**I.7. Изменения, связанные с особенностями торговли электрической энергией при отнесении неценовых зон Дальнего Востока, Архангельской области, Республики Коми к ценовым зонам оптового рынка**

**Приложение № 1.7.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** определение особенностей функционирования механизмов РСВ на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам.  **Дата вступления в силу:** для целей технической реализации. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В РАСЧЕТНУЮ МОДЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (Приложение № 2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **1.1** | Предмет Настоящий Регламент   * описывает основные требования к расчетной модели электроэнергетической системы, включающей территории ценовых и неценовых зон оптового рынка, на которых вводятся в действие и применяются Правила оптового рынка электроэнергии (далее – расчетная модель); * регулирует отношения между АО «СО ЕЭС» (далее – Системный оператор, СО), АО «АТС» (далее – КО) и ПАО «Россети» (далее – ФСК), связанные:  с классификацией параметров, включаемых в расчетную модель;внесением изменений Системным оператором в расчетную модель;передачей измененных параметров расчетной модели КО и ФСК;передачей информации об изменениях в расчетной модели другим участникам оптового рынка. | Предмет Настоящий Регламент   * описывает основные требования к расчетной модели электроэнергетической системы, включающей территории ценовых зон и неценовой зоны Калининградской области, на которых вводятся в действие и применяются Правила оптового рынка электроэнергии (далее – расчетная модель); * регулирует отношения между АО «СО ЕЭС» (далее – Системный оператор, СО), АО «АТС» (далее – КО) и ПАО «Россети» (далее – ФСК), связанные:  с классификацией параметров, включаемых в расчетную модель;внесением изменений Системным оператором в расчетную модель;передачей измененных параметров расчетной модели КО и ФСК;передачей информации об изменениях в расчетной модели другим участникам оптового рынка. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ АКТУАЛИЗАЦИИ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **2.1** | Прогнозирование потребления Системным оператором СО осуществляет собственный суточный прогноз потребления активной мощности на моменты окончания диспетчерских интервалов времени по следующим объектам:   * первая синхронная зона единой энергетической системы (ЕЭС) России; * объединенные энергетические системы (ОЭС); * региональные электроэнергетические системы (РЭЭС); * территории РЭЭС, ограниченные контролируемыми сечениями или имеющие различную структуру электропотребления.   СО не выполняет прогнозы потребления активной мощности по группам точек поставки или по совокупностям точек поставки отдельных участников рынка.  Целью составления и использования СО собственных прогнозов потребления активной мощности на территориях диспетчерского управления при актуализации расчетной модели является обеспечение надежности режимов функционирования ЕЭС России за счет принятия ответственных решений:   * по определению состава включенного генерирующего оборудования; * по определению необходимых резервов   на основании наиболее достоверных, по мнению СО, данных о потреблении активной мощности. | Прогнозирование потребления Системным оператором СО осуществляет собственный суточный прогноз потребления активной мощности на моменты окончания диспетчерских интервалов времени по следующим объектам:   * первая синхронная зона единой энергетической системы (ЕЭС) России; * вторая синхронная зона единой энергетической системы (ЕЭС) России; * объединенные энергетические системы (ОЭС); * региональные электроэнергетические системы (РЭЭС); * территории РЭЭС, ограниченные контролируемыми сечениями или имеющие различную структуру электропотребления.   СО не выполняет прогнозы потребления активной мощности по группам точек поставки или по совокупностям точек поставки отдельных участников рынка.  Целью составления и использования СО собственных прогнозов потребления активной мощности на территориях диспетчерского управления при актуализации расчетной модели является обеспечение надежности режимов функционирования ЕЭС России за счет принятия ответственных решений:   * по определению состава включенного генерирующего оборудования; * по определению необходимых резервов   на основании наиболее достоверных, по мнению СО, данных о потреблении активной мощности. |
| **3.1.1** | К актуализируемым параметрам расчетной модели на операционные сутки относятся ее условно-переменные параметры (согласно *Регламенту внесения изменений в расчетную модель электроэнергетической системы* (Приложение № 2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Процедура актуализации их значений базируется:  * + на выбранном в соответствии с Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования (Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) для ценовых зон оптового рынка и в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) для второй неценовой зоны оптового рынка составе включенного генерирующего оборудования (при этом данный состав включенного генерирующего оборудования может быть скорректирован в процессе актуализации расчетной модели);   + на прогнозах потребления, составляемых Системным оператором в соответствии с положениями раздела 2 настоящего Регламента;   + на типовых бизнес-процессах актуализации потребления, осуществляемых в соответствии с приложением 1 к настоящему Регламенту;   + на уведомлениях, поданных участниками оптового рынка в соответствии с Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);   + на внутренних нормативных документах Системного оператора и ФСК.  Для актуализации расчетной модели СО формирует следующие данные:Данные о потреблении:  * почасовые значения активной мощности потребления на моменты окончания диспетчерских интервалов по каждому узлу расчетной модели, полученные путем разнесения почасовых прогнозов потребления, составляемых СО по территориям диспетчерского управления, по узлам расчетной модели с учетом значений прогнозного почасового потребления, заявленных участниками оптового рынка в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом для узлов расчетной модели, к которым отнесены ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, почасовые значения активной мощности потребления на моменты окончания диспетчерских интервалов могут быть определены как положительными, так и отрицательными; * рассчитанные СО и распределенные по ОЭС и (или) региональным электроэнергетическим системам (РЭЭС) в соответствии с действующими нормативами значения потребления активной мощности на моменты окончания диспетчерских интервалов в национальной (общероссийской) электрической сети, включающие:   + нагрузочные потери мощности в линиях электропередачи и автотрансформаторных связях;   + условно-постоянные потери мощности в линиях электропередачи и оборудовании подстанций;   + расход мощности по линиям электрического питания собственных нужд подстанций национальной (общероссийской) электрической сети; * рассчитанные СО нагрузочные потери мощности в линиях электропередачи и автотрансформаторных связях в национальной (общероссийской) электрической сети.  Данные о генерации:  * выбранный в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ценовых зон оптового рынка и в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для второй неценовой зоны оптового рынка состав включенного генерирующего оборудования; * состав и параметры генерирующего оборудования режимных генерирующих единиц на моменты окончания диспетчерских интервалов, сформированные на основании уведомлений участников оптового рынка, поданных в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  …7) Данные о перетоках электроэнергии (мощности) в ограничивающем сечении соответствующей неценовой зоны НЦЗА или НЦЗК оптового рынка.Плановые почасовые объемы поставки электроэнергии (мощности) по каждому сечению, рассчитанные:  * на основании уведомлений о прогнозном потреблении участников неценовых зон НЦЗА или НЦЗК, * с учетом электрических режимов, планируемых внутри соответствующих неценовых зон НЦЗА или НЦЗК ЕЭС России в соответствии с регламентами оптового рынка, системных ограничений и актуального состояния расчетной модели, * с учетом наличия резерва мощности в неценовых зонах НЦЗА или НЦЗК. | К актуализируемым параметрам расчетной модели на операционные сутки относятся ее условно-переменные параметры (согласно *Регламенту внесения изменений в расчетную модель электроэнергетической системы* (Приложение № 2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Процедура актуализации их значений базируется:  * + на выбранном в соответствии с Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования (Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) составе включенного генерирующего оборудования (при этом данный состав включенного генерирующего оборудования может быть скорректирован в процессе актуализации расчетной модели);   + на прогнозах потребления, составляемых Системным оператором в соответствии с положениями раздела 2 настоящего Регламента;   + на типовых бизнес-процессах актуализации потребления, осуществляемых в соответствии с приложением 1 к настоящему Регламенту;   + на уведомлениях, поданных участниками оптового рынка в соответствии с Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);   + на внутренних нормативных документах Системного оператора и ФСК.  Для актуализации расчетной модели СО формирует следующие данные:Данные о потреблении:  * почасовые значения активной мощности потребления на моменты окончания диспетчерских интервалов по каждому узлу расчетной модели, полученные путем разнесения почасовых прогнозов потребления, составляемых СО по территориям диспетчерского управления, по узлам расчетной модели с учетом значений прогнозного почасового потребления, заявленных участниками оптового рынка в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом для узлов расчетной модели, к которым отнесены ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, почасовые значения активной мощности потребления на моменты окончания диспетчерских интервалов могут быть определены как положительными, так и отрицательными; * рассчитанные СО и распределенные по ОЭС и (или) региональным электроэнергетическим системам (РЭЭС) в соответствии с действующими нормативами значения потребления активной мощности на моменты окончания диспетчерских интервалов в национальной (общероссийской) электрической сети, включающие:   + нагрузочные потери мощности в линиях электропередачи и автотрансформаторных связях;   + условно-постоянные потери мощности в линиях электропередачи и оборудовании подстанций;   + расход мощности по линиям электрического питания собственных нужд подстанций национальной (общероссийской) электрической сети; * рассчитанные СО нагрузочные потери мощности в линиях электропередачи и автотрансформаторных связях в национальной (общероссийской) электрической сети.  Данные о генерации:  * выбранный в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) состав включенного генерирующего оборудования; * состав и параметры генерирующего оборудования режимных генерирующих единиц на моменты окончания диспетчерских интервалов, сформированные на основании уведомлений участников оптового рынка, поданных в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … |
| **4.1** | Процедура актуализации расчетной моделиРезультатом процедуры актуализации расчетной модели является актуальная информация о составе, параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования участников оптового рынка, которое подлежит включению на параллельную работу с ЕЭС России в составе каждого объекта генерации расчетной модели на операционные сутки *Х*, детализированная по каждому объекту генерации каждого участника оптового рынка и принятая (акцептованная) Системным оператором в процессе актуализации расчетной модели на основании:уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участниками рынка в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  * выбранного в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ценовых зон оптового рынка и в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для второй неценовой зоны оптового рынка состава включенного генерирующего оборудования, в т.ч. информации о назначении СО режимных генераторов для целей подтверждения наличия резервов мощности;  решений Системного оператора по ограничению режимов работы генерирующего оборудования участников оптового рынка в целях обеспечения нормативного уровня надежности функционирования ЕЭС России и нормативных параметров качества электрической энергии по частоте и напряжению.Процедура актуализации расчетной модели включает следующие этапы:сбор исходных данных;актуализация состава включенного генерирующего оборудования;расчет графиков потребления активной мощности и формирование системы ограничений на допустимые режимы производства и потребления активной мощности*.* | Процедура актуализации расчетной моделиРезультатом процедуры актуализации расчетной модели является актуальная информация о составе, параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования участников оптового рынка, которое подлежит включению на параллельную работу с ЕЭС России в составе каждого объекта генерации расчетной модели на операционные сутки *Х*, детализированная по каждому объекту генерации каждого участника оптового рынка и принятая (акцептованная) Системным оператором в процессе актуализации расчетной модели на основании:уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участниками рынка в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  * выбранного в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) состава включенного генерирующего оборудования, в т.ч. информации о назначении СО режимных генераторов для целей подтверждения наличия резервов мощности;  решений Системного оператора по ограничению режимов работы генерирующего оборудования участников оптового рынка в целях обеспечения нормативного уровня надежности функционирования ЕЭС России и нормативных параметров качества электрической энергии по частоте и напряжению.Процедура актуализации расчетной модели включает следующие этапы:сбор исходных данных;актуализация состава включенного генерирующего оборудования;расчет графиков потребления активной мощности и формирование системы ограничений на допустимые режимы производства и потребления активной мощности*.* |
| **4.3.3** | Решение о дополнительном отключении генерирующего оборудования в холодный резерв активной мощности и (или) включении из холодного резерва активной мощности принимается СО с применением ранжированного перечня единиц генерирующего оборудования на включение (отключение), формируемого согласно приложению 2 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ценовых зон оптового рынка и в соответствии с разделом 20 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для второй неценовой зоны оптового рынка на основании информации:о выбранном в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ценовых зон оптового рынка и в соответствии с разделом 20 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для второй неценовой зоны оптового рынка составе включенного генерирующего оборудования;о необходимом диапазоне изменения активной мощности включенного генерирующего оборудования, определенном в соответствии с пп. 4.3.1 и 4.3.2 настоящего Регламента;о готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки;о графиках проведения ремонтных работ в соответствии с планом годовых ремонтов генерирующего оборудования.Актуализированный СО состав генерирующего оборудования должен обеспечивать безусловное соблюдение всех технических ограничений, перечисленных в пп. 3.1, 3.2, 4.3 настоящего Регламента, возможность минимизации совокупной стоимости почасовых значений производства активной мощности генерирующего оборудования при проведении процедур конкурентного отбора, а также в максимально возможной степени учитывать следующую совокупность факторов:выбранный в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ценовых зон оптового рынка и в соответствии с разделом 20 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для второй неценовой зоны оптового рынка состав включенного генерирующего оборудования;уведомления о параметрах генерирующего оборудования, полученные СО от участников рынка, включающие в себя предпочтения по отбору оборудования в состав включенного;имеющуюся у СО информацию об ограничениях по топливоиспользованию;режимы угрозы холостых сбросов на ГЭС;перечень генерирующего оборудования, подлежащего включению при актуализации расчетной модели для целей РСВ на данные операционные сутки в дополнение к выбранному в рамках ВСВГО составу оборудования для целей проверки наличия резервов мощности в соответствии с п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), за исключением случаев невозможности такого включения по схемно-режимным условиям. | Решение о дополнительном отключении генерирующего оборудования в холодный резерв активной мощности и (или) включении из холодного резерва активной мощности принимается СО с применением ранжированного перечня единиц генерирующего оборудования на включение (отключение), формируемого согласно приложению 2 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на основании информации:о выбранном в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) составе включенного генерирующего оборудования;о необходимом диапазоне изменения активной мощности включенного генерирующего оборудования, определенном в соответствии с пп. 4.3.1 и 4.3.2 настоящего Регламента;о готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки;о графиках проведения ремонтных работ в соответствии с планом годовых ремонтов генерирующего оборудования.Актуализированный СО состав генерирующего оборудования должен обеспечивать безусловное соблюдение всех технических ограничений, перечисленных в пп. 3.1, 3.2, 4.3 настоящего Регламента, возможность минимизации совокупной стоимости почасовых значений производства активной мощности генерирующего оборудования при проведении процедур конкурентного отбора, а также в максимально возможной степени учитывать следующую совокупность факторов:выбранный в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) состав включенного генерирующего оборудования;уведомления о параметрах генерирующего оборудования, полученные СО от участников рынка, включающие в себя предпочтения по отбору оборудования в состав включенного;имеющуюся у СО информацию об ограничениях по топливоиспользованию;режимы угрозы холостых сбросов на ГЭС;перечень генерирующего оборудования, подлежащего включению при актуализации расчетной модели для целей РСВ на данные операционные сутки в дополнение к выбранному в рамках ВСВГО составу оборудования для целей проверки наличия резервов мощности в соответствии с п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), за исключением случаев невозможности такого включения по схемно-режимным условиям. |
| **4.4** | Формирование СО реестра ЭВРУчастник оптового рынка предоставляет в СО заявление на включение ГТП генерации в реестр ЭВР по форме, установленной приложением к Порядку формирования и актуализации реестра электростанций (генерирующих объектов), производящих электрическую энергию в вынужденном режиме, являющегося приложением № 2 к настоящему Регламенту, не позднее 20-го числа месяца, предшествующего расчетному периоду, за подписью руководителя или уполномоченного на подписание указанного документа представителя участника оптового рынка с указанием расшифровки и даты подписи, а также по усмотрению участника оптового рынка с печатью (с приложением оригинала или заверенной в установленном порядке копии доверенности). Датой предоставления указанного заявления считается дата его регистрации в СО. Список ГТП генерации, по которым участником оптового рынка предоставлены в СО заявления на включение в реестр ЭВР на соответствующий расчетный период, передается СО в КО не позднее 25-го числа месяца, предшествующего расчетному периоду.В реестр ЭВР включаются ГТП, удовлетворяющие условиям, установленным настоящим Регламентом и в соответствии с которыми электростанции (генерирующие объекты), в отношении которых зарегистрированы данные ГТП, относятся к генерирующим объектам, без определенного Системным оператором режима работы которых в силу их расположения в электрической сети или уникальности характеристик невозможно обеспечить режимы работы ЕЭС России с установленными параметрами ее функционирования.Включение СО ГТП генерации в реестр ЭВР осуществляется в соответствии с Порядком формирования и актуализации реестра электростанций (генерирующих объектов), производящих электрическую энергию в вынужденном режиме, согласно приложению 2 к настоящему Регламенту. | Формирование СО реестра ЭВРУчастник оптового рынка предоставляет в СО заявление на включение ГТП генерации в реестр ЭВР по форме, установленной приложением к Порядку формирования и актуализации реестра электростанций (генерирующих объектов), производящих электрическую энергию в вынужденном режиме, являющегося приложением № 2 к настоящему Регламенту, не позднее 20-го числа месяца, предшествующего расчетному периоду, за подписью руководителя или уполномоченного на подписание указанного документа представителя участника оптового рынка с указанием расшифровки и даты подписи, а также по усмотрению участника оптового рынка с печатью (с приложением оригинала или заверенной в установленном порядке копии доверенности). Датой предоставления указанного заявления считается дата его регистрации в СО. Список ГТП генерации, по которым участником оптового рынка предоставлены в СО заявления на включение в реестр ЭВР на соответствующий расчетный период, передается СО в КО не позднее 25-го числа месяца, предшествующего расчетному периоду.В отношении ГТП генерации, функционирующих на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, участники оптового рынка заявления на включение ГТП генерации в реестр ЭВР не предоставляют, и СО соответствующие заявления не рассматривает.В реестр ЭВР включаются ГТП, удовлетворяющие условиям, установленным настоящим Регламентом и в соответствии с которыми электростанции (генерирующие объекты), в отношении которых зарегистрированы данные ГТП, относятся к генерирующим объектам, без определенного Системным оператором режима работы которых в силу их расположения в электрической сети или уникальности характеристик невозможно обеспечить режимы работы ЕЭС России с установленными параметрами ее функционирования.Включение СО ГТП генерации в реестр ЭВР осуществляется в соответствии с Порядком формирования и актуализации реестра электростанций (генерирующих объектов), производящих электрическую энергию в вынужденном режиме, согласно приложению 2 к настоящему Регламенту. |
| **4.5.3** | СО представляет в актуализированной расчетной модели внезональные энергорайоны при выполнении следующих условий:  1. для участников оптового рынка второй неценовой зоны, для которых в ремонтных схемах возможна параллельная со второй ценовой зоной работа, в рамках второй неценовой зоны ГТП потребления состоит из основного энергорайона на территории второй неценовой зоны и внезонального энергорайона (далее ― ВЭ), временно электрически изолированного от второй неценовой зоны и работающего синхронно со второй ценовой зоной. Данный внезональный энергорайон должен быть дефицитным, за исключением случаев, когда к узлу (узлам) расчетной модели соответствующего внезонального энергорайона отнесены ГТП генерации на основании действующего *Акта о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*, составленного по форме согласно приложению 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*); 2. для участников оптового рынка второй ценовой зоны, для которых возможна параллельная работа со второй неценовой зоной, ГТП потребления состоит из основного энергорайона на территории второй ценовой зоны и ВЭ, временно электрически изолированного от второй ценовой зоны и работающего синхронно со второй неценовой зоной. Данный внезональный энергорайон должен быть дефицитным, за исключением случаев, когда к узлу (узлам) расчетной модели соответствующего внезонального энергорайона отнесены ГТП генерации на основании действующего *Акта о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*, составленного по форме согласно приложению 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 представляет в актуализированной расчетной модели внутризональные энергорайоны при выполнении следующих условий: 1. для участников оптового рынка входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, для которых в ремонтных схемах возможна параллельная с остальной частью второй ценовой зоны работа, в рамках входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, ГТП потребления состоит из основного энергорайона на территории входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и внутризонального энергорайона (далее ― ВЭ), временно электрически изолированного от входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и работающего синхронно с остальной частью второй ценовой зоны. Данный внутризональный энергорайон должен быть дефицитным;  2. для участников оптового рынка второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, для которых возможна параллельная работа со входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, ГТП потребления состоит из основного энергорайона на территории второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и ВЭ, временно электрически изолированного от данной территории и работающего синхронно со входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам. Данный внутризональный энергорайон должен быть дефицитным*.* |
| **6.1** | **Представление минимального и максимального значений активной мощности, используемых для актуализации расчетной модели**  Минимальные и максимальные значения активной мощности представляются не позднее 12 часов 30 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и не позднее 7 часов 00 минут по московскому времени (14 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны торговых суток  участникам рынка:  • по объектам генерации и объектам управления участников с регулируемым потреблением;  держателю договоров о параллельной работе:  • по сечениям поставки экспортно-импортных операций, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Соответствующая информация представляется в КО в порядке и сроки, предусмотренные *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **Представление минимального и максимального значений активной мощности, используемых для актуализации расчетной модели**  Минимальные и максимальные значения активной мощности представляются не позднее 12 часов 30 минут по московскому времени для ценовых зон (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоны Калининградской области и не позднее 7 часов 00 минут по московскому времени для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, торговых суток  участникам рынка:  • по объектам генерации и объектам управления участников с регулируемым потреблением;  держателю договоров о параллельной работе:  • по сечениям поставки экспортно-импортных операций, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Соответствующая информация представляется в КО в порядке и сроки, предусмотренные *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **7** | **Представление актуализированной расчетной модели участникам оптового рынка**  Результирующая информация о составе, параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования до 12 часов 30 минут московского времени торговых суток для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области, до 7 часов 00 минут московского времени (14 часов 00 минут хабаровского времени) торговых суток – для второй неценовой зоны размещается в персонифицированном порядке на шлюзе СО для получения участниками оптового рынка посредством клиентской версии автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования (консоль сбора данных об изменении системных условий – КИСУ) либо иного программного обеспечения участника оптового рынка, обеспечивающего прием размещенной СО результирующей информации о составе, актуальных параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования участников оптового рынка. | **Представление актуализированной расчетной модели участникам оптового рынка**  Результирующая информация о составе, параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования до 12 часов 30 минут московского времени торговых суток для ценовых зон (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоны Калининградской области, до 7 часов 00 минут московского времени торговых суток – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, размещается в персонифицированном порядке на шлюзе СО для получения участниками оптового рынка посредством клиентской версии автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования (консоль сбора данных об изменении системных условий – КИСУ) либо иного программного обеспечения участника оптового рынка, обеспечивающего прием размещенной СО результирующей информации о составе, актуальных параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования участников оптового рынка. |
| **8** | **Особенности актуализации расчетной модели в отношении дополнительных 7 часов операционных суток 31 октября 2024 года при переводе исполнения деловых процессов во второй неценовой зоне на московское время**  При переходе к применению во второй неценовой зоне оптового рынка московского времени при исполнении участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентами оптового рынка), актуализация расчетной модели в отношении дополнительных 7 (семи) часов, относимых к операционным суткам 31 октября 2024 года, производится СО на основании данных, указанных в п. 4.11 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **Удалить данный пункт** |
| **Приложение 2, п. 2.2** | Условия и порядок формирования реестра **ЭВР**  СО в отношении каждых операционных суток определяет ГТП генерации, по которым одновременно выполняются следующие условия, квалифицирующие электростанции (генерирующие объекты), относящиеся к таким ГТП, как генерирующие объекты, без определенного Системным оператором режима работы которых в силу их расположения в электрической сети или уникальности характеристик невозможно обеспечить режимы работы ЕЭС России с установленными параметрами ее функционирования:   * участником в отношении расчетного периода, к которому отнесены соответствующие операционные сутки, представлено в СО в соответствии с п. 4.4 настоящего регламента заявление на включение данной ГТП генерации в реестр ЭВР; * в отношении каждого часа данных операционных суток существует хотя бы одна ЕГО, отнесенная к рассматриваемой ГТП генерации, состояние которой согласно актуализированной расчетной модели, используемой для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определено как включенное и которая при этом не отнесена к множеству ЕГО ВР, определенному СО в соответствии с настоящим пунктом; * во всех часах данных операционных суток диапазон регулирования, определенный по данной ГТП генерации как отношение разницы между значением минимума из технического и технологического максимумов и максимума из технического и технологического минимумов к значению минимума из технического и технологического максимумов, определенных СО согласно актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, составлял 10% и более, –   и включает соответствующие ГТП в Реестр ЭВР.  В реестр ЭВР не включаются ГТП генерации ГЭС (ГАЭС), ГТП генерации АЭС, ГТП генерации ВИЭ (солнце, ветер), ГТП генерации, включающие генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный резерв мощности.  В отношении ГТП генерации, включенных в Реестр ЭВР, СО осуществляет формирование перечня ЕГО, состояние которых задано участником как включенное (далее – перечень ЕГО ВР), в отношении каждого часа операционных суток, исходя из включенного согласно ПДГ состава генерирующего оборудования для каждой из вышеуказанных ГТП генерации. При этом СО включает в указанный перечень на все часы операционных суток ЕГО, по которым в отношении хотя бы одного часа данных операционных суток выполнено хотя бы одно из следующих условий:   * состояние ЕГО задано участником как вынужденное согласно хотя бы одному уведомлению ВСВГО, указанному в разделе 3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), поданному в отношении данных операционных суток для целей проведения расчета ВСВГО; * состояние ЕГО задано участником как вынужденное согласно уведомлению РСВ, указанному в разделе 3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * состояние ЕГО не может быть изменено по итогам оптимизационного расчета ВСВГО – присвоен статус «неоптимизируемая ЕГО» согласно алгоритму определения статуса нахождения ЕГО во включенном состоянии (приложение 3 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * ЕГО присвоен статус «вынужденный режим» согласно алгоритму определения статуса нахождения ЕГО во включенном состоянии (приложение 3 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   СО передает в КО реестр ЭВР, включающий в себя перечень ЕГО ВР, в отношении соответствующих операционных суток не позднее 15:00 по времени ценовой зоны торговых суток в электронном виде в согласованном между КО и СО формате. | Условия и порядок формирования реестра **ЭВР**  СО в отношении каждых операционных суток определяет ГТП генерации, по которым одновременно выполняются следующие условия, квалифицирующие электростанции (генерирующие объекты), относящиеся к таким ГТП, как генерирующие объекты, без определенного Системным оператором режима работы которых в силу их расположения в электрической сети или уникальности характеристик невозможно обеспечить режимы работы ЕЭС России с установленными параметрами ее функционирования:   * участником в отношении расчетного периода, к которому отнесены соответствующие операционные сутки, представлено в СО в соответствии с п. 4.4 настоящего регламента заявление на включение данной ГТП генерации в реестр ЭВР; * в отношении каждого часа данных операционных суток существует хотя бы одна ЕГО, отнесенная к рассматриваемой ГТП генерации, состояние которой согласно актуализированной расчетной модели, используемой для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определено как включенное и которая при этом не отнесена к множеству ЕГО ВР, определенному СО в соответствии с настоящим пунктом; * во всех часах данных операционных суток диапазон регулирования, определенный по данной ГТП генерации как отношение разницы между значением минимума из технического и технологического максимумов и максимума из технического и технологического минимумов к значению минимума из технического и технологического максимумов, определенных СО согласно актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, составлял 10% и более, –   и включает соответствующие ГТП в Реестр ЭВР.  В реестр ЭВР не включаются ГТП генерации ГЭС (ГАЭС), ГТП генерации АЭС, ГТП генерации ВИЭ (солнце, ветер), ГТП генерации, включающие генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный резерв мощности, а также ГТП генерации, функционирующие на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  В отношении ГТП генерации, включенных в Реестр ЭВР, СО осуществляет формирование перечня ЕГО, состояние которых задано участником как включенное (далее – перечень ЕГО ВР), в отношении каждого часа операционных суток, исходя из включенного согласно ПДГ состава генерирующего оборудования для каждой из вышеуказанных ГТП генерации. При этом СО включает в указанный перечень на все часы операционных суток ЕГО, по которым в отношении хотя бы одного часа данных операционных суток выполнено хотя бы одно из следующих условий:   * состояние ЕГО задано участником как вынужденное согласно хотя бы одному уведомлению ВСВГО, указанному в разделе 3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), поданному в отношении данных операционных суток для целей проведения расчета ВСВГО; * состояние ЕГО задано участником как вынужденное согласно уведомлению РСВ, указанному в разделе 3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * состояние ЕГО не может быть изменено по итогам оптимизационного расчета ВСВГО – присвоен статус «неоптимизируемая ЕГО» согласно алгоритму определения статуса нахождения ЕГО во включенном состоянии (приложение 3 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * ЕГО присвоен статус «вынужденный режим» согласно алгоритму определения статуса нахождения ЕГО во включенном состоянии (приложение 3 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   СО передает в КО реестр ЭВР, включающий в себя перечень ЕГО ВР, в отношении соответствующих операционных суток не позднее 15:00 по времени ценовой зоны торговых суток в электронном виде в согласованном между КО и СО формате.  В отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, СО реестр ЭВР в КО не передает. |
| **Приложение 2, п. 3** | **Доведение до участников оптового рынка персонифицированной информации о генерирующем оборудовании, включенном в реестр ЭВР**  СО ежедневно не позднее 20 часов 30 минут торговых суток *Х*-1 публикует на сайте ОРЭМ СО в персональном разделе каждого участника оптового рынка, в отношении ГТП генерации которого на соответствующий расчетный период СО получено заявление на включение генерирующего оборудования в реестр ЭВР, перечень ГТП генерации данного участника оптового рынка, включенных в реестр ЭВР в отношении операционных суток *Х*. | **Доведение до участников оптового рынка персонифицированной информации о генерирующем оборудовании, включенном в реестр ЭВР**  СО ежедневно не позднее 20 часов 30 минут торговых суток *Х*-1 публикует на сайте ОРЭМ СО в персональном разделе каждого участника оптового рынка, в отношении ГТП генерации которого на соответствующий расчетный период СО получено заявление на включение генерирующего оборудования в реестр ЭВР, перечень ГТП генерации данного участника оптового рынка, включенных в реестр ЭВР в отношении операционных суток *Х*.  В отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, СО перечень ГТП генерации данного участника оптового рынка, включенных в реестр ЭВР, в КО не публикует. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПОДАЧИ УВЕДОМЛЕНИЙ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **2.1.1** | Уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования – документ, подаваемый участником оптового рынка и содержащий данные о состоянии и актуальных технических параметрах генерирующего оборудования, необходимые СО для выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве (далее – ВСВГО), и актуализации расчетной модели на разных этапах краткосрочного планирования режимов работы ЕЭС. Уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования бывают следующих типов:– уведомление ВСВГО – уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования, подаваемое участником оптового рынка для ВСВГО в отношении каждого часа суток, на которые в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ценовых зон оптового рынка или в соответствии с разделом 20 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для второй неценовой зоны оптового рынка осуществляется ВСВГО;– уведомление РСВ – уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования, подаваемое участником оптового рынка в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в т.ч. определения максимальных допустимых значений активной мощности включенного оборудования и минимальных (технический минимум и технологический минимум) в группе точек поставки генерации, зарегистрированных в отношении него в Реестре субъектов ОРЭ, в отношении каждого часа каждых операционных суток периода, на который осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования, а также в отношении каждого часа операционных суток, на которые осуществляется конкурентный отбор ценовых заявок на сутки вперед (для неценовых зон – формирование планового диспетчерского графика). Оперативное уведомление – уведомление о планируемом или фактическом изменении состава и (или) параметров генерирующего оборудования, подаваемое участником оптового рынка в отношении операционных суток. | Уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования – документ, подаваемый участником оптового рынка и содержащий данные о состоянии и актуальных технических параметрах генерирующего оборудования, необходимые СО для выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве (далее – ВСВГО), и актуализации расчетной модели на разных этапах краткосрочного планирования режимов работы ЕЭС. Уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования бывают следующих типов:– уведомление ВСВГО – уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования, подаваемое участником оптового рынка для ВСВГО в отношении каждого часа суток, на которые в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ценовых зон оптового рынка и неценовой зоны Калининградской области осуществляется ВСВГО;– уведомление РСВ – уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования, подаваемое участником оптового рынка в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в т.ч. определения максимальных допустимых значений активной мощности включенного оборудования и минимальных (технический минимум и технологический минимум) в группе точек поставки генерации, зарегистрированных в отношении него в Реестре субъектов ОРЭ, в отношении каждого часа каждых операционных суток периода, на который осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования, а также в отношении каждого часа операционных суток, на которые осуществляется конкурентный отбор ценовых заявок на сутки вперед (для неценовой зоны Калининградской области – формирование планового диспетчерского графика). - оперативное уведомление – уведомление о планируемом или фактическом изменении состава и (или) параметров генерирующего оборудования, подаваемое участником оптового рынка в отношении операционных суток. |
| **2.2** | Уведомление участника оптового рынка о максимальном почасовом объеме потребления электроэнергии (плановом почасовом потреблении – для неценовых зон оптового рынка)В настоящем Регламенте термин «максимальный почасовой объем потребления» для неценовых зон оптового рынка применяется в значении «плановое почасовое потребление».2.2.1 Уведомление о максимальном почасовом объеме потребления электроэнергии – документ, подаваемый участником оптового рынка Системному оператору для каждого часа операционных суток (для каждого участника оптового рынка в отношении ГТП, отнесенных к соответствующей ценовой (неценовой) зоне, операционные сутки начинаются в 00 часов 00 минут времени ценовой (неценовой) зоны) в группе точек поставки потребления, зарегистрированных в отношении него в Реестре субъектов ОРЭ. Уведомление о максимальном почасовом объеме потребления электроэнергии учитывается Системным оператором при актуализации расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).2.2.2 Если в отношении ГТП потребления участника оптового рынка, КО и СО зарегистрированы в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели блок-станции либо иные генерирующие объекты, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП генерации, величина максимального почасового объема потребления электроэнергии должна указываться без сальдирования с плановой выработкой указанных генерирующих объектов, о величине которой участник оптового рынка сообщает СО в порядке, определенном настоящим Регламентом.2.2.3 В отношении ГТП потребления, на территории которых (в границах зоны деятельности) расположены не зарегистрированные на оптовом рынке в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели блок-станции либо иные генерирующие объекты, входящие в ЕЭС России, величина максимального почасового объема потребления электроэнергии должна указываться с учетом сальдирования потребления с плановой почасовой выработкой указанных генерирующих объектов.2.2.4. Максимальное почасовое потребление участника оптового рынка включает в себя:  * полезный отпуск электроэнергии потребителям розничного рынка;  все прочие виды расходов электроэнергии, включающие хозяйственные и производственные нужды участника оптового рынка.2.2.5. Уведомление о максимальном почасовом объеме потребления электроэнергии ГАЭС не подается. Собственное максимальное почасовое потребление ГАЭС определяется СО как величина отрицательной генерации и передается в КО в установленном формате.2.2.6. Уведомления о плановом почасовом потреблении электроэнергии в отношении ГТП потребления, отнесенных к соответствующей неценовой зоне, подаются с особенностями, предусмотренными в п. 3.2 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).2.2.7. Подача уведомлений на плановое почасовое потребление электрической энергии на подстанциях ФСК не осуществляется.Плановое почасовое потребление, составляющее расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды указанных подстанций, определяется Системным оператором при формировании прогнозных диспетчерских графиков. | Уведомление участника оптового рынка о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии (плановом почасовом потреблении – для неценовой зоны Калининградской области)В настоящем Регламенте термин «прогнозный почасовой объем потребления» для неценовой зоны Калининградской области применяется в значении «плановое почасовое потребление».2.2.1 Уведомление о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии – документ, подаваемый участником оптового рынка Системному оператору для каждого часа операционных суток (для каждого участника оптового рынка в отношении ГТП, отнесенных к соответствующей ценовой (неценовой) зоне, операционные сутки начинаются в 00 часов 00 минут времени ценовой (неценовой) зоны) в группе точек поставки потребления, зарегистрированных в отношении него в Реестре субъектов ОРЭ. Уведомление о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии учитывается Системным оператором при актуализации расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).2.2.2 Если в отношении ГТП потребления участника оптового рынка, КО и СО зарегистрированы в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели блок-станции либо иные генерирующие объекты, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП генерации, величина прогнозного почасового объема потребления электроэнергии должна указываться без сальдирования с плановой выработкой указанных генерирующих объектов, о величине которой участник оптового рынка сообщает СО в порядке, определенном настоящим Регламентом.2.2.3 В отношении ГТП потребления, на территории которых (в границах зоны деятельности) расположены не зарегистрированные на оптовом рынке в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели блок-станции либо иные генерирующие объекты, входящие в ЕЭС России, величина прогнозного почасового объема потребления электроэнергии должна указываться с учетом сальдирования потребления с плановой почасовой выработкой указанных генерирующих объектов.2.2.4. Прогнозное почасовое потребление участника оптового рынка включает в себя:  * полезный отпуск электроэнергии потребителям розничного рынка;  все прочие виды расходов электроэнергии, включающие хозяйственные и производственные нужды участника оптового рынка.2.2.5. Уведомление о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии ГАЭС не подается. Собственное прогнозное почасовое потребление ГАЭС определяется СО как величина отрицательной генерации и передается в КО в установленном формате.2.2.6. Уведомления о плановом почасовом потреблении электроэнергии в отношении ГТП потребления, отнесенных к неценовой зоне Калининградской области, подаются с особенностями, предусмотренными *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).2.2.7. Подача уведомлений на плановое почасовое потребление электрической энергии на подстанциях ФСК не осуществляется.Плановое почасовое потребление, составляющее расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды указанных подстанций, определяется Системным оператором при формировании прогнозных диспетчерских графиков. |
| **3.1** | …В отношении каждой РГЕ, группы ЕГО, неблочной части электростанции заявляются следующие параметры:28) ограничения технологические на максимальную и минимальную выработку электрической энергии за сутки по режимной генерирующей единице;29) N*тг\_мин* – актуализированное значение минимального количества ЕГО, необходимое по условиям обеспечения живучести электростанции;30) Р*мин\_отб* – актуализированное значение минимальной мощности, вырабатываемой ЕГО каждой неблочной части электростанции для обеспечения промышленных и теплофикационных отборов;31) Р*макс\_рег* – значение регулировочной мощности генерирующего оборудования ГЭС в отношении каждой ГТП генерации ГЭС;32) заявленный график генерации по РГЕ;33)  – значение прогнозной температуры наружного воздуха, использованное участником оптового рынка при расчете ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ПГУ, ГТУ). Указывается в отношении каждой электростанции, в состав которой входит оборудование ГТУ и (или) ПГУ;34) приоритеты отбора ЕГО в работу, которые имеют право заявить участники оптового рынка второй неценовой зоны – поставщики электрической энергии и мощности, в отношении всех ЕГО, входящих в состав генерирующих объектов (тепловых электростанций) (по возрастанию, начиная с 1, не более 99), с использованием которых данные поставщики участвуют в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке;35) – нижняя граница зоны недопустимой нагрузки по ЕГО генерирующего оборудования ГЭС;36) – верхняя граница зоны недопустимой нагрузки по ЕГО генерирующего оборудования ГЭС;37) – нижняя граница зоны недопустимой нагрузки по РГЕ генерирующего оборудования ГЭС;38) – верхняя граница зоны недопустимой нагрузки по РГЕ генерирующего оборудования ГЭС.В отношении каждой группы точек поставки генерации участником оптового рынка заявляются следующие параметры:39) Dрем – величина ремонтного снижения мощности по ГТП, соответствующая сумме ремонтных снижений по ЕГО, входящих в состав ГТП;40) Dрем\_план – величина ремонтного снижения мощности по ГТП, относимая к плановому ремонтному снижению, учитываемая при определении готовности к несению нагрузки;41) Dрем\_неплан – величина ремонтного снижения мощности по ГТП, относимая к неплановому ремонтному снижению, учитываемая при определении готовности к несению нагрузки;42) Рогр – величина ограничения установленной мощности по ГТП, не связанного с проведением ремонта оборудования, учитываемая при определении готовности к несению нагрузки;43) Рогр\_виэ – величина ограничения максимальной мощности по ГТП, не связанного с проведением ремонта, заявленная участником оптового рынка в отношении объекта ВИЭ для уровня инсоляции / скорости ветра / напора воды, обеспечивающего выдачу мощности генерирующего оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками (параметр передается в отношении малых водоточных ГЭС, СЭС и ВЭС). Уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования может также содержать иные параметры в зависимости от типа генерирующего объекта (оборудования), необходимые для расчета ВСВГО, актуализации расчетной модели и определения готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки. Перечень параметров, включаемых в уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, а также порядок их заполнения публикуется СО на сайте ОРЭМ. | …В отношении каждой РГЕ, группы ЕГО, неблочной части электростанции заявляются следующие параметры:28) ограничения технологические на максимальную и минимальную выработку электрической энергии за сутки по режимной генерирующей единице;29) N*тг\_мин* – актуализированное значение минимального количества ЕГО, необходимое по условиям обеспечения живучести электростанции;30) Р*мин\_отб* – актуализированное значение минимальной мощности, вырабатываемой ЕГО каждой неблочной части электростанции для обеспечения промышленных и теплофикационных отборов;31) Р*макс\_рег* – значение регулировочной мощности генерирующего оборудования ГЭС в отношении каждой ГТП генерации ГЭС;32) заявленный график генерации по РГЕ;33)  – значение прогнозной температуры наружного воздуха, использованное участником оптового рынка при расчете ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ПГУ, ГТУ). Указывается в отношении каждой электростанции, в состав которой входит оборудование ГТУ и (или) ПГУ;34) приоритеты отбора ЕГО в работу, которые имеют право заявить участники оптового рынка – поставщики электрической энергии и мощности, в отношении всех ЕГО, входящих в состав генерирующих объектов (тепловых электростанций) (по возрастанию, начиная с 1, не более 99), с использованием которых данные поставщики участвуют в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке;34) – нижняя граница зоны недопустимой нагрузки по ЕГО генерирующего оборудования ГЭС;35) – верхняя граница зоны недопустимой нагрузки по ЕГО генерирующего оборудования ГЭС;36) – нижняя граница зоны недопустимой нагрузки по РГЕ генерирующего оборудования ГЭС;37) – верхняя граница зоны недопустимой нагрузки по РГЕ генерирующего оборудования ГЭС.В отношении каждой группы точек поставки генерации участником оптового рынка заявляются следующие параметры:38) Dрем – величина ремонтного снижения мощности по ГТП, соответствующая сумме ремонтных снижений по ЕГО, входящих в состав ГТП;39) Dрем\_план – величина ремонтного снижения мощности по ГТП, относимая к плановому ремонтному снижению, учитываемая при определении готовности к несению нагрузки;40) Dрем\_неплан – величина ремонтного снижения мощности по ГТП, относимая к неплановому ремонтному снижению, учитываемая при определении готовности к несению нагрузки;41) Рогр – величина ограничения установленной мощности по ГТП, не связанного с проведением ремонта оборудования, учитываемая при определении готовности к несению нагрузки;42) Рогр\_виэ – величина ограничения максимальной мощности по ГТП, не связанного с проведением ремонта, заявленная участником оптового рынка в отношении объекта ВИЭ для уровня инсоляции / скорости ветра / напора воды, обеспечивающего выдачу мощности генерирующего оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками (параметр передается в отношении малых водоточных ГЭС, СЭС и ВЭС). Уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования может также содержать иные параметры в зависимости от типа генерирующего объекта (оборудования), необходимые для расчета ВСВГО, актуализации расчетной модели и определения готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки. Перечень параметров, включаемых в уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, а также порядок их заполнения публикуется СО на сайте ОРЭМ. |
| **3.2.1** | Участник оптового рынка в отношении ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также блок-станций, зарегистрированных за ГТП потребления, отнесенными к ценовым зонам оптового рынка и неценовым зонам оптового рынка, подает СО:  • уведомление ВСВГО – не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени)) суток Х-2 в отношении суток Х+2;  • уведомление РСВ – не позднее:  o 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 в отношении суток Х для объектов, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка и к неценовым зонам оптового рынка: НЦЗА, НЦЗК и Калининградской области;  o 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-1 в отношении суток Х для объектов, отнесенных ко второй неценовой зоне оптового рынка;  • оперативное уведомление,  где Х – операционные сутки. | Участник оптового рынка в отношении ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также блок-станций, зарегистрированных за ГТП потребления, отнесенными к ценовым зонам оптового рынка и неценовой зоне Калининградской области, подает СО:  • уведомление ВСВГО – не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 3 часов 00 минут московского времени) суток Х-2 в отношении суток Х+2;  • уведомление РСВ – не позднее:  o 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 в отношении суток Х для объектов, отнесенных к ценовым зонам (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) оптового рынка и к неценовой зоны Калининградской области;  o 3 часов 00 минут московского времени суток Х-1 в отношении суток Х для объектов, отнесенных ко входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  • оперативное уведомление,  где Х – операционные сутки. |
| **3.2.3** | Участник оптового рынка в отношении ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также блок-станций, зарегистрированных за ГТП потребления, отнесенными к ценовым зонам оптового рынка и неценовым зонам оптового рынка, может уведомить СО об изменении (актуализации) состава и параметрах генерирующего оборудования:  • в уведомлениях ВСВГО, поданных не позднее 10 часов 00 минут московского времени (кроме второй неценовой зоны) суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1;  • в уведомлениях ВСВГО, поданных для второй неценовой зоны не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1;  • в оперативных уведомлениях, поданных не позднее 8 часов 30 минут московского времени (кроме второй неценовой зоны) суток Х-1 в отношении суток Х для учета при актуализации расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  • в оперативных уведомлениях, поданных после 8 часов 30 минут московского времени (кроме второй неценовой зоны) суток Х-1 в отношении суток Х, но не позднее чем за 120 минут до последней минуты первого часа периода поставки электрической энергии, в отношении которого актуализируются состав и (или) параметры генерирующего оборудования, для учета при конкурентном отборе БР в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  • в оперативных уведомлениях, поданных для второй неценовой зоны после 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-1 в отношении суток Х, но не позднее чем за 180 минут до последней минуты первого часа периода поставки электрической энергии, в отношении которого актуализируются состав и (или) параметры генерирующего оборудования, для учета при внутрисуточной актуализации расчетной модели в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Участник оптового рынка в отношении ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также блок-станций, зарегистрированных за ГТП потребления, отнесенными к ценовым зонам оптового рынка и неценовой зоны Калининградской области, может уведомить СО об изменении (актуализации) состава и параметрах генерирующего оборудования:  • в уведомлениях ВСВГО, поданных не позднее 10 часов 00 минут московского времени (кроме входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1;  • в уведомлениях ВСВГО, поданных для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, не позднее 3 часов 00 минут московского времени суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1;  • в оперативных уведомлениях, поданных не позднее 8 часов 30 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, не позднее 3 часов 00 минут московского времени) суток Х-1 в отношении суток Х для учета при актуализации расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  • в оперативных уведомлениях, поданных после 8 часов 30 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, после 3 часов 00 минут московского времени) суток Х-1 в отношении суток Х, но не позднее чем за 120 минут до последней минуты первого часа периода поставки электрической энергии, в отношении которого актуализируются состав и (или) параметры генерирующего оборудования, для учета при конкурентном отборе БР в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **3.2.8** | Участник оптового рынка вправе направить в СО уведомление в отношении каждой ГТП генерации и каждого объекта управления, относящегося к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также каждой блок-станции, относящейся к ГТП потребления, об актуализации одного или нескольких из следующих параметров генерирующего оборудования:   * минимально допустимое количество часов, в течение которых каждая единица генерирующего оборудования должна находиться во включенном состоянии после включения и выхода на диапазон регулирования. По умолчанию используется значение «24 часа» («48 часов» для неценовой зоны Дальнего Востока), а в случае если СО в соответствии с п. 3.4.12.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности*(Приложение № 13к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) должен включить ЕГО для проверки наличия фактических резервов мощности в рамках процедуры ВСВГО, по умолчанию используется значение «8 часов» для всех типов генерирующего оборудования, за исключением ГТУ, а для ГТУ – «1 час». Количество часов, установленное по умолчанию, не включает в себя время, необходимое для выхода генерирующего оборудования на диапазон регулирования после включения в сеть. Актуализация значения по умолчанию возможна только в сторону уменьшения этого значения, но не менее чем до одного часа; * минимально допустимое количество часов, в течение которых каждая единица генерирующего оборудования должна находиться в отключенном состоянии после отключения. Для ценовых зон по умолчанию используется значение «48 часов» для ЕГО установленной мощностью до 800 МВт и «72 часа» для ЕГО установленной мощностью 800 МВт и выше. Для второй неценовой зоны в соответствии с разделом 20*Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) по умолчанию используется значение «72 часа». Актуализация возможна только в сторону уменьшения этого значения, но не менее одного часа; * максимально допустимое количество изменений состояния (включений и отключений) каждой единицы генерирующего оборудования за семидневный период (в течение любых 168 (ста шестидесяти восьми) часов подряд). По умолчанию используется значение «3 изменения», актуализация возможна только в сторону увеличения значения; * число часов периода, в пределах которого рассчитывается индивидуальный коэффициент, используемый для предотвращения внутрисуточных перепусков оборудования. В случае, если данный параметр участником оптового рынка не заявлен, либо заявлено значение менее 0 или более 24 часов, по умолчанию используется значение 24.  Указанное уведомление об актуализации параметров на предстоящий календарный месяц должно быть подано в СО не менее чем за 3 (три) рабочих дня до начала соответствующего месяца. Представленная в данном уведомлении информация применяется СО в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ценовых зон оптового рынка или в соответствии с разделом 20 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для второй неценовой зоны оптового рынка. | Участник оптового рынка вправе направить в СО уведомление в отношении каждой ГТП генерации и каждого объекта управления, относящегося к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также каждой блок-станции, относящейся к ГТП потребления, об актуализации одного или нескольких из следующих параметров генерирующего оборудования:   * минимально допустимое количество часов, в течение которых каждая единица генерирующего оборудования должна находиться во включенном состоянии после включения и выхода на диапазон регулирования. По умолчанию используется значение «24 часа» («48 часов» для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, а также для неценовой зоны Калининградской области), а в случае если СО в соответствии с п. 3.4.12.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности*(Приложение № 13к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) должен включить ЕГО для проверки наличия фактических резервов мощности в рамках процедуры ВСВГО, по умолчанию используется значение «8 часов» для всех типов генерирующего оборудования, за исключением ГТУ, а для ГТУ – «1 час». Количество часов, установленное по умолчанию, не включает в себя время, необходимое для выхода генерирующего оборудования на диапазон регулирования после включения в сеть. Актуализация значения по умолчанию возможна только в сторону уменьшения этого значения, но не менее чем до одного часа; * минимально допустимое количество часов, в течение которых каждая единица генерирующего оборудования должна находиться в отключенном состоянии после отключения. Для ценовых зон по умолчанию используется значение «48 часов» для ЕГО установленной мощностью до 800 МВт и «72 часа» для ЕГО установленной мощностью 800 МВт и выше. Для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, а также для неценовой зоны Калининградской области по умолчанию используется значение «72 часа». Актуализация возможна только в сторону уменьшения этого значения, но не менее одного часа; * максимально допустимое количество изменений состояния (включений и отключений) каждой единицы генерирующего оборудования за семидневный период (в течение любых 168 (ста шестидесяти восьми) часов подряд). По умолчанию используется значение «3 изменения», актуализация возможна только в сторону увеличения значения; * число часов периода, в пределах которого рассчитывается индивидуальный коэффициент, используемый для предотвращения внутрисуточных перепусков оборудования. В случае, если данный параметр участником оптового рынка не заявлен, либо заявлено значение менее 0 или более 24 часов, по умолчанию используется значение 24.  Указанное уведомление об актуализации параметров на предстоящий календарный месяц должно быть подано в СО не менее чем за 3 (три) рабочих дня до начала соответствующего месяца. Представленная в данном уведомлении информация применяется СО в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ценовых зон оптового рынка и для неценовой зоны Калининградской области. |
| **4.1.2** | При формировании и подаче СО уведомления о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии в отношении ГТП потребления (в том числе ГТП потребления, в которой осуществляется покупка электроэнергии в отношении внезонального энергорайона (далее – ВЭ)) участник оптового рынка должен исходить из нижеследующего:1) количество электроэнергии должно быть выражено в МВт\*ч с точностью не более трех знаков после запятой и не может быть отрицательным;2) в отношении каждой ГТП потребления, зарегистрированной в отношении участника оптового рынка в Реестре субъектов ОРЭ, подается отдельное уведомление;3) прогнозный почасовой объем потребления электроэнергии, относимый на ГТП потребления поставщика, включает в себя:прогнозный почасовой объем потребления генерирующего оборудования данного поставщика на собственные и хозяйственные нужды;величину потерь в электрических сетях, включенных в ГТП потребления поставщика типа «Система»;прогнозный почасовой объем потребления отнесенного к данной ГТП энергопотребляющего оборудования потребителей розничного рынка;прогнозный почасовой объем потребления участника оптового рынка, не относимый на ГТП потребления поставщика, расположенные на территории ценовой зоны оптового рынка, в ГТП потребления должен учитывать:прогнозный полный почасовой объем потребления электрической энергии данным участником оптового рынка;для ГТП потребления типа «Система» – все прочие виды расходов электроэнергии, включающие собственные нужды электрических станций данного участника или хозяйственные нужды, не учтенные в относящейся к данному участнику группе точек поставки потребления поставщика; производственные нужды; потери в электрических сетях, не учтенные в регулируемых договорах;для ГТП потребления типа «Система» – нагрузочные потери в энергорайоне участника оптового рынка и не включает: прогнозный почасовой объем потребления электрической энергии иных участников оптового рынка;5) прогнозный почасовой объем потребления участника оптового рынка, не относимый на ГТП потребления поставщика, расположенного на территории неценовых зон оптового рынка, в ГТП потребления должен учитывать:  * собственное плановое потребление; * для ГТП потребления типа «Система» – прогнозную величину потерь в электрических сетях, представленных в расчетной модели;   6) объемы потребления узлов, работающих изолированно от второй ценовой зоны / второй неценовой зоны (ВЭ второй ценовой зоны / второй неценовой зоны), в уведомлениях о прогнозном почасовом объеме потребления электрической энергии, подаваемых на сайт ОРЭМ СО, должны соответствовать требованиям, установленным в пп. 3.2.6–3.2.7 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  7) прогнозный почасовой объем потребления участника оптового рынка в ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации может быть как положительным, так и отрицательным, и должен быть выражен в МВт∙ч с точностью не более трех знаков после запятой. При этом:   * если прогнозный почасовой объем потребления в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации учитывает плановый объем перетока электрической энергии из ценовых зон оптового рынка в территориальные энергосистемы новых субъектов Российской Федерации в соответствующей ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, то данная величина является положительной; * если прогнозный почасовой объем потребления в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации учитывает плановый объем перетока электрической энергии из территориальных энергосистем новых субъектов Российской Федерации в ценовые зоны оптового рынка в соответствующей ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, то данная величина является отрицательной. | При формировании и подаче СО уведомления о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии в отношении ГТП потребления (в том числе отдельно в отношении внутризональных энергорайонов) участник оптового рынка должен исходить из нижеследующего:1) количество электроэнергии должно быть выражено в МВт\*ч с точностью не более трех знаков после запятой и не может быть отрицательным;2) в отношении каждой ГТП потребления, зарегистрированной в отношении участника оптового рынка в Реестре субъектов ОРЭ, подается отдельное уведомление;3) прогнозный почасовой объем потребления электроэнергии, относимый на ГТП потребления поставщика, включает в себя:прогнозный почасовой объем потребления генерирующего оборудования данного поставщика на собственные и хозяйственные нужды;величину потерь в электрических сетях, включенных в ГТП потребления поставщика типа «Система»;прогнозный почасовой объем потребления отнесенного к данной ГТП энергопотребляющего оборудования потребителей розничного рынка;прогнозный почасовой объем потребления участника оптового рынка, не относимый на ГТП потребления поставщика, расположенные на территории ценовой зоны оптового рынка, в ГТП потребления должен учитывать:прогнозный полный почасовой объем потребления электрической энергии данным участником оптового рынка;для ГТП потребления типа «Система» – все прочие виды расходов электроэнергии, включающие собственные нужды электрических станций данного участника или хозяйственные нужды, не учтенные в относящейся к данному участнику группе точек поставки потребления поставщика; производственные нужды; потери в электрических сетях, не учтенные в регулируемых договорах;для ГТП потребления типа «Система» – нагрузочные потери в энергорайоне участника оптового рынка и не включает: прогнозный почасовой объем потребления электрической энергии иных участников оптового рынка;5) прогнозный почасовой объем потребления участника оптового рынка, не относимый на ГТП потребления поставщика, расположенного на территории неценовой зоны Калининградской области, в ГТП потребления должен учитывать:  * собственное плановое потребление; * для ГТП потребления типа «Система» – прогнозную величину потерь в электрических сетях, представленных в расчетной модели;   6) прогнозный почасовой объем потребления участника оптового рынка в ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации может быть как положительным, так и отрицательным, и должен быть выражен в МВт∙ч с точностью не более трех знаков после запятой. При этом:   * если прогнозный почасовой объем потребления в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации учитывает плановый объем перетока электрической энергии из ценовых зон оптового рынка в территориальные энергосистемы новых субъектов Российской Федерации в соответствующей ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, то данная величина является положительной; * если прогнозный почасовой объем потребления в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации учитывает плановый объем перетока электрической энергии из территориальных энергосистем новых субъектов Российской Федерации в ценовые зоны оптового рынка в соответствующей ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, то данная величина является отрицательной. |
| **4.2.1** | 4.2.1. Участник оптового рынка в отношении ГТП потребления (в том числе ГТП потребления, в которой осуществляется покупка электроэнергии в отношении ВЭ), объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, должен уведомить СО о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии:  • до 8 часов 30 минут московского времени торговых суток в отношении ГТП потребления (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации), объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных к ценовым зонам и территориям, не объединенным в ценовые зоны (за исключением территории Дальнего Востока);  • до 10 часов 00 минут московского времени торговых суток в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации;  • до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) торговых суток в отношении ГТП потребления, объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных ко второй неценовой зоне.  Порядок подачи уведомления о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии определяется настоящим Регламентом, приложением 1 к Регламенту актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  При переходе к применению во второй неценовой зоне оптового рынка московского времени при исполнении участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентами оптового рынка), уведомление участника оптового рынка о плановом почасовом потреблении в отношении дополнительных 7 (семи) часов суток 31 октября 2024 года производится в соответствии с п. 3.2.1.1 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Уведомление участника оптового рынка о плановом почасовом потреблении в отношении операционных суток 1 ноября 2024 года, исчисляемых в московском времени, в отношении ГТП потребления, отнесенных ко второй неценовой зоне (а также соответствующих внезональных энергорайонов, ГТП потребления поставщика), подается начиная с 17 часов 00 минут хабаровского времени 30 октября 2024 года до 10 часов 00 минут хабаровского времени 31 октября 2024 года. | 4.2.1. Участник оптового рынка в отношении ГТП потребления (в том числе отдельно в отношении внутризональных энергорайонов), объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, должен уведомить СО о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии:  • до 8 часов 30 минут московского времени торговых суток в отношении ГТП потребления (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации), объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных к ценовым зонам (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоны Калининградской области;  • до 10 часов 00 минут московского времени торговых суток в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации;  • до 3 часов 00 минут московского времени торговых суток в отношении ГТП потребления, объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных ко входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  Порядок подачи уведомления о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии определяется настоящим Регламентом, приложением 1 к Регламенту актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). |
| **4.3.2** | К 11 часам 00 минутам по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 4 часов 00 минут московского времени (11 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны торговых суток СО должен рассмотреть уведомления участников оптового рынка, поступившие в течение срока подачи уведомлений участников оптового рынка, указанного в пункте 4.2.1 настоящего Регламента. | К 11 часам 00 минутам по московскому времени для ценовых зон (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоны Калининградской области и до 4 часов 00 минут московского времени для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, торговых суток СО должен рассмотреть уведомления участников оптового рынка, поступившие в течение срока подачи уведомлений участников оптового рынка, указанного в пункте 4.2.1 настоящего Регламента. |
| **4.3.3** | При этом если до истечения срока подачи уведомлений о прогнозном почасовом объеме потребления, указанных в подпункте 4.2.1 настоящего Регламента, участник оптового рынка внесет изменения в уведомление о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии в отношении одной и той же ГТП потребления на одни и те же операционные сутки, за исключением уведомлений о прогнозном потреблении, поданных в отношении узлов, работающих изолированно от соответствующей ценовой/неценовой зоны (ВЭ), то рассматривается только последнее по времени изменения уведомление. | При этом если до истечения срока подачи уведомлений о прогнозном почасовом объеме потребления, указанных в подпункте 4.2.1 настоящего Регламента, участник оптового рынка внесет изменения в уведомление о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии в отношении одной и той же ГТП потребления на одни и те же операционные сутки, за исключением уведомлений о прогнозном почасовом объеме потребления, поданных в отношении внутризональных энергорайонов, то рассматривается только последнее по времени изменения уведомление. |
| **4.3.4** | При несоответствии объемов потребления в уведомлениях о прогнозном почасовом объеме потребления электрической энергии, поданных на сайт ОРЭМ СО во второй ценовой и второй неценовой зонах в отношении узлов, работающих изолированно от соответствующей ценовой/неценовой зоны (ВЭ), в качестве заявленного участником оптового рынка рассматривается последнее по времени поданное во второй неценовой зоне на сайт ОРЭМ СО уведомление. | При несоответствии объемов потребления в уведомлениях о прогнозном почасовом объеме потребления электрической энергии, поданных на сайт ОРЭМ СО во второй ценовой зоне и входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в отношении соответствующих внутризональных энергорайонов, в качестве заявленного участником оптового рынка рассматривается последнее по времени поданное в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, уведомление. |
| **5.1.4** | Уведомление о предварительных плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи подается в электронном виде держателю договоров о параллельной работе участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в случае одновременного выполнения следующих условий:1) участник оптового рынка, осуществляющий подачу уведомления, ранее предоставил ДДПР копии договоров купли-продажи электрической энергии в целях осуществления межгосударственной передачи электрической энергии через ЕЭС России, заключенных между данным участником оптового рынка и уполномоченной зарубежной организацией/уполномоченными зарубежными организациями;2) участник оптового рынка, осуществляющий подачу уведомления, выполняет функции коммерческого агента по указанным договорам купли-продажи электрической энергии;3) указанные договоры купли-продажи электрической энергии содержат указание на то, что межгосударственная передача электроэнергии осуществляется в соответствии с Протоколом об обеспечении доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики, являющимся приложением к Договору о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года;4) к копиям указанных договоров купли-продажи электрической энергии приложены копии документов, подтверждающих, что зарубежная организация, являющаяся стороной по указанным договорам купли-продажи электрической энергии, является резидентом одного из государств – участников Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года;5) в указанных договорах купли-продажи электрической энергии поименованы названия одной ГТП экспорта и одной ГТП импорта, через которые осуществляется межгосударственная передача электроэнергии и которые соответствуют ГТП экспорта и ГТП импорта, указанным в уведомлении. При этом сечения экспорта-импорта, на которых зарегистрированы указанные ГТП экспорта/импорта, должны располагаться в пределах одной ценовой зоны оптового рынка на границах с энергосистемами государств – участников Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года и не являться транзитными сечениями экспорта-импорта (сечения экспорта-импорта России (Сибирь) – Северный Казахстан), соответствующими транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны);6) в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и мощности на соответствующий период регулирования указаны ненулевые объемы межгосударственной передачи для направлений поставки, соответствующих сечениям экспорта-импорта, на которых зарегистрированы указанные ГТП экспорта/импорта, что подтверждается путем предоставления участником оптового рынка ДДПР соответствующей выписки из сводного прогнозного баланса. При этом под направлением поставки электрической энергии в энергосистему Российской Федерации из Северного Казахстана понимаются поставки электрической энергии в направлении импорта по сечению «Россия – Северный Казахстан + Актюбинск», а под направлением поставки электрической энергии из Российской Федерации в Западный Казахстан понимаются поставки электрической энергии в направлении экспорта по сечениям «Россия – Западный Казахстан (Аксай)», «Россия – Западный Казахстан (Атырау)» и «Россия – Западный Казахстан (Уральск)»;7) субъектом энергорынка соответствующего государства – участника Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года заключен действующий договор купли-продажи электроэнергии в целях компенсации величин отклонений фактических перетоков от плановых с субъектом оптового рынка;8) субъектом (субъектами) энергорынка соответствующего государства – участника Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года, осуществляющим (осуществляющими) функции по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и по передаче (перемещению) электрической энергии по национальной электрической сети, заключен действующий договор (техническое соглашение) о параллельной работе электроэнергетических систем с субъектом оптового рынка;9) участником оптового рынка, осуществляющим подачу уведомления, от уполномоченной зарубежной организации, являющейся стороной по данным договорам, получено официальное уведомление в отношении соответствующих суток поставки с указанием почасовых объемов покупки/продажи электрической энергии в целях осуществления межгосударственной передачи и наименований двух групп точек поставки (ГТП импорта и ГТП экспорта соответственно), зарегистрированных на оптовом рынке за указанным участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в которых в соответствующий час планируется осуществить одновременную продажу (в указанной ГТП импорта) и покупку (в указанной ГТП экспорта) электрической энергии на оптовом рынке электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи. | Уведомление о предварительных плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи подается в электронном виде держателю договоров о параллельной работе участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в случае одновременного выполнения следующих условий:1) участник оптового рынка, осуществляющий подачу уведомления, ранее предоставил ДДПР копии договоров купли-продажи электрической энергии в целях осуществления межгосударственной передачи электрической энергии через ЕЭС России, заключенных между данным участником оптового рынка и уполномоченной зарубежной организацией/уполномоченными зарубежными организациями;2) участник оптового рынка, осуществляющий подачу уведомления, выполняет функции коммерческого агента по указанным договорам купли-продажи электрической энергии;3) указанные договоры купли-продажи электрической энергии содержат указание на то, что межгосударственная передача электроэнергии осуществляется в соответствии с Протоколом об обеспечении доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики, являющимся приложением к Договору о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года;4) к копиям указанных договоров купли-продажи электрической энергии приложены копии документов, подтверждающих, что зарубежная организация, являющаяся стороной по указанным договорам купли-продажи электрической энергии, является резидентом одного из государств – участников Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года;5) в указанных договорах купли-продажи электрической энергии поименованы названия одной ГТП экспорта и одной ГТП импорта, через которые осуществляется межгосударственная передача электроэнергии и которые соответствуют ГТП экспорта и ГТП импорта, указанным в уведомлении. При этом сечения экспорта-импорта, на которых зарегистрированы указанные ГТП экспорта/импорта, должны располагаться в пределах одной территории (под территорией понимается либо первая ценовая зона, либо вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, либо входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам) на границах с энергосистемами государств – участников Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года и не являться транзитными сечениями экспорта-импорта (сечения экспорта-импорта России (Сибирь) – Северный Казахстан), соответствующими транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны);6) в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и мощности на соответствующий период регулирования указаны ненулевые объемы межгосударственной передачи для направлений поставки, соответствующих сечениям экспорта-импорта, на которых зарегистрированы указанные ГТП экспорта/импорта, что подтверждается путем предоставления участником оптового рынка ДДПР соответствующей выписки из сводного прогнозного баланса. При этом под направлением поставки электрической энергии в энергосистему Российской Федерации из Северного Казахстана понимаются поставки электрической энергии в направлении импорта по сечению «Россия – Северный Казахстан + Актюбинск», а под направлением поставки электрической энергии из Российской Федерации в Западный Казахстан понимаются поставки электрической энергии в направлении экспорта по сечениям «Россия – Западный Казахстан (Аксай)», «Россия – Западный Казахстан (Атырау)» и «Россия – Западный Казахстан (Уральск)»;7) субъектом энергорынка соответствующего государства – участника Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года заключен действующий договор купли-продажи электроэнергии в целях компенсации величин отклонений фактических перетоков от плановых с субъектом оптового рынка;8) субъектом (субъектами) энергорынка соответствующего государства – участника Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года, осуществляющим (осуществляющими) функции по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и по передаче (перемещению) электрической энергии по национальной электрической сети, заключен действующий договор (техническое соглашение) о параллельной работе электроэнергетических систем с субъектом оптового рынка;9) участником оптового рынка, осуществляющим подачу уведомления, от уполномоченной зарубежной организации, являющейся стороной по данным договорам, получено официальное уведомление в отношении соответствующих суток поставки с указанием почасовых объемов покупки/продажи электрической энергии в целях осуществления межгосударственной передачи и наименований двух групп точек поставки (ГТП импорта и ГТП экспорта соответственно), зарегистрированных на оптовом рынке за указанным участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в которых в соответствующий час планируется осуществить одновременную продажу (в указанной ГТП импорта) и покупку (в указанной ГТП экспорта) электрической энергии на оптовом рынке электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи. |
| **5.2.1** | До 17 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 10 часов 00 минут московского времени (17 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны последнего дня месяца, предшествующего месяцу поставки каждый участник рынка, осуществляющий покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта, за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), передает ДДПР типовые почасовые графики поставки электроэнергии по каждой отнесенной к нему ГТП экспорта/импорта, согласованные с контрагентами по договорам экспорта/импорта данного участника. При этом типовые почасовые графики в отношении ГТП экспорта и ГТП импорта, зарегистрированных в отношении участника в Реестре субъектов ОРЭ на одном сечении экспорта-импорта, на один час суток могут содержать поставки электроэнергии только по ГТП экспорта или только по ГТП импорта.  … | До 17 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоны Калининградской области и до 10 часов 00 минут московского времени для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, последнего дня месяца, предшествующего месяцу поставки каждый участник рынка, осуществляющий покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта, за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), передает ДДПР типовые почасовые графики поставки электроэнергии по каждой отнесенной к нему ГТП экспорта/импорта, согласованные с контрагентами по договорам экспорта/импорта данного участника. При этом типовые почасовые графики в отношении ГТП экспорта и ГТП импорта, зарегистрированных в отношении участника в Реестре субъектов ОРЭ на одном сечении экспорта-импорта, на один час суток могут содержать поставки электроэнергии только по ГТП экспорта или только по ГТП импорта.  … |
| **5.2.2** | Для целей актуализации расчетной модели не позднее 17 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 10 часов 00 минут московского времени (17 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны суток Х-2 в отношении суток Х участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта (за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), подают ДДПР уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также уведомления о предварительных плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи по тем из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, по которым планируется осуществление межгосударственной передачи. | Для целей актуализации расчетной модели не позднее 17 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоны Калининградской области и до 10 часов 00 минут московского времени для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, суток Х-2 в отношении суток Х участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта (за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), подают ДДПР уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также уведомления о предварительных плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи по тем из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, по которым планируется осуществление межгосударственной передачи. |
| **5.2.3** | Для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, не позднее 10 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны суток Х-2 в отношении суток Х+2 участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта (за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)), имеют право подать ДДПР уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также уведомления о предварительных плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи по тем из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, по которым планируется осуществление межгосударственной передачи.  Участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта в уведомлениях, поданных не позднее 10 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1, могут уведомить ДДПР об изменении (актуализации) предварительных плановых почасовых сальдо-объемов поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также об изменении (актуализации) предварительных плановых почасовых объемов межгосударственной передачи. | Для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, не позднее 10 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоны Калининградской области и до 3 часов 00 минут московского времени для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, суток Х-2 в отношении суток Х+2 участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта (за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)), имеют право подать ДДПР уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также уведомления о предварительных плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи по тем из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, по которым планируется осуществление межгосударственной передачи.  Участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта в уведомлениях, поданных не позднее 10 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоны Калининградской области и до 3 часов 00 минут московского времени для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1, могут уведомить ДДПР об изменении (актуализации) предварительных плановых почасовых сальдо-объемов поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также об изменении (актуализации) предварительных плановых почасовых объемов межгосударственной передачи. |
| **5.4.1** | Не позднее 11 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области, до 4 часов 00 минут московского времени (11 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны суток Х-2 в отношении суток Х, Х+1 и Х+2 ДДПР передает СО данные о предварительных плановых почасовых объемах поставки по каждому сечению экспорта-импорта, сформированные в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Регламента для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве.  При этом указываются сечения экспорта-импорта, соответствующие ГТП экспорта/импорта, по которым участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, были поданы уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве. | Не позднее 11 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоны Калининградской области, до 4 часов 00 минут московского времени для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, суток Х-2 в отношении суток Х, Х+1 и Х+2 ДДПР передает СО данные о предварительных плановых почасовых объемах поставки по каждому сечению экспорта-импорта, сформированные в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Регламента для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве.  При этом указываются сечения экспорта-импорта, соответствующие ГТП экспорта/импорта, по которым участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, были поданы уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве. |
| **5.4.2** | Не позднее 10 часов 30 минут московского времени по ценовым зонам и неценовым зонам НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области, до 3 часов 00 минут московского времени (до 10 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны суток Х-1 в отношении суток Х держатель договоров о параллельной работе передает СО согласованные с организацией, выполняющей функции системного оператора зарубежной энергосистемы, данные о предварительных плановых почасовых объемах поставки по каждому сечению экспорта-импорта. | Не позднее 10 часов 30 минут московского времени по ценовым зонам (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоне Калининградской области, до 3 часов 00 минут московского времени для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, суток Х-1 в отношении суток Х держатель договоров о параллельной работе передает СО согласованные с организацией, выполняющей функции системного оператора зарубежной энергосистемы, данные о предварительных плановых почасовых объемах поставки по каждому сечению экспорта-импорта. |
| **5.5.2** | СО передает ДДПР и КО составленные плановые почасовые сальдо-объемы поставки электроэнергии по каждому сечению экспорта-импорта, в отношении которого **не** выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):– ДДПР – до 12 часов 30 минут московского времени торговых суток по ценовым зонам и неценовым зонам НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 9 часов 00 минут московского времени (16 часов 00 минут хабаровского времени) торговых суток по второй неценовой зоне;– КО – в момент передачи прогнозных диспетчерских графиков в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон*(Приложение № 14 к*Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).* СО передает ДДПР и КО минимальные и максимальные допустимые значения перетоков для сечений экспорта-импорта, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в порядке, установленном п. 6.1 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | СО передает ДДПР и КО составленные плановые почасовые сальдо-объемы поставки электроэнергии по каждому сечению экспорта-импорта, в отношении которого **не** выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):– ДДПР – до 12 часов 30 минут московского времени торговых суток по ценовым зонам (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоне Калининградской области и до 9 часов 00 минут московского времени торговых суток по входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;– КО – в момент передачи прогнозных диспетчерских графиков в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон*(Приложение № 14 к*Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).* СО передает ДДПР и КО минимальные и максимальные допустимые значения перетоков для сечений экспорта-импорта, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в порядке, установленном п. 6.1 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **5.5.3** | До 12 часов 45 минут московского времени торговых суток по ценовым зонам и неценовым зонам НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области, до 9 часов 30 минут московского времени (16 часов 30 минут хабаровского времени) торговых суток по второй неценовой зоне ДДПР на основании полученных от СО плановых почасовых сальдо-объемов поставки электроэнергии по сечениям экспорта-импорта, а также полученных от участников оптового рынка предварительных плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности и предварительных плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи формирует и сообщает соответствующим участникам оптового рынка информацию о почасовых сальдо-объемах поставки по каждой ГТП экспорта/импорта с отдельным указанием плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности и плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи с разбиением по каждому из объемов поставки электрической энергии, в отношении которого участником оптового рынка ДДПР было подано соответствующее уведомление по данной ГТП экспорта/импорта.Одновременно ДДПР информирует соответствующих участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, о значениях минимальных и максимальных допустимых значений перетоков для соответствующего направления (экспорт или импорт) сформированных СО в соответствии с п. 5.5.1 настоящего Регламента для сечений экспорта-импорта, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом если СО был сформирован плановый почасовой сальдо-объем поставки по сечению экспорта-импорта, который меньше, чем направленный ДДПР в СО в соответствии с п. 5.4 настоящего Регламента соответствующий объем предварительной плановой почасовой поставки, то ДДПР при формировании плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности и плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи должен руководствоваться следующей системой приоритетности:   * в первую очередь обеспечиваются внутренние потребности ЕЭС России, включая плановые объемы поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности; * во вторую очередь обеспечивается выполнение объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи из одной части энергосистемы государства – участника ЕЭП в другую ее часть через ЕЭС России; * в третью очередь обеспечивается выполнение объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи из энергосистемы одного государства – участника ЕЭП в энергосистему другого государства – участника ЕЭП через ЕЭС России; * в четвертую очередь обеспечивается выполнение объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи через ЕЭС России в целях исполнения обязательств в отношении субъектов электроэнергетики иных стран, не входящих в ЕЭП.  В случае если необходимо уменьшить предварительный плановый почасовой объем поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи по ГТП экспорта/импорта и этой ГТП соответствует несколько объемов межгосударственной поставки электроэнергии, имеющих равный приоритет, ДДПР уменьшает указанные объемы пропорционально их предварительной величине.До 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны торговых суток ДДПР передает в КО в электронном виде в согласованном между КО и ДДПР формате информацию по каждой ГТП экспорта/импорта о плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи с разбиением по каждому из объемов поставки электрической энергии, в отношении которого участником оптового рынка ДДПР было подано соответствующее уведомление по рассматриваемой ГТП экспорта/импорта. | До 12 часов 45 минут московского времени торговых суток по ценовым зонам (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и неценовой зоне Калининградской области, до 9 часов 30 минут московского времени торговых суток по входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, ДДПР на основании полученных от СО плановых почасовых сальдо-объемов поставки электроэнергии по сечениям экспорта-импорта, а также полученных от участников оптового рынка предварительных плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности и предварительных плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи формирует и сообщает соответствующим участникам оптового рынка информацию о почасовых сальдо-объемах поставки по каждой ГТП экспорта/импорта с отдельным указанием плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности и плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи с разбиением по каждому из объемов поставки электрической энергии, в отношении которого участником оптового рынка ДДПР было подано соответствующее уведомление по данной ГТП экспорта/импорта.Одновременно ДДПР информирует соответствующих участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, о значениях минимальных и максимальных допустимых значений перетоков для соответствующего направления (экспорт или импорт) сформированных СО в соответствии с п. 5.5.1 настоящего Регламента для сечений экспорта-импорта, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом если СО был сформирован плановый почасовой сальдо-объем поставки по сечению экспорта-импорта, который меньше, чем направленный ДДПР в СО в соответствии с п. 5.4 настоящего Регламента соответствующий объем предварительной плановой почасовой поставки, то ДДПР при формировании плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности и плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи должен руководствоваться следующей системой приоритетности:   * в первую очередь обеспечиваются внутренние потребности ЕЭС России, включая плановые объемы поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности; * во вторую очередь обеспечивается выполнение объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи из одной части энергосистемы государства – участника ЕЭП в другую ее часть через ЕЭС России; * в третью очередь обеспечивается выполнение объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи из энергосистемы одного государства – участника ЕЭП в энергосистему другого государства – участника ЕЭП через ЕЭС России; * в четвертую очередь обеспечивается выполнение объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи через ЕЭС России в целях исполнения обязательств в отношении субъектов электроэнергетики иных стран, не входящих в ЕЭП.  В случае если необходимо уменьшить предварительный плановый почасовой объем поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи по ГТП экспорта/импорта и этой ГТП соответствует несколько объемов межгосударственной поставки электроэнергии, имеющих равный приоритет, ДДПР уменьшает указанные объемы пропорционально их предварительной величине.До 13 часов 30 минут по московскому времени торговых суток для первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и до 10 часов 15 минут по московскому времени торговых суток для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, ДДПР передает в КО в электронном виде в согласованном между КО и ДДПР формате информацию по каждой ГТП экспорта/импорта о плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи с разбиением по каждому из объемов поставки электрической энергии, в отношении которого участником оптового рынка ДДПР было подано соответствующее уведомление по рассматриваемой ГТП экспорта/импорта. |
| **7.2.2** | Уведомление на распределение объемов РД Продавец по регулируемому договору вправе подать в КО не ранее 90 дней операционных суток и не позднее 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны даты, предшествующей дате начала периода действия соответствующего уведомления. Под временем подачи указанного уведомления Продавцом по регулируемому договору в КО понимается время поступления этого *уведомления в КО, регистрируемое в соответствии с Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Уведомление на распределение объемов РД Продавец по регулируемому договору вправе подать в КО не ранее 90 дней операционных суток и не позднее 13 часов 30 минут (8 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны даты, предшествующей дате начала периода действия соответствующего уведомления. Под временем подачи указанного уведомления Продавцом по регулируемому договору в КО понимается время поступления этого *уведомления в КО, регистрируемое в соответствии с Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **7.3.1** | В процессе рассмотрения полученных от участника уведомлений на распределение объемов РД КО обязан:1) вести учет всех поступивших в его адрес уведомлений на распределение объемов РД от Продавцов по регулируемому договору посредством программного обеспечения, позволяющего фиксировать время поступления уведомлений на сервер КО, а также обеспечивающего их хранение в электронном виде не менее 3 (трех) лет;2) в течение 15 минут со времени поступления подписанного Продавцом по регулируемому договору уведомления на распределение объемов РД подтвердить факт его получения путем направления на адрес Продавца по регулируемому договору соответствующего уведомления. При этом под временем направления указанного уведомления понимается время отправки участнику оптового рынка электронного сообщения, регистрируемое КО в соответствии с *Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);3) ежедневно с 9 часов 00 минут и до 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны проверять:соответствие требованиям, указанным в п. 7.1.1 и подпунктах 1–3, 5 п. 7.1.2;наличие у участника, идентификационный код которого указан в уведомлении на распределение объемов РД, права участия в торговле электрической энергией и мощностью с использованием ГТП в отношении даты начала периода поставки, указанных в соответствующем уведомлении. Указанные проверки КО осуществляет с учетом изменений субъектного состава участников оптового рынка, содержащейся в программно-аппаратном комплексе КО, с использованием которого осуществляется проведение конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (далее – ПАК), при этом техническая реализация изменений субъектного состава участников оптового рынка в ПАК должна быть завершена КО не позднее чем за два рабочих дня до даты вступления в силу соответствующих изменений. | В процессе рассмотрения полученных от участника уведомлений на распределение объемов РД КО обязан:1) вести учет всех поступивших в его адрес уведомлений на распределение объемов РД от Продавцов по регулируемому договору посредством программного обеспечения, позволяющего фиксировать время поступления уведомлений на сервер КО, а также обеспечивающего их хранение в электронном виде не менее 3 (трех) лет;2) в течение 15 минут со времени поступления подписанного Продавцом по регулируемому договору уведомления на распределение объемов РД подтвердить факт его получения путем направления на адрес Продавца по регулируемому договору соответствующего уведомления. При этом под временем направления указанного уведомления понимается время отправки участнику оптового рынка электронного сообщения, регистрируемое КО в соответствии с *Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);3) ежедневно в период рассмотрения уведомлений, который начинается не позднее 9 часов 00 минут суток *X*-1 и заканчивается в 13 часов 30 минут суток *X*-1 (не позднее 17 часов 00 минут суток *X*-2 и заканчивается в 8 часов 30 минут суток *X*-1 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны проверять поданные в отношении операционных суток *Х* уведомления на:1) соответствие требованиям, указанным в п. 7.1.1 и подпунктах 1–3, 5 п. 7.1.2;2) наличие у участника, идентификационный код которого указан в уведомлении на распределение объемов РД, права участия в торговле электрической энергией и мощностью с использованием ГТП в отношении даты начала периода поставки, указанных в соответствующем уведомлении. Указанные проверки КО осуществляет с учетом изменений субъектного состава участников оптового рынка, содержащейся в программно-аппаратном комплексе КО, с использованием которого осуществляется проведение конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (далее – ПАК), при этом техническая реализация изменений субъектного состава участников оптового рынка в ПАК должна быть завершена КО не позднее чем за два рабочих дня до даты вступления в силу соответствующих изменений. |

Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК НА СУТКИ ВПЕРЕД (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **Приложение 4, п. 8** | Определение предельного семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне КО определяет предельный семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, как темп изменения указанных цен, по отношению к которому доля семидневных периодов с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию, определенными согласно пп. 6.3 настоящего Приложения, равна 99.5%. Указанные семидневные периоды {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*} определяются согласно п. 4 настоящего Приложения и удовлетворяют следующему условию: сутки *Х*, а также сутки *Х*-13 являются сутками трех предыдущих календарных лет. КО определяет предельный семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, как темп изменения указанных цен, по отношению к которому доля семидневных периодов с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию, определенными согласно п. 6.3 настоящего Приложения, равна 99.5 %. Указанные семидневные периоды {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*} определяются согласно п. 4 настоящего Приложения и удовлетворяют следующему условию: сутки *Х*, а также сутки *Х*-13 являются сутками трех предыдущих календарных лет. При расчете на 2026 год используются сутки 2025 года, при расчете на 2027 год – сутки 2025 и 2026 годов. На 2025 год предельный трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, принимается равным 40 %.  КО публикует значение предельного семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне до 15 января данного года. | Определение предельного семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне КО определяет предельный семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, как темп изменения указанных цен, по отношению к которому доля семидневных периодов с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию, определенными согласно пп. 6.3 настоящего Приложения, равна 99.5%. Указанные семидневные периоды {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*} определяются согласно п. 4 настоящего Приложения и удовлетворяют следующему условию: сутки *Х*, а также сутки *Х*-13 являются сутками трех предыдущих календарных лет. КО определяет предельный семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, как темп изменения указанных цен, по отношению к которому доля семидневных периодов с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию, определенными согласно п. 6.3 настоящего Приложения, равна 99.5 %. Указанные семидневные периоды {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*} определяются согласно п. 4 настоящего Приложения и удовлетворяют следующему условию: сутки *Х*, а также сутки *Х*-13 являются сутками трех предыдущих календарных лет. При расчете на 2026 год используются сутки 2025 года, при расчете на 2027 год – сутки 2025 и 2026 годов. На 2025 год предельный семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, принимается равным 40 %.  КО публикует значение предельного семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне до 15 января данного года. |
| **Приложение 6, п. 13** | **Индекс равновесных цен на покупку э/э в ОЭС**  Индекс равновесных цен на покупку электрической энергии в ОЭС *u* (ОЭС Урала, ОЭС Средней Волги, ОЭС Юга, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра и ОЭС Сибири) в отношении расчетного часа *h* определяется в соответствии с формулой (47), объем планового потребления в ОЭС *u* для целей расчета индекса в отношении часа *h* определяется в соответствии с формулой (48). При этом, при определении указанных в настоящем пункте величин не учитываются ГТП, относящиеся к неценовым зонам, а для расчетов в отношении ОЭС Сибири также не учитываются ГТП, относящиеся к Первой ценовой зоне.  … | **Индекс равновесных цен на покупку э/э в ОЭС**  Индекс равновесных цен на покупку электрической энергии в ОЭС *u* (ОЭС Урала, ОЭС Средней Волги, ОЭС Юга, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра, ОЭС Сибири и ОЭС Востока) в отношении расчетного часа *h* определяется в соответствии с формулой (47), объем планового потребления в ОЭС *u* для целей расчета индекса в отношении часа *h* определяется в соответствии с формулой (48). При этом, при определении указанных в настоящем пункте величин не учитываются ГТП, относящиеся к неценовым зонам, а для расчетов в отношении ОЭС Сибири также не учитываются ГТП, относящиеся к Первой ценовой зоне.  … |

Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ РАСЧЕТА ПЛАНОВЫХ ОБЪЕМОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ И РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СУТКИ ВПЕРЕД (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **8.1.5.1** | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину в соответствии с формулами:  1. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, принятой в промышленную эксплуатацию:  …  3) в случаях, предусмотренных подпунктами 6, 7, 10 и 11 пункта 5.3 Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка):  ,  где  [руб.] – стоимость компенсации в отношении объема превышения суммарного по РГЕ минимального значения активной мощности генерирующего оборудования, установленного СО, над значением суммарного по РГЕ максимума из технического минимума и технологического минимума для ГТП генерации *q* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с подпунктом 1 настоящего пункта (в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед) и в соответствии с подпунктом 2 настоящего пункта (в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед);  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* с учетом распределения по часам количеств в интегральных подзаявках для участника *i* в ГТП генерации *q* в час операционных суток *h*, сформированной в соответствии с Методикой формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора и определении планового почасового производства и потребления участников оптового рынка,являющейся приложением к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  ,  где  – объем модельной пары «цена – количество» *l* с учетом распределения по часам количеств в интегральных подзаявках для участника *i* в ГТП генерации *q* в час операционных суток *h*, сформированной в соответствии с Методикой формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора и определении планового почасового производства и потребления участников оптового рынка,являющейся приложением к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  *h* – час операционных суток.  … | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину в соответствии с формулами:  1. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, принятой в промышленную эксплуатацию:  …  3) в случаях, предусмотренных подпунктами 6, 7, 10 и 11 пункта 5.3 Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) (за исключением случая ограничения влияния на равновесные цены для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, предусмотренного подпунктом 10 пункта 5.3 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)):  ,  где  [руб.] – стоимость компенсации в отношении объема превышения суммарного по РГЕ минимального значения активной мощности генерирующего оборудования, установленного СО, над значением суммарного по РГЕ максимума из технического минимума и технологического минимума для ГТП генерации *q* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с подпунктом 1 настоящего пункта (в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед) и в соответствии с подпунктом 2 настоящего пункта (в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед);  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* с учетом распределения по часам количеств в интегральных подзаявках для участника *i* в ГТП генерации *q* в час операционных суток *h*, сформированной в соответствии с Методикой формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора и определении планового почасового производства и потребления участников оптового рынка,являющейся приложением к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  ,  где  – объем модельной пары «цена – количество» *l* с учетом распределения по часам количеств в интегральных подзаявках для участника *i* в ГТП генерации *q* в час операционных суток *h*, сформированной в соответствии с Методикой формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора и определении планового почасового производства и потребления участников оптового рынка,являющейся приложением к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  *h* – час операционных суток.  4) в случаях ограничения влияния на равновесные цены для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, предусмотренного подпунктом 10 пункта 5.3 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):   * для ГТП генерации, по которым влияние поданных участником оптового ценовых заявок было ограничено в соответствии с подпунктом 10 пункта 5.3 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*): * в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:   ,   * в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:   ,   * для прочих ГТП генерации, функционирующих на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:   ,  где  [руб.] – стоимость компенсации в отношении объема превышения суммарного по РГЕ минимального значения активной мощности генерирующего оборудования, установленного СО, над значением суммарного по РГЕ максимума из технического минимума и технологического минимума для ГТП генерации *q* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с подпунктом 1 настоящего пункта (в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед) и в соответствии с подпунктом 2 настоящего пункта (в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед);  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* в отношении часа операционных суток *h* в неинтегральной ценовой заявке участника оптового рынка *i* по ГТП генерации *q*, сформированной в соответствии с п. 16 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  ;  – объем модельной пары «цена – количество» *l* в отношении часа операционных суток *h* в неинтегральной ценовой заявке участника оптового рынка *i* по ГТП генерации *q*, сформированной в соответствии с п. 16 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* в отношении операционных суток *d* в интегральной ценовой заявке участника оптового рынка *i* по ГТП генерации *q*, сформированной в соответствии с п. 16 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  ;  – объем модельной пары «цена – количество» *l* в отношении операционных суток *d* в интегральной ценовой заявке участника оптового рынка *i* по ГТП генерации *q*, сформированной в соответствии с п. 16 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  *D1* – регулируемый договор;  *d* – операционные сутки;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток.  … |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПЕРАТИВНОГО ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ ЕЭС РОССИИ (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **7.3** | **Организация документирования действий и результатов оперативного диспетчерского управления режимами**  …  Формирование и публикация персонифицированных Актов согласования команд осуществляется СО в отношении операционных суток Х в сутки Х+1 (первый рабочий день, следующий за отчетными сутками) до 17:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 10:00 московского времени (17:00 хабаровского времени) в соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд.  Согласование Актов согласования команд осуществляется участниками оптового рынка путем акцепта опубликованных на Шлюзе СО персонифицированных Актов согласования команд в отношении операционных суток Х в сутки Х+2 (второй рабочий день, следующий за отчетными сутками) до 15:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 08:00 московского времени (15:00 хабаровского времени). | **Организация документирования действий и результатов оперативного диспетчерского управления режимами**  …  Формирование и публикация персонифицированных Актов согласования команд осуществляется СО в отношении операционных суток Х в сутки Х+1 (первый рабочий день, следующий за отчетными сутками) до 17:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 10:00 московского времени) в соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд.  Согласование Актов согласования команд осуществляется участниками оптового рынка путем акцепта опубликованных на Шлюзе СО персонифицированных Актов согласования команд в отношении операционных суток Х в сутки Х+2 (второй рабочий день, следующий за отчетными сутками) до 15:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 08:00 московского времени). |
| **3.3** | **Процедуры формирования планового диспетчерского графика по результатам расчета ППБР**  …  Для ГОУ, расположенных в неценовой зоне на территории Архангельской области, в неценовой зоне на территории Республики Коми, в неценовой зоне на территории Калининградской области оптового рынка, во второй неценовой зоне в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в качестве плановых графиков генерации формируются доводимые диспетчерские графики – ДДГ. | **Процедуры формирования планового диспетчерского графика по результатам расчета ППБР**  …  Для ГОУ, расположенных в неценовой зоне Калининградской области, в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в качестве плановых графиков генерации формируются доводимые диспетчерские графики – ДДГ. |
| **4.1** | **Подготовка исходных данных для расчета ПБР**  Расчеты ПБР выполняются *СО* с учетом всех типов технологических ограничений, которые учитываются в расчетах *торгового графика* в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.* Уточненные значения указанных технологических ограничений определяются условно-постоянными параметрами и актуализируемыми параметрами включенного на синхронную работу оборудования и их режимом работы в электроэнергетической системе, описанной в расчетных моделях,описывающих электроэнергетические системы, входящие в ценовые и неценовые зоны оптового рынка ЕЭС России. | **Подготовка исходных данных для расчета ПБР**   1. Расчеты ПБР выполняются *СО* с учетом всех типов технологических ограничений, которые учитываются в расчетах *торгового графика* в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.* Уточненные значения указанных технологических ограничений определяются условно-постоянными параметрами и актуализируемыми параметрами включенного на синхронную работу оборудования и их режимом работы в электроэнергетической системе, описанной в расчетных моделях,описывающих электроэнергетические системы, входящие в ценовые зоны и неценовую зону Калининградской области оптового рынка. |
| **4.3** | Одобрение результатов расчета ПБР… 3. Результаты расчета ПБР могут быть не одобрены по следующим причинам:  …   * 1. выявлены существенные изменения следующих условий, произошедшие с момента формирования параметров расчетной модели к моменту выполнения процедуры одобрения результатов ПБР:      + потребление первой ценовой зоны (европейской части ЕЭС России и Урала) ― более 2 % или более 1500 МВт;      + потребление любой из пяти ОЭС европейской части ЕЭС России и Урала ― более 4 % или более 600 МВт;      + потребление второй ценовой зоны (синхронно работающая часть ОЭС Сибири) – более 4% или более 800 МВт;      + изменение любого из экспортно-импортных сальдо перетоков на 500 и более МВт;      + аварийное отключение одной и более ВЛ 330-750 кВ или АТ (АТГ) связи с высшим напряжением 500 и более кВ и средним напряжением 220 и более кВ, в случае, если такое отключение требует перераспределения активной мощности на 1000 МВт и более;      + отключение/включение генераторов суммарной мощностью 1000 МВт и более; | Одобрение результатов расчета ПБР …  3. Результаты расчета ПБР могут быть не одобрены по следующим причинам:  …   1. выявлены существенные изменения следующих условий, произошедшие с момента формирования параметров расчетной модели к моменту выполнения процедуры одобрения результатов ПБР:    * + потребление первой ценовой зоны (европейской части ЕЭС России и Урала) ― более 2 % или более 1500 МВт;      + потребление любой из пяти ОЭС европейской части ЕЭС России и Урала ― более 4 % или более 600 МВт;      + потребление второй ценовой зоны (синхронно работающая часть ОЭС Сибири) – более 4% или более 800 МВт;      + потребление входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам (ОЭС Востока) – более 8 % или более 400 МВт;      + изменение любого из экспортно-импортных сальдо перетоков на 500 и более МВт;      + аварийное отключение одной и более ВЛ 330-750 кВ или АТ (АТГ) связи с высшим напряжением 500 и более кВ и средним напряжением 220 и более кВ, в случае, если такое отключение требует перераспределения активной мощности на 1000 МВт и более;      + отключение/включение генераторов суммарной мощностью 1000 МВт и более; |
| **4.6** | **Доведение результатов расчета ППБР и ПБР до участников оптового рынка**  СО не позднее 20 часов 30 минут торговых суток по результатам расчета ППБР для каждого часа соответствующих операционных суток, а также по результатам каждого одобренного расчета ПБР не позднее чем за 10 минут до начала первого часа периода, в отношении которого осуществляется расчет данного ПБР, для каждого часа указанного периода осуществляет доведение результатов расчета ППБР и ПБР до участников оптового рынка:  1) путем размещения персонифицированных данных и на сайте ОРЭМ СО в соответствии с п. 7 *Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  2) путем размещения на шлюзе СО значений активной мощности генерации по РГЕ и по ГОУ (суммарное значение активной мощности генерации по всем РГЕ, входящим в состав ГОУ) на момент окончания каждого часа, являющихся диспетчерским распоряжением.  … | **Доведение результатов расчета ППБР и ПБР до участников оптового рынка**  СО не позднее 20 часов 30 минут, а для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 14 часов 00 минут, московского времени торговых суток по результатам расчета ППБР для каждого часа соответствующих операционных суток, а также по результатам каждого одобренного расчета ПБР не позднее чем за 10 минут до начала первого часа периода, в отношении которого осуществляется расчет данного ПБР, для каждого часа указанного периода осуществляет доведение результатов расчета ППБР и ПБР до участников оптового рынка:  1) путем размещения персонифицированных данных и на сайте ОРЭМ СО в соответствии с п. 7 *Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  2) путем размещения на шлюзе СО значений активной мощности генерации по РГЕ и по ГОУ (суммарное значение активной мощности генерации по всем РГЕ, входящим в состав ГОУ) на момент окончания каждого часа, являющихся диспетчерским распоряжением.  … |
| **6.5.1.2** | Таблицы для балансирования «вниз» …  Количество объектов управления активной мощностью, включаемых в таблицу для балансирования «вниз», может быть ограничено при достижении необходимого для управления режимами суммарного диапазона изменения нагрузки для балансирования «вниз».  Суммарный диапазон изменения нагрузки объектов управления активной мощностью для балансирования «вниз», включаемых в таблицу для диспетчерского пункта ЦДУ, должен быть не менее 2 % от величины максимального суточного потребления мощности по каждой ценовой (неценовой) зоне, но не выше технически возможного значения.  Суммарный диапазон изменения нагрузки объектов управления активной мощностью для балансирования «вниз», включаемых в таблицы диспетчерских пунктов ОДУ и РДУ, должен быть не ниже задания, вышестоящего по оперативной диспетчерской иерархии подразделения СО, но не выше технически возможного значения. | Таблицы для балансирования «вниз» …  Количество объектов управления активной мощностью, включаемых в таблицу для балансирования «вниз», может быть ограничено при достижении необходимого для управления режимами суммарного диапазона изменения нагрузки для балансирования «вниз». |
| **6.6.1** | **Действия СО по подготовке к работе оборудования объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой в темпе реального времени**  Основная работа по подготовке оборудования к работе осуществляется до момента актуализации расчетной модели. На этой стадии определяются и доводятся до участников оптового рынка согласованные СО:  1. Изменения состава включенного в сеть генерирующего и сетевого оборудования:  − до 15 ч 30 мин времени ценовой зоны суток, предшествующих торговым, СО доводит до участников оптового рынка и КО состав включенного в сеть их генерирующего оборудования на операционные сутки Х, полученный в ходе расчета выбора состава включенного генерирующего оборудования, проводимого СО в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  − до 12 ч 30 мин времени ценовой зоны торговых суток СО доводит до участников оптового рынка и КО актуализированный состав включенного в сеть генерирующего оборудования на операционные сутки Х, полученный в ходе выполнения СО процедуры актуализации расчетной модели, проводимой в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **Действия СО по подготовке к работе оборудования объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой в темпе реального времени**  Основная работа по подготовке оборудования к работе осуществляется до момента актуализации расчетной модели. На этой стадии определяются и доводятся до участников оптового рынка согласованные СО:  1. Изменения состава включенного в сеть генерирующего и сетевого оборудования:  − до 15 ч 30 мин, а для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 08 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым, СО доводит до участников оптового рынка состав включенного в сеть их генерирующего оборудования на операционные сутки Х, полученный в ходе расчета выбора состава включенного генерирующего оборудования, проводимого СО в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  − до 12 ч 30 мин, а для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 08 часов 30 минут московского времени торговых суток СО доводит до участников оптового рынка и КО актуализированный состав включенного в сеть генерирующего оборудования на операционные сутки Х, полученный в ходе выполнения СО процедуры актуализации расчетной модели, проводимой в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ МОНИТОРИНГА СОБЛЮДЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ ОБЪЕМА И СРОКОВ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТОВ (Приложение № 13.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **1.2** | Положения настоящего Регламента распространяются:   * + - * + на организацию по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью – ПАО «Россети» (далее – ФСК);         + системного оператора – АО «СО ЕЭС» (далее – СО);         + коммерческого оператора оптового рынка – АО «АТС» (далее – АТС).   В рамках настоящего Регламента под временем ценовых зон, неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Республики Коми и неценовой зоны Калининградской области понимается московское время, для неценовой зоны Дальнего Востока:   * до 31 октября 2024 года (включительно) – Хабаровское время (мск +7 часов); * начиная с 1 ноября 2024 года – Московское время.   В отношении расчетного периода октябрь 2024 года при расчете показателей и коэффициентов, определяемых в соответствии с настоящим Регламентом, для второй неценовой зоны учитываются дополнительные 7 (семь) часов операционных суток 31 октября 2024 года. | Положения настоящего Регламента распространяются:   * + - * + на организацию по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью – ПАО «Россети» (далее – ФСК);         + системного оператора – АО «СО ЕЭС» (далее – СО);         + коммерческого оператора оптового рынка – АО «АТС» (далее – АТС).   В рамках настоящего Регламента под временем ценовых зон и неценовой зоны Калининградской области понимается московское время. |
| **3.2** | …  *Перечень объектов электросетевого хозяйства ФСК* формируется ФСК и направляется в СО путем размещения в личном кабинете на сайте ОРЭМ с использованием электронной подписи (ЭП) не позднее 2 (двух) рабочих дней до начала каждого календарного месяца. В *Перечне объектов электросетевого хозяйства ФСК* в согласованном между СО и ФСК формате должна быть представлена следующая информация:  - субъект РФ, в котором расположен объект электросетевого хозяйства ФСК;  - диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства ФСК;  - класс напряжения ЛЭП, трансформатора, автотрансформатора;  - идентификатор mRID ЛЭП, трансформатора, автотрансформатора, формируемый в соответствии с *Правилами формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики*, утвержденными постановлением Правительства РФ от 30.12.2022 № 2557;  - указание ценовой или неценовой зоны, к которой относится объект электросетевого хозяйства ФСК. | …  *Перечень объектов электросетевого хозяйства ФСК* формируется ФСК и направляется в СО путем размещения в личном кабинете на сайте ОРЭМ с использованием электронной подписи (ЭП) не позднее 2 (двух) рабочих дней до начала каждого календарного месяца. В *Перечне объектов электросетевого хозяйства ФСК* в согласованном между СО и ФСК формате должна быть представлена следующая информация:  - субъект РФ, в котором расположен объект электросетевого хозяйства ФСК;  - диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства ФСК;  - класс напряжения ЛЭП, трансформатора, автотрансформатора;  - идентификатор mRID ЛЭП, трансформатора, автотрансформатора, формируемый в соответствии с *Правилами формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики*, утвержденными постановлением Правительства РФ от 30.12.2022 № 2557;  - указание территории (первая ценовая зона, вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам, или неценовая зона Калининградской области), к которой относится объект электросетевого хозяйства ФСК. |
| **3.4** | В соответствии с настоящим Регламентом и *Порядком определения выполнения требований к объемам и срокам проведения ремонтов объектов электросетевого хозяйства* СО определяеткоэффициенты ΔС1hz и ΔС2hz, характеризующие выполнение требований к объемам и срокам проведения ремонтов объектов электросетевого хозяйства по ценовым/неценовым зонам *z* в часе *h.* | В соответствии с настоящим Регламентом и *Порядком определения выполнения требований к объемам и срокам проведения ремонтов объектов электросетевого хозяйства* СО определяеткоэффициенты ΔС1hz и ΔС2hz, характеризующие выполнение требований к объемам и срокам проведения ремонтов объектов электросетевого хозяйства по территориям (первая ценовая зона, вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам, или неценовая зона Калининградской области) *z* в часе *h.* |
| **3.4.1** | 3.4.1. В отношении ремонтов объектов электросетевого хозяйства ФСК, проводимых по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 5 (пятых) рабочих суток, предшествующих отчетным суткам *Х* (по московскому времени для ценовых зон *z,* неценовых зон *z* НЦЗК, НЦЗА, Калининградской области, а для второй неценовой зоны *z* – до 9 часов 30 минут по московскому времени (16 часов 30 минут по хабаровскому времени); далее – 16:30 рабочих суток *Х*-5), и по диспетчерским заявкам на продление, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2, и неучете такого ремонта в сводном месячном графике ремонтов, СО регистрирует коэффициент , который рассчитывается для каждого часа *h* суток по формуле:  , (1а)  , (1б)  где  (, ) ― число объектов электросетевого хозяйства ценовой/неценовой зоны *z* соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), ремонт которых в часе *h* не был предусмотрен сводным месячным графиком ремонтов и проводится по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5 (по московскому времени для ценовых зон *z,* неценовых зон *z* НЦЗК, НЦЗА, Калининградской области, а для второй неценовой зоны *z* – до 9 часов 30 минут по московскому времени (16 часов 30 минут по хабаровскому времени) далее – рабочих суток *Х*-5), и по диспетчерским заявкам на продление, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2;  (,) ― число объектов электросетевого хозяйства соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно) ценовой/неценовой зоны *z*;  ― коэффициент, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при расчете стоимости электрической энергии, покупаемой организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью в целях компенсации потерь в сетях.  При этом:  формула (1а) применяется в случае если действия, указанные в абзаце 1 настоящего пункта, осуществляются ФСК вне периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне или в течение периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне начиная с календарного дня, следующего за первыми 15 (пятнадцатью) календарными днями периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне;  формула (1б) применяется в случае если действия, указанные в абзаце 1 настоящего пункта, осуществляются ФСК в течение первых 15 (пятнадцати) календарных дней периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне.  В противном случае СО определяет коэффициент  равным единице. | 3.4.1. В отношении ремонтов объектов электросетевого хозяйства ФСК, проводимых по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени 5 (пятых) рабочих суток, предшествующих отчетным суткам *Х*, и по диспетчерским заявкам на продление, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени календарных суток *Х*-2, и неучете такого ремонта в сводном месячном графике ремонтов, СО регистрирует коэффициент , который рассчитывается для каждого часа *h* суток по формуле:  , (1а)  , (1б)  где  (, ) ― число объектов электросетевого хозяйства территории (первая ценовая зона, вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам, или неценовая зона Калининградской области) *z* соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), ремонт которых в часе *h* не был предусмотрен сводным месячным графиком ремонтов и проводится по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени рабочих суток *Х*-5, и по диспетчерским заявкам на продление, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени календарных суток *Х*-2;  (,) ― число объектов электросетевого хозяйства соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно) территории (первая ценовая зона, вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам, или неценовая зона Калининградской области) *z*;  ― коэффициент, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при расчете стоимости электрической энергии, покупаемой организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью в целях компенсации потерь в сетях.  При этом:  формула (1а) применяется в случае если действия, указанные в абзаце 1 настоящего пункта, осуществляются ФСК вне периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне или в течение периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне начиная с календарного дня, следующего за первыми 15 (пятнадцатью) календарными днями периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне;  формула (1б) применяется в случае если действия, указанные в абзаце 1 настоящего пункта, осуществляются ФСК в течение первых 15 (пятнадцати) календарных дней периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне.  В противном случае СО определяет коэффициент  равным единице. |
| **3.4.2** | 3.4.2. В случае отключения электросетевого оборудования или невключения по команде СО в пределах срока аварийной готовности или при проведении ремонта при отсутствии разрешенных СО диспетчерских заявок ФСК на вывод в ремонт, поданных не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5 (по московскому времени для ценовых зон *z,* неценовых зон *z* НЦЗК, НЦЗА, Калининградской области, а для второй неценовой зоны *z* – до 9 часов 30 минут по московскому времени (16 часов 30 минут по хабаровскому времени); далее – рабочих суток *Х*-5), а диспетчерских заявок на продление ремонта – не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2, СО регистрирует коэффициент , который рассчитывается для каждого часа *h* суток по формуле:  , (2а)  , (2б)  где  (, ) ― число объектов электросетевого хозяйства ценовой/неценовой зоны *z* соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), отключение и (или) невключение по команде СО, в т.ч. в пределах срока аварийной готовности, и (или) ремонт которых зарегистрированы в часе *h* при отсутствии разрешенных СО диспетчерских заявок ФСК на вывод в ремонт, поданных не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5 (по московскому времени для ценовых зон *z,* неценовых зон *z* НЦЗК, НЦЗА, Калининградской области, а для второй неценовой зоны *z* – до 9 часов 30 минут по московскому времени (16 часов 30 минут по хабаровскому времени), а диспетчерских заявок на продление ремонта – не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2;  ― коэффициент, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка при расчете стоимости электрической энергии, покупаемой организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью в целях компенсации потерь в сетях.  При этом:  формула (2а) применяется в случае если действия, указанные в абзаце 1 настоящего пункта, осуществляются ФСК вне периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне или в течение периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне начиная с календарного дня, следующего за первыми 15 (пятнадцатью) календарными днями периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне;  формула (2б) применяется в случае если действия, указанные в абзаце 1 настоящего пункта, осуществляются ФСК в течение первых 15 (пятнадцати) календарных дней периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне.  В противном случае СО определяет коэффициент  равным единице | 3.4.2. В случае отключения электросетевого оборудования или невключения по команде СО в пределах срока аварийной готовности или при проведении ремонта при отсутствии разрешенных СО диспетчерских заявок ФСК на вывод в ремонт, поданных не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени рабочих суток *Х*-5, а диспетчерских заявок на продление ремонта – не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени календарных суток *Х*-2, СО регистрирует коэффициент , который рассчитывается для каждого часа *h* суток по формуле:  , (2а)  , (2б)  где  (, ) ― число объектов электросетевого хозяйства территории (первая ценовая зона, вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам, или неценовая зона Калининградской области) *z* соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), отключение и (или) невключение по команде СО, в т.ч. в пределах срока аварийной готовности, и (или) ремонт которых зарегистрированы в часе *h* при отсутствии разрешенных СО диспетчерских заявок ФСК на вывод в ремонт, поданных не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени рабочих суток *Х*-5, а диспетчерских заявок на продление ремонта – не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени календарных суток *Х*-2;  ― коэффициент, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка при расчете стоимости электрической энергии, покупаемой организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью в целях компенсации потерь в сетях.  При этом:  формула (2а) применяется в случае если действия, указанные в абзаце 1 настоящего пункта, осуществляются ФСК вне периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне или в течение периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне начиная с календарного дня, следующего за первыми 15 (пятнадцатью) календарными днями периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне;  формула (2б) применяется в случае если действия, указанные в абзаце 1 настоящего пункта, осуществляются ФСК в течение первых 15 (пятнадцати) календарных дней периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне.  В противном случае СО определяет коэффициент  равным единице |
| **3.4.3** | Несоблюдение объемов и сроков проведения ремонтов не регистрируется в отношении объектов электросетевого хозяйства, входящих в *Перечень объектов электросетевого хозяйства ФСК* и находящихся:   * в плановом ремонте в соответствии со сводным месячным графиком ремонтов, при условии, что разрешенные СО диспетчерские заявки на вывод в ремонт поданы не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5, а диспетчерские заявки на продление не позднее 16:30 суток *X*-2. В случае переноса СО в сводном месячном графике ремонтов периода ремонта на более ранние сроки относительно просимых и доведении до ФСК такого сводного месячного графика ремонтов позднее 12:00 рабочих суток *Х*-5, диспетчерские заявки на вывод в ремонт должны быть поданы не позднее 16:30 рабочих суток, следующих за сутками доведения до ФСК такого сводного месячного графика ремонтов; * в ремонте, который был предусмотрен сводным месячным графиком ремонтов, и в отношении которого по инициативе СО был изменен срок вывода в ремонт, при условии, что разрешенные СО диспетчерские заявки на вывод в ремонт поданы не позднее 16:30 рабочих суток *X*-5, а диспетчерские заявки на продление не позднее 16:30 суток *X*-2 (в пределах длительности ремонта, предусмотренной сводным месячным графиком ремонтов); * в отключенном состоянии в соответствии с поданной в СО диспетчерской заявкой ФСК, для проведения работ, связанных с отключением сетевого оборудования сторонней организации классом напряжения 220 кВ и выше; * в отключенном состоянии из-за проведения ремонта по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным сторонней организацией в связи с отключением сетевого оборудования сторонней организации классом напряжения 220 кВ и выше (в пределах фактических сроков проведения ремонта сторонней организацией в соответствии с диспетчерской заявкой); * в отключенном состоянии из-за проведения ремонта по разрешенным СО диспетчерским заявкам ФСК в связи с отключением электротехнического оборудования сторонней организации классом напряжения 220 кВ и выше, не являющегося объектом диспетчеризации; * в резерве в соответствии с разрешенными СО диспетчерскими заявками; * в вынужденном простое по разрешенным СО диспетчерским заявкам ФСК в связи с невозможностью включения по причинам, связанным с состоянием находящегося в эксплуатационном обслуживании электростанции энергетического или электротехнического оборудования (системы (секции) шин, блочного трансформатора, генераторного выключателя и т.п.); * в отключенном состоянии по согласованию с СО в связи со складывающимися схемно-режимными условиями; * в отключенном состоянии вследствие срабатывания противоаварийной автоматики и включенных в работу в срок, согласованный с СО, при этом отключенное состояние объекта электросетевого хозяйства не связано с проведением ремонта; * в отключенном состоянии по разрешенным СО диспетчерским заявкам, обусловленном инициированными СО проверкой (настройкой) или испытаниями противоаварийной автоматики или устройств релейной защиты и автоматики; * в кратковременном отключенном состоянии периодом не более 1 часа при отсутствии диспетчерской заявки на изменение эксплуатационного состояния; * в согласованном СО кратковременном (до 12 часов) отключенном состоянии для целей проведения работ на объекте электросетевого хозяйства по разрешенным СО диспетчерским заявкам на проведение следующих работ: плавка гололеда, безопасное выполнение работ (вырубка угрожающих деревьев, тушение пожаров на трассах ЛЭП, послеаварийный осмотр линии (трансформатора, автотрансформатора), провоз крупногабаритных грузов в пролетах ЛЭП, удаление посторонних предметов и т.п.); * в кратковременном (до 12 часов) отключенном состоянии в соответствии с поданными в СО после отключения релейной защитой диспетчерскими заявками ФСК для целей выяснения причин отключения линии (трансформатора, автотрансформатора); * в кратковременном (до 12 часов) отключенном состоянии для обеспечения выполнения переключений на смежном оборудовании, являющемся объектом диспетчеризации, по разрешенной СО диспетчерской заявке; * в ремонте, не соответствующем месячному графику ремонтов, проводимому по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным как ФСК, так и сторонней организацией, при условии, что диспетчерская заявка сторонней организации была подана в СО ранее заявки ФСК (в период от фактического времени начала проведения ремонта в соответствии с диспетчерской заявкой сторонней организации до фактического времени завершения данного ремонта в соответствии с согласованной СО диспетчерской заявкой ФСК); * в отключенном состоянии, предусмотренном нормальной схемой при отсутствии диспетчерской заявки на вывод в ремонт; * при проведении работ по внеплановым диспетчерским заявкам, разрешенный период действия которых не превышает период действия плановых диспетчерских заявок, при условии, что плановые разрешенные СО диспетчерские заявки на вывод в ремонт поданы не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5, а диспетчерские заявки на продление – не позднее 16:30 суток *X*-2, при этом время аварийной готовности, указанное в неплановой диспетчерской заявке, не должно превышать срока аварийной готовности, указанного в плановой диспетчерской заявке. | Несоблюдение объемов и сроков проведения ремонтов не регистрируется в отношении объектов электросетевого хозяйства, входящих в *Перечень объектов электросетевого хозяйства ФСК* и находящихся:   * в плановом ремонте в соответствии со сводным месячным графиком ремонтов, при условии, что разрешенные СО диспетчерские заявки на вывод в ремонт поданы не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени рабочих суток *Х*-5, а диспетчерские заявки на продление не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени суток *X*-2. В случае переноса СО в сводном месячном графике ремонтов периода ремонта на более ранние сроки относительно просимых и доведении до ФСК такого сводного месячного графика ремонтов позднее 12:00 (5:00 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени рабочих суток *Х*-5, диспетчерские заявки на вывод в ремонт должны быть поданы не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени рабочих суток, следующих за сутками доведения до ФСК такого сводного месячного графика ремонтов; * в ремонте, который был предусмотрен сводным месячным графиком ремонтов, и в отношении которого по инициативе СО был изменен срок вывода в ремонт, при условии, что разрешенные СО диспетчерские заявки на вывод в ремонт поданы не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени рабочих суток *X*-5, а диспетчерские заявки на продление не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени суток *X*-2 (в пределах длительности ремонта, предусмотренной сводным месячным графиком ремонтов); * в отключенном состоянии в соответствии с поданной в СО диспетчерской заявкой ФСК, для проведения работ, связанных с отключением сетевого оборудования сторонней организации классом напряжения 220 кВ и выше; * в отключенном состоянии из-за проведения ремонта по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным сторонней организацией в связи с отключением сетевого оборудования сторонней организации классом напряжения 220 кВ и выше (в пределах фактических сроков проведения ремонта сторонней организацией в соответствии с диспетчерской заявкой); * в отключенном состоянии из-за проведения ремонта по разрешенным СО диспетчерским заявкам ФСК в связи с отключением электротехнического оборудования сторонней организации классом напряжения 220 кВ и выше, не являющегося объектом диспетчеризации; * в резерве в соответствии с разрешенными СО диспетчерскими заявками; * в вынужденном простое по разрешенным СО диспетчерским заявкам ФСК в связи с невозможностью включения по причинам, связанным с состоянием находящегося в эксплуатационном обслуживании электростанции энергетического или электротехнического оборудования (системы (секции) шин, блочного трансформатора, генераторного выключателя и т.п.); * в отключенном состоянии по согласованию с СО в связи со складывающимися схемно-режимными условиями; * в отключенном состоянии вследствие срабатывания противоаварийной автоматики и включенных в работу в срок, согласованный с СО, при этом отключенное состояние объекта электросетевого хозяйства не связано с проведением ремонта; * в отключенном состоянии по разрешенным СО диспетчерским заявкам, обусловленном инициированными СО проверкой (настройкой) или испытаниями противоаварийной автоматики или устройств релейной защиты и автоматики; * в кратковременном отключенном состоянии периодом не более 1 часа при отсутствии диспетчерской заявки на изменение эксплуатационного состояния; * в согласованном СО кратковременном (до 12 часов) отключенном состоянии для целей проведения работ на объекте электросетевого хозяйства по разрешенным СО диспетчерским заявкам на проведение следующих работ: плавка гололеда, безопасное выполнение работ (вырубка угрожающих деревьев, тушение пожаров на трассах ЛЭП, послеаварийный осмотр линии (трансформатора, автотрансформатора), провоз крупногабаритных грузов в пролетах ЛЭП, удаление посторонних предметов и т.п.); * в кратковременном (до 12 часов) отключенном состоянии в соответствии с поданными в СО после отключения релейной защитой диспетчерскими заявками ФСК для целей выяснения причин отключения линии (трансформатора, автотрансформатора); * в кратковременном (до 12 часов) отключенном состоянии для обеспечения выполнения переключений на смежном оборудовании, являющемся объектом диспетчеризации, по разрешенной СО диспетчерской заявке; * в ремонте, не соответствующем месячному графику ремонтов, проводимому по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным как ФСК, так и сторонней организацией, при условии, что диспетчерская заявка сторонней организации была подана в СО ранее заявки ФСК (в период от фактического времени начала проведения ремонта в соответствии с диспетчерской заявкой сторонней организации до фактического времени завершения данного ремонта в соответствии с согласованной СО диспетчерской заявкой ФСК); * в отключенном состоянии, предусмотренном нормальной схемой при отсутствии диспетчерской заявки на вывод в ремонт; * при проведении работ по внеплановым диспетчерским заявкам, разрешенный период действия которых не превышает период действия плановых диспетчерских заявок, при условии, что плановые разрешенные СО диспетчерские заявки на вывод в ремонт поданы не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени рабочих суток *Х*-5, а диспетчерские заявки на продление – не позднее 16:30 (9:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени суток *X*-2, при этом время аварийной готовности, указанное в неплановой диспетчерской заявке, не должно превышать срока аварийной готовности, указанного в плановой диспетчерской заявке. |
| **3.5** | При определении величин коэффициентов и в отношении объектов электросетевого хозяйства второй неценовой зоны за октябрь 2024 года учитываются первые 7 (семь) часов суток 1 ноября 2024 года в хабаровском времени (дополнительные 7 часов суток 31 октября 2024 года). | **Удалить данный пункт** |
| **4.1** | Рассчитанные коэффициенты  и  по ценовым/неценовым зонам СО передает АТС в электронном виде в согласованном между АТС и СО формате и с использованием утвержденного (согласованного) АТС и СО специализированного программного обеспечения не позднее седьмого календарного дня месяца, следующего за отчетным. | Рассчитанные коэффициенты  и  по территориям (первая ценовая зона, вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам, или неценовая зона Калининградской области) СО передает АТС в электронном виде в согласованном между АТС и СО формате и с использованием утвержденного (согласованного) АТС и СО специализированного программного обеспечения не позднее седьмого календарного дня месяца, следующего за отчетным. |
| **4.3** | АТС в срок не позднее 15-го числа месяца, следующего за расчетным, на своем официальном сайте в сети Интернет, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, публикует для ФСК значения коэффициентов  и , а также итогового коэффициента  и среднего за месяц  по ценовым/неценовым зонам (форма 1 приложения 1). | АТС в срок не позднее 15-го числа месяца, следующего за расчетным, на своем официальном сайте в сети Интернет, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, публикует для ФСК значения коэффициентов  и , а также итогового коэффициента  и среднего за месяц  по территориям (первая ценовая зона, вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам, или неценовая зона Калининградской области) (форма 1 приложения 1). |
| **5.1** | АО «АТС» рассчитывает итоговый коэффициент , определяющий несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовым/неценовым зонам, применяемый при расчете стоимости фактических потерь в сетях ФСК.  Коэффициент , применяемый при расчете стоимости электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь, определяется по формуле:  , (3а)  , (3б)  где  – показатель несоблюдения суммарного объема и сроков проведения ремонтов, согласованных в установленном порядке с системным оператором, определяемый по формуле:  ,  – коэффициент, установленный ФСТ и применяемый при расчете стоимости электрической энергии, покупаемой организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью в целях компенсации потерь в сетях, в случае, если рассчитанный в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка показатель несоблюдения указанной организацией суммарного объема и сроков проведения ремонтов, согласованных в установленном порядке с системным оператором, составляет 3 и более процента.  При этом:  формула (3а) применяется для часов, в отношении которых зарегистрировано несоблюдение организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью суммарного объема и сроков проведения ремонтов, согласованных в установленном порядке с системным оператором, в случае если эти часы не относятся к периоду действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне или относятся к периоду действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне начиная с календарного дня, следующего за первыми 15 (пятнадцатью) календарными днями периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне;  формула (3б) применяется для часов, в отношении которых зарегистрировано несоблюдение организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью суммарного объема и сроков проведения ремонтов, согласованных в установленном порядке с системным оператором, в случае если эти часы относятся к первым 15 (пятнадцати) календарным дням периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне.  Коэффициент рассчитывается с точностью до восьми знаков после запятой. | КО рассчитывает итоговый коэффициент , определяющий несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по территориям (первая ценовая зона, вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам, или неценовая зона Калининградской области), применяемый при расчете стоимости фактических потерь в сетях ФСК.  Коэффициент , применяемый при расчете стоимости электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь, определяется по формуле:  , (3а)  , (3б)  где  – показатель несоблюдения суммарного объема и сроков проведения ремонтов, согласованных в установленном порядке с системным оператором, определяемый по формуле:  ,  – коэффициент, установленный ФСТ и применяемый при расчете стоимости электрической энергии, покупаемой организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью в целях компенсации потерь в сетях, в случае, если рассчитанный в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка показатель несоблюдения указанной организацией суммарного объема и сроков проведения ремонтов, согласованных в установленном порядке с системным оператором, составляет 3 и более процента.  При этом:  формула (3а) применяется для часов, в отношении которых зарегистрировано несоблюдение организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью суммарного объема и сроков проведения ремонтов, согласованных в установленном порядке с системным оператором, в случае если эти часы не относятся к периоду действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне или относятся к периоду действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне начиная с календарного дня, следующего за первыми 15 (пятнадцатью) календарными днями периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне;  формула (3б) применяется для часов, в отношении которых зарегистрировано несоблюдение организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью суммарного объема и сроков проведения ремонтов, согласованных в установленном порядке с системным оператором, в случае если эти часы относятся к первым 15 (пятнадцати) календарным дням периода действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне.  Коэффициент рассчитывается с точностью до восьми знаков после запятой. |
| **5.1.1** | АО «АТС» рассчитывает среднее за месяц *m* значение коэффициента, применяемого для определения стоимости электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь в случае несоблюдения объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовым зонам, по формуле:  , (4)  где *z* – ценовая зона оптового рынка;  – число часов в месяце *m*.  Данная формула не применяется для объектов ФСК, расположенных в неценовых зонах.  В неценовых зонах при расчете стоимости электрической энергии в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования Участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) используются часовые коэффициенты, определяющие несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК, определенные в соответствии с п. 5.1 настоящего Регламента. При этом особенности, предусмотренные настоящим Регламентом в части государственного регулирования цен (тарифов) в ценовых зонах, не применяются для неценовых зон оптового рынка.  зонах, не применяются для неценовых зон оптового рынка.  Коэффициент рассчитывается с точностью до четырнадцати знаков после запятой. | КО рассчитывает среднее за месяц *m* значение коэффициента, применяемого для определения стоимости электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь в случае несоблюдения объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовым зонам, по формуле:  , (4)  где *z* – первая ценовая зона, вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, или входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам;  – число часов в месяце *m*.  Также КО рассчитывает значение для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, за месяц *m*, соответствующий декабрю 2024 года (в данном месяце данная территория соответствовала второй ценовой зоне), по формуле:  ,  где  – число часов в месяце *m.*  Данная формула не применяется для объектов ФСК, расположенных в неценовой зоне Калининградской области.  В неценовой зоне Калининградской области при расчете стоимости электрической энергии в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования Участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) используются часовые коэффициенты, определяющие несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК, определенные в соответствии с п. 5.1 настоящего Регламента. При этом особенности, предусмотренные настоящим Регламентом в части государственного регулирования цен (тарифов) в ценовых зонах, не применяются для неценовой зоны Калининградской области.  Коэффициент рассчитывается с точностью до четырнадцати знаков после запятой. |
| **5.2** | До первого числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу приказа ФСТ России об утверждении коэффициентов, применяемых к ценам (тарифам) на электрическую энергию в случае несоблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью суммарного объема и сроков проведения ремонтов, согласованных в установленном порядке с системным оператором, итоговые коэффициенты  по ценовым/неценовым зонам принимаются равными единице. | **Удалить данный пункт** |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПОКУПКИ/ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ЦЕЛЯХ ЭКСПОРТА/ИМПОРТА В ЗАРУБЕЖНЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **6.1** | Не позднее 13 часов 30 минут по времени ценовой (неценовой) зоны торговых суток ДДПР на основании данных о предполагаемых объемах поставки электроэнергии, полученных от Участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, сообщает в КО значения следующих величин для каждого из сечений экспорта-импорта, на котором за данными Участниками зарегистрированы ГТП экспорта/импорта (за исключением транзитных сечений экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели: [МВт∙ч] – величины объемов электроэнергии, покупаемой для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам;где *i* – Участник оптового рынка,*r* – ГТП экспорта,*h* – час операционных суток; [МВт∙ч] – величины объемов электроэнергии, продаваемой для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам продаваемой для формирования объемов импортных поставок по внешнеэкономическим договорам,где *i* – Участник оптового рынка,*r* – ГТП импорта,*h* – час операционных суток.При этом для каждого часа операционных суток для ГТП экспорта и ГТП импорта, зарегистрированных за данным Участником оптового рынка на данном сечении экспорта-импорта, вышеуказанные величины соответствуют объему взаимно компенсирующих поставок данного Участника оптового рынка в направлениях экспорта и импорта и имеют одинаковое значение:= для каждого *i*, *r*, *h*.В случае если в отношении каких-либо ГТП экспорта/импорта, зарегистрированных за Участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, значения вышеуказанных величин в установленный срок не переданы в КО, они принимаются равными нулю. | Не позднее 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны торговых суток ДДПР на основании данных о предполагаемых объемах поставки электроэнергии, полученных от Участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, сообщает в КО значения следующих величин для каждого из сечений экспорта-импорта, на котором за данными Участниками зарегистрированы ГТП экспорта/импорта (за исключением транзитных сечений экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели): [МВт∙ч] – величины объемов электроэнергии, покупаемой для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам;где *i* – Участник оптового рынка,*r* – ГТП экспорта,*h* – час операционных суток; [МВт∙ч] – величины объемов электроэнергии, продаваемой для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам продаваемой для формирования объемов импортных поставок по внешнеэкономическим договорам,где *i* – Участник оптового рынка,*r* – ГТП импорта,*h* – час операционных суток.При этом для каждого часа операционных суток для ГТП экспорта и ГТП импорта, зарегистрированных за данным Участником оптового рынка на данном сечении экспорта-импорта, вышеуказанные величины соответствуют объему взаимно компенсирующих поставок данного Участника оптового рынка в направлениях экспорта и импорта и имеют одинаковое значение:= для каждого *i*, *r*, *h*.В случае если в отношении каких-либо ГТП экспорта/импорта, зарегистрированных за Участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, значения вышеуказанных величин в установленный срок не переданы в КО, они принимаются равными нулю. В отношении ГТП экспорта/импорта, зарегистрированных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, значения вышеуказанных величин не передаются. |
| **3.5** | ДДПР обязан обеспечить заключение соглашения между СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме (оператор зарубежной энергосистемы), о предоставлении организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, информации о режимах работы зарубежной энергосистемы и основных объектов электроэнергетики этой системы, необходимой СО для актуализации расчетной модели ЕЭС России с целью корректного определения ограничений по внешним перетокам электроэнергии (мощности), учитывающих потокораспределение электроэнергии, обусловленное параллельной работой, и управления режимами указанных энергосистем.  Предметом такого соглашения является обязательство организации, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, предоставлять СО в сроки, установленные в *Договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентах оптового рынка), следующую информацию: прогноз почасового потребления электроэнергии на территории зарубежной энергосистемы в операционные сутки;планируемый суммарный почасовой график генерации зарубежной энергосистемы в операционные сутки;планируемый почасовой график генерации электростанций установленной мощности 100 МВт и выше в операционные сутки;планируемые почасовые перетоки электроэнергии в третьи страны, определяющие баланс энергосистемы в операционные сутки;планируемые ремонты элементов системообразующей сети, находящихся в ведении СО;а также иную информацию, необходимую СО в процессе управления режимами в рамках параллельной работы.… | ДДПР обязан обеспечить заключение соглашения между СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме (оператор зарубежной энергосистемы), о предоставлении организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, информации о режимах работы зарубежной энергосистемы и основных объектов электроэнергетики этой системы, необходимой СО для актуализации расчетной модели ЕЭС России с целью корректного определения ограничений по внешним перетокам электроэнергии (мощности), учитывающих потокораспределение электроэнергии, обусловленное параллельной работой, и управления режимами указанных энергосистем.  Предметом такого соглашения является обязательство организации, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, предоставлять СО в сроки, установленные в *Договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентах оптового рынка), следующую информацию: прогноз почасового потребления электроэнергии на территории зарубежной энергосистемы в операционные сутки;планируемый суммарный почасовой график генерации зарубежной энергосистемы в операционные сутки;планируемый почасовой график генерации электростанций установленной мощности 100 МВт и выше в операционные сутки;планируемые почасовые перетоки электроэнергии в третьи страны, определяющие баланс энергосистемы в операционные сутки,а также иную информацию, необходимую СО в процессе управления режимами в рамках параллельной работы. |
| **8.4** | СО при выполнении деловых процессов планирования ПДГ в части планирования режима параллельной работы учитывает режим поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем только в случае одновременного выполнения следующих условий:   * до 09:30 торговых суток (суток *Х*-1) согласована с ДДПР и разрешена СО диспетчерская заявка на вывод из работы в ремонт объекта диспетчеризации ― сетевого и (или) генерирующего оборудования, содержащая указание на то, что, начиная с суток *Х* и в течение указанного в данной диспетчерской заявке срока (с учетом возможного прекращения или продления действия данной диспетчерской заявки), в целях предотвращения наступления событий, указанных в п. 8.1 настоящего Регламента, СО определена необходимость поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы и (или) до 09:30 торговых суток (суток *Х*-1) согласована с ДДПР заявка СО на поставку электроэнергии из зарубежной энергосистемы в соответствии с запросом СО к организации, выполняющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, о поставке электроэнергии, в целях предотвращения наступления событий, указанных в п. 8.1 настоящего Регламента; * до 10:30 торговых суток (суток *Х*-1) СО получено официальное уведомление ДДПР, подписанное уполномоченным лицом, о невозможности осуществления начиная с суток *Х* и в течение указанного в данном уведомлении срока (с учетом возможного прекращения или продления действия данного уведомления) требуемых поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в плановом режиме (не в режиме взаимопомощи). Указанное официальное уведомление формируется ДДПР на основании официального уведомления, полученного до 09:30 торговых суток (суток *Х*-1) от участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции, о невозможности осуществления поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в связи с поданной и согласованной ДДПР диспетчерской (-ими) заявкой (-ами) на вывод из работы объекта диспетчеризации (сетевого и (или) генерирующего оборудования) в плановом режиме (не в режиме взаимопомощи), с указанием причин невозможности осуществления поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в указанном плановом режиме; * участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, поданы в КО заявки в соответствии с п. 3.8.7 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* и в сроки, указанные в п. 8.8 настоящего Регламента.   Наличие режима поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем, обусловленного диспетчерской заявкой субъекта оптового рынка на ремонт сетевого и (или) генерирующего оборудования, регистрируется Системным оператором путем передачи ДДПР признака «оказания зарубежной энергосистемой взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем». Объемы поставки электроэнергии с признаком «оказания зарубежной энергосистемой взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем» принимаются равными объемам, указанным в уведомлении, направляемом ДДПР в КО в соответствии с п. 3.2.3 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) по соответствующему сечению экспорта-импорта.  Копии направленного ДДПР в СО уведомления о невозможности осуществления требуемых поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в плановом режиме (не в режиме взаимопомощи) и соответствующего уведомления участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции, о невозможности осуществления поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в плановом режиме, а также копия соответствующей диспетчерской заявки на вывод из работы в ремонт объекта диспетчеризации ― сетевого и (или) генерирующего оборудования ― предоставляются ДДПР Совету рынка в течение 3 (трех) рабочих дней после операционных суток *X*. | СО при выполнении деловых процессов планирования ПДГ в части планирования режима параллельной работы учитывает режим поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем только в случае одновременного выполнения следующих условий:   * до 09:30 (2:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам)по московскому времени торговых суток (суток *Х*-1) согласована с ДДПР и разрешена СО диспетчерская заявка на вывод из работы в ремонт объекта диспетчеризации ― сетевого и (или) генерирующего оборудования, содержащая указание на то, что, начиная с суток *Х* и в течение указанного в данной диспетчерской заявке срока (с учетом возможного прекращения или продления действия данной диспетчерской заявки), в целях предотвращения наступления событий, указанных в п. 8.1 настоящего Регламента, СО определена необходимость поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы и (или) до 09:30 (2:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по московскому времениторговых суток (суток *Х*-1) согласована с ДДПР заявка СО на поставку электроэнергии из зарубежной энергосистемы в соответствии с запросом СО к организации, выполняющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, о поставке электроэнергии, в целях предотвращения наступления событий, указанных в п. 8.1 настоящего Регламента; * до 10:30 (3:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по московскому времениторговых суток (суток *Х*-1) СО получено официальное уведомление ДДПР, подписанное уполномоченным лицом, о невозможности осуществления начиная с суток *Х* и в течение указанного в данном уведомлении срока (с учетом возможного прекращения или продления действия данного уведомления) требуемых поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в плановом режиме (не в режиме взаимопомощи). Указанное официальное уведомление формируется ДДПР на основании официального уведомления, полученного до 09:30 (2:30 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам)по московскому времени торговых суток (суток *Х*-1) от участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции, о невозможности осуществления поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в связи с поданной и согласованной ДДПР диспетчерской (-ими) заявкой (-ами) на вывод из работы объекта диспетчеризации (сетевого и (или) генерирующего оборудования) в плановом режиме (не в режиме взаимопомощи), с указанием причин невозможности осуществления поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в указанном плановом режиме; * участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, поданы в КО заявки в соответствии с п. 3.8.7 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* и в сроки, указанные в п. 8.8 настоящего Регламента.   Наличие режима поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем, обусловленного диспетчерской заявкой субъекта оптового рынка на ремонт сетевого и (или) генерирующего оборудования, регистрируется Системным оператором путем передачи ДДПР признака «оказания зарубежной энергосистемой взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем». Объемы поставки электроэнергии с признаком «оказания зарубежной энергосистемой взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем» принимаются равными объемам, указанным в уведомлении, направляемом ДДПР в КО в соответствии с п. 3.2.3 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) по соответствующему сечению экспорта-импорта.  Копии направленного ДДПР в СО уведомления о невозможности осуществления требуемых поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в плановом режиме (не в режиме взаимопомощи) и соответствующего уведомления участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции, о невозможности осуществления поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в плановом режиме, а также копия соответствующей диспетчерской заявки на вывод из работы в ремонт объекта диспетчеризации ― сетевого и (или) генерирующего оборудования ― предоставляются ДДПР Совету рынка в течение 3 (трех) рабочих дней после операционных суток *X*. |
| **8.11** | КО до 18 часов 30 минут времени ценовой зоны 18-го числа месяца, следующего за расчетным, размещает на своем официальном сайте в сети Интернет электронное сообщение, содержащее следующую информацию: | КО до 18 часов 30 минут московского времени 18-го числа месяца, следующего за расчетным, размещает на своем официальном сайте в сети Интернет электронное сообщение, содержащее следующую информацию: |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **4.3.9.1** | **Определение объема, стоимости и цены по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами)**  Объем, стоимость и цена электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* за расчетный период *t* по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) *D*, заключенному с участником оптового рынка – продавцом , определяется в соответствии с нижеуказанным алгоритмом.  1. Определяется – множество участников оптового рынка – продавцов  в отношении расчетного периода *t*, сформированное путем ранжирования по мере убывания параметра , где. (В случае если у двух или более участников оптового рынка – продавцов  при ранжировании совпадают параметры , происходит дополнительное ранжирование таких участников по мере убывания параметра .)  – участник оптового рынка, включенный в отношении расчетного периода *t* в реестр банкротов в стадии конкурсного производства (приложение 113г к настоящему Регламенту);  *k* – порядковый номер элемента множества ;  – количество участников оптового рынка – продавцов  в отношении расчетного периода *t*, входящих в множество ;  – объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка  на РСВ за расчетный период *t*, определенный в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента в отношении зоны *zd*;  – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка  на РСВ за расчетный период *t*, определенный в соответствии с п. 4.3.8 настоящего Регламента в отношении зоны *zd*;  *zd* – зона, включающая первую и вторую ценовые зоны.  2. Определяется – множество участников оптового рынка *i* с привязкой к обязательствам на РСВ совокупно по ценовым зонам, сформированное путем ранжирования по мере убывания параметра для участников оптового рынка *i*, в отношении которых одновременно выполняются условия:   * , * , для *t* = январь 2021 года множество является пустым, * где , * , где ; * участник оптового рынка *i* на 1-е число месяца *m+*1 имеет право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке хотя бы в отношении одной ГТП;   P – количество участников оптового рынка *i* в расчетный период *t*, входящих в множество .  Если , то множество обнуляется и повторно формируется множество .  В случае если у первых элементов множества при ранжировании совпадают параметры , происходит дополнительное ранжирование таких участников по мере убывания параметра .  – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t*, определенный в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента в отношении зоны *zd*;  – стоимость электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t*, определенный в соответствии с п. 4.3.8 настоящего Регламента в отношении зоны *zd*;  *zd* – зона, включающая первую и вторую ценовые зоны.  2а. Из множества исключаются все элементы, начиная с номера .  3. В отношении участника оптового рынка из множества и участника оптового рынка – продавца из множества (где *k* принимает значения от 1 до B – ) определяется объем и стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка и проданной участником оптового рынка – продавцом за расчетный период *t* по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) *D*, по формулам:  ,  .  Цена за расчетный период *t* по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) *D*, заключенному участником оптового рынка с участником оптового рынка – продавцом , определяется по формуле:  .  4. По итогу расчетов множество определяется как:  .  Для *m* = январь 2021 года множество является пустым. | **Определение объема, стоимости и цены по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами)**  Объем, стоимость и цена электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* за расчетный период *t* по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) *D*, заключенному с участником оптового рынка – продавцом , определяется в соответствии с нижеуказанным алгоритмом.  1. Определяется – множество участников оптового рынка – продавцов  в отношении расчетного периода *t*, сформированное путем ранжирования по мере убывания параметра , где. (В случае если у двух или более участников оптового рынка – продавцов  при ранжировании совпадают параметры , происходит дополнительное ранжирование таких участников по мере убывания параметра .)  – участник оптового рынка, включенный в отношении расчетного периода *t* в реестр банкротов в стадии конкурсного производства (приложение 113г к настоящему Регламенту);  *k* – порядковый номер элемента множества ;  – количество участников оптового рынка – продавцов  в отношении расчетного периода *t*, входящих в множество ;  – объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка  на РСВ за расчетный период *t*, определенный в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента в отношении зоны *zd*;  – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка  на РСВ за расчетный период *t*, определенный в соответствии с п. 4.3.8 настоящего Регламента в отношении зоны *zd*;  *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первую ценовую зону и вторую ценовую зону, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящую в состав Дальневосточного федерального округа отдельную территорию, ранее относившуюся к неценовым зонам.   2. Определяется – множество участников оптового рынка *i* с привязкой к обязательствам на РСВ раздельно:   * по первой ценовой зоне и второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам,   сформированное путем ранжирования по мере убывания параметра для участников оптового рынка *i*, в отношении которых одновременно выполняются условия:   * , * , для *t* = январь 2025 года множество является пустым, * где , * , где ; * участник оптового рынка *i* на 1-е число месяца *m+*1 имеет право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке хотя бы в отношении одной ГТП;   P – количество участников оптового рынка *i* в расчетный период *t*, входящих в множество .  Если , то множество обнуляется и повторно формируется множество .  В случае если у первых элементов множества при ранжировании совпадают параметры , происходит дополнительное ранжирование таких участников по мере убывания параметра .  – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t*, определенный в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента в отношении зоны *zd*;  – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t*, определенный в соответствии с п. 4.3.8 настоящего Регламента в отношении зоны *zd*;  *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первую ценовую зону и вторую ценовую зону, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящую в состав Дальневосточного федерального округа отдельную территорию, ранее относившуюся к неценовым зонам.   2а. Из множества исключаются все элементы, начиная с номера .  3. В отношении участника оптового рынка из множества и участника оптового рынка – продавца из множества (где *k* принимает значения от 1 до B – ) определяется объем и стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка и проданной участником оптового рынка – продавцом за расчетный период *t* по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) *D*, по формулам:  ,  .  Цена за расчетный период *t* по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) *D*, заключенному участником оптового рынка с участником оптового рынка – продавцом , определяется по формуле:  .  4. По итогу расчетов множество определяется как:  .  Для *m* = январь 2025 года множество является пустым. |
| **4.3.9.2** | Определение объема, стоимости и цены электроэнергии, купленной по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) за расчетный период *t*, определяется по формуле:  ,  где .  Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка  по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) за расчетный период *t*, определяется по формуле:  ,  где .  Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) за расчетный период *t*, определяется равным .  Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) за расчетный период *t*, определяется равным .  Цена электроэнергии, купленной участником оптового рынка по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) за расчетный период *t*, определяется по формуле:  ,  где *zd* – зона, включающая первую и вторую ценовые зоны. | Определение объема, стоимости и цены электроэнергии, купленной по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) за расчетный период *t*, определяется по формуле:  ,  где .  Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка  по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) за расчетный период *t*, определяется по формуле:  ,  где .  Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) за расчетный период *t*, определяется равным .  Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) за расчетный период *t*, определяется равным .  Цена электроэнергии, купленной участником оптового рынка по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) за расчетный период *t*, определяется по формуле:  ,  где *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первую ценовую зону и вторую ценовую зону, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящую в состав Дальневосточного федерального округа отдельную территорию, ранее относившуюся к неценовым зонам. |
| **4.3.9.3** | Объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка за расчетный период *t* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется равным .  Стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка за расчетный период *t* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется равным  .  Цена электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* () за расчетный период *t* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется по формуле:  ,  где *zd* – зона, включающая первую и вторую ценовые зоны. | Объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка за расчетный период *t* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется равным .  Стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка за расчетный период *t* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется равным  .  Цена электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* () за расчетный период *t* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется по формуле:  ,  где *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первую ценовую зону и вторую ценовую зону, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящую в состав Дальневосточного федерального округа отдельную территорию, ранее относившуюся к неценовым зонам. |
| **4.3.9.4** | … Цена электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) в обеспечение поставки электрической энергии в объеме перетока по границе с ценовыми зонами оптового рынка за расчетный период *t*, определяется по формуле:  ,  где *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * неценовая зона Архангельской области, * неценовая зона Республики Коми, * вторая неценовая зона. | … Цена электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) в обеспечение поставки электрической энергии в объеме перетока по границе с ценовыми зонами оптового рынка за расчетный период *t*, определяется по формуле:  ,  где *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первую ценовую зону и вторую ценовую зону, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящую в состав Дальневосточного федерального округа отдельную территорию, ранее относившуюся к неценовым зонам. |
| **4.3.9.5** | … Цена электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* за расчетный период *t* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в обеспечение поставки электрической энергии в объеме перетока по границе с ценовыми зонами оптового рынка, определяется по формуле:  ,  где *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * неценовая зона Архангельской области, * неценовая зона Республики Коми, * вторая неценовая зона. | … Цена электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* за расчетный период *t* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в обеспечение поставки электрической энергии в объеме перетока по границе с ценовыми зонами оптового рынка, определяется по формуле:  ,  где *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первую ценовую зону и вторую ценовую зону, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящую в состав Дальневосточного федерального округа отдельную территорию, ранее относившуюся к неценовым зонам. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в ПЕРЕЧЕНЬ ОПРЕДЕЛЕНИЙ И ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ (Приложение № 17 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

| **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- |
| **Акт учета перетоков по сечению коммерческого учета**  Акт, формируемый на официальном сайте КО в разделе «Данные АИИС» в формате xml-макета 51020 участниками оптового рынка (участником оптового рынка и ФСК) в отношении смежных сечений коммерческого учета, либо участником оптового рынка в отношении внутреннего сечения, либо ФСК в отношении сечений между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка (за исключением сечений коммерческого учета, в которых точки поставки относятся к ГТП потребления между смежными участниками оптового рынка или участником оптового рынка и ФСК), в котором представлены почасовые значения сальдо перетоков электроэнергии. | **Акт учета перетоков по сечению коммерческого учета**  Акт, формируемый на официальном сайте КО в разделе «Данные АИИС» в формате xml-макета 51020 участниками оптового рынка (участником оптового рынка и ФСК) в отношении смежных сечений коммерческого учета, либо участником оптового рынка в отношении внутреннего сечения, либо ФСК в отношении сечений между ценовыми зонами оптового рынка (за исключением сечений коммерческого учета, в которых точки поставки относятся к ГТП потребления между смежными участниками оптового рынка или участником оптового рынка и ФСК), в котором представлены почасовые значения сальдо перетоков электроэнергии. |
| **Внезональный энергорайон**  **Для второй неценовой зоны**:  совокупность расположенных во второй неценовой зоне объектов электроэнергетики, которые относятся к группе точек поставки потребления участника оптового рынка и в отношении которых поставка электрической энергии осуществляется из второй ценовой зоны.  **Для второй ценовой зоны**:  совокупность расположенных во второй ценовой зоне объектов электроэнергетики, которые относятся к группе точек поставки потребления участника оптового рынка и в отношении которых поставка электрической энергии осуществляется из второй неценовой зоны. | **Внутризональный энергорайон (ВЭ)**  **Для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам**:  совокупность расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, объектов электроэнергетики, которые относятся к группе точек поставки потребления участника оптового рынка и в отношении которых поставка электрической энергии осуществляется из остальной части второй ценовой зоны, – ВЭ\_В.  **Для второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам**: совокупность расположенных во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, объектов электроэнергетики, которые относятся к группе точек поставки потребления участника оптового рынка и в отношении которых поставка электрической энергии осуществляется из входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – ВЭ\_С. |
| **Вторая неценовая зона**  Территории Дальнего Востока (Амурская область, Приморский край, Хабаровский край, Республика Саха (Якутия), Еврейская автономная область), за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами. | **Удалить данное определение** |
| **Единый закупщик**  Организация, исполняющая функции единого закупщика на территории второй неценовой зоны в соответствии с п. 170 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности. | **Удалить данное определение** |
| **Интернет – сайты Системного оператора (веб-сайты Системного оператора)**  …   1. сайт конкурентного отбора мощности Системного оператора (сайт КОМ СО) – специализированный веб-сайт СО, предназначенный для технологического обеспечения функционирования системы отношений в рамках оптового рынка электроэнергии и мощности с участием Системного оператора в части проведения конкурентного отбора мощности, отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, заявления ограничений установленной мощности генерирующего оборудования и обмена иной информацией, связанной с организацией обращения мощности на оптовом рынке и предусмотренной Правилами оптового рынка и *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*; 2. технологический сайт Системного оператора (технологический сайт СО) – специализированный технологический веб-сайт СО, обслуживаемый филиалом СО ОДУ Востока и предназначенный для взаимодействия с участниками оптового рынка второй неценовой зоны при публикации СО объемов планового почасового производства по ГТП генерации (ПДГ) участников оптового рынка – поставщиков электроэнергии и для обмена иной информацией в объеме и сроки, определенные Правилами оптового рынка и *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*;   5) шлюз Системного оператора (шлюз СО) – специализированные децентрализованные технологические веб-сайты СО, обслуживаемые филиалами СО ОДУ и предназначенные для информационного взаимодействия с участниками оптового рынка при подаче уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, доведении плановых диспетчерских графиков и обмена иной информацией в объеме и сроки, определенные Правилами оптового рынка и *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*;  6) электронная торговая площадка СО в сети Интернет (ЭТП) – специализированный веб-сайт СО, предназначенный для проведения конкурентных отборов исполнителей услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, обмена информацией с субъектами оптового рынка при аттестации объектов регулирования и агрегированных объектов управления, предоставления данных субъектам оптового рынка – исполнителям услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии о фактически исполненных объемах снижения потребления электрической энергии и показателях неготовности агрегированного объекта управления по итогам расчетного месяца и для обмена иной информацией между СО и субъектами оптового рынка, предусмотренной *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынк*а;  7) информационная система (ИС) «Обеспечения работы механизмов управления спросом на электрическую энергию» – специализированный технологический веб-сайт СО, предназначенный для обмена информацией между СО и субъектами оптового рынка при проведении тестирования объектов регулирования и агрегированных объектов управления, исполнителями услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии при подаче уведомлений о готовности к оказанию услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии и иной информацией, предусмотренной *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*. | **Интернет – сайты Системного оператора (веб-сайты Системного оператора)**  …   1. сайт конкурентного отбора мощности Системного оператора (сайт КОМ СО) – специализированный веб-сайт СО, предназначенный для технологического обеспечения функционирования системы отношений в рамках оптового рынка электроэнергии и мощности с участием Системного оператора в части проведения конкурентного отбора мощности, отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, заявления ограничений установленной мощности генерирующего оборудования и обмена иной информацией, связанной с организацией обращения мощности на оптовом рынке и предусмотренной Правилами оптового рынка и *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*;   4) шлюз Системного оператора (шлюз СО) – специализированные децентрализованные технологические веб-сайты СО, обслуживаемые филиалами СО ОДУ и предназначенные для информационного взаимодействия с участниками оптового рынка при подаче уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, доведении плановых диспетчерских графиков и обмена иной информацией в объеме и сроки, определенные Правилами оптового рынка и *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*;  5) электронная торговая площадка СО в сети Интернет (ЭТП) – специализированный веб-сайт СО, предназначенный для проведения конкурентных отборов исполнителей услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, обмена информацией с субъектами оптового рынка при аттестации объектов регулирования и агрегированных объектов управления, предоставления данных субъектам оптового рынка – исполнителям услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии о фактически исполненных объемах снижения потребления электрической энергии и показателях неготовности агрегированного объекта управления по итогам расчетного месяца и для обмена иной информацией между СО и субъектами оптового рынка, предусмотренной *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынк*а;  6) информационная система (ИС) «Обеспечения работы механизмов управления спросом на электрическую энергию» – специализированный технологический веб-сайт СО, предназначенный для обмена информацией между СО и субъектами оптового рынка при проведении тестирования объектов регулирования и агрегированных объектов управления, исполнителями услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии при подаче уведомлений о готовности к оказанию услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии и иной информацией, предусмотренной *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*. |
| **Ограничивающее сечение ценовой зоны**  Технологически обусловленный набор ветвей электрической схемы расчетной модели, моделирующих (эквивалентирующих) линии электропередачи, пересекающие границы:  - неценовой зоны Архангельской области  или  - неценовой зоны республики Коми  по которым осуществляется торговля электроэнергией по границе с первой ценовой зоной оптового рынка. | **Удалить данное определение** |
| **Сечение коммерческого учета**  Совокупность точек поставки, оформляемая в соответствии с требованиями *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в отношении которой участниками оптового рынка (ФСК) формируются (направляются) данные коммерческого учета согласно требованиям *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). К сечениям коммерческого учета относятся смежные сечения; внутренние сечения; временные сечения; сечения коммерческого учета, входящие в сечения экспорта-импорта; сечения между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка. | **Сечение коммерческого учета** Совокупность точек поставки, оформляемая в соответствии с требованиями *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в отношении которой участниками оптового рынка (ФСК) формируются (направляются) данные коммерческого учета согласно требованиям *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). К сечениям коммерческого учета относятся смежные сечения; внутренние сечения; временные сечения; сечения коммерческого учета, входящие в сечения экспорта-импорта; сечения между ценовыми зонами оптового рынка. |