**VI.2. Изменения, связанные с уточнением порядка определения ограничений в КОММод**

**Приложение № 6.2.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** АО «СО ЕЭС».  **Обоснование:** необходимо внести уточнение в порядок определения значений максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, в части учета в их расчете:  – статистики всех видов ремонтных снижений, включая неотложные и аварийные ремонты генерирующего оборудования;  – проектов, отобранных по результатам КОММод на 2028 год, в отсутствие заключенных в их отношении договоров;  – фактического вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации,  а также исключить неактуальные положения, внести исправления технического характера.  **Дата вступления в силу:** с 25 февраля 2025 года и распространяют свое действие на отношения сторон по Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, возникшие с 1 февраля 2025 года. |

**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) |
| **3.3.3** | В случае намерения реализовать в рамках соответствующего проекта модернизации мероприятия по модернизации котлоагрегата (-ов), указанные в подп. 1 п. 3.2 настоящего Регламента, в проект модернизации генерирующего объекта включаются ЕГО, на режим работы которой (-ых) влияет вывод из работы указанного котлоагрегата (-ов). При этом не допускается включение в состав проекта модернизации генерирующего объекта нескольких ЕГО, если снижение установленной мощности электростанции, обусловленное выводом из работы соответствующего котлоагреата (-ов) на период реализации мероприятий по модернизации, могло быть обеспечено установленной мощностью меньшего количества ЕГО, включенных в проект модернизации.  Не допускается включение в состав проекта модернизации:  …  п) мероприятия по модернизации оборудования, в отношении которого уже заключены договоры купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов (далее – договоры на модернизацию);  … | В случае намерения реализовать в рамках соответствующего проекта модернизации мероприятия по модернизации котлоагрегата (-ов), указанные в подп. 1 п. 3.2 настоящего Регламента, в проект модернизации генерирующего объекта включаются ЕГО, на режим работы которой (-ых) влияет вывод из работы указанного котлоагрегата (-ов). При этом не допускается включение в состав проекта модернизации генерирующего объекта нескольких ЕГО, если снижение установленной мощности электростанции, обусловленное выводом из работы соответствующего котлоагреата (-ов) на период реализации мероприятий по модернизации, могло быть обеспечено установленной мощностью меньшего количества ЕГО, включенных в проект модернизации.  Не допускается включение в состав проекта модернизации:  …  п) мероприятий по модернизации оборудования, в отношении которого уже заключены договоры купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов (далее – договоры на модернизацию), договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее – договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях), а также входящего в состав генерирующих объектов, перечисленных в перечне, утвержденном распоряжением Правительства РФ от 07.02.2025 № 261-р на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с началом поставки мощности с 1 января 2028 года по 31 декабря 2028 года;  … |
| **4.3.2** | Территории, по которым определяется значение максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, и соответствующие значения максимального совокупного снижения установленной мощности таких генерирующих объектов определяются СО на основании данных, указанных в Схеме и программе развития ЕЭС России (далее – СиПР), утвержденной Минэнерго России в установленном порядке, исходя из объемов установленной мощности генерирующих объектов с учетом статистической информации о технологических ограничениях на производство или выдачу в сеть электрической энергии (мощности) и ремонтных снижениях мощности соответствующих генерирующих объектов, прогнозируемых объемов потребления электрической энергии (мощности) в энергорайонах, ограничений на передачу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям, объемов снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых реализуются мероприятия по модернизации в соответствии с заключенными ранее договорами.  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, установлен в приложении 8 к настоящему Регламенту.  Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации (), рассчитываются для расчетных зимнего и летнего часов максимума потребления мощности каждого года *Х*, включенного в утвержденную СиПР, официально опубликованную в установленном порядке на дату публикации информации для проведения КОММод, по формуле:  ,  ,  где – рассчитанное по данной формуле значение максимального снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов , в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, при условии, что выделенная территория энергосистемы или энергорайона *r* входит в состав ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов (*l* – уровень «вложенности» территории (определяется для выделенных территорий энергосистем или энергорайнов, входящих в состав более крупных энергорайонов, энергосистем, ОЭС;  – расчетные часы зимнего (декабрь) и летнего (июль) максимумов потребления мощности в году *Х*, в отношении которых определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС (энергосистем, энергорайонов) *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации;  – расчетный собственный максимум потребления мощности соответствующей ОЭС, энергосистемы или энергорайона *r* в году *Х*. Величина зимнего максимума потребления мощности соответствует величине максимума потребления мощности в границах ОЭС (энергосистем, энергорайонов) *r* в году *Х*, учтенной в утвержденной СиПР, величина летнего максимума потребления мощности определяется на основании величины зимнего максимума потребления с применением усредненного за последние три года коэффициента, учитывающего соотношение максимального потребления мощности соответствующей ОЭС (энергосистемы, энергорайона) *r* в дни зимнего и летнего контрольных замеров. Зимний (летний) максимум потребления мощности энергорайона *r* в году *Х* определяется на основании зимнего (летнего) максимума потребления мощности энергосистемы, в состав которой входит данный энергорайон, в году *Х* с применением усредненного за последние три года коэффициента, учитывающего соотношение максимального потребления мощности соответствующей энергосистемы и энергорайона *r* в дни зимнего (летнего) контрольных замеров;  – минимальная из величин максимально допустимого перетока мощности «на прием» в энергосистему или энергорайон *r* в соответствующем контролируемом сечении, определяемая на час зимнего максимума потребления мощности – в единичной ремонтной схеме, на час летнего максимума потребления мощности – в двойной ремонтной схеме. Показатель при выполнении расчетов значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, принимается равным 0 МВт;  – величина сальдо перетоков мощности на час максимума потребления ОЭС (энергосистемы или энергорайона) *r* с зарубежными энергосистемами в часы максимума потребления мощности зимнего и летнего дней контрольных замеров в году, предшествующем году выполнения расчетов. При этом положительным считается сальдо перетоков «на прием» в ОЭС (энергосистему или энергорайон) *r*, отрицательным – «на выдачу» из ОЭС (энергосистемы или энергорайона) *r*;  – рабочая мощность всех генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в расчетный час года *Х*, определяемая по формуле:  ,  где ,  – установленная мощность генерирующих объектов *g*, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в расчетный час года *Х*, определяемая с учетом:   1. планов по вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования, учтенных при расчете режимно-балансовой ситуации в утвержденной СиПР на год не позднее года *Х*; 2. планов по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования, учтенных при расчете режимно-балансовой ситуации в утвержденной СиПР на год не позднее года *Х*, за исключением планов по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования, удовлетворяющего хотя бы одному из следующих условий:  * учтено при расчете режимно-балансовой ситуации в СиПР как планируемое к выводу из эксплуатации при условии выполнения замещающих мероприятий (при условии, что в соответствии с СиПР в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики отсутствуют планы по выполнению указанных мероприятий); * учтено как отобранное по результатам последнего состоявшегося КОМ;  1. результатов КОМ НГО с датой начала поставки мощности, наступающей не позднее года *Х*.   При этом величина установленной мощности генерирующих объектов *g* на расчетный летний час максимума потребления мощности в году *Х* принимается равной величине установленной мощности на расчетный зимний час максимума потребления мощности в году *Х*-1, сниженной на величину установленной мощности генерирующих объектов, запланированных в соответствии с СиПР к выводу из эксплуатации не позднее года *Х* (с учетом особенностей, указанных в буллите «б» настоящего пункта), за исключением объектов, подлежащих строительству по результатам КОМ НГО, в отношении которых установленная мощность определяется из даты начала поставки мощности в соответствии с договором купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО;  ,  – ограничения установленной мощности генерирующих объектов *g*, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в расчетные летний и зимний часы года *Х*, для электростанций оптового рынка (ТЭС и АЭС) – соответствующие зарегистрированным СО в отношении июля и декабря года, предшествующего году проведения отбора , в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); в отношении генерирующих объектов СЭС и ВЭС величина принимается равной ; в отношении ГЭС оптового рынка, а также генерирующих объектов розничных рынков величина принимается равной среднему за 5 лет, предшествующих году проведения отбора, значению разницы их установленной мощности и средней фактической нагрузки в часы суточных максимумов потребления мощности ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r* в июле и декабре;  – суммарное ремонтное снижение мощности генерирующих объектов участников оптового рынка, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, определяемое по формуле:  ,  где – наименьшее из значений установленной мощности ЕГО, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*;  – среднее за 5 лет, предшествующих году проведения отбора, значение фактических ремонтных снижений мощности генерирующих объектов, находившихся в ремонте на основании разрешенных диспетчерских заявок, расположенных на электростанциях оптового рынка, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, зарегистрированных СО в часы зимнего и летнего максимумов потребления мощности.  Величина , рассчитанная в отношении зимнего часа максимума потребления мощности в году *Х*, устанавливает максимальную величину совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, в период с октября по декабрь года *Х* и с января по апрель года *Х*+1.  Величина , рассчитанная в отношении летнего часа максимума потребления мощности в году *Х*, устанавливает максимальную величину совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, в период с мая по сентябрь года *Х*.  Округление величин максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации (), осуществляется методом математического округления до целых значений.  Для отбора, проводимого в 2021 году с началом поставки мощности в период с 1 января 2027 года по 31 декабря 2027 года, при отсутствии официально опубликованной в установленном порядке СиПР на 2021–2027 годы на дату публикации информации для проведения КОММод, указанную в п. 4.2 настоящего Регламента, для расчета значений максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации (), для летнего и зимнего периодов 2027 года применяются данные на 2026 год, включенные в СиПР на 2020–2026 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 20.06.2020 № 508.  Для отбора, проводимого в 2021 году 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, в качестве значений максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации (), для периода 2028–2029 годов используются значения, определенные в отношении 2027 года.  Значения совокупного снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов, в отношении которых 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), формируются помесячно для каждой ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*. | Территории, по которым определяется значение максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, и соответствующие значения максимального совокупного снижения установленной мощности таких генерирующих объектов определяются СО на основании данных, указанных в Схеме и программе развития ЕЭС России (далее – СиПР), утвержденной Минэнерго России в установленном порядке, исходя из объемов установленной мощности генерирующих объектов с учетом статистической информации о технологических ограничениях на производство или выдачу в сеть электрической энергии (мощности) и ремонтных снижениях мощности соответствующих генерирующих объектов, прогнозируемых объемов потребления электрической энергии (мощности) в энергорайонах, ограничений на передачу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям, объемов снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых реализуются мероприятия по модернизации в соответствии с заключенными ранее договорами, а также перечисленных в перечне, утвержденном распоряжением Правительства РФ от 07.02.2025 № 261-р.  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 2029 год, установлен в приложении 8 к настоящему Регламенту.  Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации (), рассчитываются для расчетных зимнего и летнего часов максимума потребления мощности каждого года *Х*, включенного в утвержденную СиПР, официально опубликованную в установленном порядке на дату публикации информации для проведения КОММод, по формуле:  ,  ,  где – рассчитанное по данной формуле значение максимального снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов , в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, при условии, что выделенная территория энергосистемы или энергорайона *r* входит в состав ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов (*l* – уровень «вложенности» территории (определяется для выделенных территорий энергосистем или энергорайнов, входящих в состав более крупных энергорайонов, энергосистем, ОЭС;  – расчетные часы зимнего (декабрь) и летнего (июль) максимумов потребления мощности в году *Х*, в отношении которых определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС (энергосистем, энергорайонов) *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации;  – расчетный собственный максимум потребления мощности соответствующей ОЭС, энергосистемы или энергорайона *r* в году *Х*. Величина зимнего максимума потребления мощности соответствует величине максимума потребления мощности в границах ОЭС (энергосистем, энергорайонов) *r* в году *Х*, учтенной в утвержденной СиПР, величина летнего максимума потребления мощности определяется на основании величины зимнего максимума потребления с применением усредненного за последние три года коэффициента, учитывающего соотношение максимального потребления мощности соответствующей ОЭС (энергосистемы, энергорайона) *r* в дни зимнего и летнего контрольных замеров. Зимний (летний) максимум потребления мощности энергорайона *r* в году *Х* определяется на основании зимнего (летнего) максимума потребления мощности энергосистемы, в состав которой входит данный энергорайон, в году *Х* с применением усредненного за последние три года коэффициента, учитывающего соотношение максимального потребления мощности соответствующей энергосистемы и энергорайона *r* в дни зимнего (летнего) контрольных замеров;  – минимальная из величин максимально допустимого перетока мощности «на прием» в энергосистему или энергорайон *r* в соответствующем контролируемом сечении, определяемая на час зимнего максимума потребления мощности – в единичной ремонтной схеме, на час летнего максимума потребления мощности – в двойной ремонтной схеме. Показатель при выполнении расчетов значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, принимается равным 0 МВт;  – величина сальдо перетоков мощности на час максимума потребления ОЭС (энергосистемы или энергорайона) *r* с зарубежными энергосистемами в часы максимума потребления мощности зимнего и летнего дней контрольных замеров в году, предшествующем году выполнения расчетов. При этом положительным считается сальдо перетоков «на прием» в ОЭС (энергосистему или энергорайон) *r*, отрицательным – «на выдачу» из ОЭС (энергосистемы или энергорайона) *r*;  – рабочая мощность всех генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в расчетный час года *Х*, определяемая по формуле:  ,  где ,  – установленная мощность генерирующих объектов *g*, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в расчетный час года *Х*, определяемая с учетом:   1. планов по вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования, учтенных при расчете режимно-балансовой ситуации в утвержденной СиПР на год не позднее года *Х*; 2. планов по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования, учтенных при расчете режимно-балансовой ситуации в утвержденной СиПР на год не позднее года *Х*, за исключением планов по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования, удовлетворяющего хотя бы одному из следующих условий:  * учтено при расчете режимно-балансовой ситуации в СиПР как планируемое к выводу из эксплуатации при условии выполнения замещающих мероприятий (при условии, что в соответствии с СиПР в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики отсутствуют планы по выполнению указанных мероприятий); * учтено как отобранное по результатам последнего состоявшегося КОМ;  1. результатов КОМ НГО с датой начала поставки мощности, наступающей не позднее года *Х*.   При этом величина установленной мощности генерирующих объектов *g* на расчетный летний час максимума потребления мощности в году *Х* принимается равной величине установленной мощности на расчетный зимний час максимума потребления мощности в году *Х*-1, сниженной на величину установленной мощности генерирующих объектов, запланированных в соответствии с СиПР к выводу из эксплуатации не позднее года *Х* (с учетом особенностей, указанных в буллите «б» настоящего пункта), за исключением объектов, подлежащих строительству по результатам КОМ НГО, в отношении которых установленная мощность определяется из даты начала поставки мощности в соответствии с договором купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО;  ,  – ограничения установленной мощности генерирующих объектов *g*, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в расчетные летний и зимний часы года *Х*, для электростанций оптового рынка (ТЭС и АЭС) – соответствующие зарегистрированным СО в отношении июля и декабря года, предшествующего году проведения отбора , в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); в отношении генерирующих объектов СЭС и ВЭС величина принимается равной ; в отношении ГЭС оптового рынка, а также генерирующих объектов розничных рынков величина принимается равной среднему за 5 лет, предшествующих году проведения отбора, значению разницы их установленной мощности и средней фактической нагрузки в часы суточных максимумов потребления мощности ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r* в июле и декабре;  – суммарное ремонтное снижение мощности генерирующих объектов участников оптового рынка, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, определяемое по формуле:  ,  где – наименьшее из значений установленной мощности ЕГО, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*;  – среднее за 5 лет, предшествующих году проведения отбора, значение фактических ремонтных снижений мощности генерирующих объектов, находившихся в ремонте на основании разрешенных плановых или внеплановых диспетчерских заявок, а также аварийных или неотложных диспетчерских заявок, расположенных на электростанциях оптового рынка, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов r, зарегистрированных СО в часы зимнего и летнего максимумов потребления мощности.  Величина , рассчитанная в отношении зимнего часа максимума потребления мощности в году *Х*, устанавливает максимальную величину совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, в период с октября по декабрь года *Х* и с января по апрель года *Х*+1.  Величина , рассчитанная в отношении летнего часа максимума потребления мощности в году *Х*, устанавливает максимальную величину совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, в период с мая по сентябрь года *Х*.  Округление величин максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r*, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации (), осуществляется методом математического округления до целых значений.  Значения совокупного снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры на модернизацию, договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, а также перечисленных в перечне, утвержденном распоряжением Правительства РФ от 07.02.2025 № 261-р, формируются помесячно для каждой ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов *r:*  ,  где – генерирующее оборудование, функционирующее до реализации мероприятий по модернизации в соответствии с договорами на модернизацию, договорами на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, а также перечисленных в перечне, утвержденном распоряжением Правительства РФ от 07.02.2025 № 261-р.  Для целей проведения КОММод на 2029 год в отношении генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях и указанных в распоряжении Правительства РФ от 28.12.2023 № 4013-р с типом проекта «модернизация», период реализации таких проектов модернизации, приходящийся на временной интервал с января 2026 года по 31 декабря 2029 года и заканчивающийся не позднее даты начала поставки мощности по соответствующим договорам, предоставляется соответствующими поставщиками мощности в СО в письменной форме не позднее 1 марта 2025 года.  В случае если в составе значения учтен фактический вывод из эксплуатации генерирующего оборудования , функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, объем снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации в соответствии с договорами на модернизацию, договорами на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, а также перечисленных в перечне, утвержденном распоряжением Правительства РФ от 07.02.2025 № 261-р, в отношении таких генерирующих объектов в расчете не учитывается. |
| **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:  а) 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 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:  а) 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, договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, а также перечисленных в перечне, утвержденном распоряжением Правительства РФ от 07.02.2025 № 261-р;  … |
| **8.2** | Исходные данные При проведении отбора проектов модернизации учитываются следующие параметры:  …   |  |  | | --- | --- | |  | – 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; | | Исходные данные При проведении отбора проектов модернизации учитываются следующие параметры:  …   |  |  | | --- | --- | |  | – 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, договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, а также перечисленных в перечне, утвержденном распоряжением Правительства РФ от 07.02.2025 № 261-р; | |
| **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:  (1) суммарные объемы снижения установленной мощности генерирующих объектов 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; … | 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:  (1) суммарные объемы снижения установленной мощности генерирующих объектов 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, договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, а также перечисленных в перечне, утвержденном распоряжением Правительства РФ от 07.02.2025 № 261-р;  … |

**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 2029 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 (ТЭЦ-5) |
|  |  | Первомайская ТЭЦ (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 |
|  |  | ГТУ-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 (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 |
| 1.2 | Архангельский и Плесецкий энергорайоны энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Няндома» | |
|  |  | Архангельская ТЭЦ |
|  |  | Северодвинская ТЭЦ-1 |
|  |  | Северодвинская ТЭЦ-2 |
| 1.3 | Энергосистема Республики Коми и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Вельск» | |
|  |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
|  |  | Сосногорская ТЭЦ |
|  |  | Печорская ГРЭС |
|  |  | Вельская ГТ-ТЭЦ |
| 1.3.1 | Интинский и Воркутинский энергорайоны энергосистемы Республики Коми, ограниченные сечением «Печорская ГРЭС-Инта» | |
|  |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
| **…** | **…** | **…** |
| 7 | ОЭС Востока | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 7.1 | Энергорайон за КС «Амурэнерго – Хабаровскэнерго» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  | Приморская ГРЭС |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
|  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1 | Энергорайон за КС «Хабаровск – Комсомольск» | |
|  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1.2 | Энергорайон за КС «Селихино – Ванино» | |
|  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.2.1 | Энергорайон за КС «Переход через Амур» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  | Приморская ГРЭС |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
| 7.2.1.1 | Энергорайон за КС «Хабаровскэнерго – ПримГРЭС» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  | Приморская ГРЭС |
| 7.2.1.1.1 | Энергорайон за КС «ПримГРЭС – Юг» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
| 7.2.1.1.1.1 | Энергорайон за КС «1 сечение г. Владивостока» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 (ТГ-1,2,3) |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
| 7.2 | Энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и «Районная – Городская» | |
|  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  | Якутская ГРЭС Новая |
|  |  | Благовещенская ТЭЦ |
|  |  | Свободненская ТЭС |
| 7.2.1 | Энергорайон за КС «ОЭС – Благовещенск» | |
|  |  | Благовещенская ТЭЦ |
| 7.2.2 | Энергорайон за КС «ОЭС - Запад Амурэнерго» и «Районная – Городская» | |
|  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  | Якутская ГРЭС Новая |
| 7.2.2.1 | Энергорайон за КС «Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18» и «Районная – Городская» | |
|  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  | Якутская ГРЭС Новая |

**…**

**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 2029 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 (ТЭЦ-5) |
|  |  | Первомайская ТЭЦ (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 |
|  |  | ГТУ-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 (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 |
| 1.2 | Архангельский и Плесецкий энергорайоны энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Няндома» | |
|  |  | Архангельская ТЭЦ |
|  |  | Северодвинская ТЭЦ-1 |
|  |  | Северодвинская ТЭЦ-2 |
| 1.3 | Энергосистема Республики Коми и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Вельск» | |
|  |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
|  |  | Сосногорская ТЭЦ |
|  |  | Печорская ГРЭС |
| 1.3.1 | Интинский и Воркутинский энергорайоны энергосистемы Республики Коми, ограниченные сечением «Печорская ГРЭС-Инта» | |
|  |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
| … | … | … |
| 7 | ОЭС Востока | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 7.1 | Энергорайон за КС «Амурэнерго – Хабаровскэнерго» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  | Приморская ГРЭС |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
|  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1 | Энергорайон за КС «Хабаровск – Комсомольск» | |
|  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1.1 | Энергорайон за КС «Селихино – Ванино» | |
|  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.2 | Энергорайон за КС «Переход через Амур» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  | Приморская ГРЭС |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
| 7.1.2.1 | Энергорайон за КС «Хабаровскэнерго – ПримГРЭС» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  | Приморская ГРЭС |
| 7.1.2.1.1 | Энергорайон за КС «ПримГРЭС – Юг» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
| 7.1.2.1.1.1 | Энергорайон за КС «1 сечение г. Владивостока» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 (ТГ-1,2,3) |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
| 7.2 | Энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и «Районная – Городская» | |
|  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  | Якутская ГРЭС Новая |
|  |  | Благовещенская ТЭЦ |
|  |  | Свободненская ТЭС |
| 7.2.1 | Энергорайон за КС «ОЭС – Благовещенск» | |
|  |  | Благовещенская ТЭЦ |
| 7.2.2 | Энергорайон за КС «ОЭС - Запад Амурэнерго» и «Районная – Городская» | |
|  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  | Якутская ГРЭС Новая |
| 7.2.2.1 | Энергорайон за КС «Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18» и «Районная – Городская» | |
|  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  | Якутская ГРЭС Новая |

…

**Приложение № 6.2.2**

|  |
| --- |
| **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. |

**Действующая редакция (редакция с учетом изменений, принятых решением Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» 23.12.2024 (п. VI.4 вопроса 4, приложение № 6.4.4))**

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 2029 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 (ТЭЦ-5) |
|  |  |  | Первомайская ТЭЦ (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 |
|  |  |  | ГТУ-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 (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 |
| 1.2 |  | Архангельский и Плесецкий энергорайоны энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Няндома» | |
|  |  |  | Архангельская ТЭЦ |
|  |  |  | Северодвинская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Северодвинская ТЭЦ-2 |
| 1.3 |  | Энергосистема Республики Коми и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Вельск» | |
|  |  |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Сосногорская ТЭЦ |
|  |  |  | Печорская ГРЭС |
|  |  |  | Вельская ГТ-ТЭЦ |
| 1.3.1 |  | Интинский и Воркутинский энергорайоны энергосистемы Республики Коми, ограниченные сечением "Печорская ГРЭС- Инта" | |
|  |  |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
| … | … | … | …. |
| 7. | да | ОЭС Востока | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 7.1 | да | Энергорайон за КС «Амурэнерго – Хабаровскэнерго» | |
|  |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  |  | Приморская ГРЭС |
|  |  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1 | да | Энергорайон за КС «Хабаровск – Комсомольск» | |
|  |  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1.2 | да | Энергорайон за КС «Селихино – Ванино» | |
|  |  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.2.1 | да | Энергорайон за КС «Переход через Амур» | |
|  |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  |  | Приморская ГРЭС |
|  |  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
| 7.2.1.1 | да | Энергорайон за КС «Хабаровскэнерго – ПримГРЭС» | |
|  |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  |  | Приморская ГРЭС |
| 7.2.1.1.1 | да | Энергорайон за КС «ПримГРЭС – Юг» | |
|  |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  |  | Партизанская ГРЭС |
| 7.2.1.1.1.1 | да | Энергорайон за КС «1 сечение г. Владивостока» | |
|  |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 (ТГ-1,2,3) |
|  |  |  | Восточная ТЭЦ |
| 7.2 | да | Энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и «Районная – Городская» | |
|  |  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  |  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  |  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  |  | Якутская ГРЭС Новая |
|  |  |  | Благовещенская ТЭЦ |
|  |  |  | Свободненская ТЭС |
| 7.2.1 | да | Энергорайон за КС «ОЭС – Благовещенск» | |
|  |  |  | Благовещенская ТЭЦ |
| 7.2.2 | да | Энергорайон за КС «ОЭС - Запад Амурэнерго» и «Районная – Городская» | |
|  |  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  |  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  |  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  |  | Якутская ГРЭС Новая |
| 7.2.2.1 | да | Энергорайон за КС «Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18» и «Районная – Городская» | |
|  |  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  |  | Якутская ГРЭС Новая |

**…**

**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 2029 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 (ТЭЦ-5) |
|  |  | |  | Первомайская ТЭЦ (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 |
|  |  | |  | ГТУ-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 (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 |
| 1.2 |  | | Архангельский и Плесецкий энергорайоны энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Няндома» | |
|  |  | |  | Архангельская ТЭЦ |
|  |  | |  | Северодвинская ТЭЦ-1 |
|  |  | |  | Северодвинская ТЭЦ-2 |
| 1.3 |  | | Энергосистема Республики Коми и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Вельск» | |
|  |  | |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
|  |  | |  | Сосногорская ТЭЦ |
|  |  | |  | Печорская ГРЭС |
| 1.3.1 |  | | Интинский и Воркутинский энергорайоны энергосистемы Республики Коми, ограниченные сечением "Печорская ГРЭС- Инта" | |
|  |  | |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
| … | … | | … | …. |
| 7. | | да | ОЭС Востока | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 7.1 | | да | Энергорайон за КС «Амурэнерго – Хабаровскэнерго» | |
|  | |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  | |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  | |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  | |  |  | Партизанская ГРЭС |
|  | |  |  | Приморская ГРЭС |
|  | |  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  | |  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
|  | |  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  | |  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  | |  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  | |  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  | |  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1 | | да | Энергорайон за КС «Хабаровск – Комсомольск» | |
|  | |  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  | |  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  | |  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  | |  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  | |  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1.1 | | да | Энергорайон за КС «Селихино – Ванино» | |
|  | |  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.2 | | да | Энергорайон за КС «Переход через Амур» | |
|  | |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  | |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  | |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  | |  |  | Партизанская ГРЭС |
|  | |  |  | Приморская ГРЭС |
|  | |  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  | |  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
| 7.1.2.1 | | да | Энергорайон за КС «Хабаровскэнерго – ПримГРЭС» | |
|  | |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  | |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  | |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  | |  |  | Партизанская ГРЭС |
|  | |  |  | Приморская ГРЭС |
| 7.1.2.1.1 | | да | Энергорайон за КС «ПримГРЭС – Юг» | |
|  | |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  | |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  | |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  | |  |  | Партизанская ГРЭС |
| 7.1.2.1.1.1 | | да | Энергорайон за КС «1 сечение г. Владивостока» | |
|  | |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 (ТГ-1,2,3) |
|  | |  |  | Восточная ТЭЦ |
| 7.2 | | да | Энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и «Районная – Городская» | |
|  | |  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  | |  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  | |  |  | Якутская ГРЭС |
|  | |  |  | Якутская ГРЭС Новая |
|  | |  |  | Благовещенская ТЭЦ |
|  | |  |  | Свободненская ТЭС |
| 7.2.1 | | да | Энергорайон за КС «ОЭС – Благовещенск» | |
|  | |  |  | Благовещенская ТЭЦ |
| 7.2.2 | | да | Энергорайон за КС «ОЭС - Запад Амурэнерго» и «Районная – Городская» | |
|  | |  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  | |  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  | |  |  | Якутская ГРЭС |
|  | |  |  | Якутская ГРЭС Новая |
| 7.2.2.1 | | да | Энергорайон за КС «Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18» и «Районная – Городская» | |
|  | |  |  | Якутская ГРЭС |
|  | |  |  | Якутская ГРЭС Новая |

**…**

**Приложение № 6.2.3**

**Обоснование:** уточнить порядок определения времени (часов) приема ценовых заявок на КОМ и КОММод.

**Дата вступления в силу:** 1 марта 2025 года.

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНЫХ ОТБОРОВ МОЩНОСТИ (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **Приложение 2,**  **п. 2.7.3** | Направление Заявки на продажу мощности на соответствующий период поставки должно быть осуществлено субъектом оптового рынка не ранее 9 часов 00 минут суток начала подачи Заявок и не позднее 18 часов 00 минут суток окончания подачи Заявок, указанных СО в объявлении о проведении КОМ в соответствии с Правилами оптового рынка и настоящим Регламентом. Для целей настоящего Порядка применяется московское время. | Направление Заявки на продажу мощности на соответствующий период поставки должно быть осуществлено субъектом оптового рынка в период, указанный СО при публикации информации перед проведением КОМ в соответствии с п. 2.1 настоящего Регламента. Для целей настоящего Порядка применяется московское время. |

**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) |
| --- | --- | --- |
| **6.4.2** | Направление ценовой заявки для участия в КОММод на соответствующий период проведения отбора должно быть осуществлено субъектом оптового рынка не ранее 9 часов 00 минут суток начала срока подачи (приема) ценовых заявок и не позднее 18 часов 00 минут суток окончания срока подачи (приема) ценовых заявок, указанных в разделе 2 настоящего Регламента. | Направление ценовой заявки для участия в КОММод на соответствующий период проведения отбора должно быть осуществлено субъектом оптового рынка в период, указанный СО при публикации информации перед проведением отборов проектов модернизации в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента. |