которой зарегистрирована ЕГО *i*, не действует Акт, суммарно не превышающих 90 календарных дней в году (в отношении правопреемников, получивших право участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке с использованием групп точек поставки, в которые входят ЕГО *i*, не позднее 31.12.2020 и обязанных подтвердить соответствие систем коммерческого учета в соответствии с п. 2.4 приложения 2 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)– 6 месяцев в календарном году) и начинающихся не позднее 31.12.2020, расхождение в час *h* между суммарным объемом производства электрической энергии в ГТП генерации *p*, в составе которой зарегистрирована ЕГО *i*, определенным в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и соответствующим суммарным объемом произведенной электрической энергии, полученной по результатам измерений по точкам измерений на всех ЕГО в ГТП генерации *p* в час *h*, переданных КО в макете 80020 с электронной подписью (ЭП) в соответствии с *Форматом и регламентом предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам* (Приложение № 11.1.1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового* рынка (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) со статусом «коммерческая информация», не превышает максимально допустимую величину расхождений результатов расчета по ГТП генерации, которая равна произведению 2 кВт∙ч на количество ЕГО, зарегистрированных в составе ГТП генерации *p.*  При этом:   * для часов, следующих за00 часов 00 минут 01.01.2019, условие А.2 не определяется; * для часов, не относящихся к непрерывному периоду, в котором в отношении ГТП генерации, в составе которой зарегистрирована ЕГО *i*, не действует Акт, не превышающему 90 календарных дней (в отношении правопреемников, получивших право участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке с использованием групп точек поставки, в которые входят ЕГО *i*, не позднее 31.12.2020 и обязанных подтвердить соответствие систем коммерческого учета в соответствии с п. 2.4 приложения 2 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)–6 месяцев в календарном году) до даты начала или от даты окончания действия Акта и начинающемуся не позднее 31.12.2020*,* условие А.3 не определяется.   *T* – период c 01.01.*X*-2 по 31.12.*X*-1, за исключением:  - часов, в которых по ГТП, в которую входит данная ЕГО, соответствующий субъект оптового рынка не имеет права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке;  - часов, предшествующих 00 часов 00 минут 01.01.2019, в отношении которых одновременно выполняется условие А.1 и определено, но не выполняется условие А.2 настоящего подпункта;  - часов, в отношении которых одновременно выполняется условие А.1 и определено, но не выполняется условие А.3 настоящего подпункта;  *X* – текущий год (год отбора проектов модернизации).  – величина произведенной электрической энергии с использованием генерирующего оборудования (ЕГО) *i* в час *h,* которая определяется по следующей формуле:  – для часов, в отношении которых не выполняется условие А.1, но проверяются и выполняются условия А.2 или А.3:  ,  где – величина произведенной электрической энергии, полученная по результатам измерений по точке измерений на генерирующем оборудовании (ЕГО) *i*, входящей в состав ГТП *p*, в час *h* и переданная КО в формате 80020 с электронной подписью (ЭП) в соответствии с *Форматом и регламентом предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам* (Приложение № 11.1.1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*));  – иначе:  .  ,  – суммарный объем производства электрической энергии в ГТП генерации *p* в час *h*, определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – значение установленной мощности в отношении ГТП генерации *p,* всостав которой входит ЕГО *i* в час *h,* соответствующее регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка.  2. Определение КИУМ для целей КОММод ():   * если <0.6, то =1/10+5/6\*; * в остальных случаях =.   Величина КИУМ округляется до 3 (трех) знаков после запятой.  Коммерческий оператор публикует рассчитанные значения в отношении каждого генерирующего объекта (условной ГТП) *g*, в отношении которой в составе переданного СО в соответствии с п. 5.3.6 настоящего Регламента Реестра условных ГТП, включенных в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, указан признак соответствия требованиям п. 5.3.4 настоящего Регламента, в персональном разделе соответствующего участника оптового рынка не позднее 5 рабочих дней (а для отбора, проводимого в 2021 году с началом поставки мощности в период с 1 января 2027 года по 31 декабря 2027 года, – не позднее 3 рабочих дней) до даты окончания срока подачи ценовых заявок для участия в отборе проектов модернизации, указанной в разделе 2 настоящего Регламента.  В случае получения Коммерческим оператором от СО в соответствии с п. 5.3.9 настоящего Регламента скорректированного Реестра условных ГТП, включенных в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, содержащего генерирующие объекты (условные ГТП) *g*, в отношении которых указан признак соответствия требованиям п. 5.3.4 настоящего Регламента, и в отношении которых Коммерческим оператором ранее не было опубликовано рассчитанное значение КИУМ, Коммерческий оператор в течение 1 рабочего дня публикует в персональном разделе соответствующего участника оптового рынка данную информацию. | Порядок определения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) в отношении генерирующего объекта (условной ГТП) в целях проведения КОММод.  Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) для генерирующего объекта (условной ГТП) *g* для целей КОММод определяется в следующем порядке:  1. Расчет фактического коэффициента использования установленной мощности ().  ,  где  – значение установленной мощности ЕГО *i* в час *h,* соответствующее регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;  -– множество ЕГО, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, планируемых к включению в проект модернизации генерирующего объекта (условной ГТП) *g*;  – период времени, равный одному часу;  – множество часов за период *T*, в каждом из которых выполнено следующее условие:  A.1) в отношении ГТП генерации, в составе которой зарегистрирована ЕГО *i*, действует Акт о соответствии системы коммерческого учета техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности класса А и (или) класса *N* (далее – Акт) и данные в час *h*, переданные участником оптового рынка в адрес КО в макете 80020 со статусом «коммерческая информация»;  *T* – период c 01.01.*X*-2 по 31.12.*X*-1, за исключением:  - часов, в которых по ГТП, в которую входит данная ЕГО, соответствующий субъект оптового рынка не имеет права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке;  *X* – текущий год (год отбора проектов модернизации).  – величина произведенной электрической энергии с использованием генерирующего оборудования (ЕГО) *i* в час *h,* которая определяется по следующей формуле:  ,  – суммарный объем производства электрической энергии в ГТП генерации *p* в час *h*, определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – значение установленной мощности в отношении ГТП генерации *p,* всостав которой входит ЕГО *i* в час *h,* соответствующее регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка.  2. Определение КИУМ для целей КОММод ():   * если <0.6, то =1/10+5/6\*; * в остальных случаях =.   Величина КИУМ округляется до 3 (трех) знаков после запятой.  Коммерческий оператор публикует рассчитанные значения в отношении каждого генерирующего объекта (условной ГТП) *g*, в отношении которой в составе переданного СО в соответствии с п. 5.3.6 настоящего Регламента Реестра условных ГТП, включенных в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, указан признак соответствия требованиям п. 5.3.4 настоящего Регламента, в персональном разделе соответствующего участника оптового рынка не позднее 5 рабочих дней до даты окончания срока подачи ценовых заявок для участия в отборе проектов модернизации, указанной в разделе 2 настоящего Регламента.  В случае получения Коммерческим оператором от СО в соответствии с п. 5.3.9 настоящего Регламента скорректированного Реестра условных ГТП, включенных в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, содержащего генерирующие объекты (условные ГТП) *g*, в отношении которых указан признак соответствия требованиям п. 5.3.4 настоящего Регламента, и в отношении которых Коммерческим оператором ранее не было опубликовано рассчитанное значение КИУМ, Коммерческий оператор в течение 1 рабочего дня публикует в персональном разделе соответствующего участника оптового рынка данную информацию. |
| **5.5.2.1** | Величина предельных максимальных капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия *i* проекта модернизации *g* из числа указанных в пункте 3.2 настоящего Регламента для оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, определяется по формуле:  ;  – коэффициент, равный:   * 1,4 для мероприятий, соответствующих подп. 2 пункта 3.2 настоящего Регламента, при условии, что проектом, в который включены данные мероприятия, также предусмотрено выполнение мероприятия, соответствующего подп. 2.2 пункта 3.2 настоящего Регламента; * 1,2 для мероприятий, соответствующих подп. 1 и подп. 2 пункта 3.2 настоящего Регламента (за исключением проектов, для которых в соответствии с данным пунктом указанный коэффициент равен 1,4); * 4,5 для мероприятий, соответствующих подп. 3.9.1–3.9.5 пункта 3.2 настоящего Регламента, при условии, что проектом, в который включены данные мероприятия, также предусмотрено выполнение мероприятия, соответствующего подп. 2.2 пункта 3.2 настоящего Регламента; * 1,0 для мероприятий, соответствующих подп. 3 пункта 3.2 настоящего Регламента (за исключением проектов, для которых в соответствии с данным пунктом указанный коэффициент равен 4,5). | Величина предельных максимальных капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия *i* проекта модернизации *g* из числа указанных в пункте 3.2 настоящего Регламента для оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, определяется по формуле:  ;  – коэффициент, равный:   * 4,81 для мероприятий, соответствующих подп. 1 пункта 3.2 настоящего Регламента, включенных в проекты модернизации, в отношении которых в соответствии с подп. «д» п. 5.3.7.2 указан вид топлива «уголь»; * 3,11 для мероприятий, соответствующих подп. 1 пункта 3.2 настоящего Регламента, включенных в проекты модернизации, в отношении которых в соответствии с подп. «д» п. 5.3.7.2 указан вид топлива «газ»; * 2,39 для мероприятий, соответствующих подп. 2.1 пункта 3.2 настоящего Регламента; * 2,79 для мероприятий, соответствующих подп. 2.2 пункта 3.2 настоящего Регламента; * 2,67 для мероприятий, соответствующих подп. 3.3 пункта 3.2 настоящего Регламента; * 2,18 для мероприятий, соответствующих подп. 3.4 пункта 3.2 настоящего Регламента; * 4,85 для мероприятий, соответствующих подп. 3.6 пункта 3.2 настоящего Регламента; * 3,40 для мероприятий, соответствующих подп. 3.7 пункта 3.2 настоящего Регламента; * 4,18 для мероприятий, соответствующих подп. 3.11–3.14 пункта 3.2 настоящего Регламента; * 1,5 для мероприятий, соответствующих подп. 3.9.1–3.9.5 пункта 3.2 настоящего Регламента (дополнительно умножается на коэффициент, равный 4,5, при условии, что проектом, в который включены данные мероприятия, также предусмотрено выполнение мероприятия, соответствующего подп. 2.2 пункта 3.2 настоящего Регламента); * 1,82 для прочих мероприятий. |
| **5.5.2.3** | Величина предельных максимальных капитальных затрат для проекта реализации мероприятий по модернизации в отношении генерирующего объекта (условной ГТП) g определяется по формуле:  ,  где .  Для отборов с началом поставки мощности в период с 1 января 2022 года по 31 декабря 2024 года, а также для отбора проектов, в отношении которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан признак «да»:  .  Для отборов, проводимых с 2019 по 2025 годы (включительно) с началом поставки мощности не ранее 1 января 2025 года:  ;  – суммарная установленная мощность генерирующего оборудования проекта *g*, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации;  , руб./МВт – предельное максимальное удельное значение капитальных затрат на реализацию проекта модернизации, рассчитанное в следующем порядке:   * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, c суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не более 90 МВт –= ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 90 МВт и не более 400 МВт, определяемого по формуле –; * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 400 МВт – ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не более 90 МВт – ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 90 МВт и не более 300 МВт, определяемого по формуле –; * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью проекта генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 300 МВт – ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, относящихся к инновационным проектам ПГУ с датами начала поставки мощности в 2027–2029 годах и отбираемых в 2021 году, в отношении которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», а также в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан 2 или 3 тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, планируемых к включению в состав проекта модернизации, ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, относящихся к инновационным проектам ПГУ с датами начала поставки мощности в 2027–2029 годах и отбираемых в 2021 году, в отношении которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», а также в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан 1 тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, планируемых к включению в состав проекта модернизации, . | Величина предельных максимальных капитальных затрат для проекта реализации мероприятий по модернизации в отношении генерирующего объекта (условной ГТП) g определяется по формуле:  ,  где .  Для отборов с началом поставки мощности в период с 1 января 2022 года по 31 декабря 2024 года, для отбора проектов, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования с началом поставки мощности в период с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года, а также для отборов, проводимых в 2024 году:  .  Для отборов, проводимых с 2019 по 2021 годы (включительно) с началом поставки мощности не ранее 1 января 2025 года (за исключением отбора проектов, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования с началом поставки мощности в период с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года):  .  Для прочих отборов:  .  – суммарная установленная мощность генерирующего оборудования проекта *g*, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации;  , руб./МВт – предельное максимальное удельное значение капитальных затрат на реализацию проекта модернизации, рассчитанное в следующем порядке:   * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, c суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не более 90 МВт –= ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 90 МВт и не более 400 МВт, определяемого по формуле –; * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 400 МВт – ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не более 90 МВт – ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 90 МВт и не более 300 МВт, определяемого по формуле –; * для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью проекта генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 300 МВт – ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, включающих мероприятия, указанные в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, отбираемых в 2024 году, в отношении которых в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», а также в соответствии с подп. «п» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан 3 тип газовых турбин – ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, включающих мероприятия, указанные в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, отбираемых в 2024 году, в отношении которых в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», а также в соответствии с подп. «п» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан 2 тип газовых турбин – ; * для проектов модернизации генерирующих объектов, включающих мероприятия, указанные в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, отбираемых в 2024 году, в отношении которых в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», а также в соответствии с подп. «п» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан 1 тип газовых турбин – . |
| **6.3.3** | Стоимостные и ценовые параметры, заявляемые в отношении генерирующего объекта (условной ГТП):   1. значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта (условной ГТП) (руб./МВт в месяц в ценах текущего года), которое не может превышать цену, определенную для соответствующей ценовой зоны по итогам конкурентного отбора мощности (КОМ), проведенного в 2017 году, проиндексированную в соответствии с индексом потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря года, предшествующего году, в котором проводится такой отбор:   ;  где – цена КОМ, проведенного в 2017 году на 2021 год (в первой ценовой зоне – 134 393,81 руб./МВт в месяц, во второй ценовой зоне – 225 339,74 руб./МВт в месяц);  ИПЦ – индексы потребительских цен за каждый год, входящий в период с 1 января 2018 года до 31 декабря года *Х*-1, предшествующего году, в котором проводится такой отбор, опубликованные СО в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента;  … | Стоимостные и ценовые параметры, заявляемые в отношении генерирующего объекта (условной ГТП):   1. значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта (условной ГТП) (руб./МВт в месяц в ценах текущего года), которое не может превышать произведение цены, определенной для соответствующей ценовой зоны по итогам конкурентного отбора мощности (КОМ), проведенного в 2017 году, проиндексированной в соответствии с индексом потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря года, предшествующего году, в котором проводится такой отбор и коэффициента, равного 1,1136:   ;  где – цена КОМ, проведенного в 2017 году на 2021 год (в первой ценовой зоне – 134 393,81 руб./МВт в месяц, во второй ценовой зоне – 225 339,74 руб./МВт в месяц);  ИПЦ – индексы потребительских цен за каждый год, входящий в период с 1 января 2018 года до 31 декабря года *Х*-1, предшествующего году, в котором проводится такой отбор, опубликованные СО в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента;  … |
| **8.1.2** | В ходе отбора проектов модернизации на каждый год, на который проводится отбор, СО определяются проекты модернизации и соответствующие генерирующие объекты с наименьшими значениями показателя эффективности, рассчитанными в соответствии с п. 7.2.1 настоящего Регламента, для которых одновременно выполняются следующие условия:  Для отборов проектов модернизации, за исключением отбора инновационных проектов ПГУ на 2027–2029 годы:   1. суммарное снижение установленной мощности генерирующих объектов, расположенных на одной территории, перечень которых опубликован СО в соответствии с подп. 2 п. 4.2 настоящего Регламента, в каждом месяце периода реализации мероприятий по модернизации (с учетом возможности изменения месяца начала поставки мощности на более поздний) не превышает значение максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых одновременно реализуются мероприятия по модернизации, опубликованное для отбора проектов модернизации в соответствии с подп. 3 п. 4.2 настоящего Регламента, с учетом совокупного снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов, в отношении которых уже заключены договоры на модернизацию; 2. суммарный объем установленной мощности генерирующих объектов, расположенных на территории одной ценовой зоны оптового рынка, для каждого года периода начала поставки мощности по итогам отбора проектов модернизации не превышает значение максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора проектов модернизации, установленное Правилами оптового рынка и указанное в п. 3.1 настоящего Регламента, увеличенное на разницу соответствующего ограничения объема, которое использовалось при проведении отбора проектов модернизации на предшествующий календарный год и суммарного объема мощности, включенного в отношении предшествующего календарного года и соответствующей ценовой зоны оптового рынка в предварительный график реализации мероприятий по модернизации.   Для отбора инновационных проектов ПГУ на 2027–2029 годы:   1. суммарное снижение установленной мощности генерирующих объектов, расположенных на одной территории, перечень которых опубликован СО в соответствии с подп. 2 п. 4.2 настоящего Регламента, в каждом месяце периода реализации мероприятий по модернизации (с учетом возможности изменения месяца начала поставки мощности на более поздний) не превышает значение максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых одновременно реализуются мероприятия по модернизации, опубликованное для отбора проектов модернизации в соответствии с подп. 3 п. 4.2 настоящего Регламента, с учетом совокупного снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов, в отношении которых уже заключены договоры на модернизацию (в отношении генерирующих объектов, отобранных по результатам отбора, проведенного в 2020 году на 2026 год поставки, – снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов, перечисленных в перечне, утвержденном Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с началом поставки мощности с 1 января 2026 года по 31 декабря 2026 года), а также генерирующих объектов, включенных в Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов на 2027 год в соответствии с п. 8.4.2 настоящего Регламента; 2. суммарный объем установленной мощности инновационных проектов ПГУ по итогам отбора инновационных проектов ПГУ не превышает значение максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора инновационных проектов ПГУ, установленное Правилами оптового рынка и указанное в п. 3.1 настоящего Регламента; 3. суммарный объем установленной мощности инновационных проектов ПГУ, расположенных на территории второй ценовой зоны оптового рынка, по итогам отбора проектов модернизации не превышает значение максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора инновационных проектов ПГУ, установленное Правилами оптового рынка и указанное в п. 3.1 настоящего Регламента; 4. суммарное количество газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования и включенных в отобранные в 2021 году проекты инновационных ПГУ, соответствующих каждому из типов газовых турбин, указываемому в ценовой заявке на отбор проектов модернизации в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5, не превышает следующие значения:   – для 1 типа – 2 (двух) газовых турбин;  – для 2 типа – 3 (трех) газовых турбин;  – для 3 типа – 4 (четырех) газовых турбин. | В ходе отбора проектов модернизации на каждый год, на который проводится отбор, СО определяются проекты модернизации и соответствующие генерирующие объекты с наименьшими значениями показателя эффективности, рассчитанными в соответствии с п. 7.2.1 настоящего Регламента, для которых одновременно выполняются следующие условия:  Для отборов проектов модернизации, за исключением дополнительного отбора ПГУ, проводимого в 2024 году:   1. суммарное снижение установленной мощности генерирующих объектов, расположенных на одной территории, перечень которых опубликован СО в соответствии с подп. 2 п. 4.2 настоящего Регламента, в каждом месяце периода реализации мероприятий по модернизации (с учетом возможности изменения месяца начала поставки мощности на более поздний) не превышает значение максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых одновременно реализуются мероприятия по модернизации, опубликованное для отбора проектов модернизации в соответствии с подп. 3 п. 4.2 настоящего Регламента, с учетом совокупного снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов, в отношении которых уже заключены договоры на модернизацию; 2. суммарный объем установленной мощности генерирующих объектов, расположенных на территории одной ценовой зоны оптового рынка, для каждого года периода начала поставки мощности по итогам отбора проектов модернизации не превышает значение максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора проектов модернизации, установленное Правилами оптового рынка и указанное в п. 3.1 настоящего Регламента, увеличенное на разницу соответствующего ограничения объема, которое использовалось при проведении отбора проектов модернизации на предшествующий календарный год и суммарного объема мощности, включенного в отношении предшествующего календарного года и соответствующей ценовой зоны оптового рынка в предварительный график реализации мероприятий по модернизации.   Для дополнительного отбора проектов ПГУ, и проводимого в 2024 году:   1. суммарное снижение установленной мощности генерирующих объектов, расположенных на одной территории, перечень которых опубликован СО в соответствии с подп. 2 п. 4.2 настоящего Регламента, в каждом месяце периода реализации мероприятий по модернизации (с учетом возможности изменения месяца начала поставки мощности на более поздний) не превышает значение максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых одновременно реализуются мероприятия по модернизации, опубликованное для отбора проектов модернизации в соответствии с подп. 3 п. 4.2 настоящего Регламента, с учетом совокупного снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов, в отношении которых уже заключены договоры на модернизацию, а также генерирующих объектов, включенных в Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов на 2028 год в соответствии с п. 8.4.2 настоящего Регламента; 2. суммарный объем установленной мощности проектов модернизации, в отношении которых в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», не превышает значение максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам дополнительного отбора проектов ПГУ, проводимого в 2024 года, установленное Правилами оптового рынка и указанное в п. 3.1 настоящего Регламента; 3. суммарный объем установленной мощности проектов модернизации, отношении которых в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», расположенных на территории второй ценовой зоны оптового рынка, по итогам дополнительного отбора проектов ПГУ не превышает значение максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам данного отбора, установленное Правилами оптового рынка и указанное в п. 3.1 настоящего Регламента. |
| **8.2** | При проведении отбора проектов модернизации учитываются следующие параметры:   |  |  | | --- | --- | |  | – объем установленной мощности, предлагаемый участником КОММод к отбору в отношении генерирующего объекта *g*, расположенного на территории энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка *z*, на год *Y*, в котором планируется начало поставки мощности по такому объекту, указанный в ценовой заявке и определяемый как суммарная величина установленной мощности ЕГО, отнесенных к условной ГТП *g*; | |  | – объем установленной мощности, предлагаемый участником КОММод к отбору в отношении генерирующего объекта *g*, расположенного на территории энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка *z*, участвующего в отборе проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования с датами начала поставки мощности по итогам данного отбора с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года, и определяемый как суммарная величина установленной мощности ЕГО, отнесенных к условной ГТП *g*; | |  | – объем снижения установленной мощности генерирующего объекта *g*, расположенного на территории энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка *z*, указанный в ценовой заявке в месяце реализации мероприятий по модернизации *m* (, где – период реализации мероприятий по модернизации генерирующего объекта *g*) для целей формирования предварительного графика реализации мероприятий по модернизации; | |  | – коэффициент эффективности генерирующего объекта *g*, расположенного на территории энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка *z*; на год *Y*, в котором планируется начало поставки мощности по такому объекту, рассчитанный в соответствии с п. 7.2 настоящего Регламента; | |  | – коэффициент эффективности генерирующего объекта *g*, расположенного на территории энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка *z*; участвующего в отборе проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования с датами начала поставки мощности по итогам данного отбора с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года, рассчитанный в соответствии с п. 7.2 настоящего Регламента; | |  | – максимальная совокупная установленная мощность генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора проектов модернизации на год *Y* для каждой ценовой зоны оптового рынка *z*, указанная в п. 3.1 настоящего Регламента; | |  | – максимальная совокупная установленная мощность генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования с датами начала поставки мощности по итогам данного отбора с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года, указанная в п. 3.1 настоящего Регламента; | |  | – максимальная совокупная установленная мощность генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования с датами начала поставки мощности по итогам данного отбора с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года, для второй ценовой зоны оптового рынка *z*=2, указанная в п. 3.1 настоящего Регламента; | |  | – максимальное совокупное снижение установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, определенное СО в соответствии с п. 4.3.2 настоящего Регламента для энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС ценовой зоны оптового рынка *z* в месяце периода реализации мероприятий по модернизации (, где – суммарный период реализации мероприятий по модернизации всех отобранных генерирующих объектов *g*, расположенных на территории энергосистемы (энергорайона) *r*); | |  | – снижение установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации в месяце *m* генерирующих объектов *g'*, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых заключены договоры на модернизацию; | |  | – неиспользованный лимит максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые были определены по итогам отбора проектов модернизации на год *Y*-1 для каждой ценовой зоны оптового рынка *z* (при проведении отбора на 2022 год ); | |  | – тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, указанный в составе заявки в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, поданной в отношении проекта модернизации; | |  | – количество газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, относящихся к соответствующему типу , и входящих в состав генерирующего объекта *g*; | |  | – максимальное количество газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, относящихся к соответствующему типу , которые могут входить в состав генерирующих объектов *g*, отобранных по итогам отбора проектов инновационных ПГУ, проводимого в 2021 году; | |  | – множество генерирующих объектов *g,* в отношении которых в заявке в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента подтверждено участие в отборе инновационных проектов ПГУ на 2027–2029 годы (указано значение «да»); | |  | – месяц начала поставки мощности () генерирующего объекта *g* (месяц, следующий за месяцем окончания периода ); | |  | – суммарный период реализации мероприятий по модернизации всех генерирующих объектов ; | |  | – индикатор включения генерирующего объекта в Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов , при этом значение соответствует включению генерирующего объекта в Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов, – невключению; | |  | – признак приоритета в отборе ценовых заявок в случае равенства коэффициентов эффективности. | | При проведении отбора проектов модернизации учитываются следующие параметры:   |  |  | | --- | --- | |  | – объем установленной мощности, предлагаемый участником КОММод к отбору в отношении генерирующего объекта *g*, расположенного на территории энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка *z*, на год *Y*, в котором планируется начало поставки мощности по такому объекту, указанный в ценовой заявке и определяемый как суммарная величина установленной мощности ЕГО, отнесенных к условной ГТП *g*; | |  | – объем установленной мощности, предлагаемый участником КОММод к отбору в отношении генерирующего объекта *g*, расположенного на территории энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка *z*, на год *Y*, в котором планируется начало поставки мощности по такому объекту, указанный в ценовой заявке, участвующего в дополнительном отборе проектов ПГУ, проводимом в 2024 году, и определяемый как суммарная величина установленной мощности ЕГО, отнесенных к условной ГТП *g*; | |  | – объем снижения установленной мощности генерирующего объекта *g*, расположенного на территории энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка *z*, указанный в ценовой заявке в месяце реализации мероприятий по модернизации *m* (, где – период реализации мероприятий по модернизации генерирующего объекта *g*) для целей формирования предварительного графика реализации мероприятий по модернизации; | |  | – коэффициент эффективности генерирующего объекта *g*, расположенного на территории энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка *z*; на год *Y*, в котором планируется начало поставки мощности по такому объекту, рассчитанный в соответствии с п. 7.2 настоящего Регламента; | |  | – коэффициент эффективности генерирующего объекта *g*, расположенного на территории энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка *z*; на год *Y*, в котором планируется начало поставки мощности по такому объекту, указанный в ценовой заявке, участвующего в дополнительном отборе проектов ПГУ, проводимом в 2024 году, рассчитанный в соответствии с п. 7.2 настоящего Регламента; | |  | – максимальная совокупная установленная мощность генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора проектов модернизации на год *Y* для каждой ценовой зоны оптового рынка *z*, указанная в п. 3.1 настоящего Регламента; | |  | – максимальная совокупная установленная мощность генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам дополнительного отбора проектов ПГУ, проводимого в 2024 году на год *Y,* указанная в п. 3.1 настоящего Регламента; | |  | – максимальная совокупная установленная мощность генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам дополнительного отбора проектов ПГУ, проводимого в 2024 году, для второй ценовой зоны оптового рынка *z*=2 на год *Y*, указанная в п. 3.1 настоящего Регламента; | |  | – максимальное совокупное снижение установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, определенное СО в соответствии с п. 4.3.2 настоящего Регламента для энергосистемы (энергорайона) *r*, входящей в состав ОЭС ценовой зоны оптового рынка *z* в месяце периода реализации мероприятий по модернизации (, где – суммарный период реализации мероприятий по модернизации всех отобранных генерирующих объектов *g*, расположенных на территории энергосистемы (энергорайона) *r*); | |  | – снижение установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации в месяце *m* генерирующих объектов *g'*, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых заключены договоры на модернизацию; | |  | – неиспользованный лимит максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые были определены по итогам отбора проектов модернизации на год *Y*-1 для каждой ценовой зоны оптового рынка *z* (при проведении отбора на 2022 год ); | |  | – множество генерирующих объектов *g,* в отношении которых в заявке в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента подтверждено участие в дополнительном отборе проектов ПГУ, проводимом в 2024 году (указано значение «да»), и в соответствии с подп. «к» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указана планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, относящаяся к году *Y*; | |  | – месяц начала поставки мощности () генерирующего объекта *g* (месяц, следующий за месяцем окончания периода ); | |  | – суммарный период реализации мероприятий по модернизации всех генерирующих объектов ; | |  | – индикатор включения генерирующего объекта в Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов , при этом значение соответствует включению генерирующего объекта в Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов, – невключению; | |  | – признак приоритета в отборе ценовых заявок в случае равенства коэффициентов эффективности. | |
| **8.3.1** | Ранжирование ценовых заявок, за исключением заявок, поданных для участия в отборе инновационных проектов ПГУ на 2027–2029 годы  При проведении отбора проектов модернизации на год Y в каждой ценовой зоне оптового рынка z объемы установленной мощности , соответствующие генерирующему объекту (условной ГТП) , ранжируются в порядке увеличения коэффициента эффективности (выстраиваются в порядке снижения приоритетности отбора).  … | Ранжирование ценовых заявок, за исключением заявок, поданных для участия в дополнительном отборе проектов ПГУ, проводимом в 2024 году  При проведении отбора проектов модернизации на год Y в каждой ценовой зоне оптового рынка z объемы установленной мощности , соответствующие генерирующему объекту (условной ГТП) , ранжируются в порядке увеличения коэффициента эффективности (выстраиваются в порядке снижения приоритетности отбора).  … |
| **8.3.2** | Ранжирование ценовых заявок, поданных для участия в отборе инновационных проектов ПГУ на 2027–2029 годы При проведении отбора инновационных проектов ПГУ на 2027–2029 годы, объемы установленной мощности соответствующие генерирующему объекту (условной ГТП), ранжируются в порядке увеличения коэффициента эффективности совместно по обеим ценовым зонам оптового рынка (выстраиваются в порядке снижения приоритетности отбора).  В случае определения в отношении двух и более генерирующих объектов g одинаковых коэффициентов эффективности , более высокий приоритет в отборе имеет:  …  По итогам ранжирования всем генерирующим объектам g (соответствующим объемам мощности ) присваивается порядковый номер . | Ранжирование ценовых заявок, поданных для участия в дополнительном отборе проектов ПГУ, проводимом в 2024 году  При проведении в 2024 году дополнительного отбора проектов ПГУ, объемы установленной мощности соответствующие генерирующему объекту (условной ГТП), ранжируются для каждого года *Y* периода поставки мощности по итогам данного отбора в порядке увеличения коэффициента эффективности совместно по обеим ценовым зонам оптового рынка (выстраиваются в порядке снижения приоритетности отбора).  В случае определения в отношении двух и более генерирующих объектов g одинаковых коэффициентов эффективности , более высокий приоритет в отборе имеет:  …  По итогам ранжирования всем генерирующим объектам g (соответствующим объемам мощности ) присваивается порядковый номер . |
| **8.4.1** | Отбору подлежат генерирующие объекты (условные ГТП) , имеющие больший приоритет по итогам процедуры ранжирования, при выполнении следующих условий:  Для отборов проектов модернизации, за исключением отбора инновационных проектов ПГУ на 2027–2029 годы:  …  Для отбора инновационных проектов ПГУ на 2027–2029 годы:  (1) суммарные объемы снижения установленной мощности генерирующих объектов , относящиеся к отдельным ОЭС (энергосистем, энергорайонов) *r* в составе ценовой зоны оптового рынка *z*, в каждом месяце реализации мероприятий по модернизации *m* не превышают объем максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, для отдельных ОЭС (энергосистем, энергорайонов) *r* в составе ценовой зоны оптового рынка *z* в соответствующем месяце *m*, с учетом совокупного снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов, в отношении которых уже заключены договоры на модернизацию, а также генерирующих объектов, включенных в Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов на 2027 год в соответствии с п. 8.4.2 настоящего Регламента;  (2) суммарное количество газовых турбин , включенных в проекты инновационных ПГУ (), соответствующих каждому из типов газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования , указываемого в ценовой заявке на отбор проектов модернизации в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не превышает следующие значения:  – для 1 типа – 2 (двух) газовых турбин;  – для 2 типа – 3 (трех) газовых турбин;  – для 3 типа – 4 (четырех) газовых турбин;  (3) суммарные объемы установленной мощности отобранных генерирующих объектов *,* расположенных на территории второй ценовой зоны оптового рынка *z*=2, не превышают объем максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены для второй ценовой зоны оптового рынка по итогам отбора инновационных проектов ПГУ ;  (4) суммарные объемы установленной мощности отобранных генерирующих объектов не превышают объем максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора инновационных проектов ПГУ . | Отбору подлежат генерирующие объекты (условные ГТП) , имеющие больший приоритет по итогам процедуры ранжирования, при выполнении следующих условий:  Для отборов проектов модернизации, за исключением дополнительного отбора проектов ПГУ, проводимого в 2024 году:  …  Для дополнительного отбора проектов ПГУ, проводимого в 2024 году:  (1) суммарные объемы снижения установленной мощности генерирующих объектов , относящиеся к отдельным ОЭС (энергосистем, энергорайонов) *r* в составе ценовой зоны оптового рынка *z*, в каждом месяце реализации мероприятий по модернизации *m* не превышают объем максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, для отдельных ОЭС (энергосистем, энергорайонов) *r* в составе ценовой зоны оптового рынка *z* в соответствующем месяце *m*, с учетом совокупного снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов, в отношении которых уже заключены договоры на модернизацию, а также генерирующих объектов, включенных в Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов на 2028 год в соответствии с п. 8.4.2 настоящего Регламента;  (2) суммарные объемы установленной мощности отобранных генерирующих объектов на год *Y,* расположенных на территории второй ценовой зоны оптового рынка *z*=2, не превышают объем максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены для второй ценовой зоны оптового рынка по итогам отбора инновационных проектов ПГУ ;  (3) суммарные объемы установленной мощности отобранных генерирующих объектов на год *Y* не превышают объем максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам дополнительного отбора проектов ПГУ, проводимого в 2024 году . |
| **8.4.2** | Отбор генерирующих объектов, за исключением отбора инновационных проектов ПГУ на 2027–2029 годы, в каждой ценовой зоне *z* производится в следующем порядке. Объектам последовательно, начиная с номера , присваивается индикатор включения в Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов и осуществляется проверка выполнения условий (1) и (2) п. 8.4.1 настоящего Регламента, которая для некоторого генерирующего объекта производится следующим образом:  … | Отбор генерирующих объектов, за исключением дополнительного отбора проектов ПГУ, проводимого в 2024 году, в каждой ценовой зоне *z* производится в следующем порядке. Объектам последовательно, начиная с номера , присваивается индикатор включения в Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов и осуществляется проверка выполнения условий (1) и (2) п. 8.4.1 настоящего Регламента, которая для некоторого генерирующего объекта производится следующим образом:  … |
| **8.4.3** | Отбор инновационных проектов ПГУ на 2027–2029 годы производится после выполнения действий, указанных в п. 8.4.2 настоящего Регламента, сразу в отношении периода начала поставки мощности с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года в следующем порядке. Инновационным проектам ПГУ последовательно, начиная с номера , присваивается индикатор включения в перечень предварительно отобранных и осуществляется проверка выполнения условий (1), (2), (3), (4) п. 8.4.1 настоящего Регламента, которая для некоторого генерирующего объекта производится следующим образом:   1. Для каждой ОЭС (энергосистемы, энергорайона) *r* в составе ценовой зоны оптового рынка *z* в отношении каждого месяца реализации мероприятий по модернизации () генерирующих объектов , определяется:   .  Проверка выполнения условия (1) п. 8.4.1 настоящего Регламента осуществляется в следующей последовательности.   1. Если , то условие (1) п. 8.4.1 настоящего Регламента выполнено и объект считается предварительно отобранным (). 2. Если , то для объекта осуществляется последовательное по шагам изменение месяца начала поставки мощности:   При этом .  Если на некотором шаге начинает выполняться условие , то объект признается отобранным (), а месяц начала поставки определяется равным . Если , то объект исключается из отбора (). При этом изменение месяца начала поставки мощности осуществляется в рамках периода с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года.  В случае если для объекта выполнено условие (1) п. 8.4.1 настоящего Регламента, то осуществляется проверка условия (2) п. 8.4.1 настоящего Регламента.   1. Для всех генерирующих объектов , относящихся к каждому из типов , выполняется условие:   где ;  ;  .  В случае если для объекта не выполняется условие (2), то данный объект исключается из отбора ().  В случае если для объекта выполнены условия (1) и (2) п. 8.4.1 настоящего Регламента, то осуществляется проверка условия (3) п. 8.4.1 настоящего Регламента.   1. .   В случае если для объекта не выполняется условие (3), то данный объект исключается из отбора ().  В случае если для объекта выполнены условия (1), (2), (3) п. 8.4.1 настоящего Регламента, то осуществляется проверка условия (4) п. 8.4.1 настоящего Регламента.   1. .   В случае если для объекта не выполнено условие (4), то объект исключается из отбора ().  Процедура отбора заканчивается, если условия (1), (2), (3) и (4) проверены для всех генерирующих объектов . В таком случае в перечень предварительно отобранных генерирующих объектов в ценовой зоне оптового рынка *z* включаются все объекты с номерами .  Тогда – множество генерирующих объектов инновационных проектов ПГУ, включенных в перечень предварительно отобранных генерирующих объектов с началом поставки мощности в период с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года. | Дополнительный отбор проектов ПГУ, проводимый в 2024 году, производится после выполнения действий, указанных в п. 8.4.2 настоящего Регламента, в отношении каждого года периода начала поставки мощности с 1 января 2028 года по 31 декабря 2030 года отдельно в следующем порядке. Инновационным проектам ПГУ последовательно, начиная с номера , присваивается индикатор включения в перечень предварительно отобранных и осуществляется проверка выполнения условий (1), (2), (3) п. 8.4.1 настоящего Регламента, которая для некоторого генерирующего объекта производится следующим образом:   1. Для каждой ОЭС (энергосистемы, энергорайона) *r* в составе ценовой зоны оптового рынка *z* в отношении каждого месяца реализации мероприятий по модернизации () генерирующих объектов , определяется:   .  Проверка выполнения условия (1) п. 8.4.1 настоящего Регламента осуществляется в следующей последовательности.   1. Если , то условие (1) п. 8.4.1 настоящего Регламента выполнено и объект считается предварительно отобранным (). 2. Если , то для объекта осуществляется последовательное по шагам изменение месяца начала поставки мощности:   При этом .  Если на некотором шаге начинает выполняться условие , то объект признается отобранным (), а месяц начала поставки определяется равным . Если , то объект исключается из отбора (). При этом изменение месяца начала поставки мощности осуществляется в рамках года *Y*. Объект , исключенный из отбора на год *Y*, участвует в отборе на год *Y*+1 в случае, если в заявке, поданной в отношении данного объекта, в соответствии с подп. «л» пункта 5.3.2.5 указан признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации мероприятий по модернизации «да».  В случае если для объекта выполнено условие (1) п. 8.4.1 настоящего Регламента, то осуществляется проверка условия (2) п. 8.4.1 настоящего Регламента.   1. .   В случае если для объекта не выполняется условие (2), то данный объект исключается из отбора ().  В случае если для объекта выполнены условия (1), (2) п. 8.4.1 настоящего Регламента, то осуществляется проверка условия (3) п. 8.4.1 настоящего Регламента.   1. .   В случае если для объекта не выполнено условие (3), то объект исключается из отбора ().  Процедура отбора на год *Y* заканчивается, если условия (1), (2) и (3) проверены для всех генерирующих объектов . В таком случае в перечень предварительно отобранных генерирующих объектов в ценовой зоне оптового рынка *z* включаются все объекты с номерами .  Тогда – множество генерирующих объектов инновационных проектов ПГУ, включенных в перечень предварительно отобранных генерирующих объектов с началом поставки мощности в году *Y*. |
| **8.5.1** | …  Для отбора, проводимого в 2021 году, СО также формирует предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов *g*, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, и соответствующие им объемы установленной мощности на 2027–2029 годы, для каждой ценовой зоны оптового рынка *z*. | … |
| **8.5.2.3** | …   1. признак включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования, определенных решением Правительства Российской Федерации (распоряжение Правительства Российской Федерации от 24 апреля 2019 г. № 817-р), при заявлении соответствующих мероприятий; 2. планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации с признаком ее изменения в порядке, установленном в п. 8.4.2 настоящего Регламента.   … | …   1. планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации с признаком ее изменения в порядке, установленном в п. 8.4.2 настоящего Регламента.   … |
| **9.1** | В отношении генерирующих объектов, включенных в предварительный (-ые) перечень (-и) отобранных проектов модернизации (в том числе в предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования), сформированный (-ые) в соответствии с п. 8.5 настоящего Регламента, СО в течение 1 календарного месяца после окончания периода подачи (приема) ценовых заявок в отбор модернизации, указанного в разделе 2 настоящего Регламента, формирует предварительный (-ые) график (-и) реализации мероприятий по модернизации, исходя из указанного в ценовой заявке количества календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации с учетом изменения даты начала поставки мощности, указанной в ценовой заявке, в рамках периода начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации в порядке, установленном в п. 8.4 настоящего Регламента. | В отношении генерирующих объектов, включенных в предварительный (-ые) перечень (-и) отобранных проектов модернизации, сформированный (-ые) в соответствии с п. 8.5 настоящего Регламента, СО в течение 1 календарного месяца после окончания периода подачи (приема) ценовых заявок в отбор модернизации, указанного в разделе 2 настоящего Регламента, формирует предварительный (-ые) график (-и) реализации мероприятий по модернизации, исходя из указанного в ценовой заявке количества календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации с учетом изменения даты начала поставки мощности, указанной в ценовой заявке, в рамках периода начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации в порядке, установленном в п. 8.4 настоящего Регламента. |
| **9.2** | …  Месяц начала поставки мощности () генерирующего объекта (месяц, следующий за месяцем окончания периода ) изменяется в большую сторону таким образом, чтобы исключить угрозу наступления последствий, предусмотренных Правилами вывода из эксплуатации. В случае если определенный таким образом месяц начала поставки мощности генерирующего объекта выходит за период года *Y*, на который проводится соответствующий отбор (для проектов модернизации генерирующих объектов *g*, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, и включенных в предварительный перечень по результатам отбора, проводимого в 2021 году, – выходит за период 2027–2029 годов), такой генерирующий объект исключается из перечня отобранных проектов модернизации (признается неотобранным, ).  … | …  Месяц начала поставки мощности () генерирующего объекта (месяц, следующий за месяцем окончания периода ) изменяется в большую сторону таким образом, чтобы исключить угрозу наступления последствий, предусмотренных Правилами вывода из эксплуатации. В случае если определенный таким образом месяц начала поставки мощности генерирующего объекта выходит за период года *Y*, на который проводится соответствующий отбор, такой генерирующий объект исключается из перечня отобранных проектов модернизации (признается неотобранным, ).  … |
| **10.2** | …  В 2021 году СО также не позднее даты официального опубликования предварительного графика реализации проектов модернизации направляет в Минэнерго России перечень генерирующих объектов (условных ГТП), в отношении которых были поданы ценовые заявки на участие в отборе проектов модернизации, проводимом в 2021 году, в которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента было указано значение «да» признака участия в отборе проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования с датами начала поставки мощности с 1 января 2027 года по 31 декабря 2029 года, и которые были включены в Перечень принятых ценовых заявок на соответствующий год (-ы) в соответствии с п. 7.1.1 настоящего Регламента, но которые не были включены в предварительный график. В отношении данного генерирующего оборудования указывается в том числе информация об участниках КОММод, а также информация, определенная в подп. «в» п. 10.1 настоящего Регламента. | … |
| **10.5.3** | …   1. состав проекта и технические параметры генерирующего оборудования КОММод, функционирующего до и после реализации мероприятий по модернизации, заявленные участником, а именно: 2. идентификационные данные генерирующего объекта (код условной ГТП); 3. наименование генерирующего объекта (условной ГТП); 4. основной вид топлива (газ или уголь); 5. установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации; 6. изменение установленной мощности генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации; 7. признак включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования, определенных решением Правительства Российской Федерации (распоряжение Правительства Российской Федерации от 24 апреля 2019 г. № 817-р); 8. признак соответствия требованию локализации; 9. планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации; 10. признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации проектов модернизации; 11. планируемая дата начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации, измененная при формировании предварительного графика реализации мероприятий по модернизации в порядке, установленном пп. 8.4.2 и 9.2 настоящего Регламента; 12. количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации; 13. ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период; 14. признак «поставка мощности по ДПМ»;   … | …   1. состав проекта и технические параметры генерирующего оборудования КОММод, функционирующего до и после реализации мероприятий по модернизации, заявленные участником, а именно: 2. идентификационные данные генерирующего объекта (код условной ГТП); 3. наименование генерирующего объекта (условной ГТП); 4. основной вид топлива (газ или уголь); 5. установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации; 6. изменение установленной мощности генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации; 7. признак соответствия требованию локализации; 8. планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации; 9. признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации проектов модернизации; 10. планируемая дата начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации, измененная при формировании предварительного графика реализации мероприятий по модернизации в порядке, установленном пп. 8.4.2 и 9.2 настоящего Регламента; 11. количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации; 12. ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период; 13. признак «поставка мощности по ДПМ»;   … |

**Действующая редакция**

Приложение 1

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

Форма 2

…

**\*Перечень планируемых мероприятий по модернизации заполняется в зависимости от выбранного вида оборудования:**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 1. Котлоагрегат | комплексная замена котлоагрегата | 1.1) на газовом топливе |  |
| 1.2) на угольном топливе |
| 2. Турбинное оборудование | 2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин / всех паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины) |  |  |
| 2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами) с установкой автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин) | 2.2.1) без котла утилизатора |  |
| 2.2.2) с котлом утилизатором |

…

**Предлагаемая редакция**

Приложение 1

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

Форма 2

…

**\*Перечень планируемых мероприятий по модернизации заполняется в зависимости от выбранного вида оборудования:**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 1. Котлоагрегат | комплексная замена котлоагрегата | 1.1) на газовом топливе |  |
| 1.2) на угольном топливе |
| 2. Турбинное оборудование | 2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин / всех паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины) |  |  |
| 2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами) с установкой автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин), или комплексная замена газовой турбины (газовых турбин), работающей (работающих) с использованием парогазового цикла на газовую турбину (газовые турбины) без котла-утилизатора с установкой автоматических систем управления технологическими процессами и локальных систем автоматического управления с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин) | 2.2.1) без котла утилизатора |  |
| 2.2.2) с котлом утилизатором |

…

**Действующая редакция**

Приложение 10

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

…

**Для отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с датами начала поставки мощности с 1 января 2026 года по 31 декабря 2031 года**

|  |  |
| --- | --- |
| Мероприятия по модернизации | Работы |
| **1) модернизация котельного оборудования, которая заключается в комплексной замене котлоагрегата (котлоагрегатов)** | Комплексная замена котлоагрегата |
| **2) модернизация турбинного оборудования** | |
| 2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин / всех паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины) | Комплексная замена паровой турбины (паровых турбин / всех паровых турбин) |
| 2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами) с установкой автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин) | |

**Предлагаемая редакция**

Приложение 10

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

…

**Для отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с датами начала поставки мощности с 1 января 2026 года по 31 декабря 2031 года**

|  |  |
| --- | --- |
| Мероприятия по модернизации | Работы |
| **1) модернизация котельного оборудования, которая заключается в комплексной замене котлоагрегата (котлоагрегатов)** | Комплексная замена котлоагрегата |
| **2) модернизация турбинного оборудования** | |
| 2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин / всех паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины) | Комплексная замена паровой турбины (паровых турбин / всех паровых турбин) |
| 2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами) с установкой автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин), или комплексная замена газовой турбины (газовых турбин), работающей (работающих) с использованием парогазового цикла на газовую турбину (газовые турбины) без котла-утилизатора с установкой автоматических систем управления технологическими процессами и локальных систем автоматического управления с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин) | |

**Действующая редакция**

Приложение 4

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

…

**Для отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с датами начала поставки мощности с 1 января 2026 года по 31 декабря 2031 года**

**Значения коэффициентов К и В**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Мероприятия, которые могут быть предусмотрены проектом модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций | К | B |
| 1) комплексная замена котлоагрегата |  |  |
| 1.1) на газовом топливе | 3 164.40 | 243 311.00 |
| 1.2) на угольном топливе | 3 462.20 | 634 117.00 |
| 2) модернизация турбинного оборудования |  |  |
| 2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины) |  |  |
| - турбины теплофикационные до 250 МВт | 7 770.70 | 447 715.00 |
| - турбины теплофикационные 250 МВт и более | 7 718.10 | 768 884.00 |
| - турбины конденсационные | 5 246.70 | 580 567.10 |
| - турбины противодавленческие | 2 385.30 | 527 982.00 |
| 2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами) с установкой автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин) |  |  |

…

**Предлагаемая редакция**

Приложение 4

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

…

**Для отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с датами начала поставки мощности с 1 января 2026 года по 31 декабря 2031 года**

**Значения коэффициентов К и В**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Мероприятия, которые могут быть предусмотрены проектом модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций | К | B |
| 1) комплексная замена котлоагрегата |  |  |
| 1.1) на газовом топливе | 3 164.40 | 243 311.00 |
| 1.2) на угольном топливе | 3 462.20 | 634 117.00 |
| 2) модернизация турбинного оборудования |  |  |
| 2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины) |  |  |
| - турбины теплофикационные до 250 МВт | 7 770.70 | 447 715.00 |
| - турбины теплофикационные 250 МВт и более | 7 718.10 | 768 884.00 |
| - турбины конденсационные | 5 246.70 | 580 567.10 |
| - турбины противодавленческие | 2 385.30 | 527 982.00 |
| 2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами) с установкой автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин), или комплексная замена газовой турбины (газовых турбин), работающей (работающих) с использованием парогазового цикла на газовую турбину (газовые турбины) без котла-утилизатора с установкой автоматических систем управления технологическими процессами и локальных систем автоматического управления с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин) |  |  |

…

**Действующая редакция**

Приложение 5

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

…

**Для отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с датами начала поставки мощности с 1 января 2026 года по 31 декабря 2031 года**

**Значения долей** 

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Мероприятия, которые могут быть предусмотрены проектом модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций |  |  |  |
| 1) комплексная замена котлоагрегата |  |  |  |
| 1.1) на газовом топливе | 0.48 | 0.41 | 0.11 |
| 1.2) на угольном топливе | 0.52 | 0.37 | 0.11 |
| 2) модернизация турбинного оборудования |  |  |  |
| 2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин / всех паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины); |  |  |  |
| - турбины теплофикационные до 250 МВт | 0.73 | 0.16 | 0.11 |
| - турбины теплофикационные 250 МВт и более | 0.73 | 0.16 | 0.11 |
| - турбины конденсационные | 0.73 | 0.16 | 0.11 |
| - турбины противодавленческие | 0.73 | 0.16 | 0.11 |
| 2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами) с установкой автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин) |  |  |  |

**Предлагаемая редакция**

Приложение 5

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

…

**Для отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с датами начала поставки мощности с 1 января 2026 года по 31 декабря 2031 года**

**Значения долей** 

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Мероприятия, которые могут быть предусмотрены проектом модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций |  |  |  |
| 1) комплексная замена котлоагрегата |  |  |  |
| 1.1) на газовом топливе | 0.48 | 0.41 | 0.11 |
| 1.2) на угольном топливе | 0.52 | 0.37 | 0.11 |
| 2) модернизация турбинного оборудования |  |  |  |
| 2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин / всех паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины); |  |  |  |
| - турбины теплофикационные до 250 МВт | 0.73 | 0.16 | 0.11 |
| - турбины теплофикационные 250 МВт и более | 0.73 | 0.16 | 0.11 |
| - турбины конденсационные | 0.73 | 0.16 | 0.11 |
| - турбины противодавленческие | 0.73 | 0.16 | 0.11 |
| 2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами) с установкой автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин), или комплексная замена газовой турбины (газовых турбин), работающей (работающих) с использованием парогазового цикла на газовую турбину (газовые турбины) без котла-утилизатора с установкой автоматических систем управления технологическими процессами и локальных систем автоматического управления с их дооснащением системами диагностики и прогностики технического состояния газовой турбины (газовых турбин) |  |  |  |

**Действующая редакция**

Приложение 8

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

**Перечень территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации при проведении отбора проектов модернизации на 2028 год**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон) | Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности \* |
| 1 | ОЭС Северо-Запада | 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) | |
|  |  | Апатитская ТЭЦ |
|  |  | Новгородская ТЭЦ |
|  |  | Псковская ГРЭС |
|  |  | Правобережная 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 |
|  |  | ЭС-1 Центральной ТЭЦ |
| 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) | |
|  |  | Правобережная 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» | |
|  |  | Петрозаводская ТЭЦ |
| 2 | ОЭС Центра | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 2.1 | Московский энергорайон | |
|  |  | ТЭС «Международная» |
|  |  | ТЭЦ-11 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-12 |
|  |  | ТЭЦ-16 ПАО «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-17 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-20 |
|  |  | ТЭЦ-21 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-22 ПАО «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-23 |
|  |  | ТЭЦ-25 |
|  |  | ТЭЦ-26 |
|  |  | ТЭЦ-27 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-30 |
|  |  | ТЭЦ-8 |
|  |  | ТЭЦ-9 |
|  |  | ГЭС-1 им. Смидовича «Мосэнерго» |
|  |  | Шатурская ГРЭС |
| 2.2 | Энергорайон южной части ОЭС Центра (Белгородская ЭС, Курская ЭС, Орловская ЭС) | |
|  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
|  |  | Курская ТЭЦ-1 |
|  |  | Котельная Северо-Западного района г. Курск ПГУ |
|  |  | Орловская ТЭЦ |
|  |  | Ливенская ТЭЦ |
| 2.2.1 | Юго-Западный энергорайон энергосистемы Белгородской области | |
|  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
| 3 | ОЭС Юга | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 3.1.1.1.1.1 | ОЭС-Крым | |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1.1.1 | Юго-Запад | |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1.1 | ОЭС-Кубань | |
|  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1 | Юг |  |
|  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1 | Волгоград-Ростов |  |
|  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  | Ростовская ТЭЦ-2 |
|  |  | Волгодонская ТЭЦ-2 |
|  |  | Шахтинская ГТЭС |
|  |  | Новочеркасская ГРЭС |
| 3.2 | Волгоград-Астрахань |  |
|  |  | Астраханская ТЭЦ-2 |
|  |  | Астраханская ГРЭС |
| 3.3 | ЛЭС (г. Волжский) |  |
|  |  | Волжская ТЭЦ |
|  |  | Волжская ТЭЦ-2 |
|  |  | Камышинская ТЭЦ |
| 4 | ОЭС Средней Волги | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 4.1 | Северный энергорайон |  |
|  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
|  |  | Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.1.1 | Казанский энергорайон | |
|  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.2 | Нижнекамский энергорайон | |
|  |  | Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1 |
|  |  | Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2 |
|  |  | Набережночелнинская ТЭЦ |
| 4.3 | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 МЭС | |
|  |  | Саранская ТЭЦ-2 |
| 4.4 | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 НЭС | |
|  |  | Новогорьковская ТЭЦ |
|  |  | Дзержинская ТЭЦ |
|  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.5 | Энергорайон, ограниченный сечением № 2 ЧЭС | |
|  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
| 4.6 | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 ЭС Самарской области | |
|  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-2 |
|  |  | Самарская ТЭЦ |
|  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-1 |
| 4.6.1 | Энергорайон, ограниченный сечением «Заречное» | |
|  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.7 | Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти | |
|  |  | Тольяттинская ТЭЦ |
|  |  | ТЭЦ Волжского автозавода |
| 5 | ОЭС Урала | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 5.1 | группа КС «КС ЛАПНУ 1» (Оренбургская э/с) | |
|  |  | Сакмарская ТЭЦ |
|  |  | Каргалинская ТЭЦ |
| 5.2 | группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с) | |
|  |  | Кировская ТЭЦ-3 |
|  |  | Кировская ТЭЦ-4 |
|  |  | Кировская ТЭЦ-5 |
| 5.3 | КС «КС 3» (Пермская э/с) | |
|  |  | Яйвинская ГРЭС |
|  |  | Березниковская ТЭЦ-2 |
| 5.4 | КС «Сечение 35» (Тюменская э/с, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
|  |  | Тобольская ТЭЦ |
|  |  | Сургутская ГРЭС-1 |
|  |  | Сургутская ГРЭС-2 |
|  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  | Нижневартовская ГРЭС |
|  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  | Няганская ГРЭС |
| 5.5 | КС «ЯНАО» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  | ПЭС «Уренгой» |
|  |  | ГТЭС «Обдорск» |
|  |  | ТЭС «Салехард» |
| 5.6 | КС «Северный энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  | ПЭС «Уренгой» |
|  |  | ГТЭС «Обдорск» |
|  |  | ТЭС «Салехард» |
| 5.7 | КС «Баланс ТюЭР, ЮЭР, ИЭР» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
| 5.8 | КС «Тобольский энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Тобольская ТЭЦ |
| 6 | ОЭС Сибири | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 6.1 | ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1) | |
|  |  | Березовская ГРЭС |
|  |  | Красноярская ГРЭС-2 |
|  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  | Красноярская ТЭЦ- 2 |
|  |  | 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-6 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  | Усть-Илимская ТЭЦ |
|  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  | ТЭЦ ППГХО |
|  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  | ТЭЦ СХК |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  | Барабинская ТЭЦ |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
|  |  | ТЭЦ АКХЗ |
| 6.1.1 | Восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск) | |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  | ТЭЦ ППГХО |
| 6.1.2 | Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС) | |
|  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  | Красноярская ТЭЦ-2 |
| 6.1.3 | Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС) | |
|  |  | Назаровская ГРЭС (Блок1 и Блок 3) |
| 6.1.4 | Энергорайон "Южный" Томской ЭС | |
|  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  | ТЭЦ СХК |
| 6.1.5 | Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС) | |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  | Барабинская ТЭЦ |
| 6.1.6 | ББУ-1 (Алтайская ЭС) | |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.6.1 | ББУ-3 (Алтайская ЭС) | |
|  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.7 | Абакано-Черногорский энергорайон Хакасской ЭС | |
|  |  | Абаканская ТЭЦ |
| 6.2 | Омская ЭС |  |
|  |  | Омская ТЭЦ-3 |
|  |  | Омская ТЭЦ-4 |
|  |  | Омская ТЭЦ-5 |

\* Указан перечень ТЭС с паровыми турбинами участников ОРЭМ, функционирующих на территории ценовых зон, по состоянию на 1 января 2024 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.

**Предлагаемая редакция**

Приложение 8

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

**Перечень территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации при проведении отбора проектов модернизации на 2028 год**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Признак отнесения территории к ТТНГ | Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон) | Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности \* |
| 1 |  | ОЭС Северо-Запада | 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) | |
|  |  |  | Апатитская ТЭЦ |
|  |  |  | Новгородская ТЭЦ |
|  |  |  | Псковская ГРЭС |
|  |  |  | Правобережная 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 |
|  |  |  | ЭС-1 Центральной ТЭЦ |
| 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) | |
|  |  |  | Правобережная 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» | |
|  |  |  | Петрозаводская ТЭЦ |
| 2 |  | ОЭС Центра | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 2.1 |  | Московский энергорайон | |
|  |  |  | ТЭС «Международная» |
|  |  |  | ТЭЦ-11 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-12 |
|  |  |  | ТЭЦ-16 ПАО «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-17 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-20 |
|  |  |  | ТЭЦ-21 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-22 ПАО «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-23 |
|  |  |  | ТЭЦ-25 |
|  |  |  | ТЭЦ-26 |
|  |  |  | ТЭЦ-27 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-30 |
|  |  |  | ТЭЦ-8 |
|  |  |  | ТЭЦ-9 |
|  |  |  | ГЭС-1 им. Смидовича «Мосэнерго» |
|  |  |  | Шатурская ГРЭС |
| 2.2 |  | Энергорайон южной части ОЭС Центра (Белгородская ЭС, Курская ЭС, Орловская ЭС) | |
|  |  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
|  |  |  | Курская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Котельная Северо-Западного района г. Курск ПГУ |
|  |  |  | Орловская ТЭЦ |
|  |  |  | Ливенская ТЭЦ |
| 2.2.1 |  | Юго-Западный энергорайон энергосистемы Белгородской области | |
|  |  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
| 3 |  | ОЭС Юга | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 3.1.1.1.1.1 | да | ОЭС-Крым | |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1.1.1 | да | Юго-Запад | |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1.1 | да | ОЭС-Кубань | |
|  |  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1 | да | Юг |  |
|  |  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1 | да | Волгоград-Ростов |  |
|  |  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  |  | Ростовская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Волгодонская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Шахтинская ГТЭС |
|  |  |  | Новочеркасская ГРЭС |
| 3.2 |  | Волгоград-Астрахань |  |
|  |  |  | Астраханская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Астраханская ГРЭС |
| 3.3 |  | ЛЭС (г. Волжский) |  |
|  |  |  | Волжская ТЭЦ |
|  |  |  | Волжская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Камышинская ТЭЦ |
| 4 |  | ОЭС Средней Волги | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 4.1 |  | Северный энергорайон |  |
|  |  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.1.1 |  | Казанский энергорайон | |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.2 |  | Нижнекамский энергорайон | |
|  |  |  | Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1 |
|  |  |  | Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2 |
|  |  |  | Набережночелнинская ТЭЦ |
| 4.3 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 МЭС | |
|  |  |  | Саранская ТЭЦ-2 |
| 4.4 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 НЭС | |
|  |  |  | Новогорьковская ТЭЦ |
|  |  |  | Дзержинская ТЭЦ |
|  |  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.5 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 2 ЧЭС | |
|  |  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
| 4.6 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 ЭС Самарской области | |
|  |  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Самарская ТЭЦ |
|  |  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-1 |
| 4.6.1 |  | Энергорайон, ограниченный сечением «Заречное» | |
|  |  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.7 |  | Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти | |
|  |  |  | Тольяттинская ТЭЦ |
|  |  |  | ТЭЦ Волжского автозавода |
| 5 |  | ОЭС Урала | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 5.1 |  | группа КС «КС ЛАПНУ 1» (Оренбургская э/с) | |
|  |  |  | Сакмарская ТЭЦ |
|  |  |  | Каргалинская ТЭЦ |
| 5.2 |  | группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с) | |
|  |  |  | Кировская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Кировская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Кировская ТЭЦ-5 |
| 5.3 |  | КС «КС 3» (Пермская э/с) | |
|  |  |  | Яйвинская ГРЭС |
|  |  |  | Березниковская ТЭЦ-2 |
| 5.4 |  | КС «Сечение 35» (Тюменская э/с, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Тобольская ТЭЦ |
|  |  |  | Сургутская ГРЭС-1 |
|  |  |  | Сургутская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  |  | Нижневартовская ГРЭС |
|  |  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  |  | Няганская ГРЭС |
| 5.5 |  | КС «ЯНАО» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  |  | ПЭС «Уренгой» |
|  |  |  | ГТЭС «Обдорск» |
|  |  |  | ТЭС «Салехард» |
| 5.6 |  | КС «Северный энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  |  | ПЭС «Уренгой» |
|  |  |  | ГТЭС «Обдорск» |
|  |  |  | ТЭС «Салехард» |
| 5.7 |  | КС «Баланс ТюЭР, ЮЭР, ИЭР» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
| 5.8 |  | КС «Тобольский энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  |  | Тобольская ТЭЦ |
| 6 |  | ОЭС Сибири | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 6.1 |  | ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1) | |
|  |  |  | Березовская ГРЭС |
|  |  |  | Красноярская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ- 2 |
|  |  |  | 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-6 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  |  | Усть-Илимская ТЭЦ |
|  |  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | ТЭЦ ППГХО |
|  |  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | ТЭЦ СХК |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  |  | Барабинская ТЭЦ |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | ТЭЦ АКХЗ |
| 6.1.1 | да | Восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск) | |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | ТЭЦ ППГХО |
| 6.1.2 |  | Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС) | |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ-2 |
| 6.1.3 |  | Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС) | |
|  |  |  | Назаровская ГРЭС (Блок1 и Блок 3) |
| 6.1.4 |  | Энергорайон "Южный" Томской ЭС | |
|  |  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | ТЭЦ СХК |
| 6.1.5 |  | Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС) | |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  |  | Барабинская ТЭЦ |
| 6.1.6 |  | ББУ-1 (Алтайская ЭС) | |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.6.1 |  | ББУ-3 (Алтайская ЭС) | |
|  |  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.7 |  | Абакано-Черногорский энергорайон Хакасской ЭС | |
|  |  |  | Абаканская ТЭЦ |
| 6.2 |  | Омская ЭС |  |
|  |  |  | Омская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Омская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Омская ТЭЦ-5 |

\* Указан перечень ТЭС с паровыми турбинами участников ОРЭМ, функционирующих на территории ценовых зон, по состоянию на 1 января 2024 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.