**I.2. Изменения, связанные с особенностями торговли электрической энергией при отнесении неценовых зон Дальнего Востока, Архангельской области, Республики Коми к ценовым зонам оптового рынка**

**Приложение № 1.2.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** определение особенностей функционирования механизмов ВСВГО, РСВ на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам.  **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления особенностей функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка», но не ранее 1 января 2025 года. |

## Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТОВ ВЫБОРА СОСТАВА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ (Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **2.2** | 2.2.1. КО не позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток Х–2 передает в СО в электронном виде с использованием специализированного программного обеспечения реестр ценовых заявок ВСВГО в отношении суток Х+2, сформированный согласно п. 9.4.5 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ценовые заявки ВСВГО. При этом под временем передачи информации принимается время подтверждения в установленном порядке подлинности электронной подписи. После получения от Совета рынка подтверждения готовности принятия этой информации она также передается в Совет рынка. | 2.2.1. КО передает в СО в электронном виде с использованием специализированного программного обеспечения реестр ценовых заявок ВСВГО в отношении суток Х+2, сформированный согласно п. 9.4.5 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ценовые заявки ВСВГО:в отношении генерирующего оборудования участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, отнесенного к ГТП генерации, расположенным в ценовых зонах оптового рынка, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, не позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток *Х*–2;в отношении генерирующего оборудования участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, отнесенного к ГТП генерации, расположенным во входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, не позднее 17 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток *Х*–3. При этом под временем передачи информации принимается время подтверждения в установленном порядке подлинности электронной подписи. После получения от Совета рынка подтверждения готовности принятия этой информации она также передается в Совет рынка. |
| **5.1** | На основании исходных данных, сформированных в соответствии с разделом 4 настоящего Регламента, а также в соответствии с Математической моделью, представленной в приложении 1 к настоящему Регламенту, СО осуществляет выбор состава включенного генерирующего оборудования путем решения оптимизационной задачи расчета ВСВГО с учетом обеспечения прогнозных параметров работы энергосистемы, надежности энергоснабжения и минимизации стоимости электрической энергии. Состав единиц генерирующего оборудования, включенных по результатам расчета ВСВГО, является отобранным (согласованным) СО на сутки *X* и прогнозным на период с суток *X*+1 по сутки *X*+2 (включительно). | На основании исходных данных, сформированных в соответствии с разделом 4 настоящего Регламента, а также в соответствии с Математической моделью, представленной в приложении 1 к настоящему Регламенту, СО осуществляет выбор состава включенного генерирующего оборудования путем решения оптимизационной задачи расчета ВСВГО с учетом обеспечения прогнозных параметров работы энергосистемы, надежности энергоснабжения и минимизации стоимости электрической энергии. Указанный расчет проводится отдельно:в отношении генерирующего оборудования участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, отнесенного к ГТП генерации, расположенным в ценовых зонах оптового рынка, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;в отношении генерирующего оборудования участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, отнесенного к ГТП генерации, расположенным во входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам. Состав единиц генерирующего оборудования, включенных по результатам расчета ВСВГО, является отобранным (согласованным) СО на сутки *X* и прогнозным на период с суток *X*+1 по сутки *X*+2 (включительно). |
| **5.2** | В случае отсутствия опубликованных на шлюзе СО до 15:30 суток *Х*–2 результатов расчета ВСВГО, отобранным составом на сутки *X* считается:при наличии переданных результатов предыдущих расчетов в отношении суток *X* – состав, отобранный в последнем из переданных результатов (независимо от соблюдения регламентных сроков передачи);при отсутствии таковых – состав, учтенный в последнем расчетном интервале суток *X*–1 в расчетной модели рынка на сутки вперед. | В случае отсутствия опубликованных на шлюзе СО результатов расчета ВСВГО:до 15:30 по времени ценовой зоны суток *Х*–2 в отношении генерирующего оборудования участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, отнесенного к ГТП генерации, расположенным в ценовых зонах оптового рынка, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;до 8:30 по времени ценовой зоны суток *Х*–2 отношении генерирующего оборудования участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, отнесенного к ГТП генерации, расположенным во входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам,отобранным составом на сутки *X* для оборудования, отнесенного к соответствующим ГТП, считается:при наличии переданных результатов предыдущих расчетов в отношении суток *X* – состав, отобранный в последнем из переданных результатов (независимо от соблюдения регламентных сроков передачи);при отсутствии таковых – состав, учтенный в последнем расчетном интервале суток *X*–1 в расчетной модели рынка на сутки вперед. |
| **7.2** | СО не позднее 15 часов 30 минут суток *Х*–2 информирует участников оптового рынка об окончательных результатах расчета ВСВГО на сутки *Х* и прогнозных результатах расчета ВСВГО на период с суток *Х*+1 по сутки *Х*+2 (включительно) путем размещения персонифицированных данных на шлюзе СО, содержащих эксплуатационное состояние генерирующего оборудования (включен/отключен), полученное по результатам расчета ВСВГО. Получение результатов расчетов ВСВГО со шлюза СО осуществляется персоналом участника оптового рынка (электростанции) с помощью 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 информации. | СО информирует участников оптового рынка об окончательных результатах расчета ВСВГО на сутки *Х* и прогнозных результатах расчета ВСВГО на период с суток *Х*+1 по сутки *Х*+2 (включительно) путем размещения персонифицированных данных на шлюзе СО, содержащих эксплуатационное состояние генерирующего оборудования (включен/отключен), полученное по результатам расчета ВСВГО:до 15:30 по времени ценовой зоны суток *Х*–2 в отношении генерирующего оборудования участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, отнесенного к ГТП генерации, расположенным в ценовых зонах оптового рынка, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;до 8:30 по времени ценовой зоны суток *Х*–2 отношении генерирующего оборудования участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, отнесенного к ГТП генерации, расположенным во входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.Получение результатов расчетов ВСВГО со шлюза СО осуществляется персоналом участника оптового рынка (электростанции) с помощью 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 информации. |

Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПОДАЧИ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **6.1.1** | Для осуществления поставки или покупки электроэнергии в РСВв определенные операционные сутки участник оптового рынка должен не ранее чем за 90 (Девяносто) календарных дней до операционных суток и не позднее 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны (кроме случаев, предусмотренных п. 6.2.6 настоящего Регламента) торговых суток подать в КО относящуюся к указанным операционным суткам ценовую заявку на планирование объема производства или потребления электроэнергии, за исключением *ценовой заявки на планирование объема потребления в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в отношении объекта управления, подаваемой только для участия в конкурентном отборе балансирующего рынка*. Под временем подачи ценовой заявки участниками оптового рынка в КО понимается время поступления его ценовой заявки, 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*). | Для осуществления поставки или покупки электроэнергии в РСВв определенные операционные сутки участник оптового рынка должен не ранее чем за 90 (Девяносто) календарных дней до 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 (кроме случаев, предусмотренных п. 6.2.6 настоящего Регламента) торговых суток подать в КО относящуюся к указанным операционным суткам ценовую заявку на планирование объема производства или потребления электроэнергии, за исключением *ценовой заявки на планирование объема потребления в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в отношении объекта управления, подаваемой только для участия в конкурентном отборе балансирующего рынка*. Под временем подачи ценовой заявки участниками оптового рынка в КО понимается время поступления его ценовой заявки, 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*). |
| **6.2.1** | КО обязан:вести учет всех поступивших в его адрес ценовых заявок Участников оптового рынка посредством программного обеспечения, позволяющего фиксировать время поступления заявок на сервер КО, а также обеспечивающего их хранение в электронном виде не менее 3 (трех) лет;в течение 15 (пятнадцати) минут со времени поступления от Участника оптового рынка ценовой заявки подтвердить факт ее получения путем направления в адрес Участника оптового рынка уведомления о получении ценовой заявки уведомления о получении ценовой заявки (квитанции о получении электронного документа, согласно *Соглашению о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)). Под временем направления уведомления понимается время отправки Участнику оптового рынка электронного документа, регистрируемое КО в соответствии с Под временем направления уведомления понимается время отправки Участнику оптового рынка электронного документа, 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 до 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны (кроме случаев, предусмотренных п. 6.2.6 настоящего Регламента) в порядке, предусмотренном пп. 6.2.2–6.2.5, осуществлять процедуры предварительной проверки заявок, поданных в отношении операционных суток *X*+1 и последующих, а также рассмотрения ценовых заявок, подданных в отношении операционных суток *Х*, путем их проверки на предмет соответствия следующим требованиям:наличия в ценовой заявке на планирование объема производства электроэнергии в отношении ГТП генерации, объекта управления, представленного генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, или ГТП импорта - информации, указанной в подпунктах 1–7 п. 3.2.1 настоящего Регламента, для рассматриваемых операционных суток;наличия в ценовой заявке на планирование объема потребления электроэнергии в отношении ГТП потребления или ГТП экспорта – информации, указанной в подпунктах 1–6 п. 4.1.1 настоящего Регламента, для рассматриваемых операционных суток;наличия в ценовой заявке на планирование объема отрицательного потребления электроэнергии в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой по объекту управления информации, указанной в п. 5.1.1 настоящего Регламента.соответствия ценовой заявки на планирование объема производства электроэнергии в отношении ГТП генерации, объекта управления, представленного генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, или ГТП импорта – условиям, указанным в подпунктах 1–3, 5–10, 12–19, 22 п. 3.2.2 и п. 3.8 настоящего Регламента, для рассматриваемых операционных суток;соответствия ценовой заявки на планирование объема потребления электроэнергии в отношении ГТП потребления или ГТП экспорта – условиям, указанным в подпунктах 1–4, 6–13, 16 п. 4.1.2 и п. 4.4 настоящего Регламента, для рассматриваемых операционных суток;наличия у участника, идентификационный код которого указан в заявке, права участия в торговле электрической энергией и мощностью с использованием ГТП в отношении даты операционных суток, указанных в заявке. Указанная проверка осуществляется с учетом информации об изменениях 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;соответствия ценовой заявки на планирование объема отрицательного потребления электроэнергии в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой по объекту управления требованиям, указанным в п. 5.1.1, 5.1.2 и 5.2 настоящего Регламента; з) соответствия поданной в отношении ГТП генерации АЭС ценовой заявки на планирование объемов производства требованию подпункта 25 п. 3.2.2 настоящего Регламента. В случае невыполнения данного требования КО преобразует поданную участником оптового рынка ценовую заявку на планирование объемов производства в ценовую заявку на планирование объемов производства с указанием на намерение участника оптового рынка осуществлять куплю/продажу электроэнергии по модифицированным ценовым заявкам с учетом Pmax. | КО обязан:вести учет всех поступивших в его адрес ценовых заявок Участников оптового рынка посредством программного обеспечения, позволяющего фиксировать время поступления заявок на сервер КО, а также обеспечивающего их хранение в электронном виде не менее 3 (трех) лет;в течение 15 (пятнадцати) минут со времени поступления от Участника оптового рынка ценовой заявки подтвердить факт ее получения путем направления в адрес Участника оптового рынка уведомления о получении ценовой заявки уведомления о получении ценовой заявки (квитанции о получении электронного документа, согласно *Соглашению о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)). Под временем направления уведомления понимается время отправки Участнику оптового рынка электронного документа, регистрируемое КО в соответствии с Под временем направления уведомления понимается время отправки Участнику оптового рынка электронного документа, 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 ценовых заявок, 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 (кроме случаев, предусмотренных п. 6.2.6 настоящего Регламента) в порядке, предусмотренном пп. 6.2.2–6.2.5, осуществлять процедуры предварительной проверки заявок, поданных в отношении операционных суток *X*+1 и последующих, а также рассмотрения ценовых заявок, подданных в отношении операционных суток *Х*, путем их проверки на предмет соответствия следующим требованиям:а) наличия в ценовой заявке на планирование объема производства электроэнергии в отношении ГТП генерации, объекта управления, представленного генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, или ГТП импорта - информации, указанной в подпунктах 1–7 п. 3.2.1 настоящего Регламента, для рассматриваемых операционных суток;б) наличия в ценовой заявке на планирование объема потребления электроэнергии в отношении ГТП потребления или ГТП экспорта – информации, указанной в подпунктах 1–6 п. 4.1.1 настоящего Регламента, для рассматриваемых операционных суток;в) наличия в ценовой заявке на планирование объема отрицательного потребления электроэнергии в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой по объекту управления информации, указанной в п. 5.1.1 настоящего Регламента.г) соответствия ценовой заявки на планирование объема производства электроэнергии в отношении ГТП генерации, объекта управления, представленного генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, или ГТП импорта – условиям, указанным в подпунктах 1–3, 5–10, 12–19, 22 п. 3.2.2 и п. 3.8 настоящего Регламента, для рассматриваемых операционных суток;д) соответствия ценовой заявки на планирование объема потребления электроэнергии в отношении ГТП потребления или ГТП экспорта – условиям, указанным в подпунктах 1–4, 6–13, 16 п. 4.1.2 и п. 4.4 настоящего Регламента, для рассматриваемых операционных суток;е) наличия у участника, идентификационный код которого указан в заявке, права участия в торговле электрической энергией и мощностью с использованием ГТП в отношении даты операционных суток, указанных в заявке. Указанная проверка осуществляется с учетом информации об изменениях 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;ж) соответствия ценовой заявки на планирование объема отрицательного потребления электроэнергии в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой по объекту управления требованиям, указанным в п. 5.1.1, 5.1.2 и 5.2 настоящего Регламента; з) соответствия поданной в отношении ГТП генерации АЭС ценовой заявки на планирование объемов производства требованию подпункта 25 п. 3.2.2 настоящего Регламента. В случае невыполнения данного требования КО преобразует поданную участником оптового рынка ценовую заявку на планирование объемов производства в ценовую заявку на планирование объемов производства с указанием на намерение участника оптового рынка осуществлять куплю/продажу электроэнергии по модифицированным ценовым заявкам с учетом Pmax. |
| **6.2.6** | В случаях технического нарушения работы программно-аппаратного комплекса, приведшего к невозможности приема со стороны КО от участников оптового рынка ценовых заявок на планирование объемов производства (потребления), КО не позднее 13 часов 45 минут по времени ценовой зоны торговых суток публикует на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет соответствующее информационное сообщение, а срок подачи ценовых заявок, установленный п. 6.1.1 настоящего Регламента, и срок рассмотрения ценовых заявок, установленный п. 6.2.1 настоящего Регламента, продляется до 15 часов 30 минут по времени ценовой зоны торговых суток. | В случаях технического нарушения работы программно-аппаратного комплекса, приведшего к невозможности приема со стороны КО от участников оптового рынка ценовых заявок на планирование объемов производства (потребления), КО не позднее 13 часов 45 минут (8 часов 45 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток публикует на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет соответствующее информационное сообщение, а срок подачи ценовых заявок, установленный п. 6.1.1 настоящего Регламента, и срок рассмотрения ценовых заявок, установленный п. 6.2.1 настоящего Регламента, продляется до 15 часов 30 минут (10 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток. |
| **9.4.1** | КО обязан:1) вести учет всех поступивших в его адрес ценовых заявок ВСВГО Участников оптового рынка посредством программного обеспечения, позволяющего фиксировать время поступления заявок на сервер КО, а также обеспечивающего их хранение в электронном виде не менее 3 (трех) лет;2) в течение 15 (пятнадцати) минут со времени поступления от Участника оптового рынка ценовой заявки ВСВГО подтвердить факт ее получения путем направления в адрес Участника оптового рынка уведомления о получении ценовой заявки ВСВГО (квитанции о получении электронного документа, согласно *Соглашению о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)). Под временем направления уведомления понимается время отправки Участнику оптового рынка электронного документа, 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 не позднее 0:00 по времени ценовой зоны начинать и не позднее 11:00 завершать предварительную проверку заявок ВСВГО, а также рассмотрение заявок ВСВГО, поданных в отношении суток *X*+2 в порядке, предусмотренном пп. 9.4.2.1–9.4.2.4 настоящего Регламента (далее – период рассмотрения заявок ВСВГО в сутки *Х*-2). | КО обязан:1) вести учет всех поступивших в его адрес ценовых заявок ВСВГО Участников оптового рынка посредством программного обеспечения, позволяющего фиксировать время поступления заявок на сервер КО, а также обеспечивающего их хранение в электронном виде не менее 3 (трех) лет;2) в течение 15 (пятнадцати) минут со времени поступления от Участника оптового рынка ценовой заявки ВСВГО подтвердить факт ее получения путем направления в адрес Участника оптового рынка уведомления о получении ценовой заявки ВСВГО (квитанции о получении электронного документа, согласно Соглашению о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка (Приложение № Д 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)). Под временем направления уведомления понимается время отправки Участнику оптового рынка электронного документа, 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 не позднее 0:00 суток *X*-2 (0:00 суток *X*-3- – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны начинать и не позднее 11:00 суток *X*-2 (16:00 суток *X*-3 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны завершать предварительную проверку заявок ВСВГО, а также рассмотрение заявок ВСВГО, поданных в отношении суток X+2 в порядке, предусмотренном пп. 9.4.2.1–9.4.2.4 настоящего Регламента (далее – период рассмотрения заявок ВСВГО в сутки Х-2). |
| **9.4.3** | Ценовая заявка ВСВГО в отношении операционных суток X+2 подается участником оптового рынка не ранее чем за 90 (девяносто) календарных дней до указанных операционных суток и не позднее 11 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток Х–2. | Ценовая заявка ВСВГО в отношении операционных суток X+2 подается участником оптового рынка не ранее чем за 90 (девяносто) календарных дней до указанных операционных суток и не позднее 11 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток *Х*–2 (16 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток *Х*–3 – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам). |

Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ РЕГИСТРАЦИИ И УЧЕТА СВОБОДНЫХ ДВУСТОРОННИХ ДОГОВОРОВ КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (Приложение № 6.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.5** | Указанные в двустороннем договоре ГТП продавца, ГТП покупателя и ГТП двустороннего договора не могут относиться к различным ценовым зонам. | Указанные в двустороннем договоре ГТП продавца, ГТП покупателя и ГТП двустороннего договора не могут относиться к различным ценовым зонам. В случае если либо ГТП продавца, либо ГТП покупателя, либо ГТП двустороннего договора отнесена к входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, то другие две из указанных ГТП также должны относиться к данной территории. |
| **4.1.1** | Стороны двустороннего договора, указанного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, должны не позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате начала действия данного договора, подать в КО заявление на регистрацию двустороннего договора. В отношении двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора должны подать в КО заявление на регистрацию двустороннего договора не позднее даты окончания регистрации графиков поставки по указанным договорам, определенной в буллите 1 п. 6.4.1 настоящего Регламента. | Стороны двустороннего договора, указанного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, должны не позднее 12 часов 00 минут (8 часов 00 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате начала действия данного договора, подать в КО заявление на регистрацию двустороннего договора. В отношении двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора должны подать в КО заявление на регистрацию двустороннего договора не позднее даты окончания регистрации графиков поставки по указанным договорам, определенной в буллите 1 п. 6.4.1 настоящего Регламента. |
| **4.2.1** | КО при получении заявления на регистрацию двустороннего договора, указанного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, в срокдо 13 часов 30 минутпо времени ценовой зоны суток, предшествующих дате начала действия договора, указанной в соответствующем заявлении о регистрации двустороннего договора (при условии подачи соответствующего заявления в сроки, предусмотренные п. 4.1.1 настоящего Регламента), а для двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, в срокне более чем 2 рабочих дня со дня получения заявления о регистрации двустороннего договора, но не ранее 20-го числа месяца *m*–2 (где *m* – первый месяц поставки по соответствующему договору), проверяет:правильность и полноту заполнения заявления на регистрацию двустороннего договора;полномочия лиц, подписавших заявление на регистрацию двустороннего договора (или двусторонний договор);соответствие условий двустороннего договора требованиям, указанным в пп. 2.1 и 2.2 настоящего Регламента;регистрацию сторон двустороннего договора в Реестре субъектов оптового рынка;регистрацию ГТП, указанных в заявлении на регистрацию двустороннего договора, в Реестре субъектов оптового рынка;наличие действующего Договора о присоединении;непревышение общим числом двусторонних договоров, зарегистрированных в отношении ГТП покупателя, указанной в заявлении на регистрацию двустороннего договора, на соответствующий период поставки, величины, равной 2 000 (двум тысячам) договоров;непревышение общим числом двусторонних договоров, зарегистрированных в отношении ГТП продавца, указанной в заявлении на регистрацию двустороннего договора, на соответствующий период поставки, величины, равной 2 000 (двум тысячам) договоров;непринадлежность ГТП продавца и (или) ГТП покупателя по двустороннему договору, определенных в пункте 4.1.2 настоящего Регламента, в течение хотя бы одного часа операционных суток, отнесенного к периоду поставки по указанному договору, к указанным в подп. «а», «б» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающим генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, и (или) к ГТП потребления поставщика, относящейся к электростанции (-ям), одна или более ГТП генерации которой (-ых) отнесена к указанным в подп. «а», «б» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающим генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме);непринадлежность ГТП продавца и (или) ГТП покупателя по двустороннему договору, определенных в пункте 4.1.2 настоящего Регламента, к ГТП генерации, включающей генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, и (или) к ГТП потребления поставщика, относящейся к электростанции (-ям), включающей (-их) генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности;для двустороннего договора, указанного в п. 4.1.9 настоящего Регламента, – выполнение следующих требований:  * ГТП покупателя по двустороннему договору является ГТП потребления гарантирующего поставщика; * ГТП двустороннего договора является ГТП покупателя по данному двустороннему договору;  для двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, выполнение требования, указанного в п. 2.7 настоящего Регламента;для двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, выполнение в отношении продавца по двустороннему договору условия, указанного в п. 1.4 *Положения о порядке предоставления финансовых гарантий на оптовом рынке* (Приложение № 26 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в соответствии с которым поставщик может предоставлять финансовые гарантии. | КО при получении заявления на регистрацию двустороннего договора, указанного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, в срокдо 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 суток, предшествующих дате начала действия договора, указанной в соответствующем заявлении о регистрации двустороннего договора (при условии подачи соответствующего заявления в сроки, предусмотренные п. 4.1.1 настоящего Регламента), а для двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, в срокне более чем 2 рабочих дня со дня получения заявления о регистрации двустороннего договора, но не ранее 20-го числа месяца *m*–2 (где *m* – первый месяц поставки по соответствующему договору), проверяет:правильность и полноту заполнения заявления на регистрацию двустороннего договора;полномочия лиц, подписавших заявление на регистрацию двустороннего договора (или двусторонний договор);соответствие условий двустороннего договора требованиям, указанным в пп. 2.1, 2.2 и 2.5 настоящего Регламента;регистрацию сторон двустороннего договора в Реестре субъектов оптового рынка;регистрацию ГТП, указанных в заявлении на регистрацию двустороннего договора, в Реестре субъектов оптового рынка;наличие действующего Договора о присоединении;непревышение общим числом двусторонних договоров, зарегистрированных в отношении ГТП покупателя, указанной в заявлении на регистрацию двустороннего договора, на соответствующий период поставки, величины, равной 2 000 (двум тысячам) договоров;непревышение общим числом двусторонних договоров, зарегистрированных в отношении ГТП продавца, указанной в заявлении на регистрацию двустороннего договора, на соответствующий период поставки, величины, равной 2 000 (двум тысячам) договоров;непринадлежность ГТП продавца и (или) ГТП покупателя по двустороннему договору, определенных в пункте 4.1.2 настоящего Регламента, в течение хотя бы одного часа операционных суток, отнесенного к периоду поставки по указанному договору, к указанным в подп. «а», «б» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающим генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, и (или) к ГТП потребления поставщика, относящейся к электростанции (-ям), одна или более ГТП генерации которой (-ых) отнесена к указанным в подп. «а», «б» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающим генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме);непринадлежность ГТП продавца и (или) ГТП покупателя по двустороннему договору, определенных в пункте 4.1.2 настоящего Регламента, к ГТП генерации, включающей генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, и (или) к ГТП потребления поставщика, относящейся к электростанции (-ям), включающей (-их) генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности;для двустороннего договора, указанного в п. 4.1.9 настоящего Регламента, – выполнение следующих требований:  * ГТП покупателя по двустороннему договору является ГТП потребления гарантирующего поставщика; * ГТП двустороннего договора является ГТП покупателя по данному двустороннему договору;  для двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, выполнение требования, указанного в п. 2.7 настоящего Регламента;  1. для двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, выполнение в отношении продавца по двустороннему договору условия, указанного в п. 1.4 *Положения о порядке предоставления финансовых гарантий на оптовом рынке* (Приложение № 26 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в соответствии с которым поставщик может предоставлять финансовые гарантии. |
| **4.3.2** | Для регистрации изменений условий, необходимых для учета двустороннего договора, участники оптового рынка в срок не позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате вступления в силу изменений, направляют КО заявление на регистрацию изменений (с указанием даты вступления в силу данных изменений).При этом в отношении двусторонних договоров, указанных в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, с признаком модификации графика поставки накладывается дополнительное требование, согласно которому в качестве даты вступления в силу изменений условия, указанного в подп. 7 п. 4.1.2 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора должны указать 1-е число месяца.1-е число месяца должно быть указано в качестве даты вступления в силу изменений в двусторонний договор купли-продажи электрической энергии, предусмотренный подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, заключенный в отношении квалифицированного генерирующего объекта, в части:– добавления или исключения условия о передаче атрибутов генерации в рамках такого договора;– изменения условия о приоритете исполнения договора в части передачи атрибутов генерации по указанному договору.Изменение условия о порядке заключения двустороннего договора купли-продажи электрической энергии, содержащего условие о передаче атрибутов генерации в рамках такого договора (на электронной торговой площадке или без использования электронной торговой площадки), не допускается. | Для регистрации изменений условий, необходимых для учета двустороннего договора, участники оптового рынка в срок не позднее 12 часов 00 минут (8 часов 00 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате вступления в силу изменений, направляют КО заявление на регистрацию изменений (с указанием даты вступления в силу данных изменений).При этом в отношении двусторонних договоров, указанных в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, с признаком модификации графика поставки накладывается дополнительное требование, согласно которому в качестве даты вступления в силу изменений условия, указанного в подп. 7 п. 4.1.2 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора должны указать 1-е число месяца.1-е число месяца должно быть указано в качестве даты вступления в силу изменений в двусторонний договор купли-продажи электрической энергии, предусмотренный подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, заключенный в отношении квалифицированного генерирующего объекта, в части:– добавления или исключения условия о передаче атрибутов генерации в рамках такого договора;– изменения условия о приоритете исполнения договора в части передачи атрибутов генерации по указанному договору. Изменение условия о порядке заключения двустороннего договора купли-продажи электрической энергии, содержащего условие о передаче атрибутов генерации в рамках такого договора (на электронной торговой площадке или без использования электронной торговой площадки), не допускается. |
| **4.3.5** | КО рассматривает заявление на изменение и регистрирует изменения условий двустороннего договора не позднее 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих указанной в соответствующем заявлении дате вступления в силу изменений, в порядке, определенном п. 4.2 настоящего Регламента, с учетом требований и сроков, указанных в п. 4.3.2 настоящего Регламента. | КО рассматривает заявление на изменение и регистрирует изменения условий двустороннего договора 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 суток, предшествующих указанной в соответствующем заявлении дате вступления в силу изменений, в порядке, определенном п. 4.2 настоящего Регламента, с учетом требований и сроков, указанных в п. 4.3.2 настоящего Регламента. |
| **5.6** | Для приостановки учета двустороннего договора участник (участники) оптового рынка может (могут) подать в КО заявление на приостановку учета двустороннего договора в порядке, определенном п. 5.8 настоящего Регламента, и в срок не позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате приостановки учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении. Приостановление учета двустороннего договора по инициативе одного из участников оптового рынка возможно в том случае, если это право закреплено в двустороннем договоре и зарегистрировано в КО, в противном случае приостановление учета производится по взаимному заявлению сторон такого договора. | Для приостановки учета двустороннего договора участник (участники) оптового рынка может (могут) подать в КО заявление на приостановку учета двустороннего договора в порядке, определенном п. 5.8 настоящего Регламента, и в срок не позднее 12 часов 00 минут (8 часов 00 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате приостановки учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении. Приостановление учета двустороннего договора по инициативе одного из участников оптового рынка возможно в том случае, если это право закреплено в двустороннем договоре и зарегистрировано в КО, в противном случае приостановление учета производится по взаимному заявлению сторон такого договора. |
| **5.7** | КО проверяет заявление на приостановку учета двустороннего договора на выполнение требований пунктов 5.6, 5.8 и 5.9 настоящего Регламента и направляет сторонам двустороннего договора уведомление об учете/отклонении соответствующего заявления не позднее 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате приостановки учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении.В случае выполнения требований пунктов 5.6, 5.8 и 5.9 настоящего Регламента КО приостанавливает учет двустороннего договора начиная с указанной в соответствующем заявлении даты. | КО проверяет заявление на приостановку учета двустороннего договора на выполнение требований пунктов 5.6, 5.8 и 5.9 настоящего Регламента и направляет сторонам двустороннего договора уведомление об учете/отклонении соответствующего заявления 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 суток, предшествующих дате приостановки учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении. В случае выполнения требований пунктов 5.6, 5.8 и 5.9 настоящего Регламента КО приостанавливает учет двустороннего договора начиная с указанной в соответствующем заявлении даты. |
| **5.10** | Для возобновления учета двустороннего договора (за исключением двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента) сторонам необходимо подать заявление на возобновление учета двустороннего договора в порядке, определенном п. 5.11 настоящего Регламента, и в срок не позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате возобновления учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении.В отношении двустороннего договора, указанного в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора не вправе возобновлять учет данного договора (за исключением случая возобновления КО учета двустороннего договора, указанного в п. 5.13 настоящего Регламента). | Для возобновления учета двустороннего договора (за исключением двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента) сторонам необходимо подать заявление на возобновление учета двустороннего договора в порядке, определенном п. 5.11 настоящего Регламента, и в срок не позднее 12 часов 00 минут (8 часов 00 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате возобновления учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении. В отношении двустороннего договора, указанного в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора не вправе возобновлять учет данного договора (за исключением случая возобновления КО учета двустороннего договора, указанного в п. 5.13 настоящего Регламента). |
| **5.13** | КО проверяет заявление на возобновление учета двустороннего договора, указанного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, на выполнение требований пунктов 5.10–5.12 настоящего Регламента и направляет сторонам двустороннего договора уведомление об учете/отклонении соответствующего заявления не позднее 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате возобновления учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении.В случае выполнения требований пунктов 5.10–5.12 настоящего Регламента КО возобновляет учет двустороннего договора начиная с указанной в соответствующем заявлении даты.КО возобновляет учет двустороннего договора, указанного в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, начиная с 1-го числа месяца *m*+1, в случае если в соответствии с п. 5.4 настоящего Регламента учет данного двустороннего договора в отношении месяца *m* был приостановлен. | КО проверяет заявление на возобновление учета двустороннего договора, указанного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, на выполнение требований пунктов 5.10–5.12 настоящего Регламента и направляет сторонам двустороннего договора уведомление об учете/отклонении соответствующего заявления 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 суток, предшествующих дате возобновления учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении.В случае выполнения требований пунктов 5.10–5.12 настоящего Регламента КО возобновляет учет двустороннего договора начиная с указанной в соответствующем заявлении даты. КО возобновляет учет двустороннего договора, указанного в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, начиная с 1-го числа месяца *m*+1, в случае если в соответствии с п. 5.4 настоящего Регламента учет данного двустороннего договора в отношении месяца *m* был приостановлен. |
| **5.14.1** | КО прекращает учет двустороннего договора в следующих случаях:наступление срока, указанного в заявлении на регистрацию как дата окончания поставки по двустороннему договору;подача сторонами двустороннего договора заявления о досрочном прекращении учета договора. В отношении двустороннего договора, указанного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны подают заявление о досрочном прекращении двустороннего договора КО не позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате прекращения учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении. В отношении двустороннего договора, указанного в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора должны подать заявление о досрочном прекращении договора не менее чем за 4 (четыре) месяца до планируемой даты прекращения действия двустороннего договора;исключение стороны двустороннего договора и (или) участника оптового рынка, в отношении которого на оптовом рынке зарегистрирована ГТП, которая является ГТП двустороннего договора,из Реестра субъектов оптового рынка в порядке, определенном *Положением 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*), с момента принятия решения об исключении (в том числе в случае проведения реорганизации, в рамках которой из Реестра субъектов оптового рынка исключается правопредшественник, который является стороной двустороннего договора и (или) участником оптового рынка, в отношении которого на оптовом рынке зарегистрирована ГТП, которая является ГТП двустороннего договора);прекращение стороной двустороннего договора и (или) участником оптового рынка, в отношении которого на оптовом рынке зарегистрирована ГТП, которая является ГТП двустороннего договора,участия в торговой системе оптового рынка в отношении ГТП, которая является ГТП продавца, ГТП покупателя или ГТП двустороннего договора по данному двустороннему договору, ив порядке, определенном *Регламентом допуска субъектов оптового рынка электроэнергии к торговой системе оптового рынка электроэнергии* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с момента прекращения участия;наличие решения арбитражного (третейского) суда о расторжении двустороннего договора – с момента получения КО такого решения;наступления событий, указанных в п. 22.3 *Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка*, с момента их наступления. | КО прекращает учет двустороннего договора в следующих случаях:наступление срока, указанного в заявлении на регистрацию как дата окончания поставки по двустороннему договору;подача сторонами двустороннего договора заявления о досрочном прекращении учета договора. В отношении двустороннего договора, указанного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны подают заявление о досрочном прекращении двустороннего договора КО не позднее 12 часов 00 минут (8 часов 00 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате прекращения учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении. В отношении двустороннего договора, указанного в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора должны подать заявление о досрочном прекращении договора не менее чем за 4 (четыре) месяца до планируемой даты прекращения действия двустороннего договора;исключение стороны двустороннего договора и (или) участника оптового рынка, в отношении которого на оптовом рынке зарегистрирована ГТП, которая является ГТП двустороннего договора,из Реестра субъектов оптового рынка в порядке, определенном *Положением 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*), с момента принятия решения об исключении (в том числе в случае проведения реорганизации, в рамках которой из Реестра субъектов оптового рынка исключается правопредшественник, который является стороной двустороннего договора и (или) участником оптового рынка, в отношении которого на оптовом рынке зарегистрирована ГТП, которая является ГТП двустороннего договора);прекращение стороной двустороннего договора и (или) участником оптового рынка, в отношении которого на оптовом рынке зарегистрирована ГТП, которая является ГТП двустороннего договора,участия в торговой системе оптового рынка в отношении ГТП, которая является ГТП продавца, ГТП покупателя или ГТП двустороннего договора по данному двустороннему договору, ив порядке, определенном *Регламентом допуска субъектов оптового рынка электроэнергии к торговой системе оптового рынка электроэнергии* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с момента прекращения участия;наличие решения арбитражного (третейского) суда о расторжении двустороннего договора – с момента получения КО такого решения;  1. наступления событий, указанных в п. 22.3 *Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка*, с момента их наступления. |
| **5.15** | КО на следующий рабочий день после наступления случаев, указанных в подп. 2, 3, 4, 5 и 6 пункта 5.14.1 настоящего Регламента, направляет сторонам двустороннего договора уведомление о прекращении учета двустороннего договора в электронном виде, подписанное электронной подписью (ЭП). КО проверяет заявление на прекращение учета двустороннего договора на выполнение требований подп. 2 п. 5.14.1 настоящего Регламента и направляет сторонам двустороннего договора уведомление об учете/отклонении соответствующего заявления не позднее 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате прекращения учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении. В случае выполнения требований подп. 2 п. 5.14.1 настоящего Регламента КО прекращает учет двустороннего договора начиная с указанной в соответствующем заявлении даты. | КО на следующий рабочий день после наступления случаев, указанных в подп. 2, 3, 4, 5 и 6 пункта 5.14.1 настоящего Регламента, направляет сторонам двустороннего договора уведомление о прекращении учета двустороннего договора в электронном виде, подписанное электронной подписью (ЭП). КО проверяет заявление на прекращение учета двустороннего договора на выполнение требований подп. 2 п. 5.14.1 настоящего Регламента и направляет сторонам двустороннего договора уведомление об учете/отклонении соответствующего заявления 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 суток, предшествующих дате прекращения учета двустороннего договора, указанной в соответствующем заявлении.  В случае выполнения требований подп. 2 п. 5.14.1 настоящего Регламента КО прекращает учет двустороннего договора начиная с указанной в соответствующем заявлении даты. |
| **6.4.1** | Для осуществления поставки или покупки электроэнергии на условиях двустороннего договора, заключенного на определенные операционные сутки, стороны двустороннего договора (за исключением двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента)должны не ранее даты регистрации двустороннего договора КО и не позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны торговых суток, относящихся к указанным операционным суткам, подать в КО уведомление на регистрацию графика поставки двустороннего договора.В отношении двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора должны подать уведомление на регистрацию графика поставки по двустороннему договору не ранее даты регистрации двустороннего договора КО и в течение следующего периода:с 20-го числа месяца (*m–*2) по 28-е число месяца (*m–*2) (включительно),где *m* – месяц, к которому отнесены наиболее ранние операционные сутки, в отношении которых в уведомлении на регистрацию графиков поставки указаны объемы поставки электрической энергии.В отношении двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора не вправе подавать уведомление на регистрацию графика поставки по договору в отношении часов, на которые график поставки по данному двустороннему договору был зарегистрирован КО ранее.Под временем подачи уведомления о регистрации графика поставки двустороннего договора сторонами двустороннего договора в КО понимается время поступления указанного 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*). | Для осуществления поставки или покупки электроэнергии на условиях двустороннего договора, заключенного на определенные операционные сутки, стороны двустороннего договора (за исключением двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента)должны не ранее даты регистрации двустороннего договора КО и не позднее 12 часов 00 минут (8 часов 00 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток, относящихся к указанным операционным суткам, подать в КО уведомление на регистрацию графика поставки двустороннего договора.В отношении двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора должны подать уведомление на регистрацию графика поставки по двустороннему договору не ранее даты регистрации двустороннего договора КО и в течение следующего периода:с 20-го числа месяца (*m–*2) по 28-е число месяца (*m–*2) (включительно),где *m* – месяц, к которому отнесены наиболее ранние операционные сутки, в отношении которых в уведомлении на регистрацию графиков поставки указаны объемы поставки электрической энергии.В отношении двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, стороны двустороннего договора не вправе подавать уведомление на регистрацию графика поставки по договору в отношении часов, на которые график поставки по данному двустороннему договору был зарегистрирован КО ранее. Под временем подачи уведомления о регистрации графика поставки двустороннего договора сторонами двустороннего договора в КО понимается время поступления указанного 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*). |
| **6.5.2** | КО обязан с момента получения уведомления о регистрации графиков поставки по двустороннему договору (за исключением двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента) и до 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате начала поставки электрической энергии, указанной в соответствующем уведомлении, проверить:  1. достоверность ЭП сторон двустороннего договора; 2. соответствие уведомления о регистрации графика поставки условиям, указанным в подп. 3 п. 6.5.1 настоящего Регламента.   В отношении двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, КО в срок не позднее 2-го числа месяца (*m–*1) проверяет:   1. достоверность ЭП сторон двустороннего договора, 2. соответствие уведомления о регистрации графика поставки условиям, указанным в подп. 3 п. 6.5.1 настоящего Регламента.  *m* – месяц, к которому отнесены наиболее ранние операционные сутки, в отношении которых в уведомлении на регистрацию графиков поставки указаны объемы поставки электрической энергии. | КО обязан с момента получения уведомления о регистрации графиков поставки по двустороннему договору (за исключением двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента) и до 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 суток, предшествующих дате начала поставки электрической энергии, указанной в соответствующем уведомлении, проверить:  * + - 1. достоверность ЭП сторон двустороннего договора;       2. соответствие уведомления о регистрации графика поставки условиям, указанным в подп. 3 п. 6.5.1 настоящего Регламента.   В отношении двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, КО в срок не позднее 2-го числа месяца (*m–*1) проверяет:  1) достоверность ЭП сторон двустороннего договора,  2) соответствие уведомления о регистрации графика поставки условиям, указанным в подп. 3 п. 6.5.1 настоящего Регламента.  *m* – месяц, к которому отнесены наиболее ранние операционные сутки, в отношении которых в уведомлении на регистрацию графиков поставки указаны объемы поставки электрической энергии. |
| **6.5.5** | Если стороны двустороннего договора к 12 часам 00 минутам по времени ценовой зоны торговых суток не зарегистрировали график поставки по двустороннему договору на соответствующие операционные сутки, КО считает объем поставки по двустороннему договору в каждый час указанных операционных суток равным нулю. Если стороны двустороннего договора, указанного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, в отношении которого не указан признак модификации графика поставки, зарегистрировали изменения, согласно которым сторонами договора либо дано поручение о корректировке графика поставки в соответствии с подп. 1 или подп. 2 п. 6.6 настоящего Регламента либо не дано поручение о корректировке графика поставки, то графики поставки, зарегистрированные до момента регистрации указанных изменений, не используются при учете соответствующего договора начиная с операционных суток, соответствующих дате вступления в силу указанных изменений. Также если стороны двустороннего договора, определенного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, зарегистрировали изменения, согласно которым в отношении данного двустороннего договора присваивается или снимается признак модификации графика поставки, то графики поставки, зарегистрированные до момента регистрации указанных изменений, не используются при учете соответствующего договора начиная с операционных суток, соответствующих дате вступления в силу указанных изменений. | Если стороны двустороннего договора к 12 часам 00 минутам (8 часам 00 минутам – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток не зарегистрировали график поставки по двустороннему договору на соответствующие операционные сутки, КО считает объем поставки по двустороннему договору в каждый час указанных операционных суток равным нулю. Если стороны двустороннего договора, указанного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, в отношении которого не указан признак модификации графика поставки, зарегистрировали изменения, согласно которым сторонами договора либо дано поручение о корректировке графика поставки в соответствии с подп. 1 или подп. 2 п. 6.6 настоящего Регламента либо не дано поручение о корректировке графика поставки, то графики поставки, зарегистрированные до момента регистрации указанных изменений, не используются при учете соответствующего договора начиная с операционных суток, соответствующих дате вступления в силу указанных изменений.  Также если стороны двустороннего договора, определенного в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, зарегистрировали изменения, согласно которым в отношении данного двустороннего договора присваивается или снимается признак модификации графика поставки, то графики поставки, зарегистрированные до момента регистрации указанных изменений, не используются при учете соответствующего договора начиная с операционных суток, соответствующих дате вступления в силу указанных изменений. |
| **6.6** | Сторона (-ы) двустороннего договора вправе дать поручение КО произвести корректировку графиков поставки по двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1, для каждого часа операционных суток, исходя из выполнения одного из следующих условий:  1. объем свободного двустороннего договора не превосходит:    * объема поставки по двустороннему договору, зарегистрированного в соответствии с настоящим разделом;    * величины полного планового объема производства (полного планового объема импортных поставок) в ГТП продавца(для поставщика электрической энергии и мощности или организации – участника оптового рынка, осуществляющей экспортно-импортные операции в отношении ГТП импорта/экспорта) за вычетом суммы:  * объемов поставки по регулируемым договорам; * объемов поставки электрической энергии по свободным договорам купли-продажи электрической энергии и мощности – в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне; * скорректированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве продавца;   и   * + корректировка графика поставки осуществляется в соответствии с подп. 2 настоящего пункта;   и   * + значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника равны совокупному приоритету корректировки графика по данному договору;   и   * + значения приоритета корректировки графика поставки договорного объема по указанным договорам выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору; * зарегистрированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве продавца;   и   * + корректировки графика поставки договорного объема не производится;   и   * + значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору;   с учетом объемов поставки по двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1, с б*о*льшим совокупным приоритетом корректировки графика поставки и (или) с б*о*льшим приоритетом учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства.  При этом если у продавца по двустороннему договору зарегистрировано несколько двусторонних договоров в данной ГТП, то КО уменьшает график поставки по двустороннему договору с учетом очередности в порядке, определенном п. 6.7 настоящего Регламента;   1. объем свободного двустороннего договора не превосходит:    * объема поставки по двустороннему договору, зарегистрированного в соответствии с настоящим разделом;    * величины полного планового объема потребления (полного планового объема экспортных поставок) в ГТП покупателя (для покупателя электрической энергии и мощности или организации – участника оптового рынка, осуществляющей экспортно-импортные операции в отношении ГТП импорта/экспорта) за вычетом суммы  * объемов потребления по регулируемым договорам; * объемов покупки электрической энергии по свободным договорам купли-продажи электрической энергии и мощности – в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне; * скорректированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве покупателя;   и   * + корректировка графика поставки осуществляется в соответствии с подп. 1 настоящего пункта;   и   * + значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника равны совокупному приоритету корректировки графика по данному договору;   и   * + значения приоритета корректировки графика поставки договорного объема по указанным договорам выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору; * зарегистрированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве покупателя;   и   * + корректировка графика поставки договорного объема не производится;   и   * значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору;   с учетом объемов поставки по двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1, с б*о*льшим совокупным приоритетом корректировки графика поставки и (или) с б*о*льшим приоритетом учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства.  При этом, если у покупателя по двустороннему договору зарегистрировано несколько двусторонних договоров в данной ГТП, то КО уменьшает график поставки по двустороннему договору с учетом очередности в порядке, определенном п. 6.7 настоящего Регламента;   1. объем свободного двустороннего договора не превосходит минимума из следующих величин:    * объема поставки по двустороннему договору, зарегистрированного в соответствии с настоящим разделом;    * полного планового объема производства (полного планового объема импортных поставок) в ГТП продавца(для поставщика электрической энергии и мощности или организации – участника оптового рынка, осуществляющей экспортно-импортные операции в отношении ГТП импорта/экспорта) за вычетом суммы  * объемов поставки по регулируемым договорам; * объемов поставки электрической энергии по свободным договорам купли-продажи электрической энергии и мощности – в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне; * скорректированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве продавца;   и   * + корректировка графика поставки осуществляется в соответствии с подп. 2 настоящего пункта;   и   * + значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника равны совокупному приоритету корректировки графика по данному договору;   и   * + значения приоритета корректировки графика поставки договорного объема по указанным договорам выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору; * зарегистрированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве продавца;   и   * + корректировки графика поставки договорного объема не производится;   и  значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору;  с учетом объемов поставки по двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1, с б*о*льшим совокупным приоритетом корректировки графика поставки и (или) с б*о*льшим приоритетом учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства.   * + полного планового объема потребления (полного планового объема экспортных поставок) в ГТП покупателя(для покупателя электрической энергии и мощности или организации – участника оптового рынка, осуществляющей экспортно-импортные операции в отношении ГТП импорта/экспорта) за вычетом суммы * объемов потребления по регулируемым договорам; * объемов покупки электрической энергии по свободным договорам купли-продажи электрической энергии и мощности – в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне; * скорректированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве покупателя;   и   * + корректировка графика поставки осуществляется в соответствии с подп. 1 настоящего пункта;   и   * + значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника равны совокупному приоритету корректировки графика по данному договору;   и   * + значения приоритета корректировки графика поставки договорного объема по указанным договорам выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору; * зарегистрированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве покупателя;   и   * + корректировки графика поставки договорного объема не производится;   и   * значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору;   с учетом объемов поставки по двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1, с б*о*льшим совокупным приоритетом корректировки графика поставки и (или) с б*о*льшим приоритетом учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства.  При этом если у продавца и покупателя по двустороннему договору зарегистрировано несколько двусторонних договоров в соответствующих ГТП, то КО уменьшает график поставки по двустороннему договору с учетом очередности в порядке, определенном п. 6.7 настоящего Регламента.  Упомянутая в настоящем пункте данного Регламента величина полного планового объема импортных поставок электрической энергии принимается равной величине полного планового объема импорта электроэнергии в ГТП импорта, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через данную ГТП импорта, которая определяется в соответствии с п. 2.4.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Упомянутая в настоящем пункте данного Регламента величина полного планового объема экспортных поставок электрической энергии принимается равной величине полного планового объема экспорта электроэнергии в ГТП экспорта, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через данную ГТП экспорта, которая определяется в соответствии с п. 2.4.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Сторона (-ы) двустороннего договора вправе дать поручение КО произвести корректировку графиков поставки по двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1, для каждого часа операционных суток, исходя из выполнения одного из следующих условий: объем свободного двустороннего договора не превосходит:   * + объема поставки по двустороннему договору, зарегистрированного в соответствии с настоящим разделом;   + величины полного планового объема производства (полного планового объема импортных поставок) в ГТП продавца(для поставщика электрической энергии и мощности или организации – участника оптового рынка, осуществляющей экспортно-импортные операции в отношении ГТП импорта/экспорта) за вычетом суммы: * объемов поставки по регулируемым договорам; * объемов поставки по договорам, в рамках которых осуществляется торговля электрической энергией и мощностью по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * объемов поставки электрической энергии по свободным договорам купли-продажи электрической энергии и мощности – в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне; * скорректированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве продавца;   и   * + корректировка графика поставки осуществляется в соответствии с подп. 2 настоящего пункта;   и   * + значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника равны совокупному приоритету корректировки графика по данному договору;   и   * + значения приоритета корректировки графика поставки договорного объема по указанным договорам выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору; * зарегистрированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве продавца;   и   * + корректировки графика поставки договорного объема не производится;   и   * + значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору;   с учетом объемов поставки по двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1, с б*о*льшим совокупным приоритетом корректировки графика поставки и (или) с б*о*льшим приоритетом учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства.  При этом если у продавца по двустороннему договору зарегистрировано несколько двусторонних договоров в данной ГТП, то КО уменьшает график поставки по двустороннему договору с учетом очередности в порядке, определенном п. 6.7 настоящего Регламента;  2. объем свободного двустороннего договора не превосходит:   * + объема поставки по двустороннему договору, зарегистрированного в соответствии с настоящим разделом;   + величины полного планового объема потребления (полного планового объема экспортных поставок) в ГТП покупателя (для покупателя электрической энергии и мощности или организации – участника оптового рынка, осуществляющей экспортно-импортные операции в отношении ГТП импорта/экспорта) за вычетом суммы * объемов потребления по регулируемым договорам; * объемов покупки по договорам, в рамках которых осуществляется торговля электрической энергией и мощностью по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * объемов покупки электрической энергии по свободным договорам купли-продажи электрической энергии и мощности – в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне; * скорректированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве покупателя;   и   * + корректировка графика поставки осуществляется в соответствии с подп. 1 настоящего пункта;   и   * + значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника равны совокупному приоритету корректировки графика по данному договору;   и   * + значения приоритета корректировки графика поставки договорного объема по указанным договорам выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору; * зарегистрированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве покупателя;   и   * + корректировка графика поставки договорного объема не производится;   и   * значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору;   с учетом объемов поставки по двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1, с б*о*льшим совокупным приоритетом корректировки графика поставки и (или) с б*о*льшим приоритетом учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства.  При этом, если у покупателя по двустороннему договору зарегистрировано несколько двусторонних договоров в данной ГТП, то КО уменьшает график поставки по двустороннему договору с учетом очередности в порядке, определенном п. 6.7 настоящего Регламента;  3. объем свободного двустороннего договора не превосходит минимума из следующих величин:   * + объема поставки по двустороннему договору, зарегистрированного в соответствии с настоящим разделом;   + полного планового объема производства (полного планового объема импортных поставок) в ГТП продавца(для поставщика электрической энергии и мощности или организации – участника оптового рынка, осуществляющей экспортно-импортные операции в отношении ГТП импорта/экспорта) за вычетом суммы * объемов поставки по регулируемым договорам; * объемов поставки по договорам, в рамках которых осуществляется торговля электрической энергией и мощностью по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * объемов поставки электрической энергии по свободным договорам купли-продажи электрической энергии и мощности – в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне; * скорректированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве продавца;   и   * + корректировка графика поставки осуществляется в соответствии с подп. 2 настоящего пункта;   и   * + значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника равны совокупному приоритету корректировки графика по данному договору;   и   * + значения приоритета корректировки графика поставки договорного объема по указанным договорам выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору; * зарегистрированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве продавца;   и   * + корректировки графика поставки договорного объема не производится;   и  значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору;  с учетом объемов поставки по двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1, с б*о*льшим совокупным приоритетом корректировки графика поставки и (или) с б*о*льшим приоритетом учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства.   * + полного планового объема потребления (полного планового объема экспортных поставок) в ГТП покупателя(для покупателя электрической энергии и мощности или организации – участника оптового рынка, осуществляющей экспортно-импортные операции в отношении ГТП импорта/экспорта) за вычетом суммы * объемов потребления по регулируемым договорам; * объемов покупки по договорам, в рамках которых осуществляется торговля электрической энергией и мощностью по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * объемов покупки электрической энергии по свободным договорам купли-продажи электрической энергии и мощности – в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне; * скорректированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве покупателя;   и   * + корректировка графика поставки осуществляется в соответствии с подп. 1 настоящего пункта;   и   * + значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника равны совокупному приоритету корректировки графика по данному договору;   и   * + значения приоритета корректировки графика поставки договорного объема по указанным договорам выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору; * зарегистрированных объемов поставки по свободным двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1 и по которым   + данный участник выступает в качестве покупателя;   и   * + корректировки графика поставки договорного объема не производится;   и   * значения приоритета учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства для данного участника выше совокупного приоритета корректировки графика по данному договору;   с учетом объемов поставки по двусторонним договорам, определенным в подп. 1 п. 2.1, с б*о*льшим совокупным приоритетом корректировки графика поставки и (или) с б*о*льшим приоритетом учета графика поставки в плановых объемах потребления/производства.  При этом если у продавца и покупателя по двустороннему договору зарегистрировано несколько двусторонних договоров в соответствующих ГТП, то КО уменьшает график поставки по двустороннему договору с учетом очередности в порядке, определенном п. 6.7 настоящего Регламента.  Упомянутая в настоящем пункте данного Регламента величина полного планового объема импортных поставок электрической энергии принимается равной величине полного планового объема импорта электроэнергии в ГТП импорта, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через данную ГТП импорта, которая определяется в соответствии с п. 2.4.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Упомянутая в настоящем пункте данного Регламента величина полного планового объема экспортных поставок электрической энергии принимается равной величине полного планового объема экспорта электроэнергии в ГТП экспорта, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через данную ГТП экспорта, которая определяется в соответствии с п. 2.4.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **6.9.1** | Для указания приоритета очередности корректировки графика поставки или приоритета учета графиков поставки в плановых объемах потребления/производства по двустороннему договору сторона двустороннего договора имеет право подать в КО соответствующее уведомление не ранее даты регистрации двустороннего договора КО и не позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате начала действия соответствующего уведомления. Под временем подачи уведомления стороной двустороннего договора в КО понимается время поступления указанного 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*). | Для указания приоритета очередности корректировки графика поставки или приоритета учета графиков поставки в плановых объемах потребления/производства по двустороннему договору сторона двустороннего договора имеет право подать в КО соответствующее уведомление не ранее даты регистрации двустороннего договора КО и не позднее 12 часов 00 минут (8 часов 00 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате начала действия соответствующего уведомления. Под временем подачи уведомления стороной двустороннего договора в КО понимается время поступления указанного 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*). |
| **6.10.2** | КО обязан с момента получения уведомления от стороны двустороннего договора и до 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих дате начала действия соответствующего уведомления, проверить:достоверность ЭП стороны двустороннего договора;соответствие уведомления условиям, указанным в подп. 3 п. 6.10.1 настоящего Регламента. | КО обязан с момента получения уведомления от стороны двустороннего договора и до 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 суток, предшествующих дате начала действия соответствующего уведомления, проверить:достоверность ЭП стороны двустороннего договора;соответствие уведомления условиям, указанным в подп. 3 п. 6.10.1 настоящего Регламента. |
| **6.10.5** | Если сторона двустороннего договора, по которой корректируется график поставки электроэнергии по данному договору, к 12 часам 00 минутам по времени ценовой зоны торговых суток НЕ зарегистрировала уведомление на указание приоритета корректировки графика поставки в соответствующие операционные сутки, КО считает приоритет корректировки графика поставки по данному договору для указанной стороны в каждый час указанных операционных суток равным 0 (нулю). | Если сторона двустороннего договора, по которой корректируется график поставки электроэнергии по данному договору, к 12 часам 00 минутам (8 часам 00 минутам – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток НЕ зарегистрировала уведомление на указание приоритета корректировки графика поставки в соответствующие операционные сутки, КО считает приоритет корректировки графика поставки по данному договору для указанной стороны в каждый час указанных операционных суток равным 0 (нулю). |
| **6.10.6** | Если сторона двустороннего договора, не являющаяся стороной, по которой корректируется график поставки электроэнергии по данному договору, к 12 часам 00 минутам по времени ценовой зоны торговых суток НЕ зарегистрировала уведомление на указание приоритета учета графиков поставки в соответствующие операционные сутки, приоритет учета графиков поставки по указанному договору для данного участника не определяется. | Если сторона двустороннего договора, не являющаяся стороной, по которой корректируется график поставки электроэнергии по данному договору, к 12 часам 00 минутам (8 часам 00 минутам – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток НЕ зарегистрировала уведомление на указание приоритета учета графиков поставки в соответствующие операционные сутки, приоритет учета графиков поставки по указанному договору для данного участника не определяется. |
| **Приложение 2, п. 2** | КО модифицирует графики поставки по двусторонним договорам, указанным в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, c признаком модификации графика поставки в следующие сроки: в случае если стороны двустороннего договора подали соответствующее уведомление на регистрацию графика поставки по двустороннему договору до 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны последних суток месяца, предшествующего месяцу поставки электрической энергии в соответствии с указанным уведомлением, то КО осуществляет модификацию графика поставки по данному договору на соответствующий месяц до 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны указанных суток;  1. в случае если стороны двустороннего договора подали соответствующее уведомление на регистрацию графика поставки по двустороннему договору позднее 12 часов 00 минут по времени ценовой зоны последних суток месяца, предшествующего месяцу поставки электрической энергии в соответствии с указанным уведомлением, то КО осуществляет модификацию графика поставки по данному договору на соответствующий месяц до 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны суток, предшествующих суткам начала поставки электрической энергии в соответствии с указанным уведомлением. При этом модификация графика поставки по двустороннему договору осуществляется в отношении периода поставки, указанного в соответствующем уведомлении и в пределах соответствующего месяца; 2. в случае регистрации КО изменений условий двустороннего договора (за исключением условий, указанных в подп. 1, 5 и 6 п. 4.3.1 настоящего Регламента) КО осуществляет модификацию графика поставки по данному договору на соответствующий месяц до 13 часов 30 минут по времени ценовой суток, предшествующих суткам вступления в силу указанных изменений. При этом модификация графика поставки по двустороннему договору осуществляется в отношении операционных суток соответствующего месяца начиная с даты вступления в силу указанных изменений.   Очередность модификации объемов поставки по двусторонним договорам, указанным в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, с признаком модификации графика поставки соответствует очередности регистрации КО уведомлений, на основании которых производится данная модификация. | КО модифицирует графики поставки по двусторонним договорам, указанным в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, c признаком модификации графика поставки в следующие сроки: 1) в случае если стороны двустороннего договора подали соответствующее уведомление на регистрацию графика поставки по двустороннему договору до 12 часов 00 минут (8 часов 00 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны последних суток месяца, предшествующего месяцу поставки электрической энергии в соответствии с указанным уведомлением, то КО осуществляет модификацию графика поставки по данному договору на соответствующий месяц до 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 указанных суток; 2) в случае если стороны двустороннего договора подали соответствующее уведомление на регистрацию графика поставки по двустороннему договору позднее 12 часов 00 минут (8 часов 00 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны последних суток месяца, предшествующего месяцу поставки электрической энергии в соответствии с указанным уведомлением, то КО осуществляет модификацию графика поставки по данному договору на соответствующий месяц до 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 суток, предшествующих суткам начала поставки электрической энергии в соответствии с указанным уведомлением. При этом модификация графика поставки по двустороннему договору осуществляется в отношении периода поставки, указанного в соответствующем уведомлении и в пределах соответствующего месяца;  3) в случае регистрации КО изменений условий двустороннего договора (за исключением условий, указанных в подп. 1, 5 и 6 п. 4.3.1 настоящего Регламента) КО осуществляет модификацию графика поставки по данному договору на соответствующий месяц до 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 суток, предшествующих суткам вступления в силу указанных изменений. При этом модификация графика поставки по двустороннему договору осуществляется в отношении операционных суток соответствующего месяца начиная с даты вступления в силу указанных изменений.  Очередность модификации объемов поставки по двусторонним договорам, указанным в подп. 1 п. 2.1 настоящего Регламента, с признаком модификации графика поставки соответствует очередности регистрации КО уведомлений, на основании которых производится данная модификация. |
| **Приложение 4, п. 1** | Для сторон двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, в отношении месяца *m* определяются:  …  [руб./МВт∙ч] – прогнозная свободная (нерегулируемая) цена на электрическую энергию в субъекте Российской Федерации *F* в ценовой зоне *z*, соответствующая цене потребления за полугодие, к которому принадлежит месяц *m*. Актуальное значение данной цены определяет и публикует КО в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*. При этом в качестве актуализированного значения указанной цены используется величина, которая была опубликована не позднее первого дня месяца, в котором КО проводит расчеты в соответствии с настоящим приложением. В случае если  не определена в субъекте РФ для ценовой зоны *z*, то в расчетах применяется значение  для данного субъекта РФ определенная КО для другой ценовой зоны *z*. В случае если ГТП двустороннего договора (ГТП свободного договора купли-продажи электрической энергии и мощности) *d* (*d*1, *d*2) является ГТП экспорта или ГТП импорта, то в качестве  используется значение прогнозной свободной (нерегулируемой) цены на электрическую энергию, определенное и опубликованное КО в аналогичном порядке в отношении ценовой зоны *z*;  … | Для сторон двусторонних договоров, указанных в подп. 2 п. 2.1 настоящего Регламента, в отношении месяца *m* определяются:  …  [руб./МВт∙ч] – прогнозная свободная (нерегулируемая) цена на электрическую энергию в субъекте Российской Федерации *F* в ценовой зоне *z*, соответствующая цене потребления за полугодие, к которому принадлежит месяц *m*. Актуальное значение данной цены определяет и публикует КО в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*. При этом в качестве актуализированного значения указанной цены используется величина, которая была опубликована не позднее первого дня месяца, в котором КО проводит расчеты в соответствии с настоящим приложением. В случае если  не определена в субъекте РФ для ценовой зоны *z*, то в расчетах применяется значение  для данного субъекта РФ определенная КО для другой ценовой зоны *z*. В случае если значение  не определено для субъекта РФ, относящегося к входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, то в качестве  используется значение прогнозной свободной (нерегулируемой) цены на электрическую энергию, определенное и опубликованное КО в аналогичном порядке в отношении второй ценовой зоны. В случае если ГТП двустороннего договора (ГТП свободного договора купли-продажи электрической энергии и мощности) *d* (*d*1, *d*2) является ГТП экспорта или ГТП импорта, то в качестве  используется значение прогнозной свободной (нерегулируемой) цены на электрическую энергию, определенное и опубликованное КО в аналогичном порядке в отношении ценовой зоны *z*;.  … |
| **Приложение 4, п. 2.2** | Модифицированное значение объема поставки электрической энергии по двустороннему договору в час операционных суток h, отнесенный к месяцу m, определяется как:  …  [руб./МВт∙ч] – прогнозная свободная (нерегулируемая) цена на электрическую энергию в субъекте Российской Федерации *F* в ценовой зоне *z*, соответствующая цене потребления за полугодие, к которому принадлежит месяц *m*. Актуальное значение данной цены определяет и публикует КО в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*. При этом в качестве актуализированного значения указанной цены используется величина, которая была опубликована не позднее первого дня месяца, в котором КО проводит расчеты в соответствии с настоящим приложением. В случае если  не определена в субъекте РФ для ценовой зоны *z*, то в расчетах применяется значение  для данного субъекта РФ определенная КО для другой ценовой зоны *z*;  … | Модифицированное значение объема поставки электрической энергии по двустороннему договору в час операционных суток h, отнесенный к месяцу m, определяется как:  …  [руб./МВт∙ч] – прогнозная свободная (нерегулируемая) цена на электрическую энергию в субъекте Российской Федерации *F* в ценовой зоне *z*, соответствующая цене потребления за полугодие, к которому принадлежит месяц *m*. Актуальное значение данной цены определяет и публикует КО в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*. При этом в качестве актуализированного значения указанной цены используется величина, которая была опубликована не позднее первого дня месяца, в котором КО проводит расчеты в соответствии с настоящим приложением. В случае если  не определена в субъекте РФ для ценовой зоны *z*, то в расчетах применяется значение  для данного субъекта РФ определенная КО для другой ценовой зоны *z*. В случае если значение  не определено для субъекта РФ, относящегося к входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, то в качестве  используется значение прогнозной свободной (нерегулируемой) цены на электрическую энергию, определенное и опубликованное КО в аналогичном порядке в отношении второй ценовой зоны; |

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) |
| --- | --- | --- |
| **1.1** | Предмет Настоящий Регламент определяет: 1) Порядок проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (далее – конкурентный отбор) и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынка электроэнергии, включающий следующие основные этапы:а) Порядок получения Коммерческим Оператором (далее – КО) от Системного оператора актуализированной расчетной модели;б) Порядок обработки КО информации, **полученной** от Системного оператора и участников оптового рынка, и формирования входных данных для проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынка;в) Определение отдельно для каждой ценовой зоны почасовых равновесных цен на электрическую энергию и объемов электрической энергии, включаемых в плановое почасовое производство[[1]](#footnote-1) и потребление участников оптового рынка, в том числе: определение планового почасового производства для каждой режимной генерирующей единицы на каждый час операционных суток, соответствующих значений мощности на конец каждого часа операционных суток и планового почасового потребления для каждой группы точек поставки потребления (далее – торговый график);2) Порядок передачи Коммерческим оператором торгового графика Системному оператору;3) Порядок публикации на официальном сайте КО в сети Интернет сводной информации об итогах конкурентного отбора ценовых заявок, определения планового почасового производства и потребления и доведения до участников оптового рынка персонифицированных результатов участия;4) Порядок объявления КО результатов конкурентного отбора ценовых заявок недействительными и порядок определения планового почасового производства и потребления в этом случае. Настоящий Регламент также включает в себя математическую модель, которая реализуется в процессе проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и определения планового почасового производства и потребления Участников оптового рынка. | Предмет Настоящий Регламент определяет: 1) Порядок проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (далее – конкурентный отбор) и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынка электроэнергии, включающий следующие основные этапы:а) Порядок получения Коммерческим Оператором (далее – КО) от Системного оператора актуализированной расчетной модели;б) Порядок обработки КО информации, **полученной** от Системного оператора и участников оптового рынка, и формирования входных данных для проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынка;в) Определение отдельно для первой ценовой зоны, для второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, почасовых равновесных цен на электрическую энергию и объемов электрической энергии, включаемых в плановое почасовое производство[[2]](#footnote-2) и потребление участников оптового рынка, в том числе: определение планового почасового производства для каждой режимной генерирующей единицы на каждый час операционных суток, соответствующих значений мощности на конец каждого часа операционных суток и планового почасового потребления для каждой группы точек поставки потребления (далее – торговый график);2) Порядок передачи Коммерческим оператором торгового графика Системному оператору;3) Порядок публикации на официальном сайте КО в сети Интернет сводной информации об итогах конкурентного отбора ценовых заявок, определения планового почасового производства и потребления и доведения до участников оптового рынка персонифицированных результатов участия;4) Порядок объявления КО результатов конкурентного отбора ценовых заявок недействительными и порядок определения планового почасового производства и потребления в этом случае. Настоящий Регламент также включает в себя математическую модель, которая реализуется в процессе проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и определения планового почасового производства и потребления Участников оптового рынка. |
| **3.1** | Перечень информации Для проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления КО использует актуализированную расчетную модель ЕЭС, подготовленную Системным оператором в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)и содержащую следующую почасовую информацию: прогнозный объем почасового потребления для ГТП потребления;плановые почасовые объемы поставки по каждому из сечений экспорта-импорта;параметры прогнозного диспетчерского графика (далее – ПДГ), определенные в соответствии с п. 4.5 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;коэффициенты отнесения объемов планового почасового потребления к узлам расчетной модели для ГТП потребления типа «Нагрузка», указанные в *Акте о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*;информацию о соотнесении ГТП потребления типа «Система» с узлами расчетной модели и с нагрузочными потерями в их сетях, соответствующими прогнозному диспетчерскому графику;пределы регулирования для ГТП генерации и для объектов управления участников с регулируемым потреблением – отдельно по техническим и технологическим (с учетом вынужденных режимов и ограничений по топливу) характеристикам и по причинам поддержания оперативного резерва мощности в системе;максимальные и минимальные допустимые значения производства активной мощности включенного генерирующего оборудования режимных генерирующих единиц (технические и технологические минимумы и максимумы по РГЕ), в том числе в отношении представленных в актуализированной расчетной модели РГЕ, не отнесенных к зарегистрированной на оптовом рынке ГТП генерации и при этом не включенных в ГТП потребления в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*;ограничения на максимальные и минимальные значения производства активной мощности режимных генерирующего единиц, определенные СО по системным условиям (максимум и минимум СО), в случае если таковые были сформированы СО;указание на наличие временного совокупного дефицита электрической энергии в соответствующей ценовой зоне оптового рынка;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 ры*нка), сформированные СО в соответствии с п. 5.5.1 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынк*а (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);признак готовности к ценозависимому снижению объемов покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления в операционные сутки (присваивается на основании уведомления, поданного участником оптового рынка в соответствии с разделом 4 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*));информацию об объемах снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, в отношении которых подтверждена готовность к оказанию данных услуг, а также о длительности периода снижения потребления (количество последовательных часов) для каждого из указанных объемов суммарно по каждой группе точек поставки участника оптового рынка, к которой отнесены объекты регулирования потребления. Передача СО информации об объемах снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии при выполнении условий, указанных в п. 9.3 настоящего Регламента, означает уведомление КО о необходимости проведения тестирования в отношении агрегированных объектов управления в рассматриваемые операционные сутки;значения параметров *N* (N>0) и *K (K>0),* которые устанавливаются СО в соответствии с порядком, который публикуется на официальном сайте СО не менее чем за три рабочих дня до начала расчетного месяца;другую информацию, определяемую в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.* Для проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления КО также использует информацию:  − плановые почасовые объемы поставки электрической энергии в целях осуществления межгосударственной передачи по каждой из ГТП импорта (экспорта) (с разбиением по каждому из объемов поставки электрической энергии, в отношении которого участником оптового рынка было подано ДДПР соответствующее уведомление), переданные ДДПР в КО в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынк*а (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Если Системный оператор передал КО актуализированную расчетную модель, содержащую энергорайоны, временно электрически изолированные вследствие системных условий от основной части ЕЭС РФ, относительно которых представлена вся указанная выше информация, КО осуществляет процедуру проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления в соответствии с требованиями настоящего Регламента, в том числе и в отношении таких энергорайонов.  В этом случае КО до 19 часов 00 минут по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте электронное сообщение, содержащее уведомление о том, какие энергорайоны при проведении процедуры конкурентного отбора на операционные сутки были временно электрически изолированы вследствие системных условий от основной части ЕЭС РФ, с указанием узлов, входящих в указанные энергорайоны.  В случае если согласно информации, переданной СО в составе актуализированной расчетной модели, в отношении объекта управления, соответствующего ГАЭС, указаны отрицательные значения минимальных допустимых значений производства активной мощности включенного генерирующего оборудования, то для соответствующей РГЕ, отнесенной к ГТП генерации ГАЭС, значения минимальных допустимых значений производства активной мощности включенного генерирующего оборудования в соответствующие часы принимаются равными нулю. | Перечень информации Для проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления КО использует актуализированную расчетную модель ЕЭС, подготовленную Системным оператором в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)и содержащую следующую почасовую информацию: прогнозный объем почасового потребления для ГТП потребления;плановые почасовые объемы поставки по каждому из сечений экспорта-импорта;параметры прогнозного диспетчерского графика (далее – ПДГ), определенные в соответствии с п. 4.5 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;коэффициенты отнесения объемов планового почасового потребления к узлам расчетной модели для ГТП потребления типа «Нагрузка», указанные в *Акте о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*;информацию о соотнесении ГТП потребления типа «Система» с узлами расчетной модели и с нагрузочными потерями в их сетях, соответствующими прогнозному диспетчерскому графику;пределы регулирования для ГТП генерации и для объектов управления участников с регулируемым потреблением – отдельно по техническим и технологическим (с учетом вынужденных режимов и ограничений по топливу) характеристикам и по причинам поддержания оперативного резерва мощности в системе;максимальные и минимальные допустимые значения производства активной мощности включенного генерирующего оборудования режимных генерирующих единиц (технические и технологические минимумы и максимумы по РГЕ), в том числе в отношении представленных в актуализированной расчетной модели РГЕ, не отнесенных к зарегистрированной на оптовом рынке ГТП генерации и при этом не включенных в ГТП потребления в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*;ограничения на максимальные и минимальные значения производства активной мощности режимных генерирующего единиц, определенные СО по системным условиям (максимум и минимум СО), в случае если таковые были сформированы СО;указание на наличие временного совокупного дефицита электрической энергии в соответствующей ценовой зоне оптового рынка;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 ры*нка), сформированные СО в соответствии с п. 5.5.1 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынк*а (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);признак готовности к ценозависимому снижению объемов покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления в операционные сутки (присваивается на основании уведомления, поданного участником оптового рынка в соответствии с разделом 4 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*));информацию об объемах снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, в отношении которых подтверждена готовность к оказанию данных услуг, а также о длительности периода снижения потребления (количество последовательных часов) для каждого из указанных объемов суммарно по каждой группе точек поставки участника оптового рынка, к которой отнесены объекты регулирования потребления. Передача СО информации об объемах снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии при выполнении условий, указанных в п. 9.3 настоящего Регламента, означает уведомление КО о необходимости проведения тестирования в отношении агрегированных объектов управления в рассматриваемые операционные сутки;значения параметров *N* (N>0) и *K (K>0),* которые устанавливаются СО в соответствии с порядком, который публикуется на официальном сайте СО не менее чем за три рабочих дня до начала расчетного месяца (данные параметры устанавливаются отдельно в отношении первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и отдельно в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам);другую информацию, определяемую в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.* Для проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления КО также использует информацию:  − плановые почасовые объемы поставки электрической энергии в целях осуществления межгосударственной передачи по каждой из ГТП импорта (экспорта) (с разбиением по каждому из объемов поставки электрической энергии, в отношении которого участником оптового рынка было подано ДДПР соответствующее уведомление), переданные ДДПР в КО в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынк*а (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Если Системный оператор передал КО актуализированную расчетную модель, содержащую энергорайоны, временно электрически изолированные вследствие системных условий от основной части ЕЭС РФ, относительно которых представлена вся указанная выше информация, КО осуществляет процедуру проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления в соответствии с требованиями настоящего Регламента, в том числе и в отношении таких энергорайонов.  В этом случае КО до 19 часов 00 минут (14 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте электронное сообщение, содержащее уведомление о том, какие энергорайоны при проведении процедуры конкурентного отбора на операционные сутки были временно электрически изолированы вследствие системных условий от основной части ЕЭС РФ, с указанием узлов, входящих в указанные энергорайоны.  В случае если согласно информации, переданной СО в составе актуализированной расчетной модели, в отношении объекта управления, соответствующего ГАЭС, указаны отрицательные значения минимальных допустимых значений производства активной мощности включенного генерирующего оборудования, то для соответствующей РГЕ, отнесенной к ГТП генерации ГАЭС, значения минимальных допустимых значений производства активной мощности включенного генерирующего оборудования в соответствующие часы принимаются равными нулю. |
| **3.2** | Порядок обмена информацией 3.2.1. Системный оператор до 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны торговых суток передает КО в электронном виде в согласованном между КО и СО формате в отношении каждой единицы генерирующего оборудования почасовые актуальные значения максимальной и минимальной активной мощности, определенные в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также подтверждение о включении в сеть этой единицы генерирующего оборудования на операционные сутки[[3]](#footnote-3).  3.2.2. Системный оператор до 14 часов 00 минут по времени ценовой зоны торговых суток передает в электронном виде в согласованном между КО и СО формате и с использованием утвержденного (согласованного) КО и СО специализированного программного обеспечения Коммерческому оператору информацию в соответствии с перечнем, указанным в п. 3.1 настоящего Регламента.  В случае невозможности передачи актуализированной расчетной модели в установленные сроки СО информирует КО о ее причинах и планируемых сроках передачи.  3.2.3. Держатель договоров о параллельной работе передает информацию Коммерческому оператору в соответствии с требованиями *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)*.  Информация об объемах поставки электроэнергии с признаком «оказания зарубежной энергосистемой взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем» на определенные операционные сутки в случаях, предусмотренных п. 8.4 *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*), передаются держателем договоров о параллельной работе Коммерческому оператору в виде отдельного уведомления не ранее чем за 90 (девяносто) календарных дней до операционных суток и не позднее 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны торговых суток в электронном виде в согласованном между КО и ДДПР формате с применением электронной цифровой подписи. В случае если на определенные операционные сутки указанная информация не получена Коммерческим оператором до указанного срока, то величина , определяемая в соответствии с п. 2.4.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) по соответствующему сечению экспорта-импорта принимается равной нулю. При формировании и подаче уведомлений об объемах поставки электроэнергии с признаком «оказания зарубежной энергосистемой взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем» ДДПР используются объемы, указанные в диспетчерской заявке, поданной в отношении объекта диспетчеризации и согласованной СО.  При расчете стоимости электроэнергии, проданной участником оптового рынка по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ГТП импорта, КО учитывается минимальное значение из почасового объема поставки, указанного в уведомлении ДДПР, и величины почасового объема сальдо-перетока, содержащегося в актуализированной расчетной модели и соотнесенной с сечением экспорта-импорта, по которому подано уведомление.  При этом под временем передачи информации принимается время подтверждения в установленном порядке подлинности электронной цифровой подписи в соответствии с *Соглашением о применении электронной цифровой подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение №Д7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  3.2.4. КО осуществляет входной контроль информации, поступившей от Системного оператора и Держателя договоров о параллельной работе, по следующим критериям:   * соответствие информации согласованному формату; * соответствие условно-постоянных параметров расчетной модели, переданной КО, актуальным условно-постоянным параметрам расчетной модели, определенным в соответствии с актами тестирования расчетной модели, оформляемыми в соответствии с *Регламентом* *внесения изменений в расчетную модель электроэнергетической системы* (Приложение № 2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   В случае если при осуществлении входного контроля были зафиксированы нарушения какого-либо из указанных критериев, КО информирует об этом Системного оператора. Системный оператор устраняет выявленные нарушения и осуществляет повторную передачу КО актуализированной расчетной модели.  3.2.5. Если КО до 16 часов 00 минут по времени ценовой зоны торговых суток не получена актуализированная расчетная модель, соответствующая установленным в п. 3.2.4 критериям, то выполняются действия в соответствии с п. 8 настоящего Регламента. | Порядок обмена информацией 3.2.1. Системный оператор до 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 торговых суток передает КО в электронном виде в согласованном между КО и СО формате в отношении каждой единицы генерирующего оборудования почасовые актуальные значения максимальной и минимальной активной мощности, определенные в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также подтверждение о включении в сеть этой единицы генерирующего оборудования на операционные сутки[[4]](#footnote-4).  3.2.2. Системный оператор до 14 часов 00 минут (9 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток передает в электронном виде в согласованном между КО и СО формате и с использованием утвержденного (согласованного) КО и СО специализированного программного обеспечения Коммерческому оператору информацию в соответствии с перечнем, указанным в п. 3.1 настоящего Регламента.  В случае невозможности передачи актуализированной расчетной модели в установленные сроки СО информирует КО о ее причинах и планируемых сроках передачи.  3.2.3. Держатель договоров о параллельной работе передает информацию Коммерческому оператору в соответствии с требованиями *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)*.  Информация об объемах поставки электроэнергии с признаком «оказания зарубежной энергосистемой взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем» на определенные операционные сутки в случаях, предусмотренных п. 8.4 *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*), передаются держателем договоров о параллельной работе Коммерческому оператору в виде отдельного уведомления не ранее чем за 90 (девяносто) календарных дней до 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 торговых суток в электронном виде в согласованном между КО и ДДПР формате с применением электронной цифровой подписи. В случае если на определенные операционные сутки указанная информация не получена Коммерческим оператором до указанного срока, то величина , определяемая в соответствии с п. 2.4.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) по соответствующему сечению экспорта-импорта принимается равной нулю. При формировании и подаче уведомлений об объемах поставки электроэнергии с признаком «оказания зарубежной энергосистемой взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем» ДДПР используются объемы, указанные в диспетчерской заявке, поданной в отношении объекта диспетчеризации и согласованной СО.  При расчете стоимости электроэнергии, проданной участником оптового рынка по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ГТП импорта, КО учитывается минимальное значение из почасового объема поставки, указанного в уведомлении ДДПР, и величины почасового объема сальдо-перетока, содержащегося в актуализированной расчетной модели и соотнесенной с сечением экспорта-импорта, по которому подано уведомление.  При этом под временем передачи информации принимается время подтверждения в установленном порядке подлинности электронной цифровой подписи в соответствии с *Соглашением о применении электронной цифровой подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение №Д7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  3.2.4. КО осуществляет входной контроль информации, поступившей от Системного оператора и Держателя договоров о параллельной работе, по следующим критериям:   * соответствие информации согласованному формату; * соответствие условно-постоянных параметров расчетной модели, переданной КО, актуальным условно-постоянным параметрам расчетной модели, определенным в соответствии с актами тестирования расчетной модели, оформляемыми в соответствии с *Регламентом* *внесения изменений в расчетную модель электроэнергетической системы* (Приложение № 2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   В случае если при осуществлении входного контроля были зафиксированы нарушения какого-либо из указанных критериев, КО информирует об этом Системного оператора. Системный оператор устраняет выявленные нарушения и осуществляет повторную передачу КО актуализированной расчетной модели.  3.2.5. Если КО до 16 часов 00 минут (11 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток не получена актуализированная расчетная модель, соответствующая установленным в п. 3.2.4 критериям, то выполняются действия в соответствии с п. 8 настоящего Регламента. |
| **Раздел 4, п. 8** | В случае если по состоянию на 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны торговых суток (в случае если события, указанные в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), не наступили) или по состоянию на 15 часов 30 минут по времени ценовой зоны торговых суток (в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) в отношении ГТП генерации отсутствует ценовая заявка на планирование объемов производства электрической энергии, допущенная в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) до участия в процедуре конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, то КО:  а) в отношении ГТП генерации ТЭС или АЭС – формирует ценовую заявку на планирование объемов производства электрической энергии, состоящую из 24 почасовых подзаявок, каждая из которых, в свою очередь, состоит из одной пары <цена–количество>, в которой значение количества принимается равным суммарному по всем ЕГО объему установленной мощности, а значение цены принимается равным величине *Тээ*, определенной в отношении данной ГТП генерации в соответствии с подпунктом «*g*» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту. При этом в отношении такой ценовой заявки КО устанавливает указание на осуществление купли-продажи электроэнергии по модифицированным ценовым заявкам с учетом *Pmax*. Участники оптового рынка выражают свое безусловное согласие с таким формированием указанных заявок;  б) для иных поставщиков (за исключением ГТП генерации ГЭС) – формирует ценопринимающую заявку в соответствии с *Методикой формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора и определении планового почасового производства и потребления участников оптового рынка*. | В случае если по состоянию на 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 торговых суток (в случае если события, указанные в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), не наступили) или по состоянию на 15 часов 30 минут (10 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток (в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) в отношении ГТП генерации отсутствует ценовая заявка на планирование объемов производства электрической энергии, допущенная в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) до участия в процедуре конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, то КО:  а) в отношении ГТП генерации ТЭС или АЭС – формирует ценовую заявку на планирование объемов производства электрической энергии, состоящую из 24 почасовых подзаявок, каждая из которых, в свою очередь, состоит из одной пары <цена–количество>, в которой значение количества принимается равным суммарному по всем ЕГО объему установленной мощности, а значение цены принимается равным величине *Тээ*, определенной в отношении данной ГТП генерации в соответствии с подпунктом «*g*» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту. При этом в отношении такой ценовой заявки КО устанавливает указание на осуществление купли-продажи электроэнергии по модифицированным ценовым заявкам с учетом *Pmax*. Участники оптового рынка выражают свое безусловное согласие с таким формированием указанных заявок;  б) для иных поставщиков (за исключением ГТП генерации ГЭС) – формирует ценопринимающую заявку в соответствии с *Методикой формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора и определении планового почасового производства и потребления участников оптового рынка*. |
| **Раздел 4, п. 15** | формирует модельную ценовую заявку в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, расположенному во второй ценовой зоне и работающему синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока, посредством формирования ценопринимающих подзаявок на объемы суммарного поузлового потребления электрической энергии в данном изолированном энергорайоне, переданные СО Коммерческому оператору в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | формирует модельные ценовые заявки в отношении:   * внутризонального энергорайона, работающего синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенного к данной территории, посредством формирования ценопринимающих подзаявок на объемы суммарного поузлового потребления электрической энергии в данных внутризональных энергорайонах, переданные СО Коммерческому оператору в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) – для целей проведения расчета в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * внутризонального энергорайона, работающего изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенного к данной территории, посредством формирования ценопринимающих подзаявок на объемы суммарного поузлового потребления электрической энергии в данных внутризональных энергорайонах, переданные СО Коммерческому оператору в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) – для целей проведения расчета в отношении первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам. |
| **5.1** | Ограничивающие условия КО проводит конкурентный отбор и определение планового почасового производства и потребления в соответствии с *Математической моделью расчетов планового почасового производства и потребления электроэнергии и узловых равновесных цен в результате конкурентного отбора ценовых заявок для оптового рынка электроэнергии*, являющейся приложением к настоящему Регламенту, которая, в т.ч., предусматривает выполнение следующих требований и ограничений:   1. Равновесные цены, являющиеся результатом конкурентного отбора, определяются так, чтобы:  * объемы планового почасового производства и потребления участников оптового рынка стали максимальными с учетом установленных нормативно-правовыми документами и настоящим Регламентом ограничений на указанные объемы; * в плановое почасовое производство и потребление участников оптового рынка были включены все объемы электрической энергии, относящиеся к соответствующему узлу, за которые:   + в ценовых заявках на покупку указана более высокая цена, чем цена, указанная за объемы электрической энергии, включенные в плановое почасовое потребление, а также все объемы, указанные в ценопринимающих заявках (подзаявках, частях заявок) на покупку, за исключением случаев, предусмотренных положениями п. 5.3 настоящего Регламента;   + в ценовых заявках на продажу указана более низкая цена, чем цена, указанная за объемы электрической энергии, включенные в плановое почасовое производство, а также все объемы, указанные в ценопринимающих заявках (подзаявках, частях заявок) на продажу, за исключением случаев, предусмотренных положениями п. 5.3 настоящего Регламента; * равновесная цена в ГТП потребления не превышала цену, указанную участником оптового рынка в ценовой заявке на покупку за объем электрической энергии, включенный в плановое почасовое потребление данного участника оптового рынка; * равновесная цена в данном узле была не меньше цены, указанной участником оптового рынка в ценовой заявке на продажу за объем электрической энергии, отнесенный к этому узлу в соответствии с п. 4 настоящего Регламента и включенный в плановое почасовое производство, за исключением случаев, предусмотренных положениями п. 5.3 настоящего Регламента; * равновесные цены во всех узлах расчетной модели (сечениях поставки экспортно-импортных операций) отличались на стоимость нагрузочных потерь электрической энергии и системных ограничений (если стоимость системных ограничений не превышает наиболее высокой стоимости производства электрической энергии из указанных в поданных в соответствующей ценовой зоне ценовых заявках на объемы электрической энергии, вырабатываемые генерирующими объектами с соблюдением ограничений на плановое почасовое производство).   … | Ограничивающие условия КО проводит конкурентный отбор и определение планового почасового производства и потребления в соответствии с *Математической моделью расчетов планового почасового производства и потребления электроэнергии и узловых равновесных цен в результате конкурентного отбора ценовых заявок для оптового рынка электроэнергии*, являющейся приложением к настоящему Регламенту, которая, в т.ч., предусматривает выполнение следующих требований и ограничений:  a. Равновесные цены, являющиеся результатом конкурентного отбора, определяются так, чтобы:   * объемы планового почасового производства и потребления участников оптового рынка стали максимальными с учетом установленных нормативно-правовыми документами и настоящим Регламентом ограничений на указанные объемы; * в плановое почасовое производство и потребление участников оптового рынка были включены все объемы электрической энергии, относящиеся к соответствующему узлу, за которые:   + в ценовых заявках на покупку указана более высокая цена, чем цена, указанная за объемы электрической энергии, включенные в плановое почасовое потребление, а также все объемы, указанные в ценопринимающих заявках (подзаявках, частях заявок) на покупку, за исключением случаев, предусмотренных положениями п. 5.3 настоящего Регламента;   + в ценовых заявках на продажу указана более низкая цена, чем цена, указанная за объемы электрической энергии, включенные в плановое почасовое производство, а также все объемы, указанные в ценопринимающих заявках (подзаявках, частях заявок) на продажу, за исключением случаев, предусмотренных положениями п. 5.3 настоящего Регламента; * равновесная цена в ГТП потребления не превышала цену, указанную участником оптового рынка в ценовой заявке на покупку за объем электрической энергии, включенный в плановое почасовое потребление данного участника оптового рынка; * равновесная цена в данном узле была не меньше цены, указанной участником оптового рынка в ценовой заявке на продажу за объем электрической энергии, отнесенный к этому узлу в соответствии с п. 4 настоящего Регламента и включенный в плановое почасовое производство, за исключением случаев, предусмотренных положениями п. 5.3 настоящего Регламента; * равновесные цены во всех узлах расчетной модели (сечениях поставки экспортно-импортных операций) отличались на стоимость нагрузочных потерь электрической энергии и системных ограничений (если стоимость системных ограничений не превышает величины, определенной в подп. 6 п. 5.3 настоящего Регламента).   … |
| **5.3, подп. 6** | В случае если стоимость какого-либо системного ограничения, определенная согласно Математической модели расчетов планового почасового производства и потребления электроэнергии и узловых равновесных цен в результате конкурентного отбора ценовых заявок для оптового рынка электроэнергии, превышает максимальную из цен, указанных в ценовых заявках поставщиков в отношении объемов, включенных в плановое почасовое производство, по всем ГТП генерации, отнесенным к соответствующей ценовой зоне, то стоимость этого ограничения уменьшается до указанной величины с соответствующим изменением равновесных узловых цен с учетом потерь и системных ограничений. | В случае если стоимость какого-либо системного ограничения, определенная согласно Математической модели расчетов планового почасового производства и потребления электроэнергии и узловых равновесных цен в результате конкурентного отбора ценовых заявок для оптового рынка электроэнергии, превышает максимальную из цен, указанных в ценовых заявках поставщиков в отношении объемов, включенных в плановое почасовое производство, по всем ГТП генерации, отнесенным к соответствующей территории (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), то стоимость этого ограничения уменьшается до указанной величины с соответствующим изменением равновесных узловых цен с учетом потерь и системных ограничений. |
| **5.3, подп. 10** | Влияние на равновесные цены на объемы производства электрической энергии ценовых заявок Поставщиков по ГТП генерации, зарегистрированных на оптовом рынке в отношении генерирующего оборудования мобильных (передвижных) генерирующих объектов, ограничивается минимальной величиной из цен на электрическую энергию, указываемых участниками оптового рынка в ценовых заявках на продажу электрической энергии, подаваемых для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед, и уровню цены, соответствующему ценопринимающей заявке 5-го приоритета согласно п. 5.2 настоящего Регламента.  В случае если в ценовой зоне соблюдается каждое из следующих условий:   * не действует введенное в установленном порядке государственное регулирование цен (тарифов); * переданная СО в КО актуализированная расчетная модель не содержит указание на наличие временного совокупного дефицита электрической энергии в соответствующей ценовой зоне оптового рынка; * определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за трехдневный период, включающий часы данных операционных суток *Х* в качестве последних часов суток рассматриваемого периода, превысил предельный трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в соответствующей ценовой зоне, определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту, и (или) определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за семидневный период, включающий часы рассматриваемых операционных суток Х в качестве последних часов суток данного периода, превысил соответствующий предельный семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту;   то при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в течение следующих 5 операционных суток (операционных суток *Х*+1, …, *Х*+5) в отношении указанной ценовой зоны применяется особый режим расчета цен на электрическую энергию согласно подпункту 11 данного подпункта настоящего Регламента.  В случае если в ценовой зоне соблюдается каждое из следующих условий   * не действует введенное в установленном порядке государственное регулирование цен (тарифов); * переданная СО в КО актуализированная расчетная модель содержит указание на наличие временного совокупного дефицита электрической энергии в соответствующей ценовой зоне оптового рынка; * определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за трехдневный период, включающий часы данных операционных суток *Х* в качестве последних часов суток рассматриваемого периода, превысил предельный трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту, и (или) определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за семидневный период, включающий часы данных операционных суток *Х* в качестве последних часов суток данного периода, превысил предельный семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту;   то при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в отношении операционных суток *Х*+1, *Х*+2, *Х*+3 в отношении указанной ценовой зоны применяется особый режим расчета цен на электрическую энергию согласно подпункту 11 данного подпункта настоящего Регламента.  В случае если в периоде, в отношении которого Правительством Российской Федерации введено государственное регулирование в электроэнергетике (за исключением периода действия государственного регулирования цен (тарифов), трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за соответствующий период превышает любое из значений, рассчитанных в соответствии с п. 7 и п. 9 приложения 4 к настоящему Регламенту, то при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в течение следующих семи суток в отношении указанной ценовой зоны вводится особый режим расчета цен на электрическую энергию согласно подпункту 11 настоящего пункта.  В случае если в периоде, в отношении которого Правительством Российской Федерации введено государственное регулирование в электроэнергетике (за исключением периода действия государственного регулирования цен (тарифов), семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за соответствующий период превышает любое из значений, рассчитанных в соответствии с п. 8 и п. 10 приложения 4 к настоящему Регламенту, то при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в течение следующих 7 (семи) суток в отношении указанной ценовой зоны вводится особый режим расчета цен на электрическую энергию согласно подпункту 11 настоящего пункта.  Значения, указанные в п. 9 и п. 10 приложения 4 к настоящему Регламенту, КО не рассчитываются и не применяются в следующих случаях:   * редакция Методических указаний об установлении особенностей определения значения предельного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка электрической энергии (мощности) в случае введения государственного регулирования в электроэнергетике (далее – Методические указания ФСТ), действующая на дату торговых суток в отношении соответствующих операционных суток, отличается от редакции Методических указаний ФСТ, действующих по состоянию на 1 июня 2010 года; * по состоянию на сутки *X*-3, где *X* – соответствующие операционные сутки, КО не были предоставлены федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов значения среднегодового индекса цен производителей газа для первой ценовой зоны (угля для второй ценовой зоны) в отношении года *i* (где *i* – данный год), определенные в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, и (*i*-1),(i-2), определенные в соответствии с данными Росстата. | Влияние на равновесные цены на объемы производства электрической энергии ценовых заявок Поставщиков по ГТП генерации, зарегистрированных на оптовом рынке в отношении генерирующего оборудования мобильных (передвижных) генерирующих объектов, ограничивается минимальной величиной из цен на электрическую энергию, указываемых участниками оптового рынка в ценовых заявках на продажу электрической энергии, подаваемых для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед, и уровню цены, соответствующему ценопринимающей заявке 5-го приоритета согласно п. 5.2 настоящего Регламента.  **Для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам**  В случае если в отношении рассматриваемых операционных суток СО передан признак недостаточности резервов на загрузку ТЭС, то влияние на равновесные цены на объемы производства электрической энергии определенных в соответствии с настоящим пунктом ценовых заявок поставщиков по ГТП генерации ограничивается минимальной величиной из цен на электрическую энергию, указываемых участниками оптового рынка в ценовых заявках на продажу электрической энергии, подаваемых для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед, и определенного в соответствии с настоящим пунктом предельного уровня цены в ценовых заявках ТЭС.  В число ценовых заявок, влияние которых ограничивается, включаются сформированные в соответствии с Приложением 1 к настоящему Регламенту пары <цена-количество> по ГТП генерации ТЭС с наиболее высокими значениями цены, объем которых полностью включен в объем ограниченнного участия в ценообразовании. Объем ограниченного участия в ценообразовании принимается равным определенному СО необходимому резерву на загрузку генерирующего оборудования на ТЭС.  Предельный уровень цены в ценовых заявках ТЭС определяется КО как максимальное значение цены среди пар <цена-количество> по всем ГТП генерации ТЭС, которые не включены в число пар <цена-количество>, влияние которых ограничивается в соответствии с настоящим пунктом. В случае если нет ни одной пары <цена-количество>, которая не является ценопринимающей и не включена в число пар <цена-количество>, влияние которых ограничивается в соответствии с настоящим пунктом, то предельный уровень цены в ценовых заявках ТЭС определяется КО как минимальное значение цены среди пар <цена-количество>, не являющихся ценопринимающими, по всем ГТП генерации ТЭС.  Признак недостаточности резервов на загрузку ТЭС передается СО в составе актуализированной расчтеной модели в случае, если в рассматриваемые операционные сутки объем включенного генерирующего оборудования на тепловых электростанциях не обеспечивает величину нормативного объема резерва мощности, который необходим для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России, определяемую в соответствии с *Методическими указаниями по определению объемов и размещению резервов активной мощности во второй синхронной зоне ЕЭС России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима*, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса.  Объем неоходимого резерва на загрузку генерирующего оборудования на ТЭС передается СО в КО в составе актуализированной расчетной модели.  В случае если в отношении рассматриваемых операционных суток СО не передан признак недостаточности резервов на загрузку ТЭС, то описанный механизм ограничения влияния на равновесные цены не применяется.  **Для первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам**  В случае если в отношении территории (первая ценовая зона или вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам), соблюдается каждое из следующих условий:   * не действует введенное в установленном порядке государственное регулирование цен (тарифов); * переданная СО в КО актуализированная расчетная модель не содержит указание на наличие временного совокупного дефицита электрической энергии; * определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию за трехдневный период, включающий часы данных операционных суток *Х* в качестве последних часов суток рассматриваемого периода, превысил предельный трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию, определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту, и (или) определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию за семидневный период, включающий часы рассматриваемых операционных суток Х в качестве последних часов суток данного периода, превысил соответствующий предельный семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию, определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту;   то при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в течение следующих 5 операционных суток (операционных суток *Х*+1, …, *Х*+5) в отношении указанной территории применяется особый режим расчета цен на электрическую энергию согласно подпункту 11 данного подпункта настоящего Регламента.  В случае если в отношении территории (первая ценовая зона или вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам), соблюдается каждое из следующих условий   * не действует введенное в установленном порядке государственное регулирование цен (тарифов); * переданная СО в КО актуализированная расчетная модель содержит указание на наличие временного совокупного дефицита электрической энергии; * определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию за трехдневный период, включающий часы данных операционных суток *Х* в качестве последних часов суток рассматриваемого периода, превысил предельный трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию, определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту, и (или) определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию за семидневный период, включающий часы данных операционных суток *Х* в качестве последних часов суток данного периода, превысил предельный семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию, определенный согласно приложению 4 к настоящему Регламенту;   то при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в отношении операционных суток *Х*+1, *Х*+2, *Х*+3 в отношении указанной территории применяется особый режим расчета цен на электрическую энергию согласно подпункту 11 данного подпункта настоящего Регламента.  В случае если в периоде, в отношении которого Правительством Российской Федерации введено государственное регулирование в электроэнергетике (за исключением периода действия государственного регулирования цен (тарифов), трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию за соответствующий период превышает любое из значений, рассчитанных в соответствии с п. 7 и п. 9 приложения 4 к настоящему Регламенту, то при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в течение следующих семи суток в отношении указанной территории (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) вводится особый режим расчета цен на электрическую энергию согласно подпункту 11 настоящего пункта.  В случае если в периоде, в отношении которого Правительством Российской Федерации введено государственное регулирование в электроэнергетике (за исключением периода действия государственного регулирования цен (тарифов), семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию за соответствующий период превышает любое из значений, рассчитанных в соответствии с п. 8 и п. 10 приложения 4 к настоящему Регламенту, то при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в течение следующих 7 (семи) суток в отношении указанной территории (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) вводится особый режим расчета цен на электрическую энергию согласно подпункту 11 настоящего пункта.  Значения, указанные в п. 9 и п. 10 приложения 4 к настоящему Регламенту, КО не рассчитываются и не применяются в следующих случаях:   * редакция Методических указаний об установлении особенностей определения значения предельного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка электрической энергии (мощности) в случае введения государственного регулирования в электроэнергетике (далее – Методические указания ФСТ), действующая на дату торговых суток в отношении соответствующих операционных суток, отличается от редакции Методических указаний ФСТ, действующих по состоянию на 1 июня 2010 года; * по состоянию на сутки *X*-3, где *X* – соответствующие операционные сутки, КО не были предоставлены федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов значения среднегодового индекса цен производителей газа для первой ценовой зоны (угля для второй ценовой зоны) в отношении года *i* (где *i* – данный год), определенные в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, и (*i*-1),(i-2), определенные в соответствии с данными Росстата. |
| **5.3, подп. 11** | При применении особого режима расчета цен на электрическую энергию, определяемых по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в случае выполнения каждого из указанных ниже условий: на временной период, включающий соответствующие операционные сутки, в отношении генерирующего (-их) объекта (-ов), соответствующего (-их) перечню (-ям) единиц генерирующего оборудования, хотя бы одна из которых отнесена к рассматриваемой ГТП генерации, ФСТ России утверждена (-ы) применяемая (-ые) при введении государственного регулирования цен (тарифов) в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка регулируемая (-ые) цена (-ы) (тариф (-ы)) на электрическую энергию;по состоянию на дату за 2 рабочих дня до данных операционных суток вступил в силу и был официально опубликован правовой акт ФСТ России, устанавливающий на временной период, включающий данные операционные сутки, регулируемую (-ые) цену (-ы) (тариф (-ы)) на электрическую энергию, применяемую (-ые) при введении государственного регулирования цен (тарифов) в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка, для данного (-ых) генерирующего (-их) объекта (-ов);значения цены в ценовой заявке поставщика на продажу электрической энергии в объемах производства электрической энергии в данной ценовой зоне, включенных в суммарные объемы производства электроэнергии в данной ценовой зоне, соответствующих:  * + 6√Р1 – для первой ценовой зоны;   + 1.2√Р2 – для второй ценовой зоны,   (где *Рi* *i* = 1,2 – суммарное плановое почасовое потребление в *i*-й ценовой зоне в рассматриваемый час в МВт∙ч) ограничиваются минимальными величинами из цен на электрическую энергию, в ценовой заявке поставщика на продажу электрической энергии и величиной , определенной в соответствии с п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если сложившаяся в результате равновесная цена оказалась ниже цены, указанной в ценовой заявке поставщика на отобранный объем электрической энергии, оплата этого объема осуществляется по указанной в ценовой заявке цене.  Узловые модели заявок покупателей, а также принятые объемы не меняются. | При применении особого режима расчета цен на электрическую энергию, определяемых по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в случае выполнения каждого из указанных ниже условий: на временной период, включающий соответствующие операционные сутки, в отношении генерирующего (-их) объекта (-ов), соответствующего (-их) перечню (-ям) единиц генерирующего оборудования, хотя бы одна из которых отнесена к рассматриваемой ГТП генерации, ФСТ России утверждена (-ы) применяемая (-ые) при введении государственного регулирования цен (тарифов) в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка регулируемая (-ые) цена (-ы) (тариф (-ы)) на электрическую энергию;по состоянию на дату за 2 рабочих дня до данных операционных суток вступил в силу и был официально опубликован правовой акт ФСТ России, устанавливающий на временной период, включающий данные операционные сутки, регулируемую (-ые) цену (-ы) (тариф (-ы)) на электрическую энергию, применяемую (-ые) при введении государственного регулирования цен (тарифов) в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка, для данного (-ых) генерирующего (-их) объекта (-ов);значения цены в ценовой заявке поставщика на продажу электрической энергии в объемах производства электрической энергии на соответствующей территории, включенных в суммарные объемы производства электроэнергии на соответствующей территории, соответствующих:  * + 6√Р1 – для первой ценовой зоны;   + 1.2√Р2 – для второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам,   (где *Рi* *i* = 1,2,3 – суммарное плановое почасовое потребление на соответствующей территории в рассматриваемый час в МВт∙ч) ограничиваются минимальными величинами из цен на электрическую энергию, в ценовой заявке поставщика на продажу электрической энергии и величиной , определенной в соответствии с п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если сложившаяся в результате равновесная цена оказалась ниже цены, указанной в ценовой заявке поставщика на отобранный объем электрической энергии, оплата этого объема осуществляется по указанной в ценовой заявке цене.  Узловые модели заявок покупателей, а также принятые объемы не меняются. |
| **5.3, подп. 12** | Если Системный оператор передал КО актуализированную расчетную модель, содержащую энергорайоны, временно электрически изолированные вследствие системных условий:  – от первой ценовой зоны, но работающие синхронно с НЦЗА и НЦЗК;  – энергорайон Северо-Западной ТЭЦ или Кольской энергосистемы и части отнесенных к нему узлов Карельской энергосистемы при изолированной (несинхронной) работе с ОЭС Северо-Запада;  – энергорайон Красноярской энергосистемы, узлы которого отнесены к Первой ценовой зоне при изолированной (несинхронной) работе с ОЭС Урала;  – энергорайон на территории Ямало-Ненецкого автономного округа при изолированной (несинхронной) работе с энергосистемой Тюменской области;  – энергорайон Забайкальского края в части изолированной (несинхронной) работы с ОЭС Сибири, но синхронной работы с ОЭС Востока;  – энергорайоны на территории Иркутской области в части изолированной (несинхронной) работы с ОЭС Сибири, но синхронной работы с ОЭС Востока,  то в отношении узлов расчетной модели, входящих в указанные энергорайоны, выполняются действия в соответствии с п. 8 настоящего Регламента. | Если Системный оператор передал КО актуализированную расчетную модель, содержащую энергорайоны, временно электрически изолированные вследствие системных условий:  – энергорайон Северо-Западной ТЭЦ или Кольской энергосистемы и части отнесенных к нему узлов Карельской энергосистемы при изолированной (несинхронной) работе с ОЭС Северо-Запада;  – энергорайон Красноярской энергосистемы, узлы которого отнесены к Первой ценовой зоне при изолированной (несинхронной) работе с ОЭС Урала;  – энергорайон на территории Ямало-Ненецкого автономного округа при изолированной (несинхронной) работе с энергосистемой Тюменской области;  – энергорайон Забайкальского края в части изолированной (несинхронной) работы с ОЭС Сибири, но синхронной работы с ОЭС Востока;  – энергорайоны на территории Иркутской области в части изолированной (несинхронной) работы с ОЭС Сибири, но синхронной работы с ОЭС Востока,  то в отношении узлов расчетной модели, входящих в указанные энергорайоны, выполняются действия в соответствии с п. 8 настоящего Регламента. |
| **6.2** | Порядок обмена информацией КО до 18 часов 00 минут (20 часов 00 минут в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток передает в электронном виде с использованием специализированного программного обеспечения Системному оператору информацию, указанную в п. 6.1. При этом под временем передачи информации принимается время подтверждения в установленном порядке подлинности электронной цифровой подписи. | Порядок обмена информацией КО до 18 часов 00 минут (13 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) (20 часов 00 минут (15 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток передает в электронном виде с использованием специализированного программного обеспечения Системному оператору информацию, указанную в п. 6.1. При этом под временем передачи информации принимается время подтверждения в установленном порядке подлинности электронной цифровой подписи. |
| **6.3** | Передача ценовых заявок и объемов планового почасового потребления по ГТП потребленияПо результатам конкурентного отбора КО до 18 часов 00 минут (20 часов 00 минут в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток передает в электронном виде с использованием специализированного программного обеспечения Системному оператору следующую информацию:по ГТП потребления, в отношении которых в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии и (или) готовность к снижению потребления электрической энергии отнесенных к данной ГТП потребления объектов регулирования потреблением в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии:ценовые заявки на планирование объема потребления, принятые КО к учету в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в том числе с выделением объемов ценопринимающих пар <цена-количество>;  * признак учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (в случае если в отношении данной ГТП потребления объемы планового почасового потребления, принятые в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определены с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии);  объемы планового почасового потребления, определенные по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в соответствии с п. 9.1 настоящего Регламента;объемы планового почасового потребления, принятые в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента;  * величины планового почасового потребления с учетом нагрузочных потерь в энергорайоне участника (), рассчитанные в соответствии с порядком, определенным в п. 2.1.1 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * определенные в соответствии с Приложением 5 к настоящему Регламенту временные интервалы, в отношении которых может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, для каждой из ценовых зон; * совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента.  В отношении операционных суток, в которые проводится годовое тестирование покупателей с ценозависимым потреблением (определяются в соответствии с п. 9.8 настоящего Регламента), информация в соответствии с настоящим пунктом не передается. | Передача ценовых заявок и объемов планового почасового потребления по ГТП потребленияПо результатам конкурентного отбора КО до 18 часов 00 минут (13 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) (20 часов 00 минут (15 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток передает в электронном виде с использованием специализированного программного обеспечения Системному оператору следующую информацию:по ГТП потребления, в отношении которых в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии и (или) готовность к снижению потребления электрической энергии отнесенных к данной ГТП потребления объектов регулирования потреблением в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии:ценовые заявки на планирование объема потребления, принятые КО к учету в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в том числе с выделением объемов ценопринимающих пар <цена-количество>;  * признак учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (в случае если в отношении данной ГТП потребления объемы планового почасового потребления, принятые в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определены с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии);  объемы планового почасового потребления, определенные по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в соответствии с п. 9.1 настоящего Регламента;объемы планового почасового потребления, принятые в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента;  * величины планового почасового потребления с учетом нагрузочных потерь в энергорайоне участника (), рассчитанные в соответствии с порядком, определенным в п. 2.1.1 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * определенные в отношении первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в соответствии с Приложением 5 к настоящему Регламенту временные интервалы, в отношении которых может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии; * определенные в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту временные интервалы, в отношении которых может быть учтено снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии; * совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента в отношении первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * совокупный экономический эффект от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в соответствии с п. 9.14.4 настоящего Регламента в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.   В отношении операционных суток, в которые проводится годовое тестирование покупателей с ценозависимым потреблением (определяются в соответствии с п. 9.8 настоящего Регламента), информация в соответствии с настоящим пунктом не передается. |
| **7.1** | Перечень информации  * 1. КО ежедневно до 18 часов 00 минут (20 часов 00 минут в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет электронное сообщение, содержащее сводную информацию о результатах конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления на соответствующие операционные сутки, включающую: * сводные индексы и показатели по результатам конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления, рассчитываемые на основании методики, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в случаях, указанных в п. 1 приложения 4 к настоящему Регламенту, значение средневзвешенной равновесной цены в ценовой зоне за трехдневный период {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками; * в случаях, указанных в п. 1 приложения 4 к настоящему Регламенту, КО публикует значение трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за период {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки Х}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками; * в случаях, указанных в п. 4 приложения 4 к настоящему Регламенту, КО публикует значение средневзвешенной равновесной цены в ценовой зоне за семидневный период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками; * в случаях, указанных в п. 4 приложения 4 к настоящему Регламенту, КО публикует значение семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками. * в отношении каждого часа операционных суток – объемы полного планового почасового производства и потребления по каждой ценовой зоне оптового рынка, по которой проводилась процедура конкурентного отбора заявок, с разбивкой на объемы покупки и продажи электрической энергии по равновесным ценам и по регулируемым и свободным двусторонним договорам каждого типа, значения указанных показателей определяются в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток – информацию о равновесных ценах: * в виде географической карты для 1000 наиболее крупных узлов расчетной модели за период не менее чем 30 прошедших операционных суток; * в отношении каждого часа операционных суток, для каждой ОЭС следующие показатели, определенные в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту: * объемы полного планового почасового производства и потребления; * средневзвешенные значения равновесных цен на покупку/продажу; * минимальные и максимальные значения равновесных цен для каждой ОЭС; * указание, что в ценовой зоне результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед получены по итогам расчета без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии или по итогам расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии; * суммарный почасовой объем ценозависимого снижения потребления и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии; * предварительный совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в соответствии с п. 9.5.3 настоящего Регламента; * значения параметров *N* и *К,* используемые для целей учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, переданные СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента; * средний совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии за предшествующие рабочие дни, определенный в соответствии с п. 9.6 настоящего Регламента; * в отношении каждой из ценовых зон почасовые средневзвешенные с плановым поузловым потреблением электрической энергии в узлах расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора была признана состоявшейся, равновесные цены на электрическую энергию, определенные по итогам следующих расчетов: * расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в соответствии с п. 9.1 настоящего Регламента; * расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в соответствии с п. 9.4 или 9.9 настоящего Регламента.   2. КО ежедневно до 19 часов 00 минут (21 часа 00 минут в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет электронное сообщение, содержащее сводную информацию (в соответствии с формами 9–24 (приложение 3 к настоящему Регламенту) о результатах конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления на соответствующие операционные сутки, включающую:   * объем суммарных плановых нагрузочных потерь электроэнергии в линиях расчетной модели, относимый на каждую ГТП потребления (по форме 9 приложения 3 к настоящему Регламенту), а также объем суммарных плановых нагрузочных потерь по субъектам РФ, представленных в расчетной модели (по форме 10 приложения 3 к настоящему Регламенту), значения указанных показателей определяются в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток по каждому региону (субъекту РФ), представленному в расчетной модели, – объемы планового почасового производства (включая плановый объем производства блок-станций) по типам станций (ГЭС, АЭС, ТЭС, СЭС, ВЭС и электростанции, функционирующие на основе использования прочих возобновляемых источников энергии), суммарные величины технического и технологического минимума и технического максимума по типам станций (ГЭС, АЭС, ТЭС, СЭС, ВЭС и электростанции, функционирующие на основе использования прочих возобновляемых источников энергии), полные плановые объемы потребления и плановые объемы потребления, объемы перетоков электрической энергии в (из) субъект (-а) РФ, средневзвешенные значения равновесных цен на покупку, средневзвешенные значения равновесных цен на продажу (по форме 11 приложения 3 к настоящему Регламенту), значения указанных показателей определяются в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток – данные о плановых перетоках электроэнергии между регионами (субъектами РФ), представленными в расчетной модели (по форме 12 приложения 3 к настоящему Регламенту), рассчитываемых в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток – информацию о равновесных ценах для наиболее крупных узлов расчетной модели (под наиболее крупным узлом расчетной модели понимается узел расчетной модели номинальным напряжением 110 кВ и выше или узел расчетной модели номинальным напряжением ниже 110 кВ, представленный в расчетной модели, к которому отнесены режимные генерирующие единицы), включая информацию об узлах (номера, наименования, номинальное напряжение, модуль напряжения, регионы, в которых они расположены) (по форме 13 приложения 3 к настоящему Регламенту); * в отношении каждого часа операционных суток – для наиболее крупных узлов расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора была признана несостоявшейся в соответствии с п. 8 настоящего Регламента) информацию о равновесных ценах, определенных в соответствии с п. 9 настоящего Регламента по результатам расчетов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии и без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (по форме 13 приложения 3 к настоящему Регламенту); * в отношении каждого часа операционных суток – перечень контролируемых сечений, а также сечений экспортно-импортных операций (с указанием номеров и наименований сечений, наименований ветвей расчетной модели, входящих в каждое из сечений, и номеров узлов начала и конца каждой из ветвей расчетной модели) и данные о плановых перетоках и пределах допустимого перетока мощности по каждому сечению (по форме 14 приложения 3 к настоящему Регламенту); * в отношении каждого часа операционных суток по каждой зоне свободного перетока ЕЭС, определенной в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), – объемы планового почасового производства (включая плановый объем производства блок-станций) по типам станций (ГЭС, АЭС, ТЭС, СЭС, ВЭС и электростанции, функционирующие на основе использования прочих возобновляемых источников энергии), суммарные величины технического и технологического минимума, нижнего и верхнего предела регулирования и технического, технологического максимума по типам станций (ГЭС, АЭС, ТЭС, СЭС, ВЭС и электростанции, функционирующие на основе использования прочих возобновляемых источников энергии), плановые объемы потребления, объемы перетоков электрической энергии в (из) ЗСП, средневзвешенные значения равновесных цен на покупку, средневзвешенные значения равновесных цен на продажу (по форме 15 приложения 3 к настоящему Регламенту), значения указанных показателей определяется в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток – данные о плановых перетоках электроэнергии между зонами свободного перетока ЕЭС, определенными в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (по форме 16 приложения 3 к настоящему Регламенту), рассчитываемых в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток – суммарные объемы планового почасового потребления по типам покупателей (покупатели со статусом «гарантирующий поставщик», покупатели, не имеющие статуса «гарантирующий поставщик») (по форме 17 приложения 3 к настоящему Регламенту), рассчитываемые в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * информацию о плановом почасовом производстве, технологическом и техническом минимуме и максимуме, верхнем и нижнем пределе регулирования для каждой режимной генерирующей единицы участника оптового рынка (по форме 18 приложения 3 к настоящему Регламенту); * информацию о наличии временно электрически изолированных вследствие системных условий от основной части ЕЭС РФ энергорайонах, с указанием узлов, входящих в указанные энергорайоны (по форме 19 приложения 3 к настоящему Регламенту); * ПДГ для каждой режимной генерирующей единицы НЦЗА и НЦЗК в составе актуализированной расчетной модели ЕЭС, подготовленной Системным оператором в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и переданной КОв соответствии с п. 3.2.1 настоящего Регламента (по форме 20 приложения 3 к настоящему Регламенту); * объем перетока электроэнергии в ограничивающем сечении НЦЗА и НЦЗК, включенный в процедуру конкурентного отбора на сутки вперед и определенный в соответствии с настоящим Регламентом (по форме 21 приложения 3 к настоящему Регламенту); * в отношении каждого часа операционных суток агрегированную по ценовой зоне обезличенную информацию о ценовых и объемных параметрах спроса и предложения, сформированную на основе значений параметров <цена> и <количество> в парах <цена–количество> ценовых заявок в отношении ГТП потребления и ГТП генерации, а также зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта ГТП экспорта и ГТП импорта, определенных согласно *Методике формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора и определении планового почасового производства и потребления участников оптового рынка*, являющейся приложением к настоящему Регламенту (по форме 22 приложения 3 к настоящему Регламенту). При формировании указанной информации значения параметров <количество> округляются методами математического округления с точностью до 0,001 МВт⋅ч, значения параметров <цена> – с точностью до 0,01 руб./МВт⋅ч; * в отношении каждого часа операционных суток – ветви расчетной модели, для которых номинальное напряжение узлов начала и конца соответствующей ветви составляет 110 кВ и выше, а также ветви расчетной модели, к узлу начала и (или) конца каждой из которых отнесена хотя бы одна режимная генерирующая единица, номера узлов начала и конца данных ветвей, номер параллельности ветви, данные о плановых перетоках электрической энергии по данным ветвям в начале и конце ветви (при этом положительное значение перетока характеризует направление от узла начала к узлу конца ветви) (по форме 23 приложения 3 к настоящему Регламенту); * почасовые объемы ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии по каждой ГТП потребления, в отношении которой в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии и (или) готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (данная информация публикуется в случае, если результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед получены по итогам расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, за исключением операционных суток, в которые проводится годовое тестирование покупателей с ценозависимым потреблением (определяются в соответствии с п. 9.8 настоящего Регламента)) (по форме 24 приложения 3 к настоящему Регламенту); * почасовые объемы ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии по каждой включенной в Перечень покупателей с ценозависимым потреблением (сформирован в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) ГТП потребления, в отношении которой участником оптового рынка не позднее 27 ноября текущего года (включительно) подано в КО заявление с выражением согласия на изменение объема в ценовой заявке для целей расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с п. 2.1 раздела 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (данная информация публикуется в отношении операционных суток, в которые в соответствии с п. 9.8 настоящего Регламента проводится годовое тестирование покупателей с ценозависимым потреблением) (по форме 24 приложения 3 к настоящему Регламенту).   3. КО ежедневно до 19 часов 00 минут (21 часа 00 минут в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте в разделе, к которому имеют доступ только участники оптового рынка:   * в отношении каждого часа операционных суток – информацию о полном плановом почасовом потреблении, величине потребления, указанной участником оптового рынка в уведомлении о прогнозном почасовом потреблении, плановых нагрузочных потерях электроэнергии в линиях расчетной модели, относимых на ГТП потребления для каждой ГТП потребления (в том числе ГТП потребления ГАЭС при работе ГАЭС в насосном режиме) (с указанием кода соответствующей ГТП потребления), региона (субъекта РФ), к которому отнесена ГТП потребления на основании информации, представленной в расчетной модели) (по форме 25 приложения 3 к настоящему Регламенту); * в отношении каждого часа операционных суток – разность равновесных цен, определенных по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в ГТП экспорта (импорта) первой и второй ценовых зон, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны) (по форме 26 приложения 3 к настоящему Регламенту); * для каждого участника оптового рынка в отношении каждой зарегистрированной для него группы точек поставки, персонифицированные результаты в формате и с точностью представления данных в соответствии с формами 1–7 (приложение 3 к настоящему Регламенту), включающие в себя в отношении каждого часа операционных суток: * в отношении ГТП генерации (по форме 1 приложения 3 к настоящему Регламенту) информацию о почасовых значениях заявленных объемов и цен продажи электрической энергии, заданных ограничений на выработку электрической энергии, планового объема производства электрической энергии, объемов электрической энергии, поставляемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед и по всем регулируемым договорам, объемов продажи/покупки в обеспечение свободных договоров, объемов покупки в обеспечение регулируемых договоров и цен покупки/продажи указанных объемов электрической энергии; * в отношении ГТП потребления, не являющейся ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации (по форме 2 приложения 3 к настоящему Регламенту), информацию о почасовых значениях заявленных объемов и цен покупки электрической энергии, объемов прогнозных нагрузочных потерь в энергорайоне (для ГТП потребления типа «Система»), объема прогнозного почасового потребления (согласно информации, переданной СО в составе актуализированной расчетной модели), полного планового объема потребления электрической энергии, планового объема производства блок-станций, планового объема потребления электрической энергии, объемов электрической энергии, покупаемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед и по всем регулируемым договорам, объемов продажи/покупки в обеспечение свободных договоров, объемов продажи в обеспечение регулируемых договоров, объемов продажи превышения планового производства блок-станций над полным плановым объемом потребления, цен покупки/продажи указанных объемов электрической энергии, объемов нагрузочных потерь, отнесенных на данную ГТП потребления, объемов нагрузочных потерь в энергорайоне (для ГТП потребления типа «Система»), стоимости нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах; * в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации (по форме 2 приложения 3 к настоящему Регламенту) информацию о почасовых значениях объемов прогнозного почасового потребления (согласно информации, переданной СО в составе актуализированной расчетной модели), средневзвешенных равновесных цен в ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, объемов электрической энергии, покупаемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед, объемов электрической энергии, продаваемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед, объемов продажи/покупки в обеспечение свободных договоров, цен покупки/продажи указанных объемов электрической энергии; * в отношении ГТП импорта (по форме 3 приложения 3 к настоящему Регламенту) информацию о почасовых значениях заявленных объемов и цен продажи электрической энергии, заданных ограничений на поставку электрической энергии, полного планового объема импорта электрической энергии, объемов межгосударственной передачи электрической энергии, объемов электрической энергии, поставляемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед (с указанием объемов, проданных в рамках импортных поставок и в рамках межгосударственной передачи), объемов продажи/покупки в обеспечение свободных договоров и цен покупки/продажи указанных объемов электрической энергии; * в отношении ГТП экспорта (по форме 4 приложения 3 к настоящему Регламенту) информацию о почасовых значениях заявленных объемов и цен покупки электрической энергии, заданных ограничений на поставку электрической энергии, полного планового объема экспорта электрической энергии, объемов межгосударственной передачи электрической энергии, объемов электрической энергии, покупаемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед (с указанием объемов, купленных в рамках импортных поставок и в рамках межгосударственной передачи), объемов продажи/покупки в обеспечение свободных договоров, цен покупки/продажи указанных объемов электрической энергии, объемов нагрузочных потерь, отнесенных на данную ГТП экспорта, стоимости нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах (с указанием стоимости нагрузочных потерь, учтенной в равновесных ценах в отношении межгосударственной передачи электрической энергии); * в отношении ГТП генерации (по форме 5 приложения 3 к настоящему Регламенту) почасовые значения объемов планового почасового производства, определенные для узлов расчетной модели, отнесенных к соответствующей ГТП генерации, а также почасовые значения равновесных цен, определенные в этих узлах; * в отношении ГТП потребления (по форме 5 приложения 3 к настоящему Регламенту) почасовые значения объемов полного планового почасового потребления, определенные для узлов расчетной модели, отнесенные к соответствующей ГТП потребления, а также почасовые значения равновесных цен, определенные в этих узлах; * в отношении свободного договора (по форме 6 приложения 3 к настоящему Регламенту) информацию, указанную в п. 9.1 *Регламента регистрации и учета свободных двусторонних договоров* (Приложение № 6.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * в отношении ГТП генерации, относящихся к ГЭС (по форме 7 приложения 3 к настоящему Регламенту) почасовые значения установленных для групп РГЕ минимальных и максимальных почасовых и интегральных ограничений, обусловленных водностью ГЭС и необходимостью поддержания резервов активной мощности.   4. КО ежедневно до 19 часов 00 минут (21 часа 00 минут в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте в разделе, к которому имеет доступ только Федеральная сетевая компания, следующую информацию по форме 27 приложения 3 к настоящему Регламенту:   * почасовые объемы расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ, отнесенных на ГТП потребления и ГТП экспорта, определенные в соответствии с п. 4.1.22 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.*   5.1. КО не позднее 1 календарного дня до начала каждого месяца размещает на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, в отношении каждой ЕГО, отнесенной к ГТП генерации (за исключением условных ГТП), следующую актуальную информацию:  – верхний предел регулировочного диапазона, МВт;  – установленная мощность единицы генерирующего оборудования, МВт;  – основной (-ые) вид (-ы) топлива.  Публикация указанной информации осуществляется на основании паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования, представленных участниками оптового рынка по форме 12 приложения 1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом публикация указанной информации в отношении генерирующего оборудования, расположенного в неценовых зонах, не осуществляется.  5.2. КО не позднее 5-го числа месяца, следующего за расчетным, размещает на своем официальном сайте по форме 29 приложения 3 к настоящему Регламенту следующую информацию:   * совокупно по обеим ценовым зонам:   – количество случаев, когда результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед получены по итогам расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (случай учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в соответствии с п. 9.9 настоящего Регламента не принимается в расчет) (далее – случаи учета ценозависимого снижения потребления), шт.;  – совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (суммарное значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта по всем дням месяца, в которых было учтено ценозависимое снижение потребления), млн руб.;  – максимально возможный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (суммарное значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта по 5 дням месяца, в которые значения данного экономического эффекта являются наибольшими (в случае если экономический эффект рассчитан менее чем в 5 днях месяца, то определяется суммарное значение экономического эффекта по всем дням, в которые экономический эффект был рассчитан)), млн руб.;  – среднесуточный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (среднее арифметическое за месяц значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта), млн руб.;   * по каждой из ценовых зон:   – совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (суммарное значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта по всем дням месяца, в которых было учтено ценозависимое снижение потребления), млн руб.;  – средний почасовой объем ценозависимого снижения потребления и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в час максимальной цены по всем дням месяца, в которых было учтено ценозависимое снижение потребления, МВт\*ч;  – максимально возможный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (суммарное значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта по 5 дням месяца, в которые значения данного экономического эффекта являются наибольшими (в случае если экономический эффект рассчитан менее чем в 5 днях месяца, то определяется суммарное значение экономического эффекта по всем дням, в которые экономический эффект был рассчитан)), млн руб.;  – среднесуточный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (среднее арифметическое за месяц значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта), млн руб.  6. В случае применения особого режима расчета цен на электрическую энергию при превышении 3-дневного (7-дневного) темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка предельного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в этой ценовой зоне, то КО публикует на своем официальном сайте в сети Интернет информационное сообщение о применении особого режима расчета цен на электрическую энергию при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и периоде действия указанного режима в день начала его применения.  Для целей информационного обмена, а также применения положений *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), сечения поставки экспортно-импортных операций можно интерпретировать как узлы (фиктивные) расчетной модели и использовать по отношению к ним термины узловые цены и объемы, понимая равновесные цены и объемы поставки, определяемые для соответствующих сечений или для внезональных энергорайонов, сопоставленных сечениям экспортно-импортных операций.  7. КО не позднее 19 часов 00 минут суток *X*+7 размещает на своем официальном сайте в разделе, к которому имеют доступ только участники оптового рынка:   * для каждого участника оптового рынка в отношении групп точек поставки, указанных в заявлении на включение в реестр ЭВР, персонифицированные результаты в соответствии с формой 8 (приложение 3 к настоящему Регламенту), включающие в себя: * в отношении каждого часа операционных суток: * модельную цену электрической энергии в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенную в соответствии с п. 13.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * величину модельного полного планового объема производства электроэнергии , определенную в соответствии с п. 13.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), на основании результатов модельного конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с разделом 10 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; * величину суммы технических минимумов по единицам генерирующего оборудования, не включенных в перечень единиц генерирующего оборудования, состояние которых задано участником оптового рынка как включенное (данная величина определена в соответствии с п. 13.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) как ); * предварительную величину дополнительных требований , определенную в соответствии с п. 13.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * величину  стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, определенную в соответствии с п. 13.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   8. Участник оптового рынка выражает свое полное и безоговорочное согласие с раскрытием КО информации, указанной в подп. 2 п. 7.1 настоящего Регламента, третьим лицам, в том числе (но не ограничиваясь) путем размещения соответствующей информации в открытом доступе на официальном сайте КО в сети Интернет. Настоящее согласие участника оптового рынка распространяется на раскрытие КО информации, ранее размещенной на официальном сайте КО в сети Интернет в разделе, к которому имеют доступ только участники оптового рынка, начиная с операционных суток 1 января 2014 года. | Перечень информации 1. КО ежедневно до 18 часов 00 минут (13 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) (20 часов 00 минут (15 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет электронное сообщение, содержащее сводную информацию о результатах конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления на соответствующие операционные сутки, включающую:   * сводные индексы и показатели по результатам конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления, рассчитываемые на основании методики, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в случаях, указанных в п. 1 приложения 4 к настоящему Регламенту, значение средневзвешенной равновесной цены в ценовой зоне за трехдневный период {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками; * в случаях, указанных в п. 1 приложения 4 к настоящему Регламенту, КО публикует значение трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за период {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки Х}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками; * в случаях, указанных в п. 4 приложения 4 к настоящему Регламенту, КО публикует значение средневзвешенной равновесной цены в ценовой зоне за семидневный период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками; * в случаях, указанных в п. 4 приложения 4 к настоящему Регламенту, КО публикует значение семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками. * в отношении каждого часа операционных суток – объемы полного планового почасового производства и потребления по каждой ценовой зоне оптового рынка, по которой проводилась процедура конкурентного отбора заявок, с разбивкой на объемы покупки и продажи электрической энергии по равновесным ценам и по регулируемым и свободным двусторонним договорам каждого типа, значения указанных показателей определяются в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток – информацию о равновесных ценах: * в виде географической карты для 1000 наиболее крупных узлов расчетной модели за период не менее чем 30 прошедших операционных суток; * в отношении каждого часа операционных суток, для каждой ОЭС следующие показатели, определенные в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту: * объемы полного планового почасового производства и потребления; * средневзвешенные значения равновесных цен на покупку/продажу; * минимальные и максимальные значения равновесных цен для каждой ОЭС; * указание, что на соответствующей территории (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) результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед получены по итогам расчета без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии или по итогам расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии; * суммарный почасовой объем ценозависимого снижения потребления и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии; * предварительный совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в соответствии с п. 9.5.3 или 9.14.3 настоящего Регламента; * значения параметров *N* и *К,* используемые для целей учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, переданные СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента; * средний совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии за предшествующие рабочие дни, определенный в соответствии с п. 9.6 или 9.15 настоящего Регламента; * в отношении каждой из территорий (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) почасовые средневзвешенные с плановым поузловым потреблением электрической энергии в узлах расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора была признана состоявшейся, равновесные цены на электрическую энергию, определенные по итогам следующих расчетов: * расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в соответствии с п. 9.1 или 9.10 настоящего Регламента; * расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в соответствии с п. 9.4, 9.9 или 9.13 настоящего Регламента.   2. КО ежедневно до 19 часов 00 минут (14 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) (21 часа 00 минут (16 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет электронное сообщение, содержащее сводную информацию (в соответствии с формами 9–24 (приложение 3 к настоящему Регламенту) о результатах конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления на соответствующие операционные сутки, включающую:   * объем суммарных плановых нагрузочных потерь электроэнергии в линиях расчетной модели, относимый на каждую ГТП потребления (по форме 9 приложения 3 к настоящему Регламенту), а также объем суммарных плановых нагрузочных потерь по субъектам РФ, представленных в расчетной модели (по форме 10 приложения 3 к настоящему Регламенту), значения указанных показателей определяются в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток по каждому региону (субъекту РФ), представленному в расчетной модели, – объемы планового почасового производства (включая плановый объем производства блок-станций) по типам станций (ГЭС, АЭС, ТЭС, СЭС, ВЭС и электростанции, функционирующие на основе использования прочих возобновляемых источников энергии), суммарные величины технического и технологического минимума и технического максимума по типам станций (ГЭС, АЭС, ТЭС, СЭС, ВЭС и электростанции, функционирующие на основе использования прочих возобновляемых источников энергии), полные плановые объемы потребления и плановые объемы потребления, объемы перетоков электрической энергии в (из) субъект (-а) РФ, средневзвешенные значения равновесных цен на покупку, средневзвешенные значения равновесных цен на продажу (по форме 11 приложения 3 к настоящему Регламенту), значения указанных показателей определяются в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток – данные о плановых перетоках электроэнергии между регионами (субъектами РФ), представленными в расчетной модели (по форме 12 приложения 3 к настоящему Регламенту), рассчитываемых в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток – информацию о равновесных ценах для наиболее крупных узлов расчетной модели (под наиболее крупным узлом расчетной модели понимается узел расчетной модели номинальным напряжением 110 кВ и выше или узел расчетной модели номинальным напряжением ниже 110 кВ, представленный в расчетной модели, к которому отнесены режимные генерирующие единицы), включая информацию об узлах (номера, наименования, номинальное напряжение, модуль напряжения, регионы, в которых они расположены) (по форме 13 приложения 3 к настоящему Регламенту); * в отношении каждого часа операционных суток – для наиболее крупных узлов расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора была признана несостоявшейся в соответствии с п. 8 настоящего Регламента) информацию о равновесных ценах, определенных в соответствии с п. 9 настоящего Регламента по результатам расчетов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии и без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (по форме 13 приложения 3 к настоящему Регламенту); * в отношении каждого часа операционных суток – перечень контролируемых сечений, а также сечений экспортно-импортных операций (с указанием номеров и наименований сечений, наименований ветвей расчетной модели, входящих в каждое из сечений, и номеров узлов начала и конца каждой из ветвей расчетной модели) и данные о плановых перетоках и пределах допустимого перетока мощности по каждому сечению (по форме 14 приложения 3 к настоящему Регламенту); * в отношении каждого часа операционных суток по каждой зоне свободного перетока ЕЭС, определенной в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), – объемы планового почасового производства (включая плановый объем производства блок-станций) по типам станций (ГЭС, АЭС, ТЭС, СЭС, ВЭС и электростанции, функционирующие на основе использования прочих возобновляемых источников энергии), суммарные величины технического и технологического минимума, нижнего и верхнего предела регулирования и технического, технологического максимума по типам станций (ГЭС, АЭС, ТЭС, СЭС, ВЭС и электростанции, функционирующие на основе использования прочих возобновляемых источников энергии), плановые объемы потребления, объемы перетоков электрической энергии в (из) ЗСП, средневзвешенные значения равновесных цен на покупку, средневзвешенные значения равновесных цен на продажу (по форме 15 приложения 3 к настоящему Регламенту), значения указанных показателей определяется в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток – данные о плановых перетоках электроэнергии между зонами свободного перетока ЕЭС, определенными в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (по форме 16 приложения 3 к настоящему Регламенту), рассчитываемых в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * в отношении каждого часа операционных суток – суммарные объемы планового почасового потребления по типам покупателей (покупатели со статусом «гарантирующий поставщик», покупатели, не имеющие статуса «гарантирующий поставщик») (по форме 17 приложения 3 к настоящему Регламенту), рассчитываемые в соответствии с Методикой, приведенной в приложении 6 к настоящему Регламенту; * информацию о плановом почасовом производстве, технологическом и техническом минимуме и максимуме, верхнем и нижнем пределе регулирования для каждой режимной генерирующей единицы участника оптового рынка (по форме 18 приложения 3 к настоящему Регламенту); * информацию о наличии временно электрически изолированных вследствие системных условий от основной части ЕЭС РФ энергорайонах, с указанием узлов, входящих в указанные энергорайоны (по форме 19 приложения 3 к настоящему Регламенту); * в отношении каждого часа операционных суток агрегированную по ценовой зоне обезличенную информацию о ценовых и объемных параметрах спроса и предложения, сформированную на основе значений параметров <цена> и <количество> в парах <цена–количество> ценовых заявок в отношении ГТП потребления и ГТП генерации, а также зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта ГТП экспорта и ГТП импорта, определенных согласно *Методике формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора и определении планового почасового производства и потребления участников оптового рынка*, являющейся приложением к настоящему Регламенту (по форме 22 приложения 3 к настоящему Регламенту). При формировании указанной информации значения параметров <количество> округляются методами математического округления с точностью до 0,001 МВт⋅ч, значения параметров <цена> – с точностью до 0,01 руб./МВт⋅ч; * в отношении каждого часа операционных суток – ветви расчетной модели, для которых номинальное напряжение узлов начала и конца соответствующей ветви составляет 110 кВ и выше, а также ветви расчетной модели, к узлу начала и (или) конца каждой из которых отнесена хотя бы одна режимная генерирующая единица, номера узлов начала и конца данных ветвей, номер параллельности ветви, данные о плановых перетоках электрической энергии по данным ветвям в начале и конце ветви (при этом положительное значение перетока характеризует направление от узла начала к узлу конца ветви) (по форме 23 приложения 3 к настоящему Регламенту); * почасовые объемы ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии по каждой ГТП потребления, в отношении которой в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии и (или) готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (данная информация публикуется в случае, если результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед получены по итогам расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, за исключением операционных суток, в которые проводится годовое тестирование покупателей с ценозависимым потреблением (определяются в соответствии с п. 9.8 настоящего Регламента)) (по форме 24 приложения 3 к настоящему Регламенту); * почасовые объемы ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии по каждой включенной в Перечень покупателей с ценозависимым потреблением (сформирован в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) ГТП потребления, в отношении которой участником оптового рынка не позднее 27 ноября текущего года (включительно) подано в КО заявление с выражением согласия на изменение объема в ценовой заявке для целей расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с п. 2.1 раздела 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (данная информация публикуется в отношении операционных суток, в которые в соответствии с п. 9.8 настоящего Регламента проводится годовое тестирование покупателей с ценозависимым потреблением) (по форме 24 приложения 3 к настоящему Регламенту).   3. КО ежедневно до 19 часов 00 минут (14 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) (21 часа 00 минут (16 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте в разделе, к которому имеют доступ только участники оптового рынка:   * в отношении каждого часа операционных суток – информацию о полном плановом почасовом потреблении, величине потребления, указанной участником оптового рынка в уведомлении о прогнозном почасовом потреблении, плановых нагрузочных потерях электроэнергии в линиях расчетной модели, относимых на ГТП потребления для каждой ГТП потребления (в том числе ГТП потребления ГАЭС при работе ГАЭС в насосном режиме) (с указанием кода соответствующей ГТП потребления), региона (субъекта РФ), к которому отнесена ГТП потребления на основании информации, представленной в расчетной модели) (по форме 25 приложения 3 к настоящему Регламенту); * в отношении каждого часа операционных суток – разность равновесных цен, определенных по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в ГТП экспорта (импорта) первой и второй ценовых зон, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны) (по форме 26 приложения 3 к настоящему Регламенту); * для каждого участника оптового рынка в отношении каждой зарегистрированной для него группы точек поставки, персонифицированные результаты в формате и с точностью представления данных в соответствии с формами 1–7 (приложение 3 к настоящему Регламенту), включающие в себя в отношении каждого часа операционных суток: * в отношении ГТП генерации (по форме 1 приложения 3 к настоящему Регламенту) информацию о почасовых значениях заявленных объемов и цен продажи электрической энергии, заданных ограничений на выработку электрической энергии, планового объема производства электрической энергии, объемов электрической энергии, поставляемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед и по всем регулируемым договорам, объемов продажи/покупки в обеспечение свободных договоров, объемов покупки в обеспечение регулируемых договоров и цен покупки/продажи указанных объемов электрической энергии; * в отношении ГТП генерации, функционирующих на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам (по форме 20 приложения 3 к настоящему Регламенту), информацию о почасовых объемах поставки и ценах продажи по договорам, в рамках которых осуществляется торговля электрической энергией и мощностью по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * в отношении ГТП потребления, не являющейся ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации (по форме 2 приложения 3 к настоящему Регламенту), информацию о почасовых значениях заявленных объемов и цен покупки электрической энергии, объемов прогнозных нагрузочных потерь в энергорайоне (для ГТП потребления типа «Система»), объема прогнозного почасового потребления (согласно информации, переданной СО в составе актуализированной расчетной модели), полного планового объема потребления электрической энергии, планового объема производства блок-станций, планового объема потребления электрической энергии, объемов электрической энергии, покупаемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед и по всем регулируемым договорам, объемов продажи/покупки в обеспечение свободных договоров, объемов продажи в обеспечение регулируемых договоров, объемов продажи превышения планового производства блок-станций над полным плановым объемом потребления, цен покупки/продажи указанных объемов электрической энергии, объемов нагрузочных потерь, отнесенных на данную ГТП потребления, объемов нагрузочных потерь в энергорайоне (для ГТП потребления типа «Система»), стоимости нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах; * в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации (по форме 2 приложения 3 к настоящему Регламенту) информацию о почасовых значениях объемов прогнозного почасового потребления (согласно информации, переданной СО в составе актуализированной расчетной модели), средневзвешенных равновесных цен в ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, объемов электрической энергии, покупаемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед, объемов электрической энергии, продаваемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед, объемов продажи/покупки в обеспечение свободных договоров, цен покупки/продажи указанных объемов электрической энергии; * в отношении ГТП потребления, функционирующих на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, а также ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которых находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенному к данной территории (по форме 21 приложения 3 к настоящему Регламенту), информацию о почасовых объемах поставки и ценах покупки по договорам, в рамках которых осуществляется торговля электрической энергией и мощностью по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * в отношении ГТП импорта (по форме 3 приложения 3 к настоящему Регламенту) информацию о почасовых значениях заявленных объемов и цен продажи электрической энергии, заданных ограничений на поставку электрической энергии, полного планового объема импорта электрической энергии, объемов межгосударственной передачи электрической энергии, объемов электрической энергии, поставляемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед (с указанием объемов, проданных в рамках импортных поставок и в рамках межгосударственной передачи), объемов продажи/покупки в обеспечение свободных договоров и цен покупки/продажи указанных объемов электрической энергии; * в отношении ГТП экспорта (по форме 4 приложения 3 к настоящему Регламенту) информацию о почасовых значениях заявленных объемов и цен покупки электрической энергии, заданных ограничений на поставку электрической энергии, полного планового объема экспорта электрической энергии, объемов межгосударственной передачи электрической энергии, объемов электрической энергии, покупаемой по результатам конкурентного отбора на сутки вперед (с указанием объемов, купленных в рамках импортных поставок и в рамках межгосударственной передачи), объемов продажи/покупки в обеспечение свободных договоров, цен покупки/продажи указанных объемов электрической энергии, объемов нагрузочных потерь, отнесенных на данную ГТП экспорта, стоимости нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах (с указанием стоимости нагрузочных потерь, учтенной в равновесных ценах в отношении межгосударственной передачи электрической энергии); * в отношении ГТП генерации (по форме 5 приложения 3 к настоящему Регламенту) почасовые значения объемов планового почасового производства, определенные для узлов расчетной модели, отнесенных к соответствующей ГТП генерации, а также почасовые значения равновесных цен, определенные в этих узлах; * в отношении ГТП потребления (по форме 5 приложения 3 к настоящему Регламенту) почасовые значения объемов полного планового почасового потребления, определенные для узлов расчетной модели, отнесенные к соответствующей ГТП потребления, а также почасовые значения равновесных цен, определенные в этих узлах; * в отношении свободного договора (по форме 6 приложения 3 к настоящему Регламенту) информацию, указанную в п. 9.1 *Регламента регистрации и учета свободных двусторонних договоров* (Приложение № 6.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * в отношении ГТП генерации, относящихся к ГЭС (по форме 7 приложения 3 к настоящему Регламенту) почасовые значения установленных для групп РГЕ минимальных и максимальных почасовых и интегральных ограничений, обусловленных водностью ГЭС и необходимостью поддержания резервов активной мощности.   4. КО ежедневно до 19 часов 00 минут (14 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) (21 часа 00 минут (16 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте в разделе, к которому имеет доступ только Федеральная сетевая компания, следующую информацию по форме 27 приложения 3 к настоящему Регламенту:   * почасовые объемы расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ, отнесенных на ГТП потребления и ГТП экспорта, определенные в соответствии с п. 4.1.22 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.*   5.1. КО не позднее 1 календарного дня до начала каждого месяца размещает на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, в отношении каждой ЕГО, отнесенной к ГТП генерации (за исключением условных ГТП), следующую актуальную информацию:  – верхний предел регулировочного диапазона, МВт;  – установленная мощность единицы генерирующего оборудования, МВт;  – основной (-ые) вид (-ы) топлива.  Публикация указанной информации осуществляется на основании паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования, представленных участниками оптового рынка по форме 12 приложения 1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  5.2. КО не позднее 5-го числа месяца, следующего за расчетным, размещает на своем официальном сайте по форме 29 приложения 3 к настоящему Регламенту следующую информацию:   * совокупно по первой ценовой зоне и второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:   – количество случаев, когда результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед получены по итогам расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (случай учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в соответствии с п. 9.9 настоящего Регламента не принимается в расчет) (далее – случаи учета ценозависимого снижения потребления), шт.;  – совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (суммарное значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта по всем дням месяца, в которых было учтено ценозависимое снижение потребления), млн руб.;  – максимально возможный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (суммарное значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта по 5 дням месяца, в которые значения данного экономического эффекта являются наибольшими (в случае если экономический эффект рассчитан менее чем в 5 днях месяца, то определяется суммарное значение экономического эффекта по всем дням, в которые экономический эффект был рассчитан)), млн руб.;  – среднесуточный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (среднее арифметическое за месяц значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта), млн руб.;   * отдельно по первой ценовой зоне и по второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:   – совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (суммарное значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта по всем дням месяца, в которых было учтено ценозависимое снижение потребления), млн руб.;  – средний почасовой объем ценозависимого снижения потребления и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в час максимальной цены по всем дням месяца, в которых было учтено ценозависимое снижение потребления, МВт\*ч;  – максимально возможный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (суммарное значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта по 5 дням месяца, в которые значения данного экономического эффекта являются наибольшими (в случае если экономический эффект рассчитан менее чем в 5 днях месяца, то определяется суммарное значение экономического эффекта по всем дням, в которые экономический эффект был рассчитан)), млн руб.;  – среднесуточный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (среднее арифметическое за месяц значение рассчитанного в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента экономического эффекта), млн руб.;   * по входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:   – количество случаев, когда результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед получены по итогам расчета с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (далее – случаи учета ценозависимого снижения потребления), шт.;  – средний почасовой объем снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в час максимальной цены по всем дням месяца, в которых было учтено ценозависимое снижение потребления, МВт\*ч;  – совокупный экономический эффект от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (суммарное значение рассчитанного в соответствии с п. 9.14.4 настоящего Регламента экономического эффекта по всем дням месяца, в которых было учтено ценозависимое снижение потребления), млн руб.;  – максимально возможный экономический эффект от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (суммарное значение рассчитанного в соответствии с п. 9.14.4 настоящего Регламента экономического эффекта по 5 дням месяца, в которые значения данного экономического эффекта являются наибольшими (в случае если экономический эффект рассчитан менее чем в 5 днях месяца, то определяется суммарное значение экономического эффекта по всем дням, в которые экономический эффект был рассчитан)), млн руб.;  – среднесуточный экономический эффект от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (среднее арифметическое за месяц значение рассчитанного в соответствии с п. 9.14.4 настоящего Регламента экономического эффекта), млн руб.  6. В случае применения особого режима расчета цен на электрическую энергию при превышении 3-дневного (7-дневного) темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в отношении территории (первая ценовая зона, вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) предельного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в этой ценовой зоне, то КО публикует на своем официальном сайте в сети Интернет информационное сообщение о применении особого режима расчета цен на электрическую энергию при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и периоде действия указанного режима в день начала его применения.  Для целей информационного обмена, а также применения положений *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), сечения поставки экспортно-импортных операций можно интерпретировать как узлы (фиктивные) расчетной модели и использовать по отношению к ним термины узловые цены и объемы, понимая равновесные цены и объемы поставки, определяемые для соответствующих сечений или для внезональных энергорайонов, сопоставленных сечениям экспортно-импортных операций.  7. КО не позднее 19 часов 00 минут (14 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) суток *X*+7 размещает на своем официальном сайте в разделе, к которому имеют доступ только участники оптового рынка:   * для каждого участника оптового рынка в отношении групп точек поставки, указанных в заявлении на включение в реестр ЭВР, персонифицированные результаты в соответствии с формой 8 (приложение 3 к настоящему Регламенту), включающие в себя: * в отношении каждого часа операционных суток: * модельную цену электрической энергии в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенную в соответствии с п. 13.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * величину модельного полного планового объема производства электроэнергии , определенную в соответствии с п. 13.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), на основании результатов модельного конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с разделом 10 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; * величину суммы технических минимумов по единицам генерирующего оборудования, не включенных в перечень единиц генерирующего оборудования, состояние которых задано участником оптового рынка как включенное (данная величина определена в соответствии с п. 13.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) как ); * предварительную величину дополнительных требований , определенную в соответствии с п. 13.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * величину  стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, определенную в соответствии с п. 13.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   8. Участник оптового рынка выражает свое полное и безоговорочное согласие с раскрытием КО информации, указанной в подп. 2 п. 7.1 настоящего Регламента, третьим лицам, в том числе (но не ограничиваясь) путем размещения соответствующей информации в открытом доступе на официальном сайте КО в сети Интернет. Настоящее согласие участника оптового рынка распространяется на раскрытие КО информации, ранее размещенной на официальном сайте КО в сети Интернет в разделе, к которому имеют доступ только участники оптового рынка, начиная с операционных суток 1 января 2014 года. |
| **7.2** | Порядок обмена информацией КО размещает информацию на своем официальном сайте способом и в сроки, установленные в соответствии с п. 7.1 настоящего Регламента. В случае невозможности получения КО результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед до 18 часов 00 минут по времени ценовой зоны по причине получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), КО в открытом доступе публикует электронное сообщение на официальном сайте в сети Интернет об изменении сроков публикации. | Порядок обмена информацией КО размещает информацию на своем официальном сайте способом и в сроки, установленные в соответствии с п. 7.1 настоящего Регламента. В случае невозможности получения КО результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед до 18 часов 00 минут (13 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны по причине получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 8 п. 5.3 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), КО в открытом доступе публикует электронное сообщение на официальном сайте в сети Интернет об изменении сроков публикации. |
| **8** | Порядок признания Коммерческим оператором процедуры конкурентного отбора несостоявшейся и порядок определения планового почасового производства и потребления в этом случае В случае наступления событий, указанных в п. 3.2, подпунктах 9, 12, 13 п. 5.3 и п. 5.5 настоящего Регламента, КО принимает решение об объявлении процедуры конкурентного отбора несостоявшейся для определенного часа операционных суток или операционных суток в целом:   * по определенным узлам расчетной модели и группам точек поставки, отнесенным к этим узлам; * по группе точек поставки; * по ценовой зоне в целом; * по всем или нескольким ГТП экспорта и ГТП импорта.   При этом участники оптового рынка выражают свое безусловное согласие на то, что в случае если процедура конкурентного отбора была признана несостоявшейся по ценовой зоне в целом и КО не удалось получить результаты конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления в установленный срок, то равновесные цены в узлах расчетной модели и объемы планового почасового производства (потребления) участников оптового рынка в данной ценовой зоне определяются в соответствии с нижеследующим алгоритмом.  1) В случае наступления событий, указанных в п. 5.5 настоящего Регламента, процедура конкурентного отбора признается несостоявшейся по ценовой зоне в целом и:  – до 19 часов 00 минут по времени ценовой зоны торговых суток в открытом доступе публикует на своем официальном сайте в сети Интернет сообщение об объявлении процедуры конкурентного отбора несостоявшейся по ценовым зонам в целом;  – определяет срок получения результатов конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления, при этом срок должен устанавливаться таким образом, чтобы получить результаты не позднее 2 (двух) календарных дней, следующих за торговыми сутками, и не позднее последнего календарного дня текущего месяца в случае совпадения даты торговых суток с предпоследним календарным днем текущего месяца;  – до 19 часов 00 минут торговых суток направляет уведомление СО об объявлении процедуры конкурентного отбора несостоявшейся с указанием сроков получения результатов конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления;  – если результаты конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления получены в установленный срок, то выполняются действия в соответствии с пунктами 6 и 7 настоящего Регламента;  – если результаты конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления не получены в установленный срок, то: плановое почасовое производство и потребление устанавливаются равными объемам регулируемых договоров (и приравненных к ним) на данный час для всех участников оптового рынка по рассматриваемым ГТП;объемы электрической энергии по свободным двухсторонним договорам (за исключением биржевых СДЭМ) считаются нереализованными, если к рассматриваемым относится ГТП хотя бы одной из сторон договора;объемы электрической энергии по биржевым СДЭМ учитываются в порядке, установленном *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);цену в узле расчетной модели определить как цену, сложившуюся в узле в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, узел был выключен (отсутствовал), то цена в рассматриваемом узле принимается равной средневзвешенной с объемами планового почасового потребления по территории субъекта РФ, к которому отнесен рассматриваемый узел, узловой цене в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. 2) В случае наступления событий, указанных в п. 3.2 настоящего Регламента, процедура конкурентного отбора признается несостоявшейся по ценовой зоне в целом, и КО:  – до 19 часов 00 минут по времени ценовой зоны торговых суток в открытом доступе публикует на своем официальном сайте в сети Интернет сообщение об объявлении процедуры конкурентного отбора несостоявшейся по ценовым зонам в целом;  – совместно с СО определяет срок получения результатов конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления, при этом срок должен устанавливаться таким образом, чтобы получить результаты не позднее 2 (двух) календарных дней, следующих за торговыми сутками, и не позднее последнего календарного дня текущего месяца в случае совпадения даты торговых суток с предпоследним календарным днем текущего месяца;  – если результаты конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления получены в установленный срок, то выполняются действия в соответствии с пунктами 6 и 7 настоящего Регламента.  3) В случае наступления событий, указанных в подпункте 9 п. 5.3 настоящего Регламента, процедура конкурентного отбора признается несостоявшейся в ГТП и: объем планового почасового производства/потребления в данной ГТП принимается равным нулю;объем поставки электрической энергии по свободному двухстороннему договору (за исключением биржевых СДЭМ) считается нереализованным, если данная ГТП является ГТП Продавца или ГТП Покупателя по свободному двустороннему договору;объемы электрической энергии по биржевым СДЭМ учитываются в порядке, установленном *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);цены в узлах расчетной модели, к которым согласно актуализированной расчетной модели отнесена данная ГТП, считаются неопределенными;цена на электрическую энергию в данной ГТП принимается равной цене электроэнергии для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенной в отношении данной ГТП в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, цена электроэнергии для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед в данной ГТП не была определена, то цена на электрическую энергию в данной ГТП принимается равной средневзвешенной с объемами планового почасового потребления по территории субъекта РФ, к которому отнесена данная ГТП, узловой цене в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. 4) В случае наступления событий, указанных в подпункте 12 п. 5.3 настоящего Регламента, процедура конкурентного отбора признается несостоявшейся по территории энергорайона и:  – для энергорайонов, временно электрически изолированных вследствие системных условий от первой ценовой зоны, но работающих синхронно с НЦЗА и (или) НЦЗК, расчет за электроэнергию, проданную/купленную на РСВ (в объемах, превышающих РД), осуществляется по средневзвешенному тарифу поставщиков первой неценовой зоны исходя из объемов производства, включенных в ПДГ указанных поставщиков в соответствующий час суток. В узлах расчетной модели, отнесенных к указанным энергорайонам, процедура конкурентного отбора объявляется несостоявшейся в данный час операционных суток и в качестве цен в указанных узлах расчетной модели используется средневзвешенный тариф поставщиков НЦЗА и НЦЗК исходя из объемов производства, включенных в ПДГ указанных поставщиков в соответствующий час суток;  – для Красноярской энергосистемы, узлы которой отнесены к Первой ценовой зоне при изолированной (несинхронной) работе с ОЭС Урала,  поузловое плановое почасовое потребление в отнесенных к указанным энергорайонам узлах, соответствующее данной ГТП потребления, устанавливается равным поузловому прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели и отнесенному на данную ГТП в соответствии с разделом 4 настоящего Регламента; поузловое плановое почасовое производство по РГЕ, отнесенным к узлам, соответствующим указанным энергорайонам, устанавливается равным объемам производства согласно прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели. В узлах расчетной модели, отнесенных к указанным энергорайонам, процедура конкурентного отбора объявляется несостоявшейся в данный час операционных суток, и в качестве узловых цен используются цены, сложившиеся в узлах в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, узел был выключен (отсутствовал), то цена в рассматриваемом узле принимается равной средневзвешенной с объемами планового почасового потребления по территории данного энергорайона узловой цене в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели;  – для энергорайона Северо-Западной ТЭЦ или Кольской энергосистемы и части отнесенных к нему узлов Карельской энергосистемы при изолированной (несинхронной) работе с ОЭС Северо-Запада поузловое плановое почасовое потребление в отнесенных к указанным энергорайонам узлах и соответствующее данной ГТП потребления устанавливается равным поузловому прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели и отнесенному на данную ГТП в соответствии с разделом 4 настоящего Регламента; поузловое плановое почасовое производство по РГЕ, отнесенным к узлам, соответствующим указанным энергорайонам, устанавливается равным объемам производства согласно прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели. В узлах расчетной модели, отнесенных к указанным энергорайонам, процедура конкурентного отбора объявляется несостоявшейся в данный час операционных суток и в качестве узловых цен используются цены, сложившиеся в узлах в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, узел был выключен (отсутствовал), то цена в рассматриваемом узле принимается равной средневзвешенной с объемами планового почасового потребления по территории данного энергорайона узловой цене в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели;  – для энергорайонов на территориях Забайкальского края и Иркутской области, расположенных во второй ценовой зоне и работающих изолированно (несинхронно) с ОЭС Сибири, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока (изолированные энергорайоны), в соответствующих узлах расчетной модели процедура конкурентного отбора объявляется несостоявшейся в данный час операционных суток, а объемы планового почасового потребления в указанных изолированных энергорайонах в данный час операционных суток принимаются равными объемам суммарного поузлового потребления электрической энергии в данных изолированных энергорайонах, переданным СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* *(*Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).* При этом цены на электрическую энергию в соответствующих узлах расчетной модели принимаются равными рассчитанной для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед в соответствии с п. 5.3.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) цене электроэнергии в ГТП потребления, которая в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели отнесена к узлам расчетной модели, выключенное состояние которых приводит к формированию соответствующего изолированного энергорайона. В случае если указанная цена электроэнергии в ГТП потребления не определена (цена, рассчитываемая при наступлении событий, указанных в подпункте 9 п. 5.3 настоящего Регламента, рассматривается как неопределенная), то цены на электрическую энергию в соответствующих узлах расчетной модели принимаются равными средневзвешенной равновесной цене электроэнергии в субъекте РФ, к которому отнесен соответствующий изолированный энергорайон (определяется в соответствии с п. 5.4.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*));  – для энергорайона на территории Ямало-Ненецкого автономного округа при изолированной (несинхронной) работе с энергосистемой Тюменской области поузловое плановое почасовое потребление в отнесенных к указанным энергорайонам узлах, соответствующее данной ГТП потребления, устанавливается равным поузловому прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели и отнесенному на данную ГТП в соответствии с разделом 4 настоящего Регламента; поузловое плановое почасовое производство по РГЕ, отнесенным к узлам, соответствующим указанным энергорайонам, устанавливается равным объемам производства согласно прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели. В узлах расчетной модели, отнесенных к указанным энергорайонам, процедура конкурентного отбора объявляется несостоявшейся в данный час операционных суток и в качестве узловых цен используются цены, сложившиеся в узлах в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, узел был выключен (отсутствовал), то цена в рассматриваемом узле принимается равной средневзвешенной с объемами планового почасового потребления по территории энергорайона, соответствующего объединению субъектов РФ, включающему Ямало-Ненецкий автономный округ, узловой цене в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели;  – в случае если группа точек поставки, являющаяся ГТП покупателя либо ГТП продавца по свободному двустороннему договору, отнесена к узлам расчетной модели, в каждом из которых процедура конкурентного отбора была объявлена КО несостоявшейся, то объемы электрической энергии (за исключением биржевых СДЭМ) считаются нереализованными;  – объемы поставки электрической энергии по биржевым СДЭМ учитываются в порядке, установленном *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  5) В случае наступления событий, указанных в подпункте 13 п. 5.3 настоящего Регламента для энергорайона на территории России, временно работающего изолированно от ЕЭС России, параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России), в соответствующих узлах расчетной модели процедура конкурентного отбора объявляется несостоявшейся в данный час операционных суток:  – в качестве цены по сечению экспорта-импорта, по которому осуществляется поставка в энергорайоны на территории России, временно работающие изолированно от ЕЭС России, параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России), используется цена, заявленная Участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в соответствии с разделом 7 *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*) для ГТП импорта, зарегистрированной на данном сечении экспорта-импорта;  – в качестве узловых цен для узлов расчетной модели, находящихся внутри энергорайона на территории Омской области, не имеющего электрических связей с ЕЭС России и работающего параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью, используется средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию по субъекту Российской Федерации для покупки в целях компенсации потерь электрической энергии, определенная для аналогичного часа суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, в отношении Омской области в соответствии с п. 5.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В качестве цены по сечению экспорта-импорта, по которому осуществляется поставка электрической энергии в данный энергорайон, используется цена, заявленная участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в соответствии с разделом 11 *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 качестве узловых цен для узлов расчетной модели, находящихся внутри энергорайона на территории Курганской области, не имеющего электрических связей с ЕЭС России и работающего параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью, используется средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию по субъекту Российской Федерации для покупки в целях компенсации потерь электрической энергии, определенная для аналогичного часа суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, в отношении Курганской области в соответствии с п. 5.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В качестве цены по сечению экспорта-импорта, по которому осуществляется поставка электрической энергии в данный энергорайон, используется цена, заявленная участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в соответствии с разделом 11 *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 качестве узловых цен для узлов, находящихся внутри энергорайона на территории России, временно работающего изолированно от ЕЭС России, параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России), используется цена, сложившаяся в этом узле в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, узел был выключен (отсутствовал), то цена в рассматриваемом узле принимается равной средневзвешенной равновесной цене на электрическую энергию по субъекту Российской Федерации для покупки в целях компенсации потерь электрической энергии, определенной для аналогичного часа суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, в отношении соответствующего субъекта РФ в соответствии с п. 5.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – в случае если группа точек поставки, являющаяся ГТП покупателя либо ГТП продавца по свободному двустороннему договору, отнесена к узлам расчетной модели, в каждом из которых процедура конкурентного отбора была объявлена КО несостоявшейся, то объемы электрической энергии (за исключением биржевых СДЭМ) считаются нереализованными;  – объемы поставки электрической энергии по биржевым СДЭМ учитываются в порядке, установленном *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Порядок признания Коммерческим оператором процедуры конкурентного отбора несостоявшейся и порядок определения планового почасового производства и потребления в этом случае В случае наступления событий, указанных в п. 3.2, подпунктах 9, 12, 13 п. 5.3 и п. 5.5 настоящего Регламента, КО принимает решение об объявлении процедуры конкурентного отбора несостоявшейся для определенного часа операционных суток или операционных суток в целом:   * по определенным узлам расчетной модели и группам точек поставки, отнесенным к этим узлам; * по группе точек поставки; * по ценовой зоне (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) в целом; * по всем или нескольким ГТП экспорта и ГТП импорта.   При этом участники оптового рынка выражают свое безусловное согласие на то, что в случае если процедура конкурентного отбора была признана несостоявшейся по ценовой зоне в целом и КО не удалось получить результаты конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления в установленный срок, то равновесные цены в узлах расчетной модели и объемы планового почасового производства (потребления) участников оптового рынка в данной ценовой зоне определяются в соответствии с нижеследующим алгоритмом.  1) В случае наступления событий, указанных в п. 5.5 настоящего Регламента, процедура конкурентного отбора признается несостоявшейся по ценовой зоне в целом и:  – до 19 часов 00 минут (14 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток в открытом доступе публикует на своем официальном сайте в сети Интернет сообщение об объявлении процедуры конкурентного отбора несостоявшейся по ценовым зонам в целом;  – определяет срок получения результатов конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления, при этом срок должен устанавливаться таким образом, чтобы получить результаты не позднее 2 (двух) календарных дней, следующих за торговыми сутками, и не позднее последнего календарного дня текущего месяца в случае совпадения даты торговых суток с предпоследним календарным днем текущего месяца;  – до 19 часов 00 минут (14 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) торговых суток направляет уведомление СО об объявлении процедуры конкурентного отбора несостоявшейся с указанием сроков получения результатов конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления;  – если результаты конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления получены в установленный срок, то выполняются действия в соответствии с пунктами 6 и 7 настоящего Регламента;  – если результаты конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления не получены в установленный срок, то: плановое почасовое производство и потребление устанавливаются равными объемам регулируемых договоров (и приравненных к ним) на данный час для всех участников оптового рынка по рассматриваемым ГТП;объемы электрической энергии по свободным двухсторонним договорам (за исключением биржевых СДЭМ) считаются нереализованными, если к рассматриваемым относится ГТП хотя бы одной из сторон договора;объемы электрической энергии по биржевым СДЭМ учитываются в порядке, установленном *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);цену в узле расчетной модели определить как цену, сложившуюся в узле в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, узел был выключен (отсутствовал), то цена в рассматриваемом узле принимается равной средневзвешенной с объемами планового почасового потребления по территории субъекта РФ, к которому отнесен рассматриваемый узел, узловой цене в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. 2) В случае наступления событий, указанных в п. 3.2 настоящего Регламента, процедура конкурентного отбора признается несостоявшейся по ценовой зоне в целом, и КО:  – до 19 часов 00 минут (14 часов 30 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) по времени ценовой зоны торговых суток в открытом доступе публикует на своем официальном сайте в сети Интернет сообщение об объявлении процедуры конкурентного отбора несостоявшейся по ценовым зонам в целом;  – совместно с СО определяет срок получения результатов конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления, при этом срок должен устанавливаться таким образом, чтобы получить результаты не позднее 2 (двух) календарных дней, следующих за торговыми сутками, и не позднее последнего календарного дня текущего месяца в случае совпадения даты торговых суток с предпоследним календарным днем текущего месяца;  – если результаты конкурентного отбора и определения равновесных цен и объемов планового почасового производства и потребления получены в установленный срок, то выполняются действия в соответствии с пунктами 6 и 7 настоящего Регламента.  3) В случае наступления событий, указанных в подпункте 9 п. 5.3 настоящего Регламента, процедура конкурентного отбора признается несостоявшейся в ГТП и: объем планового почасового производства/потребления в данной ГТП принимается равным нулю;объем поставки электрической энергии по свободному двухстороннему договору (за исключением биржевых СДЭМ) считается нереализованным, если данная ГТП является ГТП Продавца или ГТП Покупателя по свободному двустороннему договору;объемы электрической энергии по биржевым СДЭМ учитываются в порядке, установленном *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);цены в узлах расчетной модели, к которым согласно актуализированной расчетной модели отнесена данная ГТП, считаются неопределенными;цена на электрическую энергию в данной ГТП принимается равной цене электроэнергии для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенной в отношении данной ГТП в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, цена электроэнергии для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед в данной ГТП не была определена, то цена на электрическую энергию в данной ГТП принимается равной средневзвешенной с объемами планового почасового потребления по территории субъекта РФ, к которому отнесена данная ГТП, узловой цене в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. 4) В случае наступления событий, указанных в подпункте 12 п. 5.3 настоящего Регламента, процедура конкурентного отбора признается несостоявшейся по территории энергорайона и:  – для Красноярской энергосистемы, узлы которой отнесены к Первой ценовой зоне при изолированной (несинхронной) работе с ОЭС Урала,  поузловое плановое почасовое потребление в отнесенных к указанным энергорайонам узлах, соответствующее данной ГТП потребления, устанавливается равным поузловому прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели и отнесенному на данную ГТП в соответствии с разделом 4 настоящего Регламента; поузловое плановое почасовое производство по РГЕ, отнесенным к узлам, соответствующим указанным энергорайонам, устанавливается равным объемам производства согласно прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели. В узлах расчетной модели, отнесенных к указанным энергорайонам, процедура конкурентного отбора объявляется несостоявшейся в данный час операционных суток, и в качестве узловых цен используются цены, сложившиеся в узлах в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, узел был выключен (отсутствовал), то цена в рассматриваемом узле принимается равной средневзвешенной с объемами планового почасового потребления по территории данного энергорайона узловой цене в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели;  – для энергорайона Северо-Западной ТЭЦ или Кольской энергосистемы и части отнесенных к нему узлов Карельской энергосистемы при изолированной (несинхронной) работе с ОЭС Северо-Запада поузловое плановое почасовое потребление в отнесенных к указанным энергорайонам узлах и соответствующее данной ГТП потребления устанавливается равным поузловому прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели и отнесенному на данную ГТП в соответствии с разделом 4 настоящего Регламента; поузловое плановое почасовое производство по РГЕ, отнесенным к узлам, соответствующим указанным энергорайонам, устанавливается равным объемам производства согласно прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели. В узлах расчетной модели, отнесенных к указанным энергорайонам, процедура конкурентного отбора объявляется несостоявшейся в данный час операционных суток и в качестве узловых цен используются цены, сложившиеся в узлах в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, узел был выключен (отсутствовал), то цена в рассматриваемом узле принимается равной средневзвешенной с объемами планового почасового потребления по территории данного энергорайона узловой цене в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели;  – для энергорайона на территории Ямало-Ненецкого автономного округа при изолированной (несинхронной) работе с энергосистемой Тюменской области поузловое плановое почасовое потребление в отнесенных к указанным энергорайонам узлах, соответствующее данной ГТП потребления, устанавливается равным поузловому прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели и отнесенному на данную ГТП в соответствии с разделом 4 настоящего Регламента; поузловое плановое почасовое производство по РГЕ, отнесенным к узлам, соответствующим указанным энергорайонам, устанавливается равным объемам производства согласно прогнозному диспетчерскому графику, заданному Системным оператором при актуализации расчетной модели. В узлах расчетной модели, отнесенных к указанным энергорайонам, процедура конкурентного отбора объявляется несостоявшейся в данный час операционных суток и в качестве узловых цен используются цены, сложившиеся в узлах в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, узел был выключен (отсутствовал), то цена в рассматриваемом узле принимается равной средневзвешенной с объемами планового почасового потребления по территории энергорайона, соответствующего объединению субъектов РФ, включающему Ямало-Ненецкий автономный округ, узловой цене в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели;  – в случае если группа точек поставки, являющаяся ГТП покупателя либо ГТП продавца по свободному двустороннему договору, отнесена к узлам расчетной модели, в каждом из которых процедура конкурентного отбора была объявлена КО несостоявшейся, то объемы электрической энергии (за исключением биржевых СДЭМ) считаются нереализованными;  – объемы поставки электрической энергии по биржевым СДЭМ учитываются в порядке, установленном *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  5) В случае наступления событий, указанных в подпункте 13 п. 5.3 настоящего Регламента для энергорайона на территории России, временно работающего изолированно от ЕЭС России, параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России), в соответствующих узлах расчетной модели процедура конкурентного отбора объявляется несостоявшейся в данный час операционных суток:  – в качестве цены по сечению экспорта-импорта, по которому осуществляется поставка в энергорайоны на территории России, временно работающие изолированно от ЕЭС России, параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России), используется цена, заявленная Участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в соответствии с разделом 7 *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*) для ГТП импорта, зарегистрированной на данном сечении экспорта-импорта;  – в качестве узловых цен для узлов расчетной модели, находящихся внутри энергорайона на территории Омской области, не имеющего электрических связей с ЕЭС России и работающего параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью, используется средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию по субъекту Российской Федерации для покупки в целях компенсации потерь электрической энергии, определенная для аналогичного часа суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, в отношении Омской области в соответствии с п. 5.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В качестве цены по сечению экспорта-импорта, по которому осуществляется поставка электрической энергии в данный энергорайон, используется цена, заявленная участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в соответствии с разделом 11 *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 качестве узловых цен для узлов расчетной модели, находящихся внутри энергорайона на территории Курганской области, не имеющего электрических связей с ЕЭС России и работающего параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью, используется средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию по субъекту Российской Федерации для покупки в целях компенсации потерь электрической энергии, определенная для аналогичного часа суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, в отношении Курганской области в соответствии с п. 5.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В качестве цены по сечению экспорта-импорта, по которому осуществляется поставка электрической энергии в данный энергорайон, используется цена, заявленная участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в соответствии с разделом 11 *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 качестве узловых цен для узлов, находящихся внутри энергорайона на территории России, временно работающего изолированно от ЕЭС России, параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России), используется цена, сложившаяся в этом узле в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели. В случае если в аналогичный час суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, узел был выключен (отсутствовал), то цена в рассматриваемом узле принимается равной средневзвешенной равновесной цене на электрическую энергию по субъекту Российской Федерации для покупки в целях компенсации потерь электрической энергии, определенной для аналогичного часа суток, соответствующих последнему аналогичному дню недели, в отношении соответствующего субъекта РФ в соответствии с п. 5.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – в случае если группа точек поставки, являющаяся ГТП покупателя либо ГТП продавца по свободному двустороннему договору, отнесена к узлам расчетной модели, в каждом из которых процедура конкурентного отбора была объявлена КО несостоявшейся, то объемы электрической энергии (за исключением биржевых СДЭМ) считаются нереализованными;  – объемы поставки электрической энергии по биржевым СДЭМ учитываются в порядке, установленном *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **9** | Порядок проведения расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии 9.1. КО проводит расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в соответствии с настоящим Регламентом. В качестве входных данных для данного расчета используются модельные пары <цена-количество>, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 Приложения 1 к настоящему Регламенту.  9.2. После проведения расчета в соответствии с п. 9.1 настоящего Регламента КО в отношении операционных суток осуществляет проверку выполнения следующих условий:   * рассматриваемые операционные сутки являются рабочим днем; * рассматриваемые операционные сутки не являются сутками, в которые в соответствии с п. 9.9 настоящего Регламента проводится годовое тестирование покупателей с ценозависимым потреблением; * рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) ни в одной из ценовых зон; * ни в одной из ценовых зон процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед не была признана КО несостоявшейся по ценовой зоне в целом в соответствии с подпунктами 1 или 2 раздела 8 настоящего Регламента; * для каждой из ценовых зон,   где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – ценовая зона оптового рынка;  – индекс равновесных цен на покупку электрической энергии в ценовой зоне *z* в отношении периода *l* определяется в соответствии с приложением 6 к настоящему Регламенту;  *l* – период операционных суток, включающий в себя сутки из периода [d-31;d-1];  *d* – рассматриваемые операционные сутки;  *h* – час операционных суток.  9.3. После проведения расчета в соответствии с п. 9.1 настоящего Регламента КО в отношении операционных суток осуществляет проверку на выполнение следующих условий:   * рассматриваемые операционные сутки являются рабочим днем; * рассматриваемые операционные сутки являются более поздней датой по сравнению с 24-м числом текущего расчетного периода; * в текущем расчетном периоде не было ни одного случая, когда результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед определялись на основании расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (случай учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в соответствии с п. 9.9 настоящего Регламента не принимается в расчет); * рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) ни в одной из ценовых зон; * ни в одной из ценовых зон процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед не была признана КО несостоявшейся по ценовой зоне в целом в соответствии с подпунктом 1 или 2 раздела 8 настоящего Регламента; * ,   где ,  [МВт.ч] - выраженный в МВт\*ч полный прогнозный объем перетока электрической энергии в ограничивающем сечении между первой ценовой зоной и неценовыми зонами НЦЗА и НЦЗК в час операционных суток *h1*, переданный СО в КО в составе актуализированной расчетной модели;  - целая часть ;  *N –* количество рабочих дней, входящих во временной период, начиная с рассматриваемых операционных суток и до окончания текущего расчетного периода;  *h1* – 0-й час рассматриваемых операционных суток.  9.4. В случае если в отношении ценовой зоны выполнено хотя одно из следующих условий:   * выполнены все условия, указанные в п. 9.2 настоящего Регламента; * выполнены все условия, указанные в п. 9.3 настоящего Регламента;   КО проводит расчет конкурентного отбора ценовых заявок с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в обеих ценовых зонах.  Порядок проведения указанного расчета определяется настоящим Регламентом, а в качестве модельных пар <цена-количество> для ГТП потребления, в отношении которых в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии и (или) готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, в часы, определенные в соответствии с Приложением 5 к настоящему Регламенту, используются пары, сформированные в соответствии с п. 4 Приложения 1 к настоящему Регламенту, а в прочие часы и для прочих ГТП используются пары, сформированные в соответствии с пп. 1 и 2 Приложения 1 к настоящему Регламенту.  9.5. После проведения расчетов в соответствии с п. 9.4 настоящего Регламента КО определяет в отношении операционных суток величину совокупного экономического эффекта от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии.  9.5.1. КО рассчитывает средневзвешенные равновесные цены на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии:  1) в ценовых зонах в отношении каждого часа операционных суток:  ;  2) в группе субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, характеризующихся единой динамикой изменения равновесных цен на электроэнергию, по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении операционных суток:  ;  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *RG*1 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия;  *RG*2 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Республика Алтай, Республика Тыва, Республика Хакасия, Алтайский край, Красноярский край, Кемеровская область – Кузбасс, Новосибирская область, Омская область, Томская область;  *d* – операционные сутки;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час операционных суток.  9.5.2. КО рассчитывает средневзвешенные равновесные цены на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии:  1) ценовых зонах в отношении каждого часа операционных суток:  ;  2) в группе субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, характеризующихся единой динамикой изменения равновесных цен на электроэнергию, по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении операционных суток:  ;  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *RG*1 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия;  *RG*2 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Республика Алтай, Республика Тыва, Республика Хакасия, Алтайский край, Красноярский край, Кемеровская область – Кузбасс, Новосибирская область, Омская область, Томская область;  *d* – операционные сутки;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час операционных суток.  9.5.3. КО в отношении операционных суток рассчитывает величину предварительного совокупного экономического эффекта от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  как:  ,  где ,  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с п. 9.5.1 настоящего Регламента;  – средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с п. 9.5.2 настоящего Регламента;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *d* – операционные сутки;  *h* – час операционных суток.  9.5.4. КО в отношении операционных суток рассчитывает величину совокупного экономического эффекта от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  как:  1) в случае если одновременно:   * для каждой из ценовых зон   ;   * в группе субъектов РФ *RG*1 не выполнено хотя бы одно из следующих условий: * ; * ; * в группе субъектов РФ *RG*2 не выполнено хотя бы одно из следующих условий: * ; * ;   то ,  2) в ином случае величина  не рассчитывается.  *RG*1 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия;  *RG*2 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Республика Алтай, Республика Тыва, Республика Хакасия, Алтайский край, Красноярский край, Кемеровская область – Кузбасс, Новосибирская область, Омская область, Томская область.  9.6. После проведения расчетов в соответствии с п. 9.4 настоящего Регламента КО определяет величину среднего совокупного экономического эффекта от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии за предшествующие рабочие дни.  КО рассчитывает значение  как:  ,  где  [руб.] – совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в отношении операционных суток *d1* в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента;  – множество операционных суток, включающее в себя последние *N* рабочих дней, предшествующих операционным суткам *d*, в которые в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента определена величина ;  *N* – параметр (N>0), численное значение которого определяет количество рабочих дней и передается СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента;  *d1* – операционные сутки;  *d* – рассматриваемые операционные сутки.  9.7. В случае если в отношении операционных суток выполнены все условия, указанные в п. 9.3 настоящего Регламента, и (или) выполнены все следующие условия:   * в текущем расчетном периоде было меньше 5 (пяти) случаев, когда результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед определялись на основании расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (случай учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в соответствии с п. 9.9 настоящего Регламента не принимается в расчет); * для каждой из ценовых зон; * в группе субъектов РФ *RG*1 не выполнено хотя бы одно из следующих условий: * ; * ; * в группе субъектов РФ *RG*2 не выполнено хотя бы одно из следующих условий: * ; * ; * ; * ,   то в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в каждой из ценовых зон при проведении дальнейших расчетов на оптовом рынке используются результаты расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в обеих ценовых зонах.  В ином случаев качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед при проведении дальнейших расчетов на оптовом рынке используются результаты расчета без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в обеих ценовых зонах.  [руб.] – совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в отношении операционных суток *d* в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента.  [руб.] – средний совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии за предшествующие рабочие дни, определенный в отношении операционных суток *d* в соответствии с п. 9.6 настоящего Регламента;  К – параметр (K>0), который передается СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента;  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *RG*1 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия;  *RG*2 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Республика Алтай, Республика Тыва, Республика Хакасия, Алтайский край, Красноярский край, Кемеровская область – Кузбасс, Новосибирская область, Омская область, Томская область;  – индекс равновесных цен на покупку электрической энергии в ценовой зоне *z* в отношении периода *l* определяется в соответствии с приложением 6 к настоящему Регламенту;  – индекс равновесных цен на покупку электрической энергии в группе субъекте РФ *RG* в пределах второй ценовой зоны *z* в отношении  периода *l*,определенный в соответствии с приложением 6 к настоящему Регламенту;  *l* – период операционных суток, включающий в себя сутки из периода [d-31;d-1];  *d* – рассматриваемые операционные сутки;  *h* – час операционных суток.  9.8. После проведения расчета в соответствии с п. 9.1 настоящего Регламента КО в отношении операционных суток осуществляет проверку выполнения следующих условий:   * в текущем расчетном периоде ранее не были определены сутки проведения годового тестирования покупателей с ценозависимым потреблением в соответствии с установленными настоящим пунктом критериями; * рассматриваемые операционные сутки определены в качестве суток проведения годового тестирования покупателей с ценозависимым потреблением в соответствии с установленными настоящим пунктом критериями; * рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) ни в одной из ценовых зон; * процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед не была признана КО несостоявшейся ни в одной из ценовых зон в целом в соответствии с подпунктами 1 или 2 раздела 8 настоящего Регламента.   Рассматриваемые операционные сутки определяются в качестве суток проведения годового тестирования покупателей с ценозависимым потреблением в случае, если рассматриваемые операционные сутки являются рабочим днем и отнесены к периоду с 1 декабря по 24 декабря (включительно) текущего года, а также если в отношении рассматриваемых операционных суток выполнено следующее условие:  ,  где ,  [МВт.ч] – выраженный в МВт.ч полный прогнозный объем перетока электрической энергии в ограничивающем сечении между первой ценовой зоной и неценовыми зонами НЦЗА и НЦЗК в час операционных суток *h1*, переданный СО в КО в составе актуализированной расчетной модели;  – целая часть ;  *N –* количество рабочих дней, входящих во временной период, начиная с рассматриваемых операционных суток и по 24-е число текущего расчетного периода (включительно);  *h1* – 0-й час рассматриваемых операционных суток.  9.9. В случае если выполнены все условия, указанные в п. 9.8 настоящего Регламента, КО в отношении обеих ценовых зон проводит расчет конкурентного отбора ценовых заявок с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии. Порядок проведения указанного расчета определяется настоящим Регламентом, а в качестве модельных пар <цена-количество> для ГТП потребления, указанных в п. 5 приложения 1 к настоящему Регламенту, в часы, определенные в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту, используются пары, сформированные в соответствии с п. 5 приложения 1 к настоящему Регламенту, а в прочие часы и для прочих ГТП используются пары, сформированные в соответствии с пп. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту. При этом в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед при проведении дальнейших расчетов на оптовом рынке используются результаты расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии. | Порядок проведения расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии **Для первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам**  9.1. КО проводит расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии для первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в соответствии с настоящим Регламентом. В качестве входных данных для данного расчета используются модельные пары <цена-количество>, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 Приложения 1 к настоящему Регламенту.  9.2. После проведения расчета в соответствии с п. 9.1 настоящего Регламента КО в отношении операционных суток осуществляет проверку выполнения следующих условий:   * рассматриваемые операционные сутки являются рабочим днем; * рассматриваемые операционные сутки не являются сутками, в которые в соответствии с п. 9.9 настоящего Регламента проводится годовое тестирование покупателей с ценозависимым потреблением; * рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) ни в первой ценовой зоне, ни во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * ни в первой ценовой зоне, ни во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед не была признана КО несостоявшейся по ценовой зоне в целом в соответствии с подпунктами 1 или 2 раздела 8 настоящего Регламента; * и для первой ценовой зоны, и для второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, ,   где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – первая ценовая зона или вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  – индекс равновесных цен на покупку электрической энергии в ценовой зоне *z* в отношении периода *l* определяется в соответствии с приложением 6 к настоящему Регламенту;  *l* – период операционных суток, включающий в себя сутки из периода [d-31;d-1];  *d* – рассматриваемые операционные сутки;  *h* – час операционных суток.  9.3. После проведения расчета в соответствии с п. 9.1 настоящего Регламента КО в отношении операционных суток осуществляет проверку на выполнение следующих условий:   * рассматриваемые операционные сутки являются рабочим днем; * рассматриваемые операционные сутки являются более поздней датой по сравнению с 24-м числом текущего расчетного периода; * в текущем расчетном периоде не было ни одного случая, когда в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед определялись на основании расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (случай учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в соответствии с п. 9.9 настоящего Регламента не принимается в расчет); * рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) ни в первой ценовой зоне, ни во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * ни в первой ценовой зоне, ни во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед не была признана КО несостоявшейся по ценовой зоне в целом в соответствии с подпунктом 1 или 2 раздела 8 настоящего Регламента; * ,   где ,    [МВт∙ч] – объем прогнозного почасового потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h1*, указанный участником оптового рынка *i* в поданном в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) уведомлении о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии;  - целая часть ;  *Z* – первая ценовая зона и вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  *N –* количество рабочих дней, входящих во временной период, начиная с рассматриваемых операционных суток и до окончания текущего расчетного периода;  *h1* – 0-й час рассматриваемых операционных суток.  9.4. В случае если в отношении и первой ценовой зоны, и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, выполнено хотя одно из следующих условий:   * выполнены все условия, указанные в п. 9.2 настоящего Регламента; * выполнены все условия, указанные в п. 9.3 настоящего Регламента;   КО проводит расчет конкурентного отбора ценовых заявок с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  Порядок проведения указанного расчета определяется настоящим Регламентом, а в качестве модельных пар <цена-количество> для ГТП потребления, в отношении которых в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии и (или) готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, в часы, определенные в соответствии с Приложением 5 к настоящему Регламенту, используются пары, сформированные в соответствии с п. 4 Приложения 1 к настоящему Регламенту, а в прочие часы и для прочих ГТП используются пары, сформированные в соответствии с пп. 1 и 2 Приложения 1 к настоящему Регламенту.  9.5. После проведения расчетов в соответствии с п. 9.4 настоящего Регламента КО определяет в отношении операционных суток величину совокупного экономического эффекта от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии.  9.5.1. КО рассчитывает средневзвешенные равновесные цены на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии:  1) в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в отношении каждого часа операционных суток:  ;  2) в группе субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, характеризующихся единой динамикой изменения равновесных цен на электроэнергию, по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении операционных суток:  ;  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *RG*1 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия;  *RG*2 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Республика Алтай, Республика Тыва, Республика Хакасия, Алтайский край, Красноярский край, Кемеровская область – Кузбасс, Новосибирская область, Омская область, Томская область;  *d* – операционные сутки;  *z* – первая ценовая зона или вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  *h* – час операционных суток.  9.5.2. КО рассчитывает средневзвешенные равновесные цены на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии:  1) в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в отношении каждого часа операционных суток:  ;  2) в группе субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, характеризующихся единой динамикой изменения равновесных цен на электроэнергию, по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении операционных суток:  ;  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *RG*1 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия;  *RG*2 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Республика Алтай, Республика Тыва, Республика Хакасия, Алтайский край, Красноярский край, Кемеровская область – Кузбасс, Новосибирская область, Омская область, Томская область;  *d* – операционные сутки;  *z* – первая ценовая зона или вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  *h* – час операционных суток.  9.5.3. КО в отношении операционных суток рассчитывает величину предварительного совокупного экономического эффекта от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  как:  ,  где ,  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с п. 9.5.1 настоящего Регламента;  – средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с п. 9.5.2 настоящего Регламента;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *z* – первая ценовая зона или вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  *d* – операционные сутки;  *h* – час операционных суток.  9.5.4. КО в отношении операционных суток рассчитывает величину совокупного экономического эффекта от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  как:  1) в случае если одновременно:   * и для первой ценовой зоны, и для во второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам,   ;   * в группе субъектов РФ *RG*1 не выполнено хотя бы одно из следующих условий: * ; * ; * в группе субъектов РФ *RG*2 не выполнено хотя бы одно из следующих условий: * ; * ;   то ,  2) в ином случае величина  не рассчитывается.  *RG*1 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия;  *RG*2 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Республика Алтай, Республика Тыва, Республика Хакасия, Алтайский край, Красноярский край, Кемеровская область – Кузбасс, Новосибирская область, Омская область, Томская область.  9.6. После проведения расчетов в соответствии с п. 9.4 настоящего Регламента КО определяет величину среднего совокупного экономического эффекта от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии за предшествующие рабочие дни.  КО рассчитывает значение  как:  ,  где  [руб.] – совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в отношении операционных суток *d1* в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента;  – множество операционных суток, включающее в себя последние *N* рабочих дней, предшествующих операционным суткам *d*, в которые в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента определена величина ;  *N* – параметр (N>0), численное значение которого определяет количество рабочих дней и передается СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента;  *d1* – операционные сутки;  *d* – рассматриваемые операционные сутки.  9.7. В случае если в отношении операционных суток выполнены все условия, указанные в п. 9.3 настоящего Регламента, и (или) выполнены все следующие условия:   * в текущем расчетном периоде было меньше 5 (пяти) случаев, когда в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед определялись на основании расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (случай учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в соответствии с п. 9.9 настоящего Регламента не принимается в расчет); * и для первой ценовой зоны, и для во второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам,; * в группе субъектов РФ *RG*1 не выполнено хотя бы одно из следующих условий: * ; * ; * в группе субъектов РФ *RG*2 не выполнено хотя бы одно из следующих условий: * ; * ; * ; * ,   то в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, при проведении дальнейших расчетов на оптовом рынке используются результаты расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  В ином случаев качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед при проведении дальнейших расчетов на оптовом рынке используются результаты расчета без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  [руб.] – совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в отношении операционных суток *d* в соответствии с п. 9.5.4 настоящего Регламента.  [руб.] – средний совокупный экономический эффект от учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии за предшествующие рабочие дни, определенный в отношении операционных суток *d* в соответствии с п. 9.6 настоящего Регламента;  К – параметр (K>0), который передается СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента;  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – первая ценовая зона или вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  *RG*1 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия;  *RG*2 – группа субъектов РФ в пределах второй ценовой зоны, к которым относятся: Республика Алтай, Республика Тыва, Республика Хакасия, Алтайский край, Красноярский край, Кемеровская область – Кузбасс, Новосибирская область, Омская область, Томская область;  – индекс равновесных цен на покупку электрической энергии в ценовой зоне *z* в отношении периода *l* определяется в соответствии с приложением 6 к настоящему Регламенту;  – индекс равновесных цен на покупку электрической энергии в группе субъекте РФ *RG* в пределах второй ценовой зоны *z* в отношении  периода *l*,определенный в соответствии с приложением 6 к настоящему Регламенту;  *l* – период операционных суток, включающий в себя сутки из периода [d-31;d-1];  *d* – рассматриваемые операционные сутки;  *h* – час операционных суток.  9.8. После проведения расчета в соответствии с п. 9.1 настоящего Регламента КО в отношении операционных суток осуществляет проверку выполнения следующих условий:   * в текущем расчетном периоде ранее в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, не были определены сутки проведения годового тестирования покупателей с ценозависимым потреблением в соответствии с установленными настоящим пунктом критериями; * рассматриваемые операционные сутки определены в качестве суток проведения годового тестирования покупателей с ценозависимым потреблением в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в соответствии с установленными настоящим пунктом критериями; * рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) ни в первой ценовой зоне, ни во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед не была признана КО несостоявшейся ни в первой ценовой зоне, ни во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в целом в соответствии с подпунктами 1 или 2 раздела 8 настоящего Регламента.   Рассматриваемые операционные сутки определяются в качестве суток проведения годового тестирования покупателей с ценозависимым потреблением в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в случае, если рассматриваемые операционные сутки являются рабочим днем и отнесены к периоду с 1 декабря по 24 декабря (включительно) текущего года, а также если в отношении рассматриваемых операционных суток выполнено следующее условие:  ,  где ,    [МВт∙ч] – объем прогнозного почасового потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h1*, указанный участником оптового рынка *i* в поданном в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) уведомлении о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии;  - целая часть ;  *Z* – первая ценовая зона и вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам  *N –* количество рабочих дней, входящих во временной период, начиная с рассматриваемых операционных суток и по 24-е число текущего расчетного периода (включительно);  *h1* – 0-й час рассматриваемых операционных суток.  9.9. В случае если выполнены все условия, указанные в п. 9.8 настоящего Регламента, КО в отношении первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, проводит расчет конкурентного отбора ценовых заявок с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии. Порядок проведения указанного расчета определяется настоящим Регламентом, а в качестве модельных пар <цена-количество> для ГТП потребления, указанных в п. 5 приложения 1 к настоящему Регламенту, в часы, определенные в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту, используются пары, сформированные в соответствии с п. 5 приложения 1 к настоящему Регламенту, а в прочие часы и для прочих ГТП используются пары, сформированные в соответствии с пп. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту. При этом в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в первой ценовой зоне и во второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, при проведении дальнейших расчетов на оптовом рынке используются результаты расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии. **Для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам**  9.10. КО проводит расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в соответствии с настоящим Регламентом. В качестве входных данных для данного расчета используются модельные пары <цена-количество>, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту.  9.11. После проведения расчета в соответствии с п. 9.10 настоящего Регламента КО в отношении операционных суток осуществляет проверку выполнения следующих условий:   * рассматриваемые операционные сутки являются рабочим днем; * рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед не была признана КО несостоявшейся по ценовой зоне в целом в соответствии с подпунктами 1 или 2 раздела 8 настоящего Регламента; * для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, ,   где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам;  – индекс равновесных цен на покупку электрической энергии в ценовой зоне *z* в отношении периода *l* определяется в соответствии с приложением 6 к настоящему Регламенту. В случае отсутствия данных в отношении хотя бы одних операционных суток, отнесенных к периоду *l*, ;  *l* – период операционных суток, включающий в себя сутки из периода [d-31;d-1];  *d* – рассматриваемые операционные сутки;  *h* – час операционных суток.  9.12. После проведения расчета в соответствии с п. 9.10 настоящего Регламента КО в отношении операционных суток осуществляет проверку на выполнение следующих условий:   * рассматриваемые операционные сутки являются рабочим днем; * рассматриваемые операционные сутки являются более поздней датой по сравнению с 24-м числом текущего расчетного периода; * в текущем расчетном периоде не было ни одного случая, когда на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед определялись на основании расчета с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии; * рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед не была признана КО несостоявшейся по ценовой зоне в целом в соответствии с подпунктом 1 или 2 раздела 8 настоящего Регламента; * ,   где ,    [МВт∙ч] – объем прогнозного почасового потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h1*, указанный участником оптового рынка *i* в поданном в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) уведомлении о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии;  - целая часть ;  *Z* – входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам;  *N –* количество рабочих дней, входящих во временной период, начиная с рассматриваемых операционных суток и до окончания текущего расчетного периода;  *h1* – 0-й час рассматриваемых операционных суток.  9.13. В случае если в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, выполнено хотя одно из следующих условий:   * выполнены все условия, указанные в п. 9.11 настоящего Регламента; * выполнены все условия, указанные в п. 9.12 настоящего Регламента;   КО проводит расчет конкурентного отбора ценовых заявок с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  Порядок проведения указанного расчета определяется настоящим Регламентом, а в качестве модельных пар <цена-количество> для ГТП потребления, в отношении которых в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к снижению объема потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в часы, определенные в соответствии с Приложением 5 к настоящему Регламенту, используются пары, сформированные в соответствии с п. 4 Приложения 1 к настоящему Регламенту, а в прочие часы и для прочих ГТП используются пары, сформированные в соответствии с пп. 1 и 2 Приложения 1 к настоящему Регламенту.  9.14. После проведения расчетов в соответствии с п. 9.13 настоящего Регламента КО определяет в отношении операционных суток величину совокупного экономического эффекта от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии.  9.14.1. КО рассчитывает средневзвешенные равновесные цены на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии:  ;  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам;  *h* – час операционных суток.  9.14.2. КО рассчитывает средневзвешенные равновесные цены на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии:  ;  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам;  *h* – час операционных суток.  9.14.3. КО в отношении операционных суток рассчитывает величину предварительного совокупного экономического эффекта от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  как:  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с п. 9.14.1 настоящего Регламента;  – средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с п. 9.14.2 настоящего Регламента;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *z* – входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам;  *d* – операционные сутки;  *h* – час операционных суток.  9.14.4. КО в отношении операционных суток рассчитывает величину совокупного экономического эффекта от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  как:  1) в случае если;  то ,  2) в ином случае величина  не рассчитывается.  9.15. После проведения расчетов в соответствии с п. 9.13 настоящего Регламента КО определяет величину среднего совокупного экономического эффекта от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии за предшествующие рабочие дни.  КО рассчитывает значение  как:  ,  где  [руб.] – совокупный экономический эффект от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в отношении операционных суток *d1* в соответствии с п. 9.14.4 настоящего Регламента;  – множество операционных суток, включающее в себя последние *N* рабочих дней, предшествующих операционным суткам *d*, в которые в соответствии с п. 9.14.4 настоящего Регламента определена величина ;  *N* – параметр (N>0), численное значение которого определяет количество рабочих дней и передается СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента;  *d1* – операционные сутки;  *d* – рассматриваемые операционные сутки.  9.16. В случае если в отношении операционных суток выполнены все условия, указанные в п. 9.12 настоящего Регламента, и (или) выполнены все следующие условия:   * в текущем расчетном периоде было меньше 5 (пяти) случаев, когда на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, результаты конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед определялись на основании расчета с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии; * для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам,   ;   * ; * ,   то в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, при проведении дальнейших расчетов на оптовом рынке используются результаты расчета с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  В ином случаев качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед при проведении дальнейших расчетов на оптовом рынке используются результаты расчета без учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  [руб.] – совокупный экономический эффект от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в отношении операционных суток *d* в соответствии с п. 9.14.4 настоящего Регламента.  [руб.] – средний совокупный экономический эффект от учета снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии за предшествующие рабочие дни, определенный в отношении операционных суток *d* в соответствии с п. 9.15 настоящего Регламента;  К – параметр (K>0), который передается СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента;  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам;  – индекс равновесных цен на покупку электрической энергии в ценовой зоне *z* в отношении периода *l* определяется в соответствии с приложением 6 к настоящему Регламенту. В случае отсутствия данных в отношении хотя бы одних операционных суток, отнесенных к периоду *l*, ;  *l* – период операционных суток, включающий в себя сутки из периода [d-31;d-1];  *d* – рассматриваемые операционные сутки;  *h* – час операционных суток. |
| **10** | Порядок проведения модельного расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед В случае если рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, то КО проводит модельный расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в данной ценовой зоне в соответствии с порядком, аналогичным порядку проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определенным настоящим Регламентом (в том числе с учетом раздела 9 настоящего Регламента), и с учетом следующих особенностей формирования входных данных:   * значения нижних пределов регулирования по РГЕ, отнесенным к ГТП генерации, включенным КО в перечень ГТП генерации ЭВР на соответствующие операционные сутки в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), принимаются равными разнице: * максимума из технического и технологического минимумов, определенных для данного часа согласно актуализированной расчетной модели, переданной СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * суммы по ЕГО, отнесенным к соответствующей РГЕ и не включенным СО в перечень ВР, в соответствии с Приложением 2 к *Регламенту актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), минимальных из величин технических минимумов для данного часа, переданных СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и величин технических минимумов, представленных участником в КО в соответствии с формой 12 приложения 1 к *Положению о порядке получения статуса  субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). * в случае если в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед приняты результаты расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в данной ценовой зоне, то в качестве модельных пар <цена-количество> для отнесенных к данной ценовой зоне ГТП потребления, в отношении которых в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии, в часы, определенные в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту, используются пары, сформированные в соответствии с п. 4 Приложения 1 (п. 5 Приложения 1) к настоящему Регламенту, а в прочие часы и для прочих ГТП используются пары, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту; * в случае если в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед приняты результаты расчета без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в данной ценовой зоне, то в качестве модельных пар <цена-количество> для отнесенных к данной ценовой зоне ГТП используются пары, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту. | Порядок проведения модельного расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед В случае если рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне (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), то КО проводит модельный расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в данной ценовой зоне в соответствии с порядком, аналогичным порядку проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определенным настоящим Регламентом (в том числе с учетом раздела 9 настоящего Регламента), и с учетом следующих особенностей формирования входных данных:   * значения нижних пределов регулирования по РГЕ, отнесенным к ГТП генерации, включенным КО в перечень ГТП генерации ЭВР на соответствующие операционные сутки в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), принимаются равными разнице: * максимума из технического и технологического минимумов, определенных для данного часа согласно актуализированной расчетной модели, переданной СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * суммы по ЕГО, отнесенным к соответствующей РГЕ и не включенным СО в перечень ВР, в соответствии с Приложением 2 к *Регламенту актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), минимальных из величин технических минимумов для данного часа, переданных СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и величин технических минимумов, представленных участником в КО в соответствии с формой 12 приложения 1 к *Положению о порядке получения статуса  субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). * в случае если в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед приняты результаты расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в данной ценовой зоне, то в качестве модельных пар <цена-количество> для отнесенных к данной ценовой зоне ГТП потребления, в отношении которых в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии, в часы, определенные в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту, используются пары, сформированные в соответствии с п. 4 Приложения 1 (п. 5 Приложения 1) к настоящему Регламенту, а в прочие часы и для прочих ГТП используются пары, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту; * в случае если в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед приняты результаты расчета без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в данной ценовой зоне, то в качестве модельных пар <цена-количество> для отнесенных к данной ценовой зоне ГТП используются пары, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту. |
| **Приложение 1, п. 1.1** | …  g4) в случае если в соответствии с пунктами «g.1», «g.2» и «g.3» данного подпункта настоящего Регламента величина Тээ не была определена для рассматриваемой ГТП генерации, то величина Тээ принимается равной минимальной из отличных от нуля величин , определенных по состоянию на 1 декабря года, предшествующего году, включающему месяц *m,* в соответствии с п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), действовавшим по состоянию на 1 декабря года, предшествующего году, включающему месяц *m*, для ГТП электростанций, тип генерирующего оборудования которых ((ГЭС, ГАЭС), ТЭС, АЭС) соответствует типу генерирующего оборудования, включенного в данную ГТП (для ГТП, включающей генерирующее оборудование, отнесенное к иному типу, используется величина, определенная для генерирующего оборудования типа ГЭС), в соответствующей ценовой зоне оптового рынка в соответствии с Реестром субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) по состоянию на 1 декабря года, предшествующего году, включающему месяц *m*.  Для ГТП генерации при расчете стоимости электроэнергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед согласно *Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) за данный расчетный период и при расчете объемов, инициатив и стоимости отклонений согласно *Регламенту расчета объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) за данный расчетный период применяется значение величины Тээ, определенное в соответствии с данным подпунктом в отношении рассматриваемого месяца *m*.  При этом в течение периода с торговых суток *X*+1 по торговые сутки 30 января (включительно) при проведении расчетов для ГТП генерации в соответствии с настоящим Регламентом, *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) значение величины *Тээ*, рассчитываемое КО в соответствии с настоящим пунктом (подпунктом «g» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту), определяется без учета требований по срокам публикации и вступления в силу правового (-ых) акта (-ов) ФАС России, который (-ые) утверждает (-ют) регулируемые цены (тарифы) на электроэнергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам. *X* – дата заключения регулируемых договоров на год, к которому относится расчетный месяц – январь.  При осуществлении расчетов для ГТП генерации, проводимых после даты вступления в силу схемы прикрепления по регулируемым договорам в соответствии с *Регламентом расчета объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), за январь значение величины Тээ, рассчитываемое КО в соответствии с настоящим пунктом (подпунктом «g» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту), определяется без учета требований по указанным в данном пункте срокам публикации и вступления в силу правового (-ых) акта (-ов) ФАС России, который (-ые) утверждает (-ют) регулируемые цены (тарифы) на электроэнергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам.  …  j. Для перетока электрической энергии, который в соответствии с актуализированной расчетной моделью направлен из неценовой зоны Дальнего Востока во вторую ценовую зону (за исключением перетока электрической энергии в изолированные энергорайоны Забайкальского края и Иркутской области), формируется модельная узловая пара <цена-количество> со значением цены, равным 0 (ноль) руб./МВт∙ч (первый приоритет), и со значением количества, равным указанному объему перетока электрической энергии (за исключением перетока электрической энергии в изолированные энергорайоны Забайкальского края и Иркутской области). | …  g4) в случае если в соответствии с пунктами «g.1», «g.2» и «g.3» данного подпункта настоящего Регламента величина Тээ не была определена для рассматриваемой ГТП генерации, то величина Тээ принимается равной минимальной из отличных от нуля величин , определенных по состоянию на 1 декабря года, предшествующего году, включающему месяц *m,* в соответствии с п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), действовавшим по состоянию на 1 декабря года, предшествующего году, включающему месяц *m*, для ГТП электростанций, тип генерирующего оборудования которых ((ГЭС, ГАЭС), ТЭС, АЭС) соответствует типу генерирующего оборудования, включенного в данную ГТП (для ГТП, включающей генерирующее оборудование, отнесенное к иному типу, используется величина, определенная для генерирующего оборудования типа ГЭС), в соответствующей ценовой зоне оптового рынка в соответствии с Реестром субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) по состоянию на 1 декабря года, предшествующего году, включающему месяц *m*.  Для ГТП генерации при расчете стоимости электроэнергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед согласно *Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) за данный расчетный период и при расчете объемов, инициатив и стоимости отклонений согласно *Регламенту расчета объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) за данный расчетный период применяется значение величины Тээ, определенное в соответствии с данным подпунктом в отношении рассматриваемого месяца *m*.  При этом в течение периода с торговых суток *X*+1 по торговые сутки 30 января (включительно) при проведении расчетов для ГТП генерации в соответствии с настоящим Регламентом, *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) значение величины *Тээ*, рассчитываемое КО в соответствии с настоящим пунктом (подпунктом «g» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту), определяется без учета требований по срокам публикации и вступления в силу правового (-ых) акта (-ов) ФАС России, который (-ые) утверждает (-ют) регулируемые цены (тарифы) на электроэнергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам. *X* – дата заключения регулируемых договоров на год, к которому относится расчетный месяц – январь.  При осуществлении расчетов для ГТП генерации, проводимых после даты вступления в силу схемы прикрепления по регулируемым договорам в соответствии с *Регламентом расчета объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), за январь значение величины Тээ, рассчитываемое КО в соответствии с настоящим пунктом (подпунктом «g» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту), определяется без учета требований по указанным в данном пункте срокам публикации и вступления в силу правового (-ых) акта (-ов) ФАС России, который (-ые) утверждает (-ют) регулируемые цены (тарифы) на электроэнергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам.  … |
| **Приложение 1, п. 2.2** | …  e. Для перетока электрической энергии, который в соответствии с актуализированной расчетной моделью направлен из второй ценовой зоны в неценовую зону Дальнего Востока (за исключением перетока электрической энергии в изолированные энергорайоны Амурской области и (или) Республики (Саха) Якутия), формируется модельная ценопринимающая узловая пара <цена-количество> со значением количества, равным указанному объему перетока электрической энергии (за исключением перетоков электрической энергии в изолированные энергорайоны Амурской области и (или) Республики Саха(Якутия)). | … |
| **Приложение 1, п. 3** | Формирование ограничений на объем участия в плановом почасовом производстве (торговом графике) поузловых почасовых заявок по ГТП генерации и на внешние (межзональные) перетоки КО формирует ограничения к каждой допущенной к торговой сессии (либо заданной КО в соответствии с положениями настоящего Регламента) поузловой почасовой модельной паре <цена-количество>, учитываемые при определении планового почасового производства/потребления (торгового графика) и почасовых объемов продажи / покупки электрической энергии на сутки вперед в соответствии со следующими требованиями:   * суммарный объем покупки в торговом графике по всем узлам расчетной модели не может превышать суммарного объема продажи в торговом графике по всем узлам расчетной модели с учетом плановых перетоков между зонами; * значение планового почасового производства каждой режимной генерирующей единицы не может быть определено менее нижнего предела регулирования по РГЕ, если на это производство существует спрос; * максимальное значение планового почасового производства каждой режимной генерирующей единицы не может быть больше максимального объема продажи электроэнергии на сутки вперед, установленного Системным оператором с учетом внешней регулировочной инициативы; * максимальное значение планового почасового производства каждой режимной генерирующей единицы, соответствующей гидроэлектростанции, не может превышать объема производства, содержащегося для данной режимной генерирующей единицы на соответствующий час в прогнозном диспетчерском графике, за исключением режимных генерирующих единиц, которые участвуют в интегральной оптимизации; * значение планового почасового производства каждой режимной генерирующей единицы, находящейся в неценовой зоне или соответствующей генерирующему оборудованию Северо-Западной ТЭЦ, Лесогорской ГЭС или Святогорской ГЭС или находящимся на территории Кольской энергосистемы, работающим несинхронно с ОЭС Северо-Запада, совпадает с объемом производства, содержащимся для данной режимной генерирующей единицы на соответствующий час в прогнозном диспетчерском графике. * значение планового почасового перетока между ценовой и неценовой зонами, в том числе с внезональными энергорайонами, а также по каждому сечению экспортно-импортных операций, за исключением перетока между ценовыми зонами, совпадает с объемом соответствующего перетока, содержащимся на заданный час в прогнозном диспетчерском графике; * значение планового почасового перетока между первой ценовой зоной и второй ценовой зоной не должно выходить за пределы ограничений, заданных в расчетной модели в отношении указанного перетока. | Формирование ограничений на объем участия в плановом почасовом производстве (торговом графике) поузловых почасовых заявок по ГТП генерации и на внешние (межзональные) перетоки КО формирует ограничения к каждой допущенной к торговой сессии (либо заданной КО в соответствии с положениями настоящего Регламента) поузловой почасовой модельной паре <цена-количество>, учитываемые при определении планового почасового производства/потребления (торгового графика) и почасовых объемов продажи / покупки электрической энергии на сутки вперед в соответствии со следующими требованиями:   * суммарный объем покупки в торговом графике по всем узлам расчетной модели не может превышать суммарного объема продажи в торговом графике по всем узлам расчетной модели с учетом плановых перетоков между зонами; * значение планового почасового производства каждой режимной генерирующей единицы не может быть определено менее нижнего предела регулирования по РГЕ, если на это производство существует спрос; * максимальное значение планового почасового производства каждой режимной генерирующей единицы не может быть больше максимального объема продажи электроэнергии на сутки вперед, установленного Системным оператором с учетом внешней регулировочной инициативы; * максимальное значение планового почасового производства каждой режимной генерирующей единицы, соответствующей гидроэлектростанции, не может превышать объема производства, содержащегося для данной режимной генерирующей единицы на соответствующий час в прогнозном диспетчерском графике, за исключением режимных генерирующих единиц, которые участвуют в интегральной оптимизации; * значение планового почасового производства каждой режимной генерирующей единицы, соответствующей генерирующему оборудованию Северо-Западной ТЭЦ, Лесогорской ГЭС или Святогорской ГЭС или находящимся на территории Кольской энергосистемы, работающим несинхронно с ОЭС Северо-Запада, совпадает с объемом производства, содержащимся для данной режимной генерирующей единицы на соответствующий час в прогнозном диспетчерском графике. * значение планового почасового перетока по каждому сечению экспортно-импортных операций, за исключением перетока между ценовыми зонами, совпадает с объемом соответствующего перетока, содержащимся на заданный час в прогнозном диспетчерском графике; * значение планового почасового перетока между первой ценовой зоной и второй ценовой зоной не должно выходить за пределы ограничений, заданных в расчетной модели в отношении указанного перетока. |
| **Приложение 1, п. 4** | Для ГТП потребления, в отношении которой в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии и (или) готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении часов, определенных в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту, КО для целей расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в соответствии с п. 9.4 настоящего Регламента формирует поузловые модельные пары <цена-количество> согласно алгоритму, аналогичному алгоритму, установленному п. 2.2 настоящего приложения, и с учетом следующих особенностей формирования входных данных: допущенная к торговой сессии ценовая заявка по данной ГТП потребления в отношении часов, определенных в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту, модифицируется следующим образом:  * пара <цена-количество> исключается, если в предшествующей паре значение количества превышает плановый объем потребления, определенный по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении данной ГТП потребления на соответствующий час, уменьшенный на сумму объема ценозависимого снижения покупки электрической энергии, указанного в отношении данной ГТП потребления на соответствующий месяц в *Реестре результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением*, сформированном в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (данный объем учитывается при условии подтверждения готовности к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии), и объемов снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, переданных СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента; * в паре <цена-количество> с максимальным значением количества среди пар, которые не были исключены, значение количества принимается равным максимуму из нуля и планового объема потребления, определенного по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении данной ГТП потребления на соответствующий час, уменьшенного на сумму объема ценозависимого снижения покупки электрической энергии, указанного в отношении данной ГТП потребления на соответствующий месяц в *Реестре результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением*, сформированном в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (данный объем учитывается при условии подтверждения готовности к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии), и объемов снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, переданных СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента.   При этом в январе соответствующего года поузловые модельные пары <цена-количество> формируются в соответствии с настоящим пунктом, начиная с торговых суток, последующих за сутками, в которые СО передал КО *Реестр результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением* в соответствии с п. 4 раздела 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Для ГТП потребления, в отношении которой в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии и (или) готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении часов, определенных в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту, КО для целей расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в соответствии с п. 9.4 и 9.13 настоящего Регламента формирует поузловые модельные пары <цена-количество> согласно алгоритму, аналогичному алгоритму, установленному п. 2.2 настоящего приложения, и с учетом следующих особенностей формирования входных данных: допущенная к торговой сессии ценовая заявка по данной ГТП потребления в отношении часов, определенных в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту, модифицируется следующим образом:  * пара <цена-количество> исключается, если в предшествующей паре значение количества превышает плановый объем потребления, определенный по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении данной ГТП потребления на соответствующий час, уменьшенный на сумму объема ценозависимого снижения покупки электрической энергии, указанного в отношении данной ГТП потребления на соответствующий месяц в *Реестре результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением*, сформированном в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (данный объем учитывается при условии подтверждения готовности к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии), и объемов снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, переданных СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента; * в паре <цена-количество> с максимальным значением количества среди пар, которые не были исключены, значение количества принимается равным максимуму из нуля и планового объема потребления, определенного по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении данной ГТП потребления на соответствующий час, уменьшенного на сумму объема ценозависимого снижения покупки электрической энергии, указанного в отношении данной ГТП потребления на соответствующий месяц в *Реестре результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением*, сформированном в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (данный объем учитывается при условии подтверждения готовности к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии), и объемов снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, переданных СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента.   При этом в январе соответствующего года поузловые модельные пары <цена-количество> формируются в соответствии с настоящим пунктом, начиная с торговых суток, последующих за сутками, в которые СО передал КО *Реестр результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением* в соответствии с п. 4 раздела 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **Приложение 2, п. 2** | …    «среднечасовая» активная мощность перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во вторую ценовую зону (за исключением перетока электрической энергии в изолированные энергорайоны Забайкальского края и Иркутской области) в час *t*    «среднечасовая» активная мощность перетока электрической энергии из второй ценовой зоны в неценовую зону Дальнего Востока (за исключением перетоков электрической энергии в изолированные энергорайоны Амурской областии и (или) Республики Саха (Якутия)) в час *t.* | … |
| **Приложение 2, п. 3** | …    переданный в составе актуализированной расчетной модели объем перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во вторую ценовую зону (за исключением перетока электрической энергии в изолированные энергорайоны Забайкальского края и Иркутской области) в час *t*    переданный в составе актуализированной расчетной модели объем перетока электрической энергии из второй ценовой зоны и неценовую зону Дальнего Востока (за исключением перетоков электрической энергии в изолированные энергорайоны Амурской областии и (или) Республики Саха (Якутия)) в час *t*  *…* | … |
| **Приложение 2, п. 5** | **Априорные условия на параметры (необходимые для совместности ограничений):**  ≤ ≤ ≤  для всех *g*, *t*   * соответствие пределов регулирования, ПДГ генератора и его установленной/рабочей мощности;   для всех *g*, *t* (полагая *t–1=23* для *t=0* следующих суток)   * ПДГ генератора соответствует его cкоростям сброса и набора нагрузки;   для всех *g*, *t*   * модельная заявка генератора соответствует пределам регулирования, где для случая, когда *t* – период, пределы суммированы по часам периода;   для всех *j, t*;   * модуль напряжения в узле *j* в час *t* согласно ПДГ соответствует заданным пределам;   ,  для всех *g*, отнесенных к РГЕ (группе РГЕ) ГЭС, в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   * соответствие суммарной суточной выработки генератора суточным ограничениям на выработку;   +++++ ≤  для всех *g*, *t*   * объем генерации каждого генератора, заявленный на РСВ, не превосходит его установленной/рабочей мощности (суммированной по часам, если *t* – период);   для всех *с*, *t*   * заявка потребителя соответствует максимальной «среднечасовой» активной мощности, для потребления потребителем *с* в час *t*;   , где ;  , где ;  набор **{****}** всех генераторов покрывает совокупный заявленный спрос **{****}** для всех *t*.  =  для всех t и сечений S экспорта-импорта, для которых 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), плановый переток по сечениям равен установленному СО плановому объему поставки электроэнергии по соответствующему сечению экспорта-импорта.  для всех t и сечений S экспорта-импорта, для 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), плановый переток по сечениям экспорта-импорта не выходит за границы минимальных и максимальных допустимых значений, установленных СО.  для всех часов *t*.  для всех часов *t*. | **Априорные условия на параметры (необходимые для совместности ограничений):**  ≤ ≤ ≤  для всех *g*, *t*   * соответствие пределов регулирования, ПДГ генератора и его установленной/рабочей мощности;   для всех *g*, *t* (полагая *t–1=23* для *t=0* следующих суток)   * ПДГ генератора соответствует его cкоростям сброса и набора нагрузки;   для всех *g*, *t*   * модельная заявка генератора соответствует пределам регулирования, где для случая, когда *t* – период, пределы суммированы по часам периода;   для всех *j, t*;   * модуль напряжения в узле *j* в час *t* согласно ПДГ соответствует заданным пределам;   ,  для всех *g*, отнесенных к РГЕ (группе РГЕ) ГЭС, в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   * соответствие суммарной суточной выработки генератора суточным ограничениям на выработку;   +++++ ≤  для всех *g*, *t*   * объем генерации каждого генератора, заявленный на РСВ, не превосходит его установленной/рабочей мощности (суммированной по часам, если *t* – период);   для всех *с*, *t*   * заявка потребителя соответствует максимальной «среднечасовой» активной мощности, для потребления потребителем *с* в час *t*;   , где ;  , где ;  набор **{****}** всех генераторов покрывает совокупный заявленный спрос **{****}** для всех *t*.  =  для всех t и сечений S экспорта-импорта, для которых 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), плановый переток по сечениям равен установленному СО плановому объему поставки электроэнергии по соответствующему сечению экспорта-импорта.  для всех t и сечений S экспорта-импорта, для 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), плановый переток по сечениям экспорта-импорта не выходит за границы минимальных и максимальных допустимых значений, установленных СО. |
| **Приложение 2, п. 8** | Схема решения Задачи оптимизации Задача оптимизации с целевой функцией (А.0) и набором ограничений (А.1) – (А.13) решается одновременно для 24 интервалов планирования (часов). При этом ограничения на скорость сброса/набора нагрузки генерирующих агрегатов учитываются интегрально по (А.11).  В результате решения Задачи оптимизации для каждого часа определяются равновесные цены и объемы электрической энергии, включаемые в плановое почасовое производство  и потребление  участников оптового рынка на следующие сутки (торговый график).  Все генераторы, привязанные к данному узлу, оплачиваются по единой равновесной цене (в данном узле в данный час), а все потребители, привязанные к одному узлу, оплачивают свое потребление по единой равновесной цене (в данном узле в данный час).  Все участники, осуществляющие в одном сечении поставки экспортно-импортных операций импорт/экспорт электроэнергии, оплачиваются/оплачивают за свою поставку по единой равновесной цене (в данном сечении поставки в данный час). | Схема решения Задачи оптимизации Задача оптимизации решается отдельно в отношении первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и отдельно в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  Задача оптимизации с целевой функцией (А.0) и набором ограничений (А.1) – (А.13) решается одновременно для 24 интервалов планирования (часов). При этом ограничения на скорость сброса/набора нагрузки генерирующих агрегатов учитываются интегрально по (А.11).  В результате решения Задачи оптимизации для каждого часа определяются равновесные цены и объемы электрической энергии, включаемые в плановое почасовое производство  и потребление  участников оптового рынка на следующие сутки (торговый график).  Все генераторы, привязанные к данному узлу, оплачиваются по единой равновесной цене (в данном узле в данный час), а все потребители, привязанные к одному узлу, оплачивают свое потребление по единой равновесной цене (в данном узле в данный час).  Все участники, осуществляющие в одном сечении поставки экспортно-импортных операций импорт/экспорт электроэнергии, оплачиваются/оплачивают за свою поставку по единой равновесной цене (в данном сечении поставки в данный час). |
| **Приложение 3, форма 20** |  |  |
| **Приложение 3, форма 21** |  |  |
| **Приложение 4, п. 1** | **Порядок определения трехдневных периодов в целях расчета трехдневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне**  КО определяет трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за трехдневный период {сутки (Х-2), сутки (Х-1), сутки Х}, где Х – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, только в случае если в данной ценовой зоне указанный трехдневный период удовлетворяет каждому из следующих условий:   * 1. ни один из дней указанного трехдневного периода, а также периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} не является одновременно и днем, отнесенным к периоду с понедельника по пятницу (включительно), и нерабочим днем;   2. ни один из выходных дней указанного трехдневного периода, а также периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} в установленном порядке не переносится на рабочий день;   3. ни на один из рабочих дней указанного трехдневного периода, а также периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} в установленном порядке не переносится выходной день;   4. ни один из рабочих дней указанного трехдневного периода, а также периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} в установленном порядке не переносится на выходной день;   5. ни на один из выходных дней указанного трехдневного периода, а также периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} в установленном порядке не переносится рабочий день;   6. каждые сутки указанного трехдневного периода и периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} включают не менее 15 часов, в которые отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне не превышает 95%, исключая часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом. | **Порядок определения трехдневных периодов в целях расчета трехдневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне**  КО определяет трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка (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) за трехдневный период {сутки (Х-2), сутки (Х-1), сутки Х}, где Х – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, только в случае если в данной ценовой зоне указанный трехдневный период удовлетворяет каждому из следующих условий:  a. ни один из дней указанного трехдневного периода, а также периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} не является одновременно и днем, отнесенным к периоду с понедельника по пятницу (включительно), и нерабочим днем;  b. ни один из выходных дней указанного трехдневного периода, а также периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} в установленном порядке не переносится на рабочий день;  c. ни на один из рабочих дней указанного трехдневного периода, а также периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} в установленном порядке не переносится выходной день;  d. ни один из рабочих дней указанного трехдневного периода, а также периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} в установленном порядке не переносится на выходной день;  e. ни на один из выходных дней указанного трехдневного периода, а также периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} в установленном порядке не переносится рабочий день;  f. каждые сутки указанного трехдневного периода и периода {сутки (Х-9), сутки (Х-8), сутки (Х-7)} включают не менее 15 часов, в которые отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне не превышает 95%, исключая часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом. |
| **Приложение 4, п. 2** | **Порядок определения типовых трехдневных периодов в целях расчета трехдневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне**  В отношении трехдневного периода {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, в случаях, указанных в п. 1 настоящего Приложения, КО определяет трехдневный период, типовой по отношению к данному трехдневному периоду, как множество часов суток периода {сутки (*Х*-9), сутки (*Х*-8), сутки (*Х*-7)}, исключая следующие часы:   * часы, в которые отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне превышает 95%; * часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом. | **Порядок определения типовых трехдневных периодов в целях расчета трехдневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне**  В отношении трехдневного периода {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, в случаях, указанных в п. 1 настоящего Приложения, КО определяет трехдневный период, типовой по отношению к данному трехдневному периоду, как множество часов суток периода {сутки (*Х*-9), сутки (*Х*-8), сутки (*Х*-7)}, исключая следующие часы:   * часы, в которые отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне (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) и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне превышает 95%; * часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом. |
| **Приложение 4, п. 3** | **Порядок определения трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне**  3.1 В случаях, указанных в п. 1 настоящего Приложения, КО определяет средневзвешенную равновесную цену в ценовой зоне за трехдневный период {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, для целей расчета трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, по следующей формуле:  ,  где  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для Участника *i* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206) (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – Участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления Участника оптового рынка i, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час суток трехдневного периода {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, в который отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне не превышает 95%, исключая часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом.  3.2 В случаях, указанных в п. 1 настоящего Приложения, КО определяет средневзвешенную равновесную цену в ценовой зоне за определенный согласно п.2 настоящего Приложения трехдневный период, являющийся типовым по отношению к трехдневному периоду {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, для целей расчета трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, по следующей формуле:  ,  где  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для Участника *i* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206) (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – Участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления Участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели;  *X* - операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час суток определенного в п. 2 настоящего Приложения трехдневного периода, типового по отношению к трехдневному периоду {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*} в данной ценовой зоне.  3.3 В случаях, указанных в п. 1 настоящего Приложения, КО определяет трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за трехдневный период {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, по формуле:  \*100%,  где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  – средневзвешенная равновесная цена в ценовой зоне за трехдневный период {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, определенная согласно подпункту 3.1 настоящего Приложения;  – средневзвешенная равновесная цена в ценовой зоне за трехдневный период, являющийся типовым по отношению к трехдневному периоду {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, определенная согласно подпункту 3.2 настоящего Приложения. | **Порядок определения трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне**  3.1 В случаях, указанных в п. 1 настоящего Приложения, КО определяет средневзвешенную равновесную цену в ценовой зоне за трехдневный период {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, для целей расчета трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, по следующей формуле:  ,  где  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для Участника *i* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206) (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – Участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления Участника оптового рынка i, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели;  *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;  *h* – час суток трехдневного периода {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, в который отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне не превышает 95%, исключая часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом.  3.2 В случаях, указанных в п. 1 настоящего Приложения, КО определяет средневзвешенную равновесную цену в ценовой зоне за определенный согласно п.2 настоящего Приложения трехдневный период, являющийся типовым по отношению к трехдневному периоду {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, для целей расчета трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, по следующей формуле:  ,  где  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для Участника *i* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206) (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – Участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления Участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели;  *X* - операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками;  *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;  *h* – час суток определенного в п. 2 настоящего Приложения трехдневного периода, типового по отношению к трехдневному периоду {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*} в данной ценовой зоне.  3.3 В случаях, указанных в п. 1 настоящего Приложения, КО определяет трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за трехдневный период {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, по формуле:  \*100%,  где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками;  *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;  – средневзвешенная равновесная цена в ценовой зоне за трехдневный период {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, определенная согласно подпункту 3.1 настоящего Приложения;  – средневзвешенная равновесная цена в ценовой зоне за трехдневный период, являющийся типовым по отношению к трехдневному периоду {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, определенная согласно подпункту 3.2 настоящего Приложения. |
| **Приложение 4, п. 4** | **Порядок определения семидневных периодов в целях расчета семидневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне**   * 1. Исходя из семидневного периода {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, КО определяет множество суток указанного периода,{*Y*}, которые удовлетворяют хотя бы одному из следующих критериев:      1. сутки *Y* и (или) сутки (*Y*-7) являются одновременно и днем, отнесенным к периоду с понедельника по пятницу (включительно), и нерабочим днем;      2. сутки *Y* и (или) сутки (*Y*-7) являются выходным днем, который в установленном порядке переносится на рабочий день;      3. сутки *Y* и (или) сутки (*Y*-7) являются рабочим днем, на который в установленном порядке переносится на выходной день;      4. сутки *Y* и (или) сутки (*Y*-7) являются рабочим днем, который в установленном порядке переносится на выходной день;      5. сутки *Y* и (или) сутки (*Y*-7) являются выходным днем, на который в установленном порядке переносится рабочий день;   2. КО определяет семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за семидневный период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, только в случае если в данной ценовой зоне указанный семидневный период удовлетворяет каждому из следующих условий:      1. указанный семидневный период, за исключением суток {Y}, ({сутки (Х-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}\{*Y*}), содержит не менее 5 суток;      2. каждые сутки периода {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}\{*Y*}и периода {*Z*-7|*Z*∈{сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}\{*Y*}} включают не менее 15 часов суток, в которые отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне не превышает 95%, исключая часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом. | **Порядок определения семидневных периодов в целях расчета семидневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне**  a. Исходя из семидневного периода {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, КО определяет множество суток указанного периода,{*Y*}, которые удовлетворяют хотя бы одному из следующих критериев:  i. сутки *Y* и (или) сутки (*Y*-7) являются одновременно и днем, отнесенным к периоду с понедельника по пятницу (включительно), и нерабочим днем;  ii. сутки *Y* и (или) сутки (*Y*-7) являются выходным днем, который в установленном порядке переносится на рабочий день;   * + 1. сутки *Y* и (или) сутки (*Y*-7) являются рабочим днем, на который в установленном порядке переносится на выходной день;     2. сутки *Y* и (или) сутки (*Y*-7) являются рабочим днем, который в установленном порядке переносится на выходной день;     3. сутки *Y* и (или) сутки (*Y*-7) являются выходным днем, на который в установленном порядке переносится рабочий день;   b. КО определяет семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка (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) за семидневный период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, только в случае если в данной ценовой зоне указанный семидневный период удовлетворяет каждому из следующих условий:  i. указанный семидневный период, за исключением суток {Y}, ({сутки (Х-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}\{*Y*}), содержит не менее 5 суток;  ii. каждые сутки периода {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}\{*Y*}и периода {*Z*-7|*Z*∈{сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}\{*Y*}} включают не менее 15 часов суток, в которые отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне не превышает 95%, исключая часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом. |
| **Приложение 4, п. 5** | **Порядок определения типовых семидневных периодов в целях расчета семидневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне**  В отношении семидневного периода {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*} где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, в случаях, указанных в п. 4 настоящего Приложения, КО определяет семидневный период, типовой по отношению к данному семидневному периоду, как множество часов суток периода {*Z*-7|*Z*∈{сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}\{*Y*}}, исключая следующие часы:   * + - * часы, в которые отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне превышает 95% ;       * часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом. | **Порядок определения типовых семидневных периодов в целях расчета семидневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне**  В отношении семидневного периода {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*} где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, в случаях, указанных в п. 4 настоящего Приложения, КО определяет семидневный период, типовой по отношению к данному семидневному периоду, как множество часов суток периода {*Z*-7|*Z*∈{сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}\{*Y*}}, исключая следующие часы:   * + - * часы, в которые отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне (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) и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне превышает 95% ;       * часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом. |
| **Приложение 4, п. 6** | **Порядок определения семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне**  6.1 В случаях, указанных в п. 4 настоящего Приложения, КО определяет средневзвешенную равновесную цену в ценовой зоне за семидневный период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, для целей расчета семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, по следующей формуле:  ,  где  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели n, к которому отнесена ГТП потребления *p* для Участника *i* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206) (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – Участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления Участника оптового рынка i, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час суток определенного в п. 4 данного Приложения периода {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}\{*Y*}, в который отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне не превышает 95%, исключая часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом.  6.2. В случаях, указанных в п. 4 настоящего Приложения, КО определяет средневзвешенную равновесную цену в ценовой зоне за определенный согласно п. 5 настоящего Приложения семидневный период, являющийся типовым по отношению к семидневному периоду {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, для целей расчета семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, по следующей формуле:  ,  где  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для Участника *i* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206)(Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – Участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления Участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели;  *X* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час суток определенного в п. 5 настоящего Приложения семидневного периода, типового по отношению к семидневному периоду {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*} в данной ценовой зоне.  6.3 В случаях, указанных в п. 4 настоящего Приложения, КО определяет семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за семидневный период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, по формуле:  \*100%,  где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками;  *z* – ценовая зона оптового рынка  – средневзвешенная равновесная цена в ценовой зоне за семидневный период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),.., сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, определенная согласно подпункту 6.1 настоящего Приложения;  – средневзвешенная равновесная цена в ценовой зоне за семидневный период, являющийся типовым по отношению к семидневному периоду {сутки (*Х*-13), сутки (*Х*-12), …,сутки *Х*-8, сутки *Х*-7}, определенная согласно подпункту 6.2 настоящего Приложения. | **Порядок определения семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне**  6.1 В случаях, указанных в п. 4 настоящего Приложения, КО определяет средневзвешенную равновесную цену в ценовой зоне за семидневный период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, для целей расчета семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, по следующей формуле:  ,  где  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели n, к которому отнесена ГТП потребления *p* для Участника *i* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206) (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – Участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления Участника оптового рынка i, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели;  *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;  *h* – час суток определенного в п. 4 данного Приложения периода {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}\{*Y*}, в который отношение объемов производства электрической энергии, указанных в ценопринимающих заявках на продажу в данной ценовой зоне и включенных в плановое почасовое производство по результатам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, к суммарному плановому почасовому производству в указанной ценовой зоне не превышает 95%, исключая часы, в которые продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам в ценовой зоне не состоялись по решению КО в соответствии с настоящим Регламентом.  6.2. В случаях, указанных в п. 4 настоящего Приложения, КО определяет средневзвешенную равновесную цену в ценовой зоне за определенный согласно п. 5 настоящего Приложения семидневный период, являющийся типовым по отношению к семидневному периоду {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, для целей расчета семидневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, по следующей формуле:  ,  где  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для Участника *i* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206)(Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – Участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления Участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели;  *X* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками;  *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;  *h* – час суток определенного в п. 5 настоящего Приложения семидневного периода, типового по отношению к семидневному периоду {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*} в данной ценовой зоне.  6.3 В случаях, указанных в п. 4 настоящего Приложения, КО определяет семидневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне оптового рынка за семидневный период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),…, сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками, по формуле:  \*100%,  где *Х* – операционные сутки, следующие за данными торговыми сутками;  *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;  – средневзвешенная равновесная цена в ценовой зоне за семидневный период {сутки (*Х*-6), сутки (*Х*-5),.., сутки (*Х*-1), сутки *Х*}, определенная согласно подпункту 6.1 настоящего Приложения;  – средневзвешенная равновесная цена в ценовой зоне за семидневный период, являющийся типовым по отношению к семидневному периоду {сутки (*Х*-13), сутки (*Х*-12), …,сутки *Х*-8, сутки *Х*-7}, определенная согласно подпункту 6.2 настоящего Приложения. |
| **Приложение 4, п. 7** | Определение предельного трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне  КО определяет предельный трехдневный темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне как темп изменения указанных цен, по отношению к которому доля трехдневных периодов с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, определенными согласно пп. 3.3 настоящего Приложения, равна 99.5%. Указанные трехдневные периоды {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*} определяются согласно п. 1 настоящего Приложения и удовлетворяют следующему условию: сутки *Х*, а также сутки *Х*-9 являются сутками трех предыдущих календарных лет (но не ранее, чем 1 сентября 2006 года).  КО публикует значение предельного трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне до 15 января данного года. | Определение предельного трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне  КО определяет предельный трехдневный 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 трехдневных периодов с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию, определенными согласно пп. 3.3 настоящего Приложения, равна 99.5%. Указанные трехдневные периоды {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*} определяются согласно п. 1 настоящего Приложения и удовлетворяют следующему условию: сутки *Х*, а также сутки *Х*-9 являются сутками трех предыдущих календарных лет.  КО определяет предельный трехдневный 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 трехдневных периодов с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию, определенными согласно п. 3.3 настоящего Приложения, равна 99.5 %. Указанные трехдневные периоды {сутки (*Х*-2), сутки (*Х*-1), сутки *Х*} определяются согласно п. 1 настоящего Приложения и удовлетворяют следующему условию: сутки *Х*, а также сутки *Х*-9 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 трехдневного темпа изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне до 15 января данного года. |
| **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 данной ценовой зоне как темп изменения указанных цен, по отношению к которому доля семидневных периодов с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию в данной ценовой зоне, 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 (но не ранее, чем 1 сентября 2006 года). 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 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. |
| **Приложение 4, п. 9** | Определение предельного трехдневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка электрической энергии (мощности) в случае введения государственного регулирования в электроэнергетике согласно Методическим указаниям ФСТ  В отношении всего (части) периода, на который Правительством Российской Федерации введено государственное регулирование в электроэнергетике, в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка значение предельного 3-дневного темпа изменения цен на электрическую энергию в указанной ценовой зоне (ценовых зонах), (), определяется по следующей формуле:  если , то ;  иначе ,  где  – темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, по отношению к которому доля соответствующих 3-дневных периодов в течение 3 (трех) предыдущих календарных лет с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию в этой ценовой зоне, определенными в соответствии с п. 3.3 настоящего приложения, равна 97 %;  – темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, по отношению к которому доля соответствующих 3-дневных периодов в течение 3 (трех) предыдущих календарных лет с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию в этой ценовой зоне, определенными в соответствии с п. 3.3 настоящего приложения, равна 95 %;  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 3 (трех) дней месяца *m* года (*i*-1) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 3 (трех) дней месяца *m* года (*i*-2) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 3 (трех) дней месяца *m* года (i-3) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении месяца *m* года *i*. Данная величина определяется как:  ,  где – среднегодовой индекс цен производителей газа для первой ценовой зоны (угля для второй ценовой зоны) в отношении периодов *i*, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, и (*i*-1),(*i*-2), определенный в соответствии сданными Росстата;  – множество, в которое входят 3 (трое) операционных суток месяца *m* года (*i*-1) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – множество, в которое входят 3 (трое) операционных суток месяца *m* года (*i*-2) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – множество, в которое входят 3 (трое) операционных суток месяца *m* года (*i*-3) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *j* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206)(Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *m* – месяц, предшествующий месяцу, в котором было введено государственное регулирование в электроэнергетике;  *i* – календарный год, включающий месяц, предшествующий месяцу, в котором было введено государственное регулирование в электроэнергетике;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *j* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления Участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток.  КО публикует значение предельного 3-дневного темпа изменения цен на электрическую энергию, определенное в соответствии с настоящим пунктом в отношении ценовой зоны (ценовых зон), в течение 3 (трех) дней после введения государственного регулирования в указанной ценовой зоне (ценовых зонах). | Определение предельного трехдневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка электрической энергии (мощности) в случае введения государственного регулирования в электроэнергетике согласно Методическим указаниям ФСТ  В отношении всего (части) периода, на который Правительством Российской Федерации введено государственное регулирование в электроэнергетике, в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка значение предельного 3-дневного темпа изменения цен на электрическую энергию в указанной ценовой зоне (ценовых зонах), (), определяется по следующей формуле:  если , то ;  иначе ,  где  – темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, по отношению к которому доля соответствующих 3-дневных периодов в течение 3 (трех) предыдущих календарных лет с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию в этой ценовой зоне, определенными в соответствии с п. 3.3 настоящего приложения, равна 97 %;  – темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, по отношению к которому доля соответствующих 3-дневных периодов в течение 3 (трех) предыдущих календарных лет с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию в этой ценовой зоне, определенными в соответствии с п. 3.3 настоящего приложения, равна 95 %;  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 3 (трех) дней месяца *m* года (*i*-1) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 3 (трех) дней месяца *m* года (*i*-2) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 3 (трех) дней месяца *m* года (i-3) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении месяца *m* года *i*. Данная величина определяется как:  ,  где – среднегодовой индекс цен производителей газа для первой ценовой зоны (угля для второй ценовой зоны) в отношении периодов *i*, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, и (*i*-1),(*i*-2), определенный в соответствии сданными Росстата;  – множество, в которое входят 3 (трое) операционных суток месяца *m* года (*i*-1) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – множество, в которое входят 3 (трое) операционных суток месяца *m* года (*i*-2) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – множество, в которое входят 3 (трое) операционных суток месяца *m* года (*i*-3) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *j* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206)(Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *m* – месяц, предшествующий месяцу, в котором было введено государственное регулирование в электроэнергетике;  *i* – календарный год, включающий месяц, предшествующий месяцу, в котором было введено государственное регулирование в электроэнергетике;  *z* – первая ценовая зона или вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  *j* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления Участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток.  Для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, значение предельного трехдневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка электрической энергии (мощности) в случае введения государственного регулирования в электроэнергетике согласно Методическим указаниям ФСТ не рассчитывается.  КО публикует значение предельного 3-дневного темпа изменения цен на электрическую энергию, определенное в соответствии с настоящим пунктом в отношении ценовой зоны (ценовых зон), в течение 3 (трех) дней после введения государственного регулирования в указанной ценовой зоне (ценовых зонах). |
| **Приложение 4, п. 10** | Определение предельного семидневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка электрической энергии (мощности) в случае введения государственного регулирования в электроэнергетике согласно Методическим указаниям ФСТ  В отношении всего (части) периода, на который Правительством Российской Федерации введено государственное регулирование в электроэнергетике, в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка значение предельного 7-дневного темпа изменения цен на электрическую энергию в указанной ценовой зоне (ценовых зонах), (), определяется по следующей формуле:  если , то ;  иначе ,  где – темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, по отношению к которому доля соответствующих 7-дневных периодов в течение 3 (трех) предыдущих календарных лет с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию в этой ценовой зоне, определенными в соответствии с пунктом 6.3 настоящего приложения, равна 97 %;  – темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, по отношению к которому доля соответствующих 7-дневных периодов в течение 3 (трех) предыдущих календарных лет с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию в этой ценовой зоне, определенными в соответствии с пунктом 6.3 настоящего приложения, равна 95%;  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 7 дней месяца *m* года (*i*-1) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 7 (семи) дней месяца *m* года (*i*-2) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 7 (семи) дней месяца *m* года *(i*-3) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении месяца *m* года *i*. Данная величина определяется как:  ,  где – среднегодовой индекс цен производителей газа для первой ценовой зоны (угля для второй ценовой зоны) в отношении периодов *i*, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, и (*i*-1),(*i*-2), определенный в соответствии c данными Росстата;  – множество, в которое входят 7 (семь) операционных суток месяца *m* года (i-1) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – множество, в которое входят 7 (семь) операционных суток месяца *m* года (*i*-2) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – множество, в которое входят 7 (семь) операционных суток месяца *m* года (*i*-3) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *j* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206)(Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *m* – месяц, предшествующий месяцу, в котором было введено государственное регулирование в электроэнергетике;  *i* – календарный год, включающий месяц, предшествующий месяцу, в котором было введено государственное регулирование в электроэнергетике;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *j* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток.  КО публикует значение предельного 7-дневного темпа изменения цен на электрическую энергию, определенное в соответствии с настоящим пунктом в отношении ценовой зоны (ценовых зон), в течение 3 (трех) дней после введения государственного регулирования в указанной ценовой зоне (ценовых зонах). | Определение предельного семидневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка электрической энергии (мощности) в случае введения государственного регулирования в электроэнергетике согласно Методическим указаниям ФСТ  В отношении всего (части) периода, на который Правительством Российской Федерации введено государственное регулирование в электроэнергетике, в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка значение предельного 7-дневного темпа изменения цен на электрическую энергию в указанной ценовой зоне (ценовых зонах), (), определяется по следующей формуле:  если , то ;  иначе ,  где – темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, по отношению к которому доля соответствующих 7-дневных периодов в течение 3 (трех) предыдущих календарных лет с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию в этой ценовой зоне, определенными в соответствии с пунктом 6.3 настоящего приложения, равна 97 %;  – темп изменения равновесных цен на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, по отношению к которому доля соответствующих 7-дневных периодов в течение 3 (трех) предыдущих календарных лет с более низкими темпами изменения равновесных цен на электрическую энергию в этой ценовой зоне, определенными в соответствии с пунктом 6.3 настоящего приложения, равна 95%;  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 7 дней месяца *m* года (*i*-1) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 7 (семи) дней месяца *m* года (*i*-2) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где  – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении 7 (семи) дней месяца *m* года *(i*-3) c максимальными средневзвешенными равновесными ценами за сутки в ценовой зоне *z*. Данная величина определяется как:  ,  где – средневзвешенная с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесная цена на электрическую энергию в ценовой зоне *z*, определенная в отношении месяца *m* года *i*. Данная величина определяется как:  ,  где – среднегодовой индекс цен производителей газа для первой ценовой зоны (угля для второй ценовой зоны) в отношении периодов *i*, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, и (*i*-1),(*i*-2), определенный в соответствии c данными Росстата;  – множество, в которое входят 7 (семь) операционных суток месяца *m* года (i-1) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – множество, в которое входят 7 (семь) операционных суток месяца *m* года (*i*-2) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – множество, в которое входят 7 (семь) операционных суток месяца *m* года (*i*-3) с максимальными средневзвешенными с объемами планового почасового потребления в узлах расчетной модели равновесными ценами на электрическую энергию за сутки в ценовой зоне *z*;  – определенный согласно [*Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=177) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *j* в час операционных суток *h*;  – определенная в соответствии с [*Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед*](http://docs.np-sr.ru/index.jsp?pid=206)(Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *m* – месяц, предшествующий месяцу, в котором было введено государственное регулирование в электроэнергетике;  *i* – календарный год, включающий месяц, предшествующий месяцу, в котором было введено государственное регулирование в электроэнергетике;  *z* – первая ценовая зона или вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  *j* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток.  Для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, значение предельного семидневного темпа изменения цен на электрическую энергию в ценовой зоне (ценовых зонах) оптового рынка электрической энергии (мощности) в случае введения государственного регулирования в электроэнергетике согласно Методическим указаниям ФСТ не рассчитывается.  КО публикует значение предельного 7-дневного темпа изменения цен на электрическую энергию, определенное в соответствии с настоящим пунктом в отношении ценовой зоны (ценовых зон), в течение 3 (трех) дней после введения государственного регулирования в указанной ценовой зоне (ценовых зонах). |
| **Приложение 5, п. 1** | Расчет максимальной средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию среди плановых часов пиковой нагрузки.  КО в отношении каждого из плановых часов пиковой нагрузки рассчитывает средневзвешенное значение равновесной цены на электрическую энергию в данной ценовой зоне как:  ,  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час операционных суток, включенный в перечень плановых часов пиковой нагрузки, опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет;  – час операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки, в который значение средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию в данной ценовой зоне является максимальным. | Расчет максимальной средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию среди плановых часов пиковой нагрузки.  КО в отношении каждого из плановых часов пиковой нагрузки рассчитывает средневзвешенное значение равновесной цены на электрическую энергию в данной ценовой зоне как:  ,  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *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;  *h* – час операционных суток, включенный в перечень плановых часов пиковой нагрузки, опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет;  – час операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки, в который значение средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию в данной ценовой зоне является максимальным. |
| **Приложение 5, п. 2** | Расчет средневзвешенных равновесных цен на электрическую энергию для целей определения необходимости учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении двухчасовых временных интервалов.  КО рассчитывает величину по следующей формуле:  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час операционных суток, принадлежащий множеству ;  – множество часов операционных суток, в отношении которого выполнено каждое из следующих условий:   * количество часов, включенных в данное множество, равно 2 (двум); * данное множество включает в себя час, в который значение средневзвешенной равновесной цены в соответствующей ценовой зоне является максимальным в соответствии с п. 1 настоящего приложения; * часы, включенные в данное множество, составляют непрерывную последовательность следующих друг за другом часов одних операционных суток; * наиболее ранний час данного множества наступает не ранее первого по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной ценовой зоны; * наиболее поздний час данного множества наступает не позднее последнего по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной ценовой зоны. | Расчет средневзвешенных равновесных цен на электрическую энергию для целей определения необходимости учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении двухчасовых временных интервалов.  КО рассчитывает величину по следующей формуле:  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *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;  *h* – час операционных суток, принадлежащий множеству ;  – множество часов операционных суток, в отношении которого выполнено каждое из следующих условий:   * количество часов, включенных в данное множество, равно 2 (двум); * данное множество включает в себя час, в который значение средневзвешенной равновесной цены в соответствующей ценовой зоне является максимальным в соответствии с п. 1 настоящего приложения; * часы, включенные в данное множество, составляют непрерывную последовательность следующих друг за другом часов одних операционных суток; * наиболее ранний час данного множества наступает не ранее первого по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной территории (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); * наиболее поздний час данного множества наступает не позднее последнего по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной территории (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). |
| **Приложение 5, п. 3** | Расчет средневзвешенных равновесных цен на электрическую энергию для целей определения необходимости учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении четырехчасовых временных интервалов.  КО рассчитывает величину по следующей формуле:  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час операционных суток, принадлежащий множеству ;  – множество часов операционных суток, в отношении которого выполнено каждое из следующих условий:   * количество часов, включенных в данное множество, равно 4 (четырем); * данное множество включает в себя час, в который значение средневзвешенной равновесной цены в соответствующей ценовой зоне является максимальным в соответствии с п. 1 настоящего приложения; * часы, включенные в данное множество, составляют непрерывную последовательность следующих друг за другом часов одних операционных суток; * наиболее ранний час данного множества наступает не ранее первого по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной ценовой зоны; * наиболее поздний час данного множества наступает не позднее последнего по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной ценовой зоны. | Расчет средневзвешенных равновесных цен на электрическую энергию для целей определения необходимости учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении четырехчасовых временных интервалов.  КО рассчитывает величину по следующей формуле:  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *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;  *h* – час операционных суток, принадлежащий множеству ;  – множество часов операционных суток, в отношении которого выполнено каждое из следующих условий:   * количество часов, включенных в данное множество, равно 4 (четырем); * данное множество включает в себя час, в который значение средневзвешенной равновесной цены в соответствующей ценовой зоне является максимальным в соответствии с п. 1 настоящего приложения; * часы, включенные в данное множество, составляют непрерывную последовательность следующих друг за другом часов одних операционных суток; * наиболее ранний час данного множества наступает не ранее первого по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной территории (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); * наиболее поздний час данного множества наступает не позднее последнего по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной территории (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). |
| **Приложение 5, п. 4** | Расчет средневзвешенных равновесных цен на электрическую энергию для целей определения необходимости учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении восьмичасовых временных интервалов.  КО рассчитывает величину по следующей формуле:  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне z;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час операционных суток, принадлежащий множеству ;  – множество часов операционных суток, в отношении которого выполнено каждое из следующих условий:   * количество часов, включенных в данное множество, равно 8 (восьми); * данное множество включает в себя час, в который значение средневзвешенной равновесной цены в соответствующей ценовой зоне является максимальным в соответствии с п. 1 настоящего приложения; * часы, включенные в данное множество, составляют непрерывную последовательность следующих друг за другом часов одних операционных суток; * наиболее ранний час данного множества наступает не ранее первого по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной ценовой зоны; * наиболее поздний час данного множества наступает не позднее последнего по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной ценовой зоны. | **Удалить данный пункт** |
| **Приложение 5, п. 5** | 5. Определение двухчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии.  В качестве двухчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне в рассматриваемые операционные сутки, КО использует то множество часов , для которого значение средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию, определенное в соответствии с п. 2 настоящего приложения (), является максимальным.  Ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии в течение данного двухчасового интервала может быть учтено для ГТП потребления, в отношении которой на соответствующий месяц в Реестре результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением, сформированном в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), или на декабрь следующего года в Перечне покупателей с ценозависимым потреблением, сформированном в соответствии с разделом 1 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в качестве количества часов указано значение «2».  Снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в течение данного двухчасового интервала может быть учтено для объема снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ГТП потребления, в отношении которого в переданной СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента информации указано на готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на период длительностью 2 часа. | 4. Определение двухчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии.  В качестве двухчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне (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) в рассматриваемые операционные сутки, КО использует то множество часов , для которого значение средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию, определенное в соответствии с п. 2 настоящего приложения (), является максимальным.  Ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии в течение данного двухчасового интервала может быть учтено для ГТП потребления, в отношении которой на соответствующий месяц в Реестре результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением, сформированном в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), или на декабрь следующего года в Перечне покупателей с ценозависимым потреблением, сформированном в соответствии с разделом 1 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в качестве количества часов указано значение «2».  Снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в течение данного двухчасового интервала может быть учтено для объема снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ГТП потребления, в отношении которого в переданной СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента информации указано на готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на период длительностью 2 часа. |
| **Приложение 5, п. 6** | 6. Определение четырехчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии.  В качестве четырехчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне в рассматриваемые операционные сутки, КО использует то множество часов , для которого значение средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию, определенное в соответствии с п. 3 настоящего Приложения (), является максимальным.  Ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии в течение данного четырехчасового интервала может быть учтено для ГТП потребления, в отношении которой на соответствующий месяц в Реестре результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением, сформированном в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), или на декабрь следующего года в Перечне покупателей с ценозависимым потреблением, сформированном в соответствии с разделом 1 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в качестве количества часов указано значение «4».  Снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в течение данного четырехчасового интервала может быть учтено для объема снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ГТП потребления, в отношении которого в переданной СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента информации указано на готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на период длительностью 4 часа. | 5. Определение четырехчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии.  В качестве четырехчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне (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) в рассматриваемые операционные сутки, КО использует то множество часов , для которого значение средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию, определенное в соответствии с п. 3 настоящего Приложения (), является максимальным.  Ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии в течение данного четырехчасового интервала может быть учтено для ГТП потребления, в отношении которой на соответствующий месяц в Реестре результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением, сформированном в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), или на декабрь следующего года в Перечне покупателей с ценозависимым потреблением, сформированном в соответствии с разделом 1 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в качестве количества часов указано значение «4».  Снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в течение данного четырехчасового интервала может быть учтено для объема снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ГТП потребления, в отношении которого в переданной СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента информации указано на готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на период длительностью 4 часа. |
| **Приложение 5, п. 7** | Определение восьмичасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии  В качестве восьмичасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии в данной ценовой зоне в рассматриваемые операционные сутки, КО использует то множество часов , для которого значение средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию, определенное в соответствии с п. 4 настоящего приложения (), является максимальным.  Ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии в течение данного восьмичасового интервала может быть учтено для ГТП потребления, в отношении которой на соответствующий месяц в *Реестре результатов тестирования энергопринимающих устройств покупателей с ценозависимым потреблением*, сформированном в соответствии с разделом 2 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), или на декабрь следующего года в *Перечне покупателей с ценозависимым потреблением*, сформированном в соответствии с разделом 1 *Регламента участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением* (Приложение № 19.9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в качестве количества часов указано значение «8». | **Удалить данный пункт** |
| **Приложение 5, п. 8** | 8. Расчет средневзвешенных равновесных цен на электрическую энергию для целей определения необходимости учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении трехчасовых временных интервалов  КО рассчитывает величину  по следующей формуле:  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *h* – час операционных суток, принадлежащий множеству ;  – множество часов операционных суток, в отношении которого выполнено каждое из следующих условий:   * количество часов, включенных в данное множество, равно 3 (трем); * данное множество включает в себя час, в который значение средневзвешенной равновесной цены в соответствующей ценовой зоне является максимальным в соответствии с п. 1 настоящего Приложения; * часы, включенные в данное множество, составляют непрерывную последовательность следующих друг за другом часов одних операционных суток; * наиболее ранний час данного множества наступает не ранее первого по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной ценовой зоны; * наиболее поздний час данного множества наступает не позднее последнего по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной ценовой зоны. | 6. Расчет средневзвешенных равновесных цен на электрическую энергию для целей определения необходимости учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в отношении трехчасовых временных интервалов  КО рассчитывает величину  по следующей формуле:  ,  где  – плановый объем потребления в узле расчетной модели *n*, к которому отнесена ГТП потребления *p* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии;  – узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели *n* в час суток *h*, определенная в соответствии с настоящим Регламентом по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии. В случае если в данном узле расчетной модели в час *h* узловая цена электроэнергии не определена согласно указанному Регламенту, то величина  полагается равной нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*, отнесенная к ценовой зоне *z*;  *n* – узел расчетной модели (за исключением узлов расчетной модели, в которых процедура конкурентного отбора по итогам соответствующего расчета признана несостоявшейся);  *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;  *h* – час операционных суток, принадлежащий множеству ;  – множество часов операционных суток, в отношении которого выполнено каждое из следующих условий:   * количество часов, включенных в данное множество, равно 3 (трем); * данное множество включает в себя час, в который значение средневзвешенной равновесной цены в соответствующей ценовой зоне является максимальным в соответствии с п. 1 настоящего Приложения; * часы, включенные в данное множество, составляют непрерывную последовательность следующих друг за другом часов одних операционных суток; * наиболее ранний час данного множества наступает не ранее первого по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной территории (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); * наиболее поздний час данного множества наступает не позднее последнего по порядку часа операционных суток из числа включенных в опубликованный СО на своем официальном сайте в сети Интернет перечень плановых часов пиковой нагрузки для данной территории (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). |
| **Приложение 5, п. 9** | 9. Определение трехчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  В качестве трехчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне в рассматриваемые операционные сутки, КО использует то множество часов , для которого значение средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию, определенное в соответствии с п. 8 настоящего Приложения (), является максимальным.  Снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в течение данного трехчасового интервала может быть учтено для объема снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ГТП потребления, в отношении которого в переданной СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента информации указано на готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на период длительностью 3 часа. | 7. Определение трехчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  В качестве трехчасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне (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) в рассматриваемые операционные сутки, КО использует то множество часов , для которого значение средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию, определенное в соответствии с п. 6 настоящего Приложения (), является максимальным.  Снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в течение данного трехчасового интервала может быть учтено для объема снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ГТП потребления, в отношении которого в переданной СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента информации указано на готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на период длительностью 3 часа. |
| **Приложение 5, п. 10** | 10. Определение одночасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  В качестве одночасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне в рассматриваемые операционные сутки, КО использует час, в который значение средневзвешенной равновесной цены в соответствующей ценовой зоне является максимальным в соответствии с п. 1 настоящего Приложения.  Снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в течение данного одночасового интервала может быть учтено для объема снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ГТП потребления, в отношении которого в переданной СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента информации указано на готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на период длительностью 1 час. | 8. Определение одночасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  В качестве одночасового временного интервала, в отношении которого может быть учтено снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в данной ценовой зоне (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) в рассматриваемые операционные сутки, КО использует час, в который значение средневзвешенной равновесной цены является максимальным в соответствии с п. 1 настоящего Приложения.  Снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в течение данного одночасового интервала может быть учтено для объема снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ГТП потребления, в отношении которого в переданной СО в КО в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента информации указано на готовность к снижению потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии на период длительностью 1 час. |
| **Приложение 6** | **Методика расчета статистических показателей рынка на сутки вперед для целей публикации результатов конкурентного отбора**  Величины, рассчитываемые в соответствии с настоящей Методикой, являются статистической информацией, включающей в себя сведения о функционировании оптового рынка электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед. Рассчитанные в соответствии с настоящей Методикой величины не используются Коммерческим оператором при определении объемов и стоимости покупки (продажи) электрической энергии и мощности участниками оптового рынка электрической энергии и мощности, равно как не подлежат обязательному применению иными сторонами Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.  … | **Методика расчета статистических показателей рынка на сутки вперед для целей публикации результатов конкурентного отбора**  Величины, рассчитываемые в соответствии с настоящей Методикой, являются статистической информацией, включающей в себя сведения о функционировании оптового рынка электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед. Рассчитанные в соответствии с настоящей Методикой величины не используются Коммерческим оператором при определении объемов и стоимости покупки (продажи) электрической энергии и мощности участниками оптового рынка электрической энергии и мощности, равно как не подлежат обязательному применению иными сторонами Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.  При проведении расчетов в соответствии с настоящей Методикой под ценовыми зонами понимаются следующие 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.   … |
| **Приложение 6, п. 3** | **Объем полного планового потребления э/э в ценовой зоне**  Объем полного планового потребления электрической энергии в ценовой зоне *z* в расчетный час *h* определяется в соответствии с формулой (12), за сутки *d* определяется в соответствии с формулой (13).  (12),  (13)  , где  – плановый объем перетока из ценовой в неценовую зону, для первой и второй ЦЗ указанная величина рассчитывается в соответствии с формулами (14) и (15) соответственно.  (14),  (15)  , где  - плановый объем перетока в ограничивающем сечении из первой ценовой зоны в соответствующую неценовую зону Архангельской области (НЦЗА) или Республики Коми (НЦЗК), отнесенный на участника оптового рынка *i* – покупателя электрической энергии соответствующей неценовой зоны в ГТП Потребления *p* в час операционных суток *h* (п.2.5.2 Регламента №8),  – плановый объем перетока из второй ценовой зоны во внезональный энергорайон (ВЭ), отнесенный к неценовой зоне Дальнего Востока и работающий синхронно со второй ценовой зоной в ГТП потребления *p* неценовой зоны Дальнего Востока участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*; (п.2.5.4 Регламента №8). | **Объем полного планового потребления э/э в ценовой зоне**  Объем полного планового потребления электрической энергии в ценовой зоне *z* в расчетный час *h* определяется в соответствии с формулами (12), (13) и (14), за сутки *d* определяется в соответствии с формулой (15).  - для первой ценовой зоны:  (12),  - для второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:  (13),  - для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:  (14),  (15),  где ― объем суммарного поузлового потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенном к данной территории, в час операционных суток *h*, который передан СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― объем суммарного поузлового потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории, в час операционных суток *h*, который передан СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **Приложение 6, п. 4** | **Объем покупки э/э в РСВ потребителями ценовой зоны**  Объем покупки электрической энергии в РСВ потребителями ценовой зоны *z* в расчетный час *h* определяется в соответствии с формулой (16), за сутки *d* определяется в соответствии с формулой (17).  (16),  (17)  , где - объем электрической энергии, запланированный к покупке в ГТП потребления p участника оптового рынка *i* в час h (п.8.3.1 Регламента №8);  - объем электрической энергии, запланированный к покупке в ГТП экспорта r участника оптового рынка *i* в час h (п.8.3.2 Регламента №8);  - объем электрической энергии, запланированный к покупке в ГТП потребления неценовых зон, для первой и второй ЦЗ указанная величина рассчитывается в соответствии с формулами (18) и (19) соответственно.  (18),  (19)  , где  – объем электрической энергии, запланированный к покупке в ГТП Потребления *p* неценовой зоны Архангельской области (НЦЗА) или Республики Коми (НЦЗК) в час операционных суток *h*, соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно; (п.8.3.4.1 Регламента №8),  – объем электрической энергии запланированный к покупке в ГТП потребления *p* в неценовой зоне Дальнего Востока в час операционных суток *h*, в отношении внезонального энергорайона (ВЭ), отнесенного к неценовой зоне Дальнего Востока и работающего синхронно со второй ценовой зоной (п.8.3.4.2 Регламента №8) | **Объем покупки э/э в РСВ потребителями ценовой зоны**  Объем покупки электрической энергии в РСВ потребителями ценовой зоны *z* в расчетный час *h* определяется в соответствии с формулами (16), (17) и (18), за сутки *d* определяется в соответствии с формулой (19).  - для первой ценовой зоны:  (16),  - для второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:  (17),  - для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:  (18),  (19),  где - объем электрической энергии, запланированный к покупке в ГТП потребления p участника оптового рынка *i* в час h (п.8.3.1 Регламента №8);  - объем электрической энергии, запланированный к покупке в ГТП экспорта r участника оптового рынка *i* в час h (п.8.3.2 Регламента №8);  – объем электроэнергии, купленный покупателем во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h* (п. 8.3.5.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*));  – объем электроэнергии, купленный покупателем во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h* (п. 8.3.5.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)). |
| **Приложение 6, п. 9** | **Объем полного планового производства э/э в ценовой зоне**  Объем полного планового производства электрической энергии в ценовой зоне *z* в расчетный час *h* определяется в соответствии с формулой (35), за период *d* определяется в соответствии с формулой (36).  (35),  (36)  , где  - плановый объем перетока из неценовой в ценовую зону, для первой и второй ЦЗ указанная величина рассчитывается в соответствии с формулами (37)и (38) соответственно.  (37),  (38)  , где  - плановый объем перетока в ограничивающем сечении из соответствующей неценовой зоны Архангельской области (НЦЗА) или Республики Коми (НЦЗК) в первую ценовую зону, отнесенный на участника оптового рынка – поставщика электрической энергии соответствующей неценовой зоны в ГТП Генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h* (п.2.5.3 Регламента №8). | **Объем полного планового производства э/э в ценовой зоне**  Объем полного планового производства электрической энергии в ценовой зоне *z* в расчетный час *h* определяется в соответствии с формулой (35), за период *d* определяется в соответствии с формулой (36).  (35),  (36) |
| **Приложение 6, п. 10** | **Объем продажи э/э в РСВ поставщиками ценовой зоны**  Объем продажи электрической энергии в РСВ поставщиками ценовой зоны *z* в расчетный час *h* определяется в соответствии с формулой (39), за период *d* определяется в соответствии с формулой (40).  (39),  (40),  где - объем продажи по договору комиссии на продажу электрической энергии в ГТП генерации *q* в час *h* по результатам конкурентного отбора на сутки вперед (п.8.1.1 Регламента №8);  - объем импортной поставки, проданный по договору комиссии на продажу электрической энергии в ГТП импорта *r* в час *h* по результатам конкурентного отбора на сутки вперед (п.8.1.2 Регламента №8),  - плановый объем перетока из неценовой в ценовую зону, для первой и второй ЦЗ указанная величина рассчитывается в соответствии с формулами (41) и (42) соответственно.  (41),  (42) | **Объем продажи э/э в РСВ поставщиками ценовой зоны**  Объем продажи электрической энергии в РСВ поставщиками ценовой зоны *z* в расчетный час *h* определяется в соответствии с формулой (39), за период *d* определяется в соответствии с формулой (40).  (39),  (40),  где - объем продажи по договору комиссии на продажу электрической энергии в ГТП генерации *q* в час *h* по результатам конкурентного отбора на сутки вперед (п.8.1.1 Регламента №8);  - объем импортной поставки, проданный по договору комиссии на продажу электрической энергии в ГТП импорта *r* в час *h* по результатам конкурентного отбора на сутки вперед (п.8.1.2 Регламента №8). |

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) |
| --- | --- | --- |
| **1.3** | Особенности расчета в отношении ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внезональному энергорайону, поставка электрической энергии в который осуществляется из неценовой зоны Дальнего Востока При проведении расчетов в соответствии с настоящим Регламентом в отношении ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внезональному энергорайону, поставка электрической энергии в который осуществляется из неценовой зоны Дальнего Востока, учитывается, что данная ГТП потребления отнесена только к узлам расчетной модели, включенным в состав основного энергорайона. | Особенности расчета в отношении ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональным энергорайонам При проведении расчетов в соответствии с настоящим Регламентом в отношении ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, поставка электрической энергии в который осуществляется с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, учитывается, что данная ГТП потребления отнесена только к узлам расчетной модели, включенным в состав основного энергорайона.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим Регламентом в отношении ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, поставка электрической энергии в который осуществляется из второй ценовой зоны, учитывается, что данная ГТП потребления отнесена только к узлам расчетной модели, включенным в состав основного энергорайона. |
| **1.4** | Особенности расчета объемов и стоимости электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в расчетном периоде – январе В расчетном периоде – январе, в случае если на момент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед отсутствуют заключенные регулируемые договоры и (или) технологические системы КО не готовы, КО выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом без использования информации об объемах поставки электрической энергии по регулируемым договорам.  При этом в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации в расчетном периоде – январе КО выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом, используя определенное в соответствии с пунктом 8.4.16.1 настоящего Регламента значение средневзвешенной величины по всем включенным в сводный прогнозный баланс на декабрь года (*y*-1) объемам производства электрической энергии генерирующими объектами, расположенными на территориях новых субъектов Российской Федерации, рассчитанной исходя из установленных органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования на декабрь года (*y*-1) цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации с использованием генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации, если иное не предусмотрено настоящим Регламентом.  В случае если по состоянию на 28 декабря года (*y-1*) в отношении ГТП генерации, отнесенных к неценовым зонам оптового рынка, отсутствуют утвержденные ФАС России и официально опубликованные регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию на год *y*, то в расчетном периоде – январе при проведении ежесуточных расчетов в соответствии с настоящим Регламентом в отношении таких ГТП генерации КО применяются регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию, утвержденные ФАС России на декабрь года (*y-1*) (при этом в случае официального опубликования и утверждения ФАС России регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию на год *y* в отношении поставщиков, функционирующих на территории неценовых зон оптового рынка, в течение указанного периода такие регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию могут быть применены при проведении указанных ежесуточных расчетов при готовности технологических систем КО).  После заключения регулируемых договоров на год, к которому относится расчетный месяц – январь, КО во внерегламентные сроки выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом с учетом информации об объемах поставки электрической энергии по регулируемым договорам и об утвержденных ФАС России регулируемых ценах (тарифах) на электрическую энергию на год *y* в отношении операционных суток, для которых ранее расчеты выполнялись без использования указанной информации. При этом при выполнении расчетов в соответствии с настоящим абзацем КО также во внерегламентные сроки выполняет расчеты в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, используя установленные органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования в отношении расчетного месяца – января года (*y*) цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации с использованием генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации, в отношении которых в сводном прогнозном балансе для расчетного месяца – января определен объем электрической энергии больше нуля, и в отношении которых такие цены (тарифы) установлены. В случае если в расчетном периоде – январе года (*y*) расчеты объемов и стоимости электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед осуществляются с учетом объемов по регулируемым договорам, заключенным в декабре года (*y*-1), и по состоянию на 28 декабря года (*y*-1) органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в отношении января года (*y*) установлены цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации, для всех указанных в сводном прогнозном балансе генерирующих объектов, расположенных на указанных территориях, и в отношении которых в сводном прогнозном балансе для января года (*y*) определен объем электрической энергии больше нуля, КО выполняет расчеты в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, используя значения указанных цен (тарифов) и объемов производства электрической энергии. | Особенности расчета объемов и стоимости электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в расчетном периоде – январе В расчетном периоде – январе, в случае если на момент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед отсутствуют заключенные регулируемые договоры и (или) технологические системы КО не готовы, КО выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом без использования информации об объемах поставки электрической энергии по регулируемым договорам.  При этом в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации в расчетном периоде – январе КО выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом, используя определенное в соответствии с пунктом 8.4.16.1 настоящего Регламента значение средневзвешенной величины по всем включенным в сводный прогнозный баланс на декабрь года (*y*-1) объемам производства электрической энергии генерирующими объектами, расположенными на территориях новых субъектов Российской Федерации, рассчитанной исходя из установленных органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования на декабрь года (*y*-1) цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации с использованием генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации, если иное не предусмотрено настоящим Регламентом.  После заключения регулируемых договоров на год, к которому относится расчетный месяц – январь, КО во внерегламентные сроки выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом с учетом информации об объемах поставки электрической энергии по регулируемым договорам и об утвержденных ФАС России регулируемых ценах (тарифах) на электрическую энергию на год *y* в отношении операционных суток, для которых ранее расчеты выполнялись без использования указанной информации. При этом при выполнении расчетов в соответствии с настоящим абзацем КО также во внерегламентные сроки выполняет расчеты в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, используя установленные органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования в отношении расчетного месяца – января года (*y*) цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации с использованием генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации, в отношении которых в сводном прогнозном балансе для расчетного месяца – января определен объем электрической энергии больше нуля, и в отношении которых такие цены (тарифы) установлены. В случае если в расчетном периоде – январе года (*y*) расчеты объемов и стоимости электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед осуществляются с учетом объемов по заключенным в декабре года (*y*-1) регулируемым договорам, и по состоянию на 28 декабря года (*y*-1) органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в отношении января года (*y*) установлены цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации, для всех указанных в сводном прогнозном балансе генерирующих объектов, расположенных на указанных территориях, и в отношении которых в сводном прогнозном балансе для января года (*y*) определен объем электрической энергии больше нуля, КО выполняет расчеты в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, используя значения указанных цен (тарифов) и объемов производства электрической энергии. |
| **1.6** | Особенности расчета объемов и стоимости электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в случае вступления в силу в течение расчетного периода приказа ФАС России, утверждающего цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении временного периода, включающего рассматриваемый расчетный периодВ случае вступления в силу в течение расчетного периода приказа ФАС России, утверждающего цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении временного периода, включающего рассматриваемый расчетный период, в течение рассматриваемого расчетного периода такие регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию могут быть применены при проведении ежесуточных расчетов в соответствии с настоящим Регламентом при готовности технологических систем КО.После вступления в силу указанного приказа ФАС России КО во внерегламентные сроки выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом с учетом утвержденных указанным приказом ФАС России регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию в отношении операционных суток рассматриваемого расчетного периода, для которых ранее расчеты выполнялись с использованием иных регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию. | **Удалить данный пункт** |
| **2.5** | Расчет плановых объемов перетока между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка2.5.1 Полный плановый объем перетока в ограничивающем сечении соответствующей неценовой зоны НЦЗА или НЦЗК [МВт.ч] – полный плановый объем перетока в ограничивающем сечении соответствующей неценовой зоны в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  перетока в ограничивающем сечении НЦЗА, а также в ограничивающем сечении НЦЗК при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *z* – ценовая зона;  *h* – час операционных суток. 2.5.2 Плановый объем перетока в ограничивающем сечении из первой ценовой зоны в соответствующую неценовую зону Архангельской области (НЦЗА) или Республики Коми (НЦЗК), отнесенный на участника оптового рынка – покупателяэлектрической энергии соответствующей неценовой зоны ― плановый объем перетока в ограничивающем сечении из первой ценовой зоныв соответствующую неценовую зону НЦЗА или НЦЗК, отнесенный на участника оптового рынка – покупателя электрической энергии соответствующей неценовой зоны в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*;  КО определяет величину  в соответствии с формулой:  ,  где величина определяется для НЦЗА и НЦЗКвсоответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). 2.5.3 Плановый объем перетока в ограничивающем сечении из соответствующей неценовой зоны Архангельской области (НЦЗА) или Республики Коми (НЦЗК) в первую ценовую зону, отнесенный на участника оптового рынка – поставщика электрической энергии соответствующей неценовой зоны ― плановый объем перетока в ограничивающем сечении из соответствующей неценовой зоны Архангельской области (НЦЗА) или Республики Коми (НЦЗК) в первую ценовую зону, отнесенный на участника оптового рынка – поставщика электрической энергии соответствующей неценовой зоны в ГТП генерации *q* в час операционных суток *h*;  КО определяет величину  в соответствии с формулой:  ,  где величина  определяется для НЦЗА и НЦЗК в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). 2.5.4 Плановый объем перетока из второй ценовой зоны во внезональный энергорайон (ВЭ), отнесенный к неценовой зоне Дальнего Востока и работающий синхронно со второй ценовой зоной ― плановый объем перетока из второй ценовой зоны во внезональный энергорайон (ВЭ), отнесенный к неценовой зоне Дальнего Востока и работающий синхронно со второй ценовой зоной, в ГТП потребления *p* неценовой зоны Дальнего Востока в час операционных суток *h*;  КО определяет величину  в соответствии с формулой:  ,  где ― величина планового почасового потребления в ВЭ, расположенном в неценовой зоне Дальнего Востока и работающем синхронно со второй ценовой зоной, определяемая в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). 2.5.5 Плановый объем перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во внезональный энергорайон (ВЭ), расположенный во второй ценовой зоне и работающий синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока, отнесенный на участника оптового рынка – поставщика неценовой зоны Дальнего востока ― плановый объем перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во внезональный энергорайон (ВЭ), расположенный во второй ценовой зоне и работающий синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока, отнесенный на участника оптового рынка – поставщика неценовой зоны Дальнего востока в отношении ГТП генерации *q* неценовой зоны Дальнего Востока в час операционных суток *h*;  КО определяет величину  в соответствии с формулой:  ,  где ― объем продажи электрической энергии в отношении ВЭ, расположенного во второй ценовой зоне и работающего синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока, для ГТП генерации *q*, зарегистрированной в неценовой зоне Дальнего Востока, определяемый в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). 2.5.6 Плановый объем перетока электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка [МВт.ч] – плановый объем перетока электрической энергии между ценовыми зонами из ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*.  КО определяет величину как:  ;  ,  где  [МВт.ч] – плановый объем перетока электроэнергии по ветви расчетной модели, моделирующей линию электропередачи*l ,* в час операционных суток *h*. Величина определяется КО при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и в случае если переток электрической энергии направлен из первой ценовой зоны во вторую ценовую зону, то данная величина является положительной, а в случае если переток электрической энергии направлен из второй ценовой зоны в первую ценовую зону, то данная величина является отрицательной;  *l* – линия электропередачи, которая расположена на территории Российской Федерации и по которой осуществляется переток электрической энергии между первой и второй ценовыми зонами;  *z* – ценовая зона;  *h* – час операционных суток. 2.5.7 Плановый объем потребления электрической энергии в ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока ― плановый объем потребления электрической энергии в ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока, в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО определяет величину  в соответствии с формулой:  , где ― объем суммарного поузлового потребления электрической энергии в изолированном энергорайоне, отнесенном ко второй ценовой зоне и работающем изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока, в час операционных суток *h*, который передан СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Расчет плановых объемов перетока между ценовыми зонами и между второй ценовой зоной и входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам2.5.1 Плановый объем потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенному к данной территории ― плановый объем потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО определяет величину  в соответствии с формулой:  ,  где ― объем суммарного поузлового потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенном к данной территории, в час операционных суток *h*, который передан СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). 2.5.2 Плановый объем потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории ― плановый объем потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО определяет величину  в соответствии с формулой:  ,  где ― объем суммарного поузлового потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории, в час операционных суток *h*, который передан СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). 2.5.3 Плановый объем перетока электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка [МВт.ч] – плановый объем перетока электрической энергии между ценовыми зонами из ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*.  КО определяет величину как:  ;  ,  где  [МВт.ч] – плановый объем перетока электроэнергии по ветви расчетной модели, моделирующей линию электропередачи*l ,* в час операционных суток *h*. Величина определяется КО при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и в случае если переток электрической энергии направлен из первой ценовой зоны во вторую ценовую зону, то данная величина является положительной, а в случае если переток электрической энергии направлен из второй ценовой зоны в первую ценовую зону, то данная величина является отрицательной;  *l* – линия электропередачи, которая расположена на территории Российской Федерации и по которой осуществляется переток электрической энергии между первой и второй ценовыми зонами;  *z* – ценовая зона;  *h* – час операционных суток. |
| **3.1.1** | Суммарный плановый объем производства электроэнергии на ОРЭМ [МВт.ч] – суммарный плановый объем производства электроэнергии на ОРЭМ по всем ГТП генерации, отнесенным к соответствующей ценовой зоне.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *z* – ценовая зона;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. | Суммарный плановый объем производства электроэнергии на ОРЭМ [МВт.ч] – суммарный плановый объем производства электроэнергии на ОРЭМ по всем ГТП генерации, отнесенным к соответствующей ценовой зоне.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  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;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. |
| **3.1.2** | Суммарный полный плановый объем потребления электроэнергии на ОРЭМ [МВт.ч] – суммарный плановый объем потребления электроэнергии на ОРЭМ по всем ГТП потребления, отнесенным к соответствующей ценовой зоне.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *z* – ценовая зона;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток. | Суммарный полный плановый объем потребления электроэнергии на ОРЭМ [МВт.ч] – суммарный плановый объем потребления электроэнергии на ОРЭМ по всем ГТП потребления, отнесенным к соответствующей ценовой зоне.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  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;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток. |
| **3.1.3** | Суммарный плановый объем потребления электроэнергии на ОРЭМ [МВт∙ч] – суммарный плановый объем потребления электроэнергии на ОРЭМ по всем ГТП потребления, отнесенным к соответствующей ценовой зоне.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *z* – ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления гарантирующего поставщика, и ГТП потребления поставщика);  *p1* – ГТП потребления, не являющаяся ГТП потребления гарантирующего поставщика, или ГТП потребления поставщика;  *h* – час операционных суток. | Суммарный плановый объем потребления электроэнергии на ОРЭМ [МВт∙ч] – суммарный плановый объем потребления электроэнергии на ОРЭМ по всем ГТП потребления, отнесенным к соответствующей ценовой зоне.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  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;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления гарантирующего поставщика, и ГТП потребления поставщика);  *p1* – ГТП потребления, не являющаяся ГТП потребления гарантирующего поставщика, или ГТП потребления поставщика;  *h* – час операционных суток. |
| **3.1.4** | Суммарный плановый объем потребления электроэнергии на собственные нужды генерации в ГТП потребления поставщиков в ценовой зоне [МВт∙ч] – суммарный плановый объем потребления электроэнергии на собственные нужды генерации в ГТП потребления поставщиков в ценовой зоне.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где– максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции участника оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации, определенная в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *z* – ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка, поставщик электрической энергии и мощности;  *s* – электростанция, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП потребления поставщика p;  *m* – рассматриваемый расчетный период;  *p* – ГТП потребления поставщика;  – фактическое количество часов в месяце *m*; *h* – час операционных суток. | Суммарный плановый объем потребления электроэнергии на собственные нужды генерации в ГТП потребления поставщиков в ценовой зоне [МВт∙ч] – суммарный плановый объем потребления электроэнергии на собственные нужды генерации в ГТП потребления поставщиков в ценовой зоне.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где– максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции участника оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации, определенная в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *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;  *i* – участник оптового рынка, поставщик электрической энергии и мощности;  *s* – электростанция, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП потребления поставщика p;  *m* – рассматриваемый расчетный период;  *p* – ГТП потребления поставщика;  – фактическое количество часов в месяце *m*;  *h* – час операционных суток. |
| **3.1.5** | Суммарный плановый объем импорта электроэнергии на ОРЭМ [МВт∙ч] – суммарный плановый объем импорта электроэнергии на ОРЭМ по всем ГТП импорта, отнесенным к соответствующей ценовой зоне.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *s* – сечение экспорта/импорта;  *z* – ценовая зона; *h* – час операционных суток. | Суммарный плановый объем импорта электроэнергии на ОРЭМ [МВт∙ч] – суммарный плановый объем импорта электроэнергии на ОРЭМ по всем ГТП импорта, отнесенным к соответствующей ценовой зоне.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *s* – сечение экспорта/импорта;  *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;  *h* – час операционных суток. |
| **3.1.6** | Суммарный плановый объем экспорта электроэнергии на ОРЭМ [МВт∙ч] – суммарный плановый объем экспорта электроэнергии на ОРЭМ по всем ГТП экспорта, отнесенным к соответствующей ценовой зоне.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *s* – сечение экспорта/импорта;  *z* – ценовая зона; *h* – час операционных суток. | Суммарный плановый объем экспорта электроэнергии на ОРЭМ [МВт∙ч] – суммарный плановый объем экспорта электроэнергии на ОРЭМ по всем ГТП экспорта, отнесенным к соответствующей ценовой зоне.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *s* – сечение экспорта/импорта;  *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;  *h* – час операционных суток. |
| **3.1.7** | Плановый физический небаланс [МВт∙ч] – плановый физический небаланс в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   * для первой ценовой зоны:   ;   * для второй ценовой зоны:   ,  где  – плановый объем перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во вторую ценовую зону (за исключением перетока электрической энергии в изолированные энергорайоны Забайкальского края и Иркутской области) в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *z* – ценовая зона; *h* - час операционных суток. | Плановый физический небаланс [МВт∙ч] – плановый физический небаланс в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   * для первой ценовой зоны:   ;   * для второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:   ,   * для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:   ,  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; *h* - час операционных суток. |
| **4.2.7** | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК по территории субъекта РФ в пределах ценовой зоны в суммарном плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, отнесенном на отпуск из сетей РСК – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК по территории субъекта РФ *F* в пределах ценовой зоны в суммарном плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, отнесенном на отпуск из сетей РСК.  Величина определяется КО в соответствии с формулой:   * в случае если   ,  то  ,   * в ином случае ;   где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика, ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации и ГТП потребления участников оптового рынка – потребителей НЦЗА или НЦЗК);  *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация);  *F –*субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон); *h* – час операционных суток. | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК по территории субъекта РФ в пределах ценовой зоны в суммарном плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, отнесенном на отпуск из сетей РСК – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК по территории субъекта РФ *F* в пределах ценовой зоны в суммарном плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, отнесенном на отпуск из сетей РСК.  Величина определяется КО в соответствии с формулой:   * в случае если   ,  то  ,   * в ином случае ;   где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации);  *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация);  *F –*субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон); *h* – час операционных суток. |
| **4.2.12** | Плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в ценовой зоне [МВт.ч] – плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *z* – ценовая зона;  *R*1 – энергорайон ФСК в ценовой зоне *z*;  *R*2 – энергорайон участника оптового рынка в ценовой зоне *z*, к которому относятся сети ФСК;  *i* – участник оптового рынка;  *R* – энергорайон участника оптового рынка;  *h* - час операционных суток. | Плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в ценовой зоне [МВт.ч] – плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  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;  *R*1 – энергорайон ФСК в ценовой зоне *z*;  *R*2 – энергорайон участника оптового рынка в ценовой зоне *z*, к которому относятся сети ФСК;  *i* – участник оптового рынка;  *R* – энергорайон участника оптового рынка;  *h* - час операционных суток. |
| **4.2.13** | Суммарный плановый объем нагрузочных потерь электроэнергии в линиях расчетной модели [МВт∙ч] – суммарный плановый объем нагрузочных потерь электроэнергии в линиях расчетной модели в соответствующей ценовой зоне *z*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *z* – ценовая зона; *h* – час операционных суток. | Суммарный плановый объем нагрузочных потерь электроэнергии в линиях расчетной модели [МВт∙ч] – суммарный плановый объем нагрузочных потерь электроэнергии в линиях расчетной модели в соответствующей ценовой зоне *z*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  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;  *h* – час операционных суток. |
| **4.2.14** | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ в пределах ценовой зоны в полном плановом объеме потребления – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны в полном плановом объеме потребления в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину по следующему алгоритму:   * в случае если , то   ;   * в ином случае ,   где  – субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов РФ (включая объединения субъектов РФ) в пределах ценовой зоны *z*, для каждого из которых одновременно выполнены следующие условия:   * для данного субъекта РФ КО рассчитывает объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * .    – суммарный за месяц объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   – суммарный за месяц объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент для определения объемов плановых нагрузочных потерь электрической энергии в сетях ФСК, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, рассчитанный в соответствии с пунктом 9.12 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *z* – ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика, ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации и ГТП потребления участников оптового рынка – потребителей НЦЗА или НЦЗК);  *m* – расчетный период, к которому отнесен час операционных суток *h*;  *D* – регулируемый договор;  *r* – ГТП экспорта;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r* (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 для данной ценовой зоны));  *m* – рассматриваемый расчетный период; *h* – час операционных суток. | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ в пределах ценовой зоны в полном плановом объеме потребления – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны в полном плановом объеме потребления в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину по следующему алгоритму:   * в случае если , то   ;   * в ином случае ,   где  – субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов РФ (включая объединения субъектов РФ) в пределах ценовой зоны *z*, для каждого из которых одновременно выполнены следующие условия:   * для данного субъекта РФ КО рассчитывает объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * .    – суммарный за месяц объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   – суммарный за месяц объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент для определения объемов плановых нагрузочных потерь электрической энергии в сетях ФСК, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, рассчитанный в соответствии с пунктом 9.12 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *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;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации);  *m* – расчетный период, к которому отнесен час операционных суток *h*;  *D* – регулируемый договор;  *r* – ГТП экспорта;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r* (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 для данной ценовой зоны));  *m* – рассматриваемый расчетный период; *h* – час операционных суток. |
| **4.2.15** | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в полном плановом объеме потребления в ГТП потребления (экспорта) – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в полном плановом объеме потребления в ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны)):   ;   1. для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны), а также для ГТП потребления поставщика, ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации и ГТП потребления участника оптового рынка – потребителя неценовой зоны:   ;   1. для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления участника оптового рынка – потребителя неценовой зоны):   ,  где  – коэффициент для определения объемов плановых нагрузочных потерь электрической энергии в сетях ФСК, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, рассчитанный в соответствии с пунктом 9.12 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (экспорта), отнесенная к субъекту РФ *F*;  *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация), к электрическим сетям которой отнесена ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *p*;  *F –*субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *z* – ценовая зона;  *m* – рассматриваемый расчетный период; *h* – час операционных суток. | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в полном плановом объеме потребления в ГТП потребления (экспорта) – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в полном плановом объеме потребления в ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  1) для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны)):  ;  2) для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны), а также для ГТП потребления поставщика и ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:  ;  3) для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика):  ,  где  – коэффициент для определения объемов плановых нагрузочных потерь электрической энергии в сетях ФСК, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, рассчитанный в соответствии с пунктом 9.12 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (экспорта), отнесенная к субъекту РФ *F*;  *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация), к электрическим сетям которой отнесена ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *p*;  *F –*субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *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;  *m* – рассматриваемый расчетный период; *h* – час операционных суток. |
| **4.2.16** | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, отнесенный на ГТП потребления [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, отнесенный на ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для ГТП потребления участника оптового рынка, функционирующего на территории ценовой зоны:   .   1. Для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны)):   .   1. Для ГТП потребления поставщика, ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации и ГТП потребления участника оптового рынка, функционирующего на территории неценовой зоны:   .   1. Для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны):   ,  где  – коэффициент для определения объемов плановых нагрузочных потерь электрической энергии в сетях ФСК, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, рассчитанный в соответствии с пунктом 9.12 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *z* – ценовая зона;  *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника *i*, отнесенная к субъекту РФ *F*;  *r* – ГТП экспорта, отнесенная к субъекту РФ *F*;  *D* – регулируемый договор;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*;  *m* – рассматриваемый расчетный период; *h* – час операционных суток. | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, отнесенный на ГТП потребления [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, отнесенный на ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   * 1. Для ГТП потребления:   .   * 1. Для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны)):   .   * 1. Для ГТП потребления поставщика и ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:   .   * 1. Для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны):   ,  где  – коэффициент для определения объемов плановых нагрузочных потерь электрической энергии в сетях ФСК, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, рассчитанный в соответствии с пунктом 9.12 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *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;  *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника *i*, отнесенная к субъекту РФ *F*;  *r* – ГТП экспорта, отнесенная к субъекту РФ *F*;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*;  *m* – рассматриваемый расчетный период;  *h* – час операционных суток. |
| **4.2.19** | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, отнесенный на ГТП потребления [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, отнесенный на ГТП потребления (экспорта) *p*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (экспорта) участника *i*;  *p* – для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно; *h* – час операционных суток. | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, отнесенный на ГТП потребления [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, отнесенный на ГТП потребления (экспорта) *p*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (экспорта) участника *i*;  *h* – час операционных суток. |
| **4.3.1** | Стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в ГТП потребления (экспорта) [руб.] – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  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: Для ГТП потребления участника оптового рынка, функционирующего на территории ценовой зоны:  * если , то   ;   * иначе .  Для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны)):  * если , то   ;   * иначе .  Для ГТП потребления участника оптового рынка, функционирующего на территории неценовой зоны: . Для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны): .  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, то для всех ГТП потребления (экспорта), отнесенных к данной ценовой зоне:  ,  где *z* – ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *F –*субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *p*;  *p* – ГТП потребления (экспорта); *h* – час операционных суток. | Стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в ГТП потребления (экспорта) [руб.] – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  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: Для ГТП потребления:  * если , то   ;   * иначе .  Для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны)):  * если , то   ;   * иначе .  Для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны): .  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, то для всех ГТП потребления (экспорта), отнесенных к данной ценовой зоне:  ,  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;  *i* – участник оптового рынка;  *F –*субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *p*;  *p* – ГТП потребления (экспорта);  *h* – час операционных суток. |
| **5.7** | Расчет средневзвешенной цены на электроэнергию на границе между неценовой зоной (либо внезональным энергорайоном, работающим синхронно со второй ценовой зоной) и ценовой зоной Средневзвешенная цена на электроэнергию  рассчитывается КО для каждой из следующих границ:  1) для *z*=1 – границы первой ценовой зоны и неценовых зон Архангельской области (НЦЗА) и Республики Коми (НЦЗК);  2) для *z*=2 – границы второй ценовой зоны и работающего синхронно со второй ценовой зоной внезонального энергорайона на территории Дальнего Востока  в соответствии с формулой:  ― в случае если рассматриваемый час операционных суток h не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов)  ;  ― в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов)  ,  где – множество узлов расчетной модели, определяемых следующим образом:   1. для *z*=1 множество  состоит из узлов, отнесенных к первой ценовой зоне, каждый из которых хотя бы одной ветвью расчетной модели соединен с узлом расчетной модели, отнесенным к НЦЗА или НЦЗК; 2. для *z*=2 множество  состоит из узлов, отнесенных ко второй ценовой зоне, каждый из которых хотя бы одной ветвью расчетной модели соединен с узлом расчетной модели, отнесенным к внезональному энергорайону на территории Дальнего Востока, работающему синхронно со второй ценовой зоной;   *i* – участник оптового рынка, ГТП потребления которого в соответствии с расчетной моделью отнесена к узлу расчетной модели *n*;  – количество узлов расчетной модели, которое входит в множество;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ F, к которому отнесен узел *n* в соответствующей ценовой зоне, определяемая в соответствии с настоящим Регламентом;  *p* – ГТП потребления;  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток;  *z* – ценовая зона. | Расчет средневзвешенных равновесных цен на электроэнергию для внутризональных энергорайонов [руб./МВт.ч] – средневзвешенная равновесная цена на электроэнергию для включенного в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* внутризонального энергорайона, работающего изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенного к данной территории, в час операционных суток *h*.  КО раассчитывает величину  как:  ,  где  *n* – узел расчетной модели;  *R* – включенный в ГТП потребления *p* внутризональный энергорайон, работающий изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенный к данной территории;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток.  [руб./МВт.ч] – средневзвешенная равновесная цена на электроэнергию для включенного в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* внутризонального энергорайона, работающего синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенного к данной территории, в час операционных суток *h*.  КО раассчитывает величину  как:  ,  где  *n* – узел расчетной модели;  *R* – включенный в ГТП потребления *p* внутризональный энергорайон, работающий синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенный к данной территории;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток. |
| **8.1.1** | Объем электроэнергии, проданный поставщиком в ГТП генерации по договору комиссии на продажу электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии. [МВт.ч] – объем электроэнергии, проданный поставщиком в ГТП генерации по договору комиссии на продажу электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии, в ГТП генерации *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  если,  то ,  иначе,  где *i* – участник оптового рынка;  *D1* – регулируемые договоры;  *q* – ГТП генерации; *h* – час операционных суток. | Объем электроэнергии, проданный поставщиком в ГТП генерации по договору комиссии на продажу электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии. [МВт.ч] – объем электроэнергии, проданный поставщиком в ГТП генерации по договору комиссии на продажу электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии, в ГТП генерации *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  если ,  то ,  иначе,  где *i* – участник оптового рынка;  *D1* – регулируемые договоры;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. |
| **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:   1. в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:   ,  где величина  рассчитывается КО в соответствии с нижеследующим:  если,  то  ,  иначе: ,  где ;  [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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  – 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). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – величина технического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  - значение нижнего предела регулирования режимной генерирующей единицы *g* в часе *h* рассматриваемых операционных суток;   1. в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:   ,  где величина  рассчитывается КО в соответствии с нижеследующим:  если,  то  ,  иначе: ,  где  ;  ;  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары <цена – количество> *l*, сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток *d* 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).* При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ*;*  – объем модельной пары <цена – количество> *l,* сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток *d* 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).* При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – величина технического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – значение нижнего предела регулирования режимной генерирующей единицы *g* в часе *h* рассматриваемых операционных суток;  – операционные сутки;  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.  2. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в указанной в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  ― цена на электрическую энергию, определенная в соответствии с подпунктом «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  *h* – час операционных суток.  3. Для участников оптового рынка – поставщиков НЦЗА и НЦЗК в отношении объема полного планового перетока в ограничивающем сечении из соответствующей неценовой зоны Архангельской области (НЦЗА) или Республики Коми (НЦЗК) в первую ценовую зону, отнесенного на участника оптового рынка – поставщика электрической энергии соответствующей неценовой зоны:  ;  ― тариф на электрическую энергию, определенный в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*, зарегистрированная в НЦЗА или НЦЗК;  *h* – час операционных суток.  4. Для участника (участников) оптового рынка – поставщиков неценовой зоны Дальнего Востока в объеме планового перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во внезональный энергорайон (ВЭ), расположенный во второй ценовой зоне и работающий синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ;  ― тариф на электрическую энергию, определенный в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  *i –* участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*, зарегистрированная в неценовой зоне Дальнего Востока, в которой в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) осуществляется продажа электрической энергии по границе со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток.  5. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, включающей генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности (в том числе в случае признания процедуры конкурентного отбора несостоявшейся):  а) в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  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*). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [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*). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток.  б) в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  где ;  ;  ;  – объем модельной пары <цена – количество> *l,* сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток *d* 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*). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары <цена – количество> *l*, сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток  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).* При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части интегральной ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину просуммированного по часам операционных суток суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* ― участник оптового рынка;  *q* ― ГТП генерации;  *d* ― операционные сутки;  *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:   1. в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:   ,  где величина  рассчитывается КО в соответствии с нижеследующим:  если,  то  ,  иначе: ,  где ;  [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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  – 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). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – величина технического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  - значение нижнего предела регулирования режимной генерирующей единицы *g* в часе *h* рассматриваемых операционных суток;   1. в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:   ,  где величина  рассчитывается КО в соответствии с нижеследующим:  если,  то  ,  иначе: ,  где  ;  ;  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары <цена – количество> *l*, сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток *d* 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).* При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ*;*  – объем модельной пары <цена – количество> *l,* сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток *d* 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).* При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – величина технического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – значение нижнего предела регулирования режимной генерирующей единицы *g* в часе *h* рассматриваемых операционных суток;  – операционные сутки;  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.  2. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в указанной в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  ― цена на электрическую энергию, определенная в соответствии с подпунктом «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  *h* – час операционных суток.  3. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, включающей генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности (в том числе в случае признания процедуры конкурентного отбора несостоявшейся):  а) в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  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*). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [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*). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток.  б) в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  где ;  ;  ;  – объем модельной пары <цена – количество> *l,* сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток *d* 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*). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары <цена – количество> *l*, сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток  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).* При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части интегральной ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину просуммированного по часам операционных суток суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* ― участник оптового рынка;  *q* ― ГТП генерации;  *d* ― операционные сутки;  *h* ― час операционных суток. |
| **8.1.5.2** | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину  в соответствии с формулами:  ,  где ;  – цена на электроэнергию в ГТП *q*, рассчитанная согласно п. 5.2.2.2 настоящего Регламента;  *j* – участник оптового рынка, выступающий в качестве покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *i* - участник оптового рынка, выступающий в качестве продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *p* – ГТП, являющаяся ГТП покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *q* – ГТП, являющаяся ГТП продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток;  *h* – час операционных суток.  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  1. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, принятой в промышленную эксплуатацию:  а) в отношении объемов электрической энергии, производимых на генерирующем оборудовании гидроэлектростанций (гидроаккумулирующих электростанций), а также в ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):  ,  где – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определяемый согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток, по которому ГТП генерации *q* указана в качестве ГТП продавца;  *h* – час операционных суток;  б) в отношении объемов электрической энергии, производимых на генерирующем оборудовании, не являющемся генерирующим оборудованием гидроэлектростанций (гидроаккумулирующих электростанций):  ;;  ; .  В случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  где  [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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  – 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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени, где *l* = 0 соответствует ценопринимающей ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  В случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  где  ; ;;  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары <цена – количество> *l*, сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток  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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  – объем модельной пары <цена – количество> *l,* сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток  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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ*;*  [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*);  – 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, *l* = 0 соответствует ценопринимающей ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – значение нижнего предела регулирования режимной генерирующей единицы *g* в часе *h* рассматриваемых операционных суток;  – величина технического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *g* – РГЕ, выбранная Системным оператором в состав включенного генерирующего оборудования в отношении часа операционных суток *h* согласно актуализированной расчетной модели для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, отнесенная к ГТП генерации *q*;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток, по которому ГТП генерации *q* указана в качестве ГТП продавца;  – операционные сутки;  *h* – час операционных суток.  2. Для участников оптового рынка – поставщиков НЦЗА и НЦЗК в отношении объема полного планового перетока в ограничивающем сечении из соответствующей неценовой зоны Архангельской области (НЦЗА) или Республики Коми (НЦЗК) в первую ценовую зону, отнесенного на участника оптового рынка – поставщика электрической энергии соответствующей неценовой зоны:  ;  ― тариф на электрическую энергию, определенный в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка i, зарегистрированная в НЦЗА или НЦЗК;  *h* – час операционных суток.  3. Для участника (участников) оптового рынка поставщиков неценовой зоны Дальнего Востока в объеме планового перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во внезональный энергорайон (ВЭ), расположенный во второй ценовой зоне и работающий синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ;  ― тариф на электрическую энергию, определенный в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*, зарегистрированная в неценовой зоне Дальнего Востока, в которой в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) осуществляется продажа электрической энергии по границе со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток.  4. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, включающей генерирующее оборудование, за счет которого формируется перспективный технологический резерв мощности:  а) в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, и которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток.  б) в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  где ;  ;  ;  – объем модельной пары <цена – количество> *l,* сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток *d* 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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l*, сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток *d* 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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части интегральной ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину просуммированного по часам операционных суток суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, и которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  – операционные сутки;  *h* – час операционных суток. | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину  в соответствии с формулами:  ,  где ;  – цена на электроэнергию в ГТП *q*, рассчитанная согласно п. 5.2.2.2 настоящего Регламента;  *j* – участник оптового рынка, выступающий в качестве покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *i* - участник оптового рынка, выступающий в качестве продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *p* – ГТП, являющаяся ГТП покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *q* – ГТП, являющаяся ГТП продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток;  *h* – час операционных суток.  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  1. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, принятой в промышленную эксплуатацию:  а) в отношении объемов электрической энергии, производимых на генерирующем оборудовании гидроэлектростанций (гидроаккумулирующих электростанций), а также в ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):  ,  где – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определяемый согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток, по которому ГТП генерации *q* указана в качестве ГТП продавца;  *h* – час операционных суток;  б) в отношении объемов электрической энергии, производимых на генерирующем оборудовании, не являющемся генерирующим оборудованием гидроэлектростанций (гидроаккумулирующих электростанций):  ;;  ; .  В случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  где  [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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  – 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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени, где *l* = 0 соответствует ценопринимающей ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  В случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  где  ; ;;  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары <цена – количество> *l*, сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток  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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  – объем модельной пары <цена – количество> *l,* сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток  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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ*;*  [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*);  – 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, *l* = 0 соответствует ценопринимающей ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – значение нижнего предела регулирования режимной генерирующей единицы *g* в часе *h* рассматриваемых операционных суток;  – величина технического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *g* – РГЕ, выбранная Системным оператором в состав включенного генерирующего оборудования в отношении часа операционных суток *h* согласно актуализированной расчетной модели для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, отнесенная к ГТП генерации *q*;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток, по которому ГТП генерации *q* указана в качестве ГТП продавца;  – операционные сутки;  *h* – час операционных суток.  2. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, включающей генерирующее оборудование, за счет которого формируется перспективный технологический резерв мощности:  а) в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, и которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток.  б) в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  где ;  ;  ;  – объем модельной пары <цена – количество> *l,* сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток *d* 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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l*, сформированной для ГТП генерации *q* в отношении операционных суток *d* 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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется суммарный по часам рассматриваемых операционных суток максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части интегральной ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину просуммированного по часам операционных суток суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, и которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  – операционные сутки;  *h* – час операционных суток. |
| **8.3.1** | Объем электроэнергии, запланированный к покупке покупателем в ГТП потребления. [МВт.ч] - объем электроэнергии, запланированный к покупке покупателем в ГТП потребления, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  1. Для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:  если ,  то .  2. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности по ГТП потребления поставщика, а также для ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:  .  В остальных случаях ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток. | Объем электроэнергии, запланированный к покупке покупателем в ГТП потребления. [МВт.ч] - объем электроэнергии, запланированный к покупке покупателем в ГТП потребления, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  1. Для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:  если ,  то .  2. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности по ГТП потребления поставщика, а также для ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:  .  В остальных случаях ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток. |
| **8.3.4.1** | Объем электроэнергии, запланированный к покупке участником оптового рынка – покупателемэлектрической энергии НЦЗА или НЦЗК [МВт∙ч] – объем электроэнергии, запланированный к покупке участником оптового рынка − потребителем электрической энергии НЦЗА или НЦЗК, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно; *h* – час операционных суток. | **Удалить данный пункт** |
| **8.3.4.2** | Объем электроэнергии, запланированный к покупке участником оптового рынка ― покупателем электрической энергии в отношении внезонального энергорайона (ВЭ), отнесенного к неценовой зоне Дальнего Востока и работающего синхронно со второй ценовой зоной ― объем электроэнергии, запланированный к покупке участником оптового рынка ― покупателем электрической энергии в отношении внезонального энергорайона (ВЭ), отнесенного к неценовой зоне Дальнего Востока и работающего синхронно со второй ценовой зоной, для участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p* в неценовой зоне Дальнего Востока в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка ― покупателя электрической энергии неценовой зоны Дальнего Востока, включающая в себя ВЭ, работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток. | **Удалить данный пункт** |
| **8.3.4.3** | Объем электроэнергии, запланированный к покупке участником оптового рынка ― покупателем электрической энергии в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока ― объем электроэнергии, запланированный к покупке участником оптового рынка в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока, для участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления, соответствующая изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока; *h* – час операционных суток. | **Удалить данный пункт** |
| **8.3.5** | Объем электроэнергии, купленный покупателем [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:   .   1. Для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК:   .  3. Для участника оптового рынка ― покупателя электрической энергии в отношении внезонального энергорайона (ВЭ), отнесенного к неценовой зоне Дальнего Востока и работающего синхронно со второй ценовой зоной:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *p*1 – для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно или ГТП потребления покупателя оптового рынка неценовой зоны Дальнего Востока, включающая в себя ВЭ, работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток.  4. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности в ГТП потребления поставщика:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p*2 – ГТП потребления поставщика;  *h* – час операционных суток;  [МВт∙ч] – объем экспортных поставок электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  .  [МВт∙ч] – суммарный объем межгосударственной передачи электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *s* – сечение экспорта/импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*;  *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *r* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток.  5. Для участника оптового рынка в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p3* – ГТП потребления, соответствующая изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока; *h* – час операционных суток. | Объем электроэнергии, купленный покупателем [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:   .  2. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности в ГТП потребления поставщика:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p*2 – ГТП потребления поставщика;  *h* – час операционных суток;  [МВт∙ч] – объем экспортных поставок электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  .  [МВт∙ч] – суммарный объем межгосударственной передачи электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *s* – сечение экспорта/импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*;  *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *r* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток. |
| **8.3.5.1** | **Добавить новый пункт** | Объем электроэнергии, купленный покупателем во внутризональном энергорайоне [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток.  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток. |
| **8.3.7.1** | 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 формулой:   1. а) для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика):   ;  b) для ГТП потребления поставщика:  ,  где  [руб./МВт∙ч] – цена покупки электрической энергии в ГТП потребления поставщика *p* участника оптового рынка *i* в час *h* операционных суток, определенная КО в соответствии с формулой:    ;   * в случае одновременного выполнения следующих условий:   + ГТП потребления поставщика отнесена к электростанции (-ям), включающей (-им) одну или более ГТП генерации следующего типа:   – указанная в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающая генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  – ГТП генерации, включающая генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности;   * + ;   + ; * – в иных случаях,   ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  ― цена электроэнергии в ГТП генерации, включающей генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, которая определяется в соответствии с пунктом 8.1.5.1 настоящего Регламента;  *p* – ГТП потребления поставщика;  ― ГТП генерации электростанции, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*;  ― указанная в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающая генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  ― ГТП генерации, включающая генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности;  ― ГТП генерации электростанции, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*, и не отнесенная ни к ГТП генерации, ни к ГТП генерации, ни к ГТП генерации;  ― цена на электрическую энергию, определенная в соответствии с подпунктом «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме.  Величина  рассчитывается как:   * для ГТП потребления покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков (за исключением ГТП потребления поставщика):   ;   * для ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков (за исключением ГТП потребления поставщика):   ;  ― индикативная цена на электрическую энергию для покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в отношении субъекта РФ *F* для месяца *m*;  *D* – регулируемые договоры.   1. Для участника оптового рынка – потребителя НЦЗА или НЦЗК:   .  3. Для участника оптового рынка ― покупателя электрической энергии:  неценовой зоны Дальнего Востока в отношении ГТП потребления, включающей в себя ВЭ, работающий синхронно со второй ценовой зоной  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка, зарегистрированная в НЦЗА или НЦЗК, а также ГТП потребления участника оптового рынка, зарегистрированная в неценовой зоне Дальнего Востока, включающая в себя ВЭ, работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток.  4. Для участника оптового рынка в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:   * в случае если величина  определена (цена, рассчитываемая при наступлении событий, указанных в подпункте 9 п. 5.3 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), рассматривается как неопределенная), то:   ;   * в ином случае:   ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления, соответствующая изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока;  *p1* – ГТП потребления, которая в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели отнесена к узлам расчетной модели, выключенное состояние которых приводит к формированию соответствующего изолированного энергорайона на территории Забайкальского края или Иркутской области;  – субъект РФ, к которому отнесен соответствующий изолированный энергорайон;  *h* – час операционных суток.  5. Для ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта, зарегистрированных на сечениях 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 для данной ценовой зоны), и не являющихся транзитными (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ,  ;  б) для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ;  в) для прочих ГТП экспорта:  ,  где  – цена для формирования сделок по ГТП экспорта, зарегистрированным на таких сечениях;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны.  Значение коэффициента *k*1 устанавливается равным 0,93, значение *k*2 устанавливается равным 0,07. Указанное значение подлежит пересмотру Наблюдательным советом Совета рынка по результатам ежеквартального анализа КО торговых операций во внезональном энергорайоне.  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, соответствующем 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) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед), и не являющимся транзитным:  ,  ;  б) для прочих ГТП экспорта:  ,  где – в случае если продажа объема межгосударственной передачи электрической энергии *d* в час операционных суток *h* осуществляется в ГТП импорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, соответствующем 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) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед), и не являющимся транзитным;  – в ином случае;  – цена для формирования сделок по ГТП экспорта, зарегистрированным на таких сечениях;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны.  Значение коэффициента *k*1 устанавливается равным 0,93, значение *k*2 устанавливается равным 0,07. Указанное значение подлежит пересмотру Наблюдательным советом Совета рынка по результатам ежеквартального анализа КО торговых операций во внезональном энергорайоне.  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  – ГТП импорта, в которой осуществляется продажа объема межгосударственной передачи электроэнергии *d*;  *d* – индекс, определяющий один из переданных ДДПР объемов межгосударственной передачи электроэнергии в ГТП экспорта *r* в отношении часа операционных суток *h*;  *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 формулой:   1. а) для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика):   ;  b) для ГТП потребления поставщика:  ,  где  [руб./МВт∙ч] – цена покупки электрической энергии в ГТП потребления поставщика *p* участника оптового рынка *i* в час *h* операционных суток, определенная КО в соответствии с формулой:    ;   * в случае одновременного выполнения следующих условий:   + ГТП потребления поставщика отнесена к электростанции (-ям), включающей (-им) одну или более ГТП генерации следующего типа:   – указанная в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающая генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  – ГТП генерации, включающая генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности;   * + ;   + ; * – в иных случаях,   ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  ― цена электроэнергии в ГТП генерации, включающей генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, которая определяется в соответствии с пунктом 8.1.5.1 настоящего Регламента;  *p* – ГТП потребления поставщика;  ― ГТП генерации электростанции, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*;  ― указанная в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающая генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  ― ГТП генерации, включающая генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности;  ― ГТП генерации электростанции, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*, и не отнесенная ни к ГТП генерации, ни к ГТП генерации, ни к ГТП генерации;  ― цена на электрическую энергию, определенная в соответствии с подпунктом «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме.  Величина  рассчитывается как:   * для ГТП потребления покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков (за исключением ГТП потребления поставщика):   ;   * для ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков (за исключением ГТП потребления поставщика):   ;  ― индикативная цена на электрическую энергию для покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в отношении субъекта РФ *F* для месяца *m*;  *D* – регулируемые договоры.  2. Для ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта, зарегистрированных на сечениях 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 для данной ценовой зоны), и не являющихся транзитными (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ,  ;  б) для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ;  в) для прочих ГТП экспорта:  ,  где  – цена для формирования сделок по ГТП экспорта, зарегистрированным на таких сечениях;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны.  Значение коэффициента *k*1 устанавливается равным 0,93, значение *k*2 устанавливается равным 0,07. Указанное значение подлежит пересмотру Наблюдательным советом Совета рынка по результатам ежеквартального анализа КО торговых операций во внезональном энергорайоне.  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, соответствующем 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) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед), и не являющимся транзитным:  ,  ;  б) для прочих ГТП экспорта:  ,  где – в случае если продажа объема межгосударственной передачи электрической энергии *d* в час операционных суток *h* осуществляется в ГТП импорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, соответствующем 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) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед), и не являющимся транзитным;  – в ином случае;  – цена для формирования сделок по ГТП экспорта, зарегистрированным на таких сечениях;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны.  Значение коэффициента *k*1 устанавливается равным 0,93, значение *k*2 устанавливается равным 0,07. Указанное значение подлежит пересмотру Наблюдательным советом Совета рынка по результатам ежеквартального анализа КО торговых операций во внезональном энергорайоне.  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  – ГТП импорта, в которой осуществляется продажа объема межгосударственной передачи электроэнергии *d*;  *d* – индекс, определяющий один из переданных ДДПР объемов межгосударственной передачи электроэнергии в ГТП экспорта *r* в отношении часа операционных суток *h*;  *h* – час операционных суток. |
| **8.3.7.2** | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  г;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *i* – участник оптового рынка, выступающий в качестве покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *j* – участник оптового рынка, выступающий в качестве продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *p* – ГТП, являющаяся ГТП покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *q* – ГТП, являющаяся ГТП продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток;  *h* – час операционных суток.  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для ГТП потребления, исключая ГТП потребления поставщика:   ,  где *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток.   1. Для ГТП потребления поставщика:   ,  где  определяется по следующей формуле:   * + если  и   ,  то;   * + если  либо   , то   * + - * 1. если:   ;   * + - * 1. если:   ,  где  – установленная мощность генерирующего оборудования в ГТП генерации *q* электростанции *s* участника оптового рынка *i* согласно Форме 12 (приложение 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*);  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка *i*, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении электростанции *s* и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – средневзвешенная цена в заявке поставщика, рассчитанная в соответствии с п. 5.2.2.2 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *h* – час операционных суток,  – количество ГТП генерации, являющихся смежными с зарегистрированными на ОРЭМ за участником оптового рынка *i* ГТП потребления *p*;  *s* – электростанция участника оптового рынка *i*, в отношение генерирующего оборудования которой на оптовом рынке зарегистрирована ГТП генерации *q*;  *q* – ГТП генерации, являющаяся смежной с зарегистрированными на ОРЭМ за участником *i* ГТП потребления *p*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету, по которому ГТП генерации *q* является ГТП продавца;  *F* – субъект РФ, к которому отнесена ГТП генерации *q*; в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон.   1. Для участника оптового рынка – потребителя НЦЗА или НЦЗК:   .  4. Для участника оптового рынка ― покупателя электрической энергии в отношении внезонального энергорайона (ВЭ), отнесенного к неценовой зоне Дальнего Востока и работающего синхронно со второй ценовой зоной:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *F* – субъект РФ; в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон;  *p* – для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно, или для потребителя, ГТП потребления которого включает в себя внезональный энергорайон (ВЭ), отнесенный к неценовой зоне Дальнего Востока и работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *z=1* ― НЦЗА или НЦЗК для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК;  *z=2* – неценовая зона Дальнего Востока для потребителя, ГТП потребления которого включает в себя внезональный энергорайон (ВЭ), отнесенный к неценовой зоне Дальнего Востока и работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток.  [руб./МВт∙ч] – цена на электроэнергию в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов), рассчитанная в соответствии с п. 5.6 настоящего регламента;  ― средневзвешенная цена на электроэнергию на границе между неценовой зоной (либо внезональным энергорайоном, работающим синхронно со второй ценовой зоной) и ценовой зоной, определенная в соответствии с пунктом 5.7 настоящего Регламента;  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток.  5. Для участника оптового рынка в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:   * в случае если величина  определена (цена, рассчитываемая при наступлении событий, указанных в подпункте 9 п. 5.3 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), рассматривается как неопределенная), то:   ;   * в ином случае:   ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления, соответствующая изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока;  *p1* – ГТП потребления, которая в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели отнесена к узлам расчетной модели, выключенное состояние которых приводит к формированию соответствующего изолированного энергорайона на территории Забайкальского края или Иркутской области;  – субъект РФ, к которому отнесен соответствующий изолированный энергорайон;  *h* – час операционных суток.  6. Для ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта *p*, зарегистрированных на сечениях 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 для данной ценовой зоны), и не являющихся транзитными (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) только в первой ценовой зоне:  ,  где,  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*, отнесенная к первой ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) только во второй ценовой зоне:  ,  где,  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*, отнесенная ко второй ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) одновременно в первой и второй ценовых зонах:  ,  где,  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  б) для ГТП экспорта *p*, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ;  в) для прочих ГТП экспорта *p*:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *h* – час операционных суток. | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  г;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *i* – участник оптового рынка, выступающий в качестве покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *j* – участник оптового рынка, выступающий в качестве продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *p* – ГТП, являющаяся ГТП покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *q* – ГТП, являющаяся ГТП продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток;  *h* – час операционных суток.  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для ГТП потребления, исключая ГТП потребления поставщика:   ,  где *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток.   1. Для ГТП потребления поставщика:   ,  где  определяется по следующей формуле:   * 1. если  и   ,  то;   * 1. если  либо   , то   * + - * 1. если:   ;   * + - * 1. если:   ,  где  – установленная мощность генерирующего оборудования в ГТП генерации *q* электростанции *s* участника оптового рынка *i* согласно Форме 12 (приложение 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*);  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка *i*, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении электростанции *s* и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – средневзвешенная цена в заявке поставщика, рассчитанная в соответствии с п. 5.2.2.2 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *h* – час операционных суток,  – количество ГТП генерации, являющихся смежными с зарегистрированными на ОРЭМ за участником оптового рынка *i* ГТП потребления *p*;  *s* – электростанция участника оптового рынка *i*, в отношение генерирующего оборудования которой на оптовом рынке зарегистрирована ГТП генерации *q*;  *q* – ГТП генерации, являющаяся смежной с зарегистрированными на ОРЭМ за участником *i* ГТП потребления *p*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету, по которому ГТП генерации *q* является ГТП продавца;  *F* – субъект РФ, к которому отнесена ГТП генерации *q*; в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон.  3. Для ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта *p*, зарегистрированных на сечениях 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 для данной ценовой зоны), и не являющихся транзитными (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) только в первой ценовой зоне:  ,  где,  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*, отнесенная к первой ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) только во второй ценовой зоне:  ,  где,  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*, отнесенная ко второй ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) одновременно в первой и второй ценовых зонах:  ,  где,  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  б) для ГТП экспорта *p*, зарегистрированных на транзитных сечениях 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 для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ;  в) для прочих ГТП экспорта *p*:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *h* – час операционных суток. |
| **8.3.7.3** | **Добавить новый пункт** | Стоимость электроэнергии, купленной покупателем по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке во внутризональном энергорайоне [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   * 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:   ,   * в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне:   ,  где  [руб./МВт∙ч] – цена на электроэнергию в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов), рассчитанная в соответствии с п. 5.6 настоящего регламента;  *F* – субъект РФ, с энергосистемой которого в рассматриваемый час операционных суток *h* узел расчетной модели *n* имеет электрическую связь посредством включенной ветви расчетной модели и работает синхронно;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *z* – вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  *h* – час операционных суток.  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   * 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:   ,   * в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне:     где  [руб./МВт∙ч] – цена на электроэнергию в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов), рассчитанная в соответствии с п. 5.6 настоящего регламента;  *F* – субъект РФ, с энергосистемой которого в рассматриваемый час операционных суток *h* узел расчетной модели *n* имеет электрическую связь посредством включенной ветви расчетной модели и работает синхронно;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *z* – входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам;  *h* – час операционных суток. |
| **11.3** | Округленные величины полных плановых объемов производства/потребления рассчитываются для каждого часа операционных суток на основании округленных в соответствии с п. 11.2 настоящего регламента величин покупки/продажи на основании:величины полных плановых объемов производства в ГТП генерации исходя из следующего балансового уравнения: ; величины полных плановых объемов импорта в ГТП импорта исходя из следующего балансового уравнения: ; величины полных плановых объемов потребления в ГТП потребления исходя из следующих балансовых уравнений: для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:  ; величины полных плановых объемов экспорта в ГТП экспорта исходя из следующего балансового уравнения: ; величины полного планового перетока в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК, отнесенного на участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК исходя из следующего балансового уравнения: . величины плановых объемов производства в ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:. | Округленные величины полных плановых объемов производства/потребления рассчитываются для каждого часа операционных суток на основании округленных в соответствии с п. 11.2 настоящего регламента величин покупки/продажи на основании:величины полных плановых объемов производства в ГТП генерации исходя из следующего балансового уравнения: ; величины полных плановых объемов импорта в ГТП импорта исходя из следующего балансового уравнения: ; величины полных плановых объемов потребления в ГТП потребления исходя из следующих балансовых уравнений: для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:  ; величины полных плановых объемов экспорта в ГТП экспорта исходя из следующего балансового уравнения: . 5) величины плановых объемов производства в ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:. |
| **13.2** | Расчет предварительной величины дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ГТП генерации [руб.] – предварительная величина дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  как: в случае если рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, а также в отношении ГТП генерации *q* выполнено каждое из следующих условий:  * данная ГТП генерации включена в перечень ГТП генерации ЭВР, сформированный в соответствии с Приложением 2 к *Регламенту актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на соответствующие операционные сутки, к которым отнесен час операционных суток *h*; * ; * в отношении M=14 или более часовсоответствующих операционных суток, к которым отнесен час операционных суток *h*, для данной ГТП генерации выполнено следующее условие:   ,  то  ;   * + - * 1. в ином случае:   ,  где;  [МВт] – плановая среднечасовая активная мощность режимной генерирующей единицы *g* в час операционных суток *h*, определенная КО при проведении процедуры модельного конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с разделом 10 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*. Если процедура модельного конкурентного отбора ценовых заявок признана несостоявшейся, КО принимает величину  равной величине, определяемой в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  [МВт∙ч] – величина полного планового объема производства электроэнергии в ГТП генерации *q* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенная КО при проведении процедуры модельного конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с разделом 10 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  [ч] – временной промежуток, равный часу операционных суток;  – минимальная из величин технических минимумов, переданных СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и величин технических минимумов, представленных участником в КО в соответствии с формой 12 приложения 1 к *Положению о порядке получения статуса  субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), по единице генерирующего оборудования *b* в час операционных суток *h*;  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технического максимума по единице генерирующего оборудования *b* в час операционных суток *h*, переданная СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического максимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – перечень единиц генерирующего оборудования, состояние которых задано участником оптового рынка как включенное, определенный в соответствии с Приложением 2 к *Регламенту актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в час операционных суток *h*;  *b* – единица генерирующего оборудования, состояние которой согласно актуализированной расчетной модели, переданной СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в час операционных суток *h* является включенным;  *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *q* – ГТП генерации;  *g* – режимная генерирующая единица;  *h*, *h1* – час операционных суток. | Расчет предварительной величины дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ГТП генерации [руб.] – предварительная величина дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  как:  1) в случае если рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, а также в отношении ГТП генерации *q* выполнено каждое из следующих условий:   * данная ГТП генерации включена в перечень ГТП генерации ЭВР, сформированный в соответствии с Приложением 2 к *Регламенту актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на соответствующие операционные сутки, к которым отнесен час операционных суток *h*; * ; * в отношении M=14 или более часовсоответствующих операционных суток, к которым отнесен час операционных суток *h*, для данной ГТП генерации выполнено следующее условие:   ,  то  ;  2) в ином случае:  ,  где;  [МВт] – плановая среднечасовая активная мощность режимной генерирующей единицы *g* в час операционных суток *h*, определенная КО при проведении процедуры модельного конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с разделом 10 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*. Если процедура модельного конкурентного отбора ценовых заявок признана несостоявшейся, КО принимает величину  равной величине, определяемой в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  [МВт∙ч] – величина полного планового объема производства электроэнергии в ГТП генерации *q* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенная КО при проведении процедуры модельного конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с разделом 10 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  [ч] – временной промежуток, равный часу операционных суток;  – минимальная из величин технических минимумов, переданных СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и величин технических минимумов, представленных участником в КО в соответствии с формой 12 приложения 1 к *Положению о порядке получения статуса  субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), по единице генерирующего оборудования *b* в час операционных суток *h*;  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технического максимума по единице генерирующего оборудования *b* в час операционных суток *h*, переданная СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического максимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – перечень единиц генерирующего оборудования, состояние которых задано участником оптового рынка как включенное, определенный в соответствии с Приложением 2 к *Регламенту актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в час операционных суток *h*;  *b* – единица генерирующего оборудования, состояние которой согласно актуализированной расчетной модели, переданной СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в час операционных суток *h* является включенным;  *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *q* – ГТП генерации;  *g* – режимная генерирующая единица;  *h*, *h1* – час операционных суток. |
| **13.3** | Расчет величины стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для ГТП генерации [руб.] – величина стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  как:  а) в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ;  б) в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  где  [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;  *d* – операционные сутки;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации; *h* – час операционных суток. | Расчет величины стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для ГТП генерации [руб.] – величина стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  как:  а) в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ;  б) в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  где  [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;  *d* – операционные сутки;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. |
| **14** | Расчет в отношении ГТП генерации величины стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для компенсации затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности [руб.] – величина стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для компенсации затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности в отношении ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  как:  а) в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ;  б) в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  где  [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)*;  [руб./МВт] – величина, численно равная значению величины *Tээ* (выраженной в руб./МВт∙ч), определенной согласно подпункту *g* пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *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;  *d* – операционные сутки;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. | Расчет в отношении ГТП генерации величины стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для компенсации затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности [руб.] – величина стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для компенсации затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности в отношении ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  как:  а) в случае подачи участником оптового рынка неинтегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ;  б) в случае подачи участником оптового рынка интегральной ценовой заявки для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед:  ,  где  [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)*;  [руб./МВт] – величина, численно равная значению величины *Tээ* (выраженной в руб./МВт∙ч), определенной согласно подпункту *g* пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *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;  *d* – операционные сутки;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. |

Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА НА ТЕРРИТОРИИ НЕЦЕНОВЫХ ЗОН (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **4.1** | **4.1 Формирование планового диспетчерского графика (ПДГ) и доводимого диспетчерского графика (ДДГ) на территории второй неценовой зоны**  **4.1. Общие требования к формированию ПДГ и ДДГ на территории второй неценовой зоны**  СО при формировании почасовых графиков генерации ПДГ и ДДГ осуществляет:   1. сбор данных для расчета графиков производства и потребления активной мощности; 2. выбор состава включенного оборудования.   Выбор состава включенного генерирующего оборудования на территории второй неценовой зоны осуществляется в соответствии с разделом 20 настоящего Регламента.  Представленные участниками рынка уведомления используются СО для целей выбора состава оборудования, формирования плановых графиков генерации и доводимых диспетчерских графиков.  Актуализация расчетной модели осуществляется в ежесуточном режиме (день Х-1), включая выходные и праздничные дни, в отношении каждого часового интервала операционных суток.  Системный оператор для моментов времени, соответствующих концу часовых интервалов операционных суток, производит расчет оптимальных режимов ПДГ в соответствии с требованиями п. 4.1.1―4.1.3 настоящего Регламента. Соответствующие оптимальные значения часовой мощности по ГТП генерации формируются СО с учетом часовой мощности потребления, системных ограничений, исходя из принципа минимизации стоимости производства электроэнергии и возможно более точного выполнения планов поставок электроэнергии в соответствии со сводным прогнозным балансом электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергосистемы России.  СО формирует собственный прогноз потребления в соответствии с Регламентом актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). СО в соответствии с Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и с п. 4.1.4 настоящего Регламента формирует диспетчерский график (ДДГ) по каждой режимной генерирующей единице, расположенной на территории второй неценовой зоны.  Для определения ценовых характеристик при расчете почасовых графиков по ГТП генерации в ПДГ и ДДГ на территории второй неценовой зоны используются следующие параметры:   * параметр цены – установленный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов тариф , используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции s и определяемый в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента для каждого поставщика, участвующего в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием тепловых электростанций; * приоритеты включения в почасовые плановые графики производства объемов электрической энергии по ГТП генерации – почасовые приоритеты, заявляемые участниками оптового рынка по i-й ГТП генерации, подаваемые в виде целочисленного ряда, определяющего очередность загрузки i-й ГТП генерации в заявленных диапазонах мощности относительно иных ГТП данных участников. Указанные почасовые приоритеты могут быть заявлены в случае, если за участником оптового рынка второй неценовой зоны – поставщиком электрической энергии и мощности зарегистрировано несколько ГТП генерации, в отношении которых установлен единый тариф на поставку электроэнергии на оптовый рынок. В случае если участником оптового рынка по какой-либо ГТП генерации не заявлены приоритеты включения в почасовые плановые графики производства, то для такой ГТП генерации на всем диапазоне регулирования мощности по умолчанию используется почасовой приоритет, определяющий очередность загрузки данной ГТП генерации, равный 1.   Участники оптового рынка второй неценовой зоны могут заявить Системному оператору приоритеты включения ГТП не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1 в отношении суток Х.  Количество приоритетов для каждого участника оптового рынка второй неценовой зоны ограничивается максимумом из трех и числа зарегистрированных за ним ГТП генерации тепловых электростанций, для каждой из которых при подаче почасовых приоритетов включения в плановые графики производства допускается заявлять не более трех ступеней диапазонов мощности для одной ГТП, при этом более высокому диапазону мощности должен соответствовать более низкий приоритет загрузки.  В случае формирования Системным оператором в соответствии с п. 10.2.2 настоящего Регламента уточненных доводимых диспетчерских графиков (уточненных ДДГ) до конца текущих операционных суток участники оптового рынка второй неценовой зоны 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 могут заявить Системному оператору уточненные приоритеты, определяющие очередность загрузки i-й ГТП генерации в заявленных диапазонах мощности. При отсутствии заявленных участниками оптового рынка уточненных приоритетов, определяющих очередность загрузки по ГТП генерации в заявленных диапазонах мощности, в качестве приоритетов применяются приоритеты, используемые при расчете ДДГ.  При подаче почасовых приоритетов включения ГТП в плановые графики производства предлагаемые диапазоны регулирования [Pmin; Pmax] должны соответствовать диапазонам регулирования, заявленным на те же часы в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования. В случае если участником оптового рынка при подаче почасовых приоритетов включения в плановые графики производства по какой-либо ГТП ступени диапазонов мощности заявлены не во всем диапазоне регулирования, то первый заявленный участником оптового рынка приоритет распространяется до минимального значения, а последний заявленный участником оптового рынка приоритет распространяется до максимального значения активной мощности по ГТП.  При выборе Системным оператором состава оборудования, отличного от предложенного участником, Системный оператор изменяет на необходимую величину диапазон регулирования [Pmin; Pmax] в соответствующей ГТП при сохранении заявленных приоритетов загрузки этой ГТП. При этом:   * в случае сокращения состава включенного генерирующего оборудования первый заявленный участником оптового рынка приоритет распространяется до нового минимального значения активной мощности по ГТП, а для нового максимального значения активной мощности по ГТП принимается заявленный участником оптового рынка приоритет, соответствующий этому значению мощности; * в случае расширения состава включенного генерирующего оборудования последний заявленный участником оптового рынка приоритет распространяется до нового максимального значения активной мощности по ГТП, а для нового минимального значения активной мощности по ГТП принимается заявленный участником оптового рынка приоритет, соответствующий этому значению мощности.   Формирование ценовой характеристики производится с учетом параметра цены и коэффициента, отражающего приоритет включения ГТП генерации в плановый график производства.  Полученные ценовые характеристики учитываются Системным оператором при расчете режимов ПДГ и ДДГ при условии соблюдения требований пп. 4.1.1―4.1.4 настоящего Регламента.  Заявленные почасовые приоритеты используются при формировании ранжированных таблиц на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования.  **4.1.2. Учет потерь в сетях ЕНЭС на территории второй неценовой зоны при формировании ПДГ и ДДГ**  Системный оператор формирует графики ПДГ и ДДГ по ГТП генерации во второй неценовой зоне таким образом, чтобы обеспечить баланс между потреблением (с учетом потерь и объема перетоков между второй ценовой зоной и второй неценовой зоной) и плановым объемом производства.  Потребление электроэнергии в национальной (общероссийской) электрической сети включает условно-постоянную и переменную составляющие.  Величину условно-постоянной составляющей потерь по территориям субъектов РФ определяет СО на основании данных, предоставляемых ФСК. Нагрузочная составляющая рассчитывается СО, исходя из складывающегося режима.  В случае непредоставления информации ФСК величина условно-постоянной составляющей потерь определяется СО, исходя из величины, указанной в сводном прогнозном балансе электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергосистемы России по субъектам Российской Федерации, и величины нагрузочных потерь электроэнергии в сетях ЕНЭС ближайшего типового дня t, по формуле:  , (1)  где ― величина потерь электроэнергии в сетях ЕНЭС по территории F в месяце m, указанная в сводном прогнозном балансе электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергосистемы России по субъектам Российской Федерации);  ― количество часов в расчетном периоде m;  ― величина нагрузочных потерь электроэнергии в сетях ЕНЭС по территории F на час h, рассчитанная СО при формировании планового диспетчерского графика ближайшего типового дня t.  В результате расчета режима в отношении каждого часа суток формируется объем нагрузочных потерь в элементах сети ЕНЭС  Потери, рассчитанные по фомуле (1), используются при расчете ПДГ и ДДГ.  Общие суммарные потери в сетях ЕНЭС в субъекте РФ F определяются в соответствии с формулой (2): . (2)  В случае если субъект РФ второй неценовой зоны включает в себя несколько энергорайонов, то СО осуществляет учет потерь в сетях ЕНЭС по каждому из этих энергорайонов, при этом итоговое значение общих суммарных потерь в сетях ЕНЭС формирует суммарно по субъекту РФ.  **4.1.3. Формирование ПДГ на территории второй неценовой зоны**  4.1.3.1. При формировании ПДГ СО осуществляет загрузку генерирующего оборудования с учетом следующих приоритетов:   * в первую очередь осуществляется загрузка генерирующих единиц, обеспечивающих системную надежность; * во вторую очередь осуществляется загрузка гидроэлектростанции; * в третью очередь осуществляется загрузка тепловых электростанций в объеме производства электрической энергии, соответствующем техническому минимуму и технологическому минимуму по РГЕ, обусловленному работой в теплофикационном режиме; * в четвертую очередь осуществляется загрузка генерирующего оборудования на объемы, которые не были включены в предыдущие приоритетные группы. * в пятую очередь осуществляется загрузка генерирующего оборудования на объемы, соответствующие последнему приоритету, заявленному в соответствии с п. 4.1.1 настоящего Регламента, для каждого поставщика, участвующего в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием тепловых электростанций.   Системный оператор формирует ПДГ по ГТП генерации таким образом, чтобы:   * обеспечить баланс между генерацией и заявленным ППП участников оптового рынка во второй неценовой зоне с учетом прогноза величины потерь в электрических сетях и объема перетоков между второй ценовой зоной и второй неценовой зоной; * значение ПДГ не может быть меньше значения минимальной генерирующей мощности (Рмин) и не может превышать значения максимальной генерирующей мощности (Рмакс), заявленных участником оптового рынка в уведомлении о параметрах генерирующего оборудования; * электрический режим удовлетворял всем системным ограничениям; * описывать реализуемый режим работы энергосистемы с учетом требований п. 4.1.3; * генерация равнялась сумме величин планового почасового потребления, заявленных участниками оптового рынка в отношении ГТП потребления (ГТП экспорта) в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента, отнесенных к территории соответствующей неценовой зоны, суммарным потерям в электрических сетях, не включенным в ГТП потребления участников оптового рынка и объему перетоков между второй ценовой зоной и второй неценовой зоной; * обеспечивать минимальную стоимость электрической энергии путем преимущественной загрузки генерирующего оборудования, в отношении которого согласно пункту 4.1.1 настоящего Регламента определено наименьшее значение параметра цены с учетом заявляемых участниками оптового рынка приоритетов включения ГТП генерации в плановые графики производства.   В случае непредоставления или некорректной подачи участником оптового рынка соответствующих уведомлений о плановом почасовом потреблении, Системный оператор может использовать имеющиеся в его распоряжении данные об объемах потребления узлов, временно электрически изолированных от второй ценовой зоны и работающих синхронно со второй неценовой зоной, а также данные об объемах потребления узлов, временно электрически изолированных от второй неценовой зоны и работающих синхронно со второй ценовой зоной.  Объемы перетоков между второй ценовой зоной и второй неценовой зоной планируются и учитываются СО при формировании ПДГ на территории второй неценовой зоны. Указанные значения перетоков учитываются СО при актуализации расчетной модели РСВ и предаются в КО в ее составе для целей формирования объемов покупки и продажи электрической энергии по границе второй ценовой зоны и второй неценовой зоны.  Заключение в соответствии с разделом 6 настоящего Регламента двухсторонних договоров купли-продажи электроэнергии не является основанием для включения объемов производства электроэнергии по указанному договору участника оптового рынка – поставщика электроэнергии, в ПДГ.  Плановым почасовым производством в ГТП генерации (ПДГ) является объем электроэнергии, определяемый на указанный час как значение часовой мощности.  Плановое почасовое производство по ГТП генерации (ПДГ) участников оптового рынка – поставщиков электроэнергии СО публикует на технологическом сайте СО до начала операционных суток.  Информация в рамках второй неценовой зоны о плановом почасовом производстве электроэнергии в отношении ГТП генерации и плановом почасовом потреблении электроэнергии в ГТП потребления передается СО в КО в порядке и сроки, установленные соглашением о взаимодействии между СО и КО, но не ранее чем на третий рабочий день после соответствующих операционных суток.  4.1.3.2. В случае если для заявленных участником объемов потребления невозможно сформировать ПДГ с учетом всех требований п. 4.1.1, 4.1.2 и 4.1.3.1 настоящего Регламента, то СО формирует ПДГ путем проведения дополнительных расчетов, снимая ограничения в следующей очередности:   * ограничения по напряжению; * ограничения по выработке ГЭС; * ограничения по перетокам в контролируемых сечениях; * ограничения по составу оборудования и режимам работы в теплофикационном режиме; * ограничения минимальных значений выработки;   В случае если участники оптового рынка в уведомлениях о плановом почасовом потреблении заявили такие объемы потребления, что:  – СО не удается обеспечить баланс в энергосистеме вследствие того, что суммарной установленной мощности генерации, расположенной на территории второй неценовой зоны с учетом максимальной величины перетока из ценовой зоны недостаточно, чтобы обеспечить заявленный спрос;  – СО не удается обеспечить баланс в энергосистеме вследствие того, что объемы минимальной выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях, соответствующих санитарному попуску, объемы производства электроэнергии на техническом минимуме для других электрических станций превышают спрос,  то Системный оператор считает процедуру расчета ПДГ для ГТП генерации во второй неценовой зоне несостоявшейся.  4.1.3.3. В случае если СО во второй неценовой зоне признал процедуру расчета ПДГ несостоявшейся, то плановые значения производства (потребления) во всех ГТП, отнесенных ко второй неценовой зоне, полагаются равными ПДГ (ППП), определенных СО и заявленных участниками оптового рынка в отношении соответствующего часа предыдущего типового дня, определенного СО в соответствии с п. 4.1.3.4 настоящего Регламента, в отношении которого процедура расчета ПДГ Системным оператором была признана состоявшейся.  4.1.3.4 Типовые дни  Типовые дни определяются следующими: «Понедельник», «Рабочий», «Суббота», «Воскресенье (Выходной)».  Если постановлением Правительства РФ «О переносе выходного дня» выходной день переносится на рабочий, то данный день считается «Выходным», а первый рабочий день после выходного считается «Понедельником».  Если рабочий день в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации считается нерабочим праздничным днем, то данный день считается «Выходным», а первый рабочий день после него считается «Понедельником».  Типовым днем считается ближайший типовой день недели, соответствующий текущему дню, в котором процедура расчета ПДГ соответствующего часа принята состоявшейся.  **4.1.4. Формирование доводимого диспетчерского графика (ДДГ) на территории второй неценовой зоны**  В соответствии с Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) СО должен довести до объектов управления диспетчерский график. Системный оператор формирует ДДГ по результатам дополнительного расчета, которые должны соответствовать следующим требованиям:   * описывать реализуемый режим работы энергосистемы; * сформированные графики генерации обеспечивают покрытие прогнозируемого СО в соответствии с разделом 2 Регламента актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) графика потребления; * сформированные графики генерации обеспечивают выполнение требований по соблюдению системных ограничений; * обеспечивать минимальную стоимость электрической энергии.   Заключение в соответствии с разделом 6 настоящего Регламента двухсторонних договоров купли-продажи электроэнергии не является основанием для включения объемов производства электроэнергии по указанному договору участника оптового рынка – поставщика электроэнергии, в ДДГ.  При формировании ДДГ СО осуществляет загрузку генерирующего оборудования в соответствии с приоритетами формирования ПДГ, указанными в п. 4.1.3.1.  Системный оператор из значений генерации, полученных при проведении оптимизационного расчета с использованием собственного прогноза потребления, формирует доводимые диспетчерские графики генерации по каждой ГТП генерации (ДДГ).  Доводимый диспетчерский график для объектов генерации второй неценовой зоны формируется в виде 24 мгновенных значений мощности, заданных на конец часовых интервалов. Для остальных моментов времени заданным мгновенным значением мощности является мощность, соответствующая точке на линии, состоящей из отрезков прямых, соединяющих вышеуказанные 24 точки.  В случае формирования Системным оператором в соответствии с п. 10.2.2 настоящего Регламента уточненных доводимых диспетчерских графиков (уточненных ДДГ) до конца текущих операционных суток, окончательные значения ДДГ принимаются равными значению из последнего сформированного для данного часа диспетчерского графика.  Почасовым объемом ДДГ является объем электроэнергии, определяемый для каждого часа заданным графиком мгновенной мощности генерации.  Объемы отклонения ДДГ от плановых графиков генерации (ПДГ) относятся СО на внешнюю инициативу.  СО не позднее 20 часов 30 минут торговых суток по результатам расчета ДДГ для каждого часа соответствующих операционных суток, а также по итогам формирования уточненного ДДГ не позднее чем за 10 минут до начала первого часа периода, в отношении которого осуществляется формирование данного уточненного ДДГ, для каждого часа указанного периода осуществляет доведение ДДГ и уточненных ДДГ до участников оптового рынка 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.  Получение ДДГ и уточненных ДДГ со шлюза СО осуществляется технологическим персоналом каждого энергообъекта участника оптового рынка с помощью 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 информации.  Диспетчерское распоряжение о вводе нового ДДГ или уточненного ДДГ, доводимое через шлюз СО, задает плановый режим работы генерирующего оборудования по заданному перечню значений активной нагрузки для объекта генерации на конец каждого часа до конца операционных суток. Диспетчерское распоряжение о вводе нового ДДГ или уточненного ДДГ подлежит исполнению, если иное не задано диспетчерской командой. | **Исключить пункт 4.1** |
| **4.2** | **Формирование ПДГ и ДДГ на территориях НЦЗА, НЦЗК и Калининградской области**  4.2.1. Общие требования формирования ПДГ и ДДГ на территориях НЦЗА, НЦЗК и Калининградской области  Выбор состава включенного генерирующего оборудования на территориях НЦЗА, НЦЗК и Калининградской области осуществляется в соответствии с Регламентом актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Расчет ПДГ в отношении объектов генерации, относящихся к территориям НЦЗА, НЦЗК и Калининградской области, проводится при актуализации общей с ценовыми зонами расчетной модели и должен всегда обеспечивать реализуемый режим для покрытия заявленных участником почасовых объемов потребления (с учетом потерь в сетях), минимизацию стоимости электрической энергии при соблюдении системных ограничений и выполнении условий для соответствующей неценовой зоны, указанных в пп. 4.2.2.2. и 4.2.3.1.  В соответствии с Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) СО должен довести до объектов управления диспетчерский график, который формируется по результатам дополнительного расчета (ДДГ) и должен соответствовать следующим требованиям:   * описывать реализуемый режим работы энергосистемы; * сформированные графики генерации, обеспечивают покрытие прогнозируемого СО в соответствии с разделом 2 Регламента актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) графика потребления; * сформированные графики генерации обеспечивают выполнение требований по соблюдению системных ограничений; * обеспечивать минимальную стоимость электрической энергии.   В случае если режим, заданный в ПДГ, сформированный на основании объемов потребления электрической энергии, заявленных в уведомлениях участниками соответствующей неценовой зоны, реализуем и выдерживаются все системные ограничения, СО формирует и доводит до объектов управления ДДГ, равный ПДГ.  При невозможности получить реализуемый электрический режим ПДГ и выдержать системные ограничения с использованием заявленных в уведомлениях участником (-ами) объемов потребления, СО проводит расчет ПДГ/ДДГ на основании собственного прогноза потребления, о чем уведомляет КО. При этом для участника (-ов) оптового рынка значения ППП в таком случае принимаются равными прогнозу потребления, использованному СО в отношении такого участника (-ов) при расчете ПДГ/ДДГ.  Системный оператор для часовых моментов времени операционных суток производит расчет оптимальных режимов в соответствии с требованиями для соответствующей неценовой зоны, указанными в п. 4.2.2.2 и 4.2.3.1 настоящего Регламента, исходя из принципа минимизации стоимости производства электроэнергии и возможно более точного выполнения планов поставок электроэнергии в соответствии с прогнозным балансом электроэнергии (мощности), установленным органом государственного регулирования тарифов РФ, при условии выполнения всех технологических и режимных ограничений.  Системный оператор формирует ПДГ/ДДГ по ГТП генерации таким образом, чтобы значения ПДГ/ДДГ не могли быть меньше значения минимальной генерирующей мощности (Рмин) и не могли превышать значения максимальной генерирующей мощности (Рмакс), заявленных участником оптового рынка в уведомлении о параметрах генерирующего оборудования.  Потребление электроэнергии в сетях ФСК включает условно-постоянную и переменную составляющие.  Чтобы обеспечить баланс между ППП (с учетом потерь) и плановым объемом производства, в случае непредоставления информации ФСК величины условно-постоянной составляющей потерь, СО осуществляет прогноз потерь в сетях ФСК в соответствующей неценовой зоне в отношении каждого часа суток.  В качестве ценовых характеристик при расчете плановых графиков производства, используется тариф на поставку.  В случае если за участником оптового рынка – поставщиком электрической энергии и мощности, расположенным на территории соответствующей неценовой зоны, зарегистрировано несколько ГТП генерации, в отношении которых установлен единый тариф на поставку электроэнергии на оптовый рынок, участник оптового рынка имеет право в уведомлении о параметрах генерирующего оборудования в отношении указанных ГТП заявить приоритет включения указанного генерирующего оборудования в плановые графики производства. Указанные приоритеты учитываются Системным оператором при условии соблюдения для соответствующей неценовой зоны требований п. 4.2.2.2 и 4.2.3.1 настоящего Регламента и используются при формировании ранжированных таблиц на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования.  Заключение в соответствии с разделом 6 настоящего Регламента двухсторонних договоров купли-продажи электроэнергии не является основанием для включения объемов производства электроэнергии по указанному договору участника оптового рынка – поставщика электроэнергии, в ПДГ/ДДГ.  Диспетчерский график (ДДГ) для НЦЗА, НЦЗК и Калининградской области доводится в виде 24 мгновенных значений мощности, заданных на конец часовых интервалов. Для остальных моментов времени заданным мгновенным значением мощности является мощность, соответствующая точке на линии, состоящей из отрезков прямых, соединяющих вышеуказанные 24 точки.  Почасовым объемом ДДГ является объем электроэнергии, определяемый для каждого часа заданным графиком мгновенной мощности генерации.  **4.2.2. Особенности формирования ПДГ и ДДГ на территории НЦЗА и НЦЗК**  4.2.2.1. СО осуществляет прогноз условно-постоянных потерь в сетях ФСК на территории НЦЗА и НЦЗК в отношении каждого часа суток с учетом параметров элементов расчетной модели и значениями характеристик базовых режимов, определяемых на основании контрольных измерений режима ЕЭС .  В результате расчета режима в отношении каждого часа суток формируется объем нагрузочных потерь в сетях ФСК  Общие суммарные потери в сетях ФСК в субъекте РФ F определяются в соответствии с формулой (3):  . (3)  4.2.2.2. При формировании ПДГ/ДДГ в отношении объектов генерации, относящихся к территориям НЦЗА и НЦЗК, СО осуществляет загрузку генерирующего оборудования с учетом следующих приоритетов:   1. в первую очередь осуществляется загрузка генерирующих единиц, обеспечивающих системную надежность; 2. во вторую очередь осуществляется загрузка тепловых электростанций в объеме производства электрической энергии, соответствующем техническому минимуму и технологическому минимуму по РГЕ, обусловленному работой в теплофикационном режиме; 3. в третью очередь используется объем перетока электрической энергии (мощности) из первой ценовой зоны оптового рынка; 4. в четвертую очередь осуществляется загрузка генерирующего оборудования на объемы, которые не были включены в предыдущие приоритетные группы.   Результаты расчета ПДГ в отношении объектов генерации, относящихся к территориям НЦЗА и НЦЗК, передаются КО в составе актуализированной расчетной модели.  **4.2.3. Особенности формирования ПДГ и ДДГ в неценовой зоне на территории Калининградской области**  4.2.3.1. СО определяет прогнозную величину общих суммарных потерь в сети ФСК с учетом суммарного объема потерь, заявленного участником оптового рынка − потребителем, расположенным на территории Калининградской области. При формировании ПДГ/ДДГ СО, в первую очередь, формирует плановый график по ГТП генерации, отнесенным к Калининградской области, тогда как плановые объемы перетока в ГТП экспорта/импорта определяют как разность суммарного объема потребления и суммарного объема генерации на электрических станциях, расположенных на территории Калининградской области.  При формировании ПДГ/ДДГ в отношении объектов генерации, относящихся к неценовой зоне на территории Калининградской области, СО осуществляет загрузку генерирующего оборудования с учетом следующих приоритетов:   1. в первую очередь осуществляется загрузка генерирующих единиц, обеспечивающих системную надежность; 2. во вторую очередь осуществляется загрузка гидроэлектростанции; 3. в третью очередь осуществляется загрузка тепловых электростанций в объеме производства электрической энергии, соответствующем техническому минимуму и технологическому минимуму по РГЕ, обусловленному работой в теплофикационном режиме; 4. в четвертую очередь осуществляется загрузка генерирующего оборудования на объемы, которые не были включены в предыдущие приоритетные группы.   4.2.3.2. В процессе актуализации расчетной модели проводится поузловое разнесение величины общих суммарных потерь и определение в результате расчета ее составляющих − условно-постоянных потерь и нагрузочных.  Общие суммарные потери в сетях ФСК в субъекте РФ F определяются в соответствии с формулой (4):  . (4) | **Формирование ПДГ и ДДГ на территории Калининградской области**  4.2.1. Общие требования формирования ПДГ и ДДГ на территории Калининградской области  Выбор состава включенного генерирующего оборудования в неценовой зоне Калининградской области осуществляется в соответствии с Регламентом актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Расчет ПДГ в отношении объектов генерации, относящихся к неценовой зоне Калининградской области, проводится при актуализации общей с ценовыми зонами расчетной модели и должен всегда обеспечивать реализуемый режим для покрытия заявленных участником почасовых объемов потребления (с учетом потерь в сетях), минимизацию стоимости электрической энергии при соблюдении системных ограничений и выполнении условий для соответствующей неценовой зоны, указанных в п.4.2.3.1.  В соответствии с Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) СО должен довести до объектов управления диспетчерский график, который формируется по результатам дополнительного расчета (ДДГ) и должен соответствовать следующим требованиям:   * описывать реализуемый режим работы энергосистемы; * сформированные графики генерации, обеспечивают покрытие прогнозируемого СО в соответствии с разделом 2 Регламента актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) графика потребления; * сформированные графики генерации обеспечивают выполнение требований по соблюдению системных ограничений; * обеспечивать минимальную стоимость электрической энергии.   В случае если режим, заданный в ПДГ, сформированный на основании объемов потребления электрической энергии, заявленных в уведомлениях участниками неценовой зоны Калининградской области, реализуем и выдерживаются все системные ограничения, СО формирует и доводит до объектов управления ДДГ, равный ПДГ.  При невозможности получить реализуемый электрический режим ПДГ и выдержать системные ограничения с использованием заявленных в уведомлениях участником (-ами) объемов потребления, СО проводит расчет ПДГ/ДДГ на основании собственного прогноза потребления, о чем уведомляет КО. При этом для участника (-ов) оптового рынка значения ППП в таком случае принимаются равными прогнозу потребления, использованному СО в отношении такого участника (-ов) при расчете ПДГ/ДДГ.  Системный оператор для часовых моментов времени операционных суток производит расчет оптимальных режимов в соответствии с требованиями для неценовой зоны Калининградской области, указанными в п. 4.2.3.1 настоящего Регламента, исходя из принципа минимизации стоимости производства электроэнергии и возможно более точного выполнения планов поставок электроэнергии в соответствии с прогнозным балансом электроэнергии (мощности), установленным органом государственного регулирования тарифов РФ, при условии выполнения всех технологических и режимных ограничений.  Системный оператор формирует ПДГ/ДДГ по ГТП генерации таким образом, чтобы значения ПДГ/ДДГ не могли быть меньше значения минимальной генерирующей мощности (Рмин) и не могли превышать значения максимальной генерирующей мощности (Рмакс), заявленных участником оптового рынка в уведомлении о параметрах генерирующего оборудования.  Потребление электроэнергии в сетях ФСК включает условно-постоянную и переменную составляющие.  Чтобы обеспечить баланс между ППП (с учетом потерь) и плановым объемом производства, в случае непредоставления информации ФСК величины условно-постоянной составляющей потерь, СО осуществляет прогноз потерь в сетях ФСК в неценовой зоне Калининградской области в отношении каждого часа суток.  В качестве ценовых характеристик при расчете плановых графиков производства, используется тариф на поставку.  В случае если за участником оптового рынка – поставщиком электрической энергии и мощности, расположенным на территории неценовой зоны Калининградской области, зарегистрировано несколько ГТП генерации, в отношении которых установлен единый тариф на поставку электроэнергии на оптовый рынок, участник оптового рынка имеет право в уведомлении о параметрах генерирующего оборудования в отношении указанных ГТП заявить приоритет включения указанного генерирующего оборудования в плановые графики производства. Указанные приоритеты учитываются Системным оператором при условии соблюдения для соответствующей неценовой зоны требований п. 4.2.3.1 настоящего Регламента и используются при формировании ранжированных таблиц на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования.  Заключение в соответствии с разделом 6 настоящего Регламента двухсторонних договоров купли-продажи электроэнергии не является основанием для включения объемов производства электроэнергии по указанному договору участника оптового рынка – поставщика электроэнергии, в ПДГ/ДДГ.  Диспетчерский график (ДДГ) для неценовой зоны Калининградской области доводится в виде 24 мгновенных значений мощности, заданных на конец часовых интервалов. Для остальных моментов времени заданным мгновенным значением мощности является мощность, соответствующая точке на линии, состоящей из отрезков прямых, соединяющих вышеуказанные 24 точки.  Почасовым объемом ДДГ является объем электроэнергии, определяемый для каждого часа заданным графиком мгновенной мощности генерации. |
| **12.2** | **Расчет объемов электроэнергии, продаваемых (покупаемых) участниками оптового рынка, ГТП которых отнесены к территории *z=1* или *z=4* по договору комиссии на продажу электроэнергии в целях балансирования системы (договору купли-продажи электроэнергии в целях балансирования системы)**  12.2.1. Участники оптового рынка, ГТП которых отнесены к *z=1* или *z=4*, осуществляют покупку/продажу электроэнергии по границе с ценовой зоной в балансирующем рынке только на объем изменения фактического значения перетока по ограничивающим сечениям соответствующих неценовых зон от значения, определенного по результатам процедуры конкурентного отбора на сутки вперед в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.*  12.2.2. Почасовая величина отклонения величины сальдо-перетока ограничивающего сечения соответствующей неценовой зоны *z* определяется как разность между значением перетока, определенного в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)и значением, определенным по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом перетока по линиям электропередач, связывающим *z=1* и *z=4*:        12.2.3. Для определения величины, покупаемой по договорам купли-продажи электроэнергии в целях балансирования системы и продаваемой по договору комиссии на продажу электроэнергии в целях балансирования системы, КО в соответствии с *Регламентом определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) определяет объемы отклонений:   * по ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* неценовой зоны оптового рынка *z* в час:   + на увеличение генерации: ; *,*   + на уменьшение генерации: ; ; * по ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщика) *p* участника оптового рынка *i* неценовой зоны оптового рынка *z* в час *h*:   + на увеличение потребления: ; ,   + на снижение потребления: ; .   12.2.4. Определение объемов покупки/продажи электроэнергии по договорам купли-продажи/ комиссии на продажу электроэнергии для балансирования системы.  12.2.4.1. В случае если в операционный час суток *h* по результатам сбора данных коммерческого учета КО определил отклонение по перетоку в ограничивающем сечении соответствующей неценовой зоны в сторону уменьшения (), то КО определяет объемы отклонения по ГТП, отнесенным к соответствующей неценовой зоне, в соответствии со следующими принципами:   * в первую очередь на отклонения по перетоку по договорам комиссии на продажу электроэнергии в БР относятся объемы отклонений поставщиков электроэнергии на увеличение по внешней инициативе – пропорционально величинам отклонений, возникших в ГТП генерации по ИВ(+):      * во вторую очередь (в случае если величина отклонения по перетоку превышает суммарную величину ИВ(+) в ГТП генерации), нераспределенный остаток величины отклонения по перетоку по договорам комиссии на продажу электроэнергии в БР относится на собственные инициативы в ГТП генерации на увеличение пропорционально величине ИС(+):   если , то     * в третью очередь (в случае если величина отклонения по перетоку превышает суммарную величину ИВ(+) и ИС(+) в ГТП генерации), нераспределенная величина отклонения по перетоку по договорам комиссии на продажу электроэнергии в БР относится на ИС(-) в ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщика)пропорционально ИС(-):   если , то     * в четвертую очередь (в случае если величина отклонения по перетоку превышает суммарную величину ИВ(+) и ИС(+) в ГТП генерации и ИС(-) в ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщика)) нераспределенная величина отклонения по перетоку по договорам комиссии на продажу электроэнергии в БР относится на ИВА(-), определенные в ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщика) пропорционально ИВА(-) потребителей:   если ,  то   * в случае если по итогам использования указанного алгоритма остался нераспределенный остаток отклонения по перетоку ограничивающего сечения, указанная величина с обратным знаком относится на ГТП генерации участника (-ов) оптового рынка, у которого (-ых) ПДГ в этот час оказался наибольшим, увеличивая объемы покупки электроэнергии в БР:     12.2.4.2. В случае если в операционный час суток *h* по результатам сбора данных коммерческого учета КО определил отклонение по перетоку в ограничивающем сечении соответствующей неценовой зоны в сторону увеличения (), то КО определяет объемы отклонения по ГТП, отнесенным к соответствующей неценовой зоне в соответствии со следующими принципами:   * в первую очередь на отклонения по перетоку по договорам купли-продажи электроэнергии в БР относятся объемы отклонений поставщиков электроэнергии на уменьшение по внешней инициативе – пропорционально величинам отклонений, возникших в ГТП генерации по ИВ(-):      * во вторую очередь (в случае если величина отклонения по перетоку превышает суммарную величину ИВ(-) в ГТП генерации), нераспределенный остаток величины отклонения по перетоку по договорам купли-продажи электроэнергии в БР относится на собственные инициативы в ГТП генерации на уменьшение пропорционально величине ИС(-):   если , то     * в третью очередь (в случае если величина отклонения по перетоку превышает суммарную величину ИВ(-) и ИС(-) в ГТП генерации), нераспределенная величина отклонения по перетоку по договорам комиссии на продажу электроэнергии в БР относится на ИС (+) в ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщика) пропорционально ИС(+):   если , то     * в четвертую очередь (в случае если величина отклонения по перетоку превышает суммарную величину ИВ(-) и ИС(-) в ГТП генерации и ИС(+) в ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщика) с учетом отклонения объемов потребления, обусловленные потерями в сетях ФСК) нераспределенная величина отклонения по перетоку по договорам комиссии на продажу электроэнергии в БР относится на ИВА (+), определенные в ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщика) пропорционально ИВА (+) потребителей.   если , то     * в случае если по итогам использования указанного алгоритма остался нераспределенный остаток отклонения по перетоку в ограничивающем сечении соответствующей неценовой зоны, указанная величина с обратным знаком относится на ГТП генерации участника (-ов) оптового рынка, отнесенных к соответствующей неценовой зоне, у которого (-ых) ПДГ в этот час оказался наибольшим, увеличивая объемы продажи электроэнергии в БР: * . | **Пункт 12.2 исключить** |
| **12.3** | **Расчет объемов электроэнергии, продаваемых (покупаемых) участниками оптового рынка, ГТП которых отнесены ко второй неценовой зоне**  12.3.1. Расчет объемов электроэнергии, продаваемых (покупаемых) участниками оптового рынка, ГТП которых отнесены ко второй неценовой зоне по договору комиссии на продажу электроэнергии для балансирования системы (договору купли-продажи электроэнергии для балансирования системы), осуществляющих покупку электроэнергии во второй ценовой зоне, производится КО на основании почасовых величин отклонения, которые рассчитываются как разность фактического значения потребления, определенного в соответствии с п. 11 настоящего Регламента и величиной планового почасового потребления, определенного в соответствии с п. 7 настоящего Регламента:   1. .   где f – внезональный энергорайон на территории второй ценовой зоны, для которого покупка электрической энергии осуществляется в ценовой зоне.  Для целей расчетов определяются неотрицательные значения отклонений:    .  12.3.2. Расчет объемов электроэнергии, продаваемых (покупаемых) участниками оптового рынка, ГТП которых отнесены ко второй неценовой зоне по договору комиссии на продажу электроэнергии для балансирования системы (договору купли-продажи электроэнергии для балансирования системы) в случае если ВЭ работает синхронно со второй неценовой зоной.  12.3.2.1. КО в отношении ГТП генерации q участников второй неценовой зоны, осуществляющих производство электроэнергии с использованием тепловых электростанций, взятых в порядке убывания установленной мощности, на которые распределяется объем продажи по ВЭ в соответствии с п. 7.2.2 настоящего Регламента определяет почасовую величину отклонения, которая рассчитывается как разность суммарного фактического значения потребления, определенного в соответствии с п. 11 настоящего Регламента в отношении ВЭ ГТП потребления участников второй ценовой зоны и величиной продажи электроэнергии по границе с ценовой зоной для участника оптового рынка, чьи ГТП генерации отнесены ко второй неценовой зоне, определенной в соответствии с п. 7 настоящего Регламента:  ,  где f – внезональный энергорайон на территории второй ценовой зоны, для которого покупка электрической энергии осуществляется в неценовой зоне.  Для целей расчетов определяются неотрицательные значения отклонений:    .  12.3.2.2. В случае если внезональный энергорайон ГТП потребления, отнесенной ко второй ценовой зоне, работает синхронно со второй неценовой зоной, то поставщик электрической энергии второй неценовой зоны, поставляющий электрическую энергию на РСВ в час h, покупает электрическую энергию по границе с ценовой зоной по договору купли-продажи электрической энергии в целях балансирования системы в объеме, равном , по цене, указанной в п. 7 настоящего Регламента.  При этом если объем поставляемой из второй неценовой зоны в соответствии с п. 7 электроэнергии равен нулю, то покупка указанного в настоящем пункте объема электроэнергии осуществляется в отношении ГТП генерации второй неценовой зоны, для которой в час h ПДГ является максимальным.  12.3.2.3. В случае если внезональный энергорайон ГТП потребления, отнесенной ко второй ценовой зоне, работает синхронно со второй неценовой зоной, то поставщик электрической энергии второй неценовой зоны, поставляющий электрическую энергию на РСВ в час h, продает электрическую энергию по границе с ценовой зоной по договору комиссии на продажу электрической энергии в целях балансирования системы в объеме, равном , по цене, указанной в п. 7 настоящего Регламента.  При этом если объем поставляемой из второй неценовой зоны в соответствии с п. 7 электроэнергии равен нулю, то продажа указанного в настоящем пункте объема электроэнергии осуществляется в отношении ГТП генерации второй неценовой зоны, для которой в час h ПДГ является максимальным. | **Пункт 12.3 исключить** |
| **Раздел 20** | Проведение расчетов выбора состава генерирующего оборудования на территории второй неценовой зоны … | **Исключить раздел целиком** |

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** | Определение финансовых обязательств/требований В случае если при расчете финансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на РСВ нижеперечисленные величины не определены (не рассчитывались) в отношении какого-либо часа операционных суток *h*, то их значение принимается равным нулю:   * объем, стоимость электроэнергии и стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии в равновесных ценах на электрическую энергию в объемах межгосударственной передачи электроэнергии; * объем и стоимость проданной электрической энергии блок-станций либо иных генерирующих объектов, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП генерации; * объем и стоимость электрической энергии в отношении ГТП потребления, включающей в себя внезональный энергорайон, отнесенный к неценовой зоне Дальнего Востока и работающий синхронно со второй ценовой зоной; * объем и стоимость электрической энергии в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока; * объем и стоимость электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору; * объем и стоимость электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка в обеспечение обязательств по биржевому СДЭМ; * объем и стоимость электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка в обеспечение обязательств по небиржевому СДЭМ; * плановые объем и стоимость продажи электрической энергии в ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации. | Определение финансовых обязательств/требований В случае если при расчете финансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на РСВ нижеперечисленные величины не определены (не рассчитывались) в отношении какого-либо часа операционных суток *h*, то их значение принимается равным нулю:   * объем, стоимость электроэнергии и стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии в равновесных ценах на электрическую энергию в объемах межгосударственной передачи электроэнергии; * объем и стоимость проданной электрической энергии блок-станций либо иных генерирующих объектов, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП генерации; * объем и стоимость электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенном к данной территории; * объем и стоимость электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории; * объем и стоимость электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору; * объем и стоимость электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка в обеспечение обязательств по биржевому СДЭМ; * объем и стоимость электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка в обеспечение обязательств по небиржевому СДЭМ; * плановые объем и стоимость продажи электрической энергии в ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации. |
| **4.3.3.1** | Определение предварительной стоимости электроэнергии за период по договорам купли-продажи на РСВ и договорам комиссии на РСВ в ценовой зоне Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участниками оптового рынка в ценовой зоне по договорам комиссии на РСВ за период, определяется по формуле:  ,  где *i* – участники оптового рынка, за исключением участников оптового рынка, включенных в Реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период *m*, получаемый КО в соответствии с пунктом 4.4.2 настоящего Регламента;  *q* – ГТП генерации;  *p* – ГТП потребления;  *r* – ГТП импорта/экспорта;  *tj* – период;  *z* – ценовая зона.  Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участниками оптового рынка в ценовой зоне по договорам купли-продажи на РСВ за период, определяется по формуле:  ,  где *i* – участники оптового рынка;  *q –* ГТП генерации;  *p –* ГТП потребления;  *r* – ГТП импорта/экспорта;  *tj* – период; *z* – ценовая зона. | Определение предварительной стоимости электроэнергии за период по договорам купли-продажи на РСВ и договорам комиссии на РСВ в ценовой зоне Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участниками оптового рынка в ценовой зоне по договорам комиссии на РСВ за период, определяется по формуле:  ,  где *i* – участники оптового рынка, за исключением участников оптового рынка, включенных в Реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период *m*, получаемый КО в соответствии с пунктом 4.4.2 настоящего Регламента;  *q* – ГТП генерации;  *p* – ГТП потребления;  *r* – ГТП импорта/экспорта;  *tj* – период;  *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.  Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участниками оптового рынка в ценовой зоне по договорам купли-продажи на РСВ за период, определяется по формуле:  – для первой ценовой зоны:  ,  – для второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:  ,  – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:  ,  где  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p*1 для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p*2 для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *i* – участники оптового рынка;  *q –* ГТП генерации;  *p –* ГТП потребления;  *p*1 – ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенному к данной территории;  *p*2 – ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенному к данной территории;  *r* – ГТП импорта/экспорта;  *tj* – период;  *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. |
| **4.3.4.1** | Определение предварительной стоимости электроэнергии за расчетный период по договорам купли-продажи на РСВ и договорам комиссии на РСВ в ценовой зоне Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участниками оптового рынка в ценовой зоне на РСВ за расчетный месяц, определяется по формуле:  .  Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участниками оптового рынка в ценовой зоне на РСВ за расчетный месяц, определяется по формуле:  .  а) Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП генерации на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  ,  где  [руб.] – величина дополнительных требований, обусловленных компенсацией затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности, для ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *t*. Определяется в соответствии с пунктом 5.1.2.3 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – величина дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, на РСВ в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *t*.  КО рассчитывает величину  как  ,  [руб.] – предварительная величина дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, на РСВ в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – величина стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость разворота дополнительного оборудования в ГТП *q* участника *i*, увеличивающая финансовые требования разово при включении из холодного состояния, в час операционных суток *h* в результате введения ВСВГО. Определяется в соответствии с пунктом 5.1.2.2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  В случае если у участника оптового рынка на РСВ в ГТП генерации отсутствует объем продажи, то стоимость ВСВГО учитывается в другой ГТП генерации в пределах станции участника оптового рынка. Если при этом отсутствуют другие ГТП генерации в пределах одной станции участника оптового рынка или в этих ГТП генерации объемы на РСВ равны нулю, стоимость ВСВГО не учитывается;  *t* – расчетный месяц.  b) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП генерации на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  . (51)  c) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП потребления на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  . (52)  d) Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП потребления на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  (53)  e) Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП импорта на РСВ за расчетный период по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется по формуле:  (54)  f) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП импорта на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  (55)  g) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП экспорта на РСВ за расчетный период по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется по формуле:  (56)  h) Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП экспорта на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  (57)  ,  ,  где  ,  ,  *t* – расчетный месяц;  *z* – ценовая зона;  *F* – субъект Российской Федерации (в случае существования ГТП потребления, расположенной на территории двух и более субъектов РФ, объединение таких субъектов);  [руб.] – стоимость покупки электрической энергии ЦФР на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК с учетом коэффициента несоблюдения сроков проведения ремонтов в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*;  [руб.] – стоимость продажи электрической энергии ЦФР на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК с учетом коэффициента несоблюдения сроков проведения ремонтов в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*;  [руб.] – стоимость покупки электрической энергии ЦФР на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, которая рассчитывается в соответствии с пунктом 9.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость продажи электрической энергии ЦФР на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, которая рассчитывается в соответствии с пунктом 9.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – среднее за месяц *t-*1 значение коэффициента, определяющего несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовой зоне *Z*, рассчитываемое в соответствии с п. 5.1.1 *Регламента 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*). | Определение предварительной стоимости электроэнергии за расчетный период по договорам купли-продажи на РСВ и договорам комиссии на РСВ в ценовой зоне Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участниками оптового рынка в ценовой зоне на РСВ за расчетный месяц, определяется по формуле:  .  Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участниками оптового рынка в ценовой зоне на РСВ за расчетный месяц, определяется по формуле:  – для первой ценовой зоны:  ,  – для второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:  ,  – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:  .  а) Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП генерации на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  ,  где  [руб.] – величина дополнительных требований, обусловленных компенсацией затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности, для ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *t*. Определяется в соответствии с пунктом 5.1.2.3 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – величина дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, на РСВ в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *t*.  КО рассчитывает величину  как  ,  [руб.] – предварительная величина дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, на РСВ в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – величина стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость разворота дополнительного оборудования в ГТП *q* участника *i*, увеличивающая финансовые требования разово при включении из холодного состояния, в час операционных суток *h* в результате введения ВСВГО. Определяется в соответствии с пунктом 5.1.2.2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  В случае если у участника оптового рынка на РСВ в ГТП генерации отсутствует объем продажи, то стоимость ВСВГО учитывается в другой ГТП генерации в пределах станции участника оптового рынка. Если при этом отсутствуют другие ГТП генерации в пределах одной станции участника оптового рынка или в этих ГТП генерации объемы на РСВ равны нулю, стоимость ВСВГО не учитывается;  *t* – расчетный месяц.  b) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП генерации на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  . (51)  c) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП потребления на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  . (52)  d) Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП потребления на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  (53)  e) Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП импорта на РСВ за расчетный период по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется по формуле:  (54)  f) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП импорта на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  (55)  g) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП экспорта на РСВ за расчетный период по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется по формуле:  (56)  h) Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП экспорта на РСВ за расчетный период, определяется по формуле:  (57)  Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенному к данной территории, на РСВ за расчетный период по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется по формуле:  ,  j) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенному к данной территории, на РСВ за расчетный период по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определяется по формуле:  ,  ,  ,  где  ,  ,  *t* – расчетный месяц;  *F* – субъект Российской Федерации (в случае существования ГТП потребления, расположенной на территории двух и более субъектов РФ, объединение таких субъектов);  [руб.] – стоимость покупки электрической энергии ЦФР на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК с учетом коэффициента несоблюдения сроков проведения ремонтов в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*;  [руб.] – стоимость продажи электрической энергии ЦФР на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК с учетом коэффициента несоблюдения сроков проведения ремонтов в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*;  [руб.] – стоимость покупки электрической энергии ЦФР на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, которая рассчитывается в соответствии с пунктом 9.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость продажи электрической энергии ЦФР на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, которая рассчитывается в соответствии с пунктом 9.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – среднее за месяц *t-*1 значение коэффициента, определяющего несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовой зоне *Z*, рассчитываемое в соответствии с п. 5.1.1 *Регламента 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*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p*1 для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p*2 для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *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;  *p*1 – ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенному к данной территории;  *p*2 – ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенному к данной территории. |
| **4.3.4.2** | Исполнение стоимостного баланса на рынке на сутки вперед Исполнение стоимостного баланса на рынке на сутки вперед в соответствующей ценовой зоне обеспечивается путем корректировки финансовых обязательств/требований участников оптового рынка за расчетный период.  Величина разницы финансовых обязательств и финансовых требований участников оптового рынка (далее – небаланс) на рынке на сутки вперед в соответствующей ценовой зоне за расчетный период определяется:  ,  где [руб.] – плановая стоимость покупки электрической энергии в рамках перетока электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – плановая стоимость продажи электрической энергии в рамках перетока электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Исполнение стоимостного баланса на рынке на сутки вперед Исполнение стоимостного баланса на рынке на сутки вперед в соответствующей ценовой зоне обеспечивается путем корректировки финансовых обязательств/требований участников оптового рынка за расчетный период.  Величина разницы финансовых обязательств и финансовых требований участников оптового рынка (далее – небаланс) на рынке на сутки вперед в соответствующей ценовой зоне за расчетный период определяется:  ,  где [руб.] – плановая стоимость покупки электрической энергии в рамках перетока электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – плановая стоимость продажи электрической энергии в рамках перетока электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *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. |
| **4.3.5.2** | Второй этап корректировки финансовых обязательств/требований участников оптового рынка за расчетный период Суммарная в ценовой зоне за расчетный период *t* величина, которая учитывается при составлении окончательного расчета финансовых обязательств и требований по итогам расчетного периода и обусловлена оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где  [руб.] – дополнительное предварительное требование по договору комиссии на РСВ в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, обусловленное оплатой пуска генерирующего оборудования по результатам оптимизационного расчета ВСВГО. Определяется в соответствии с пунктом 5.1.2.2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  Указанная величина распределяется среди ГТП потребления и ГТП экспорта (за исключением ГТП потребления поставщика, ГТП потребления ГАЭС ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, ГТП участников неценовой зоны и ГТП экспорта, расположенных на сечениях, соответствующих 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) в соответствующей ценовой зоне.  Величина начисленной корректировки для ГТП потребления участника оптового рынка, обусловленная оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  .  Величина начисленной корректировки для ГТП экспорта участника оптового рынка, обусловленная оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где  [МВт.ч] –полный плановый объем экспорта электроэнергии в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта *r*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  [МВт.ч] – плановый объем потребления (сальдированный с объемом выработки блок-станций) участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  *i* – участник оптового рынка;  *t* – расчетный период;  *h* – час операционных суток;*,*  *p –* ГТП потребления;  *r* – ГТП экспорта. | Второй этап корректировки финансовых обязательств/требований участников оптового рынка за расчетный период Суммарная в ценовой зоне за расчетный период *t* величина, которая учитывается при составлении окончательного расчета финансовых обязательств и требований по итогам расчетного периода и обусловлена оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где  [руб.] – дополнительное предварительное требование по договору комиссии на РСВ в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, обусловленное оплатой пуска генерирующего оборудования по результатам оптимизационного расчета ВСВГО. Определяется в соответствии с пунктом 5.1.2.2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  Указанная величина распределяется среди ГТП потребления и ГТП экспорта (за исключением ГТП потребления поставщика, ГТП потребления ГАЭС ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации и ГТП экспорта, расположенных на сечениях, соответствующих 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) в соответствующей ценовой зоне.  Величина начисленной корректировки для ГТП потребления участника оптового рынка, обусловленная оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  .  Величина начисленной корректировки для ГТП экспорта участника оптового рынка, обусловленная оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где  [МВт.ч] –полный плановый объем экспорта электроэнергии в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта *r*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  [МВт.ч] – плановый объем потребления (сальдированный с объемом выработки блок-станций) участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  *i* – участник оптового рынка;  *t* – расчетный период;  *h* – час операционных суток;*,*  *p –* ГТП потребления;  *r* – ГТП экспорта;  *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. |
| **4.3.5.2.2** | **Вторая итерация**  В случае если после первой итерации распределения стоимости у каких-либо участников оптового рынка осталась нераспределенная величина, то она распределяется второй итерацией среди ГТП потребления и ГТП экспорта участников оптового рынка соответствующей ценовой (неценовой) зоны, для ГТП потребления и ГТП экспорта которых нераспределенная величина корректировки небаланса после первой итерации равна нулю .  Распределение происходит аналогично первой итерации распределения с учетом проведенных корректировок. Величина корректировки для ГТП участника оптового рынка на второй итерации распределения определяется аналогично расчету величины корректировки на первой итерации распределения.  При этом величина небаланса, подлежащая распределению на второй итерации, определяется:  ,  где  [руб.] — нераспределенная величина корректировки небаланса для ГТП *k* участника оптового рынка *i* после первой итерации распределения. Если по результатам второй итерации распределения вновь осталась нераспределенная величина небаланса, то она в свою очередь распределяется далее до полного распределения. | **Вторая итерация**  В случае если после первой итерации распределения стоимости у каких-либо участников оптового рынка осталась нераспределенная величина, то она распределяется второй итерацией среди ГТП потребления и ГТП экспорта участников оптового рынка соответствующей ценовой зоны (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), для ГТП потребления и ГТП экспорта которых нераспределенная величина корректировки небаланса после первой итерации равна нулю .  Распределение происходит аналогично первой итерации распределения с учетом проведенных корректировок. Величина корректировки для ГТП участника оптового рынка на второй итерации распределения определяется аналогично расчету величины корректировки на первой итерации распределения.  При этом величина небаланса, подлежащая распределению на второй итерации, определяется:  ,  где  [руб.] — нераспределенная величина корректировки небаланса для ГТП *k* участника оптового рынка *i* после первой итерации распределения.  Если по результатам второй итерации распределения вновь осталась нераспределенная величина небаланса, то она в свою очередь распределяется далее до полного распределения. |
| **4.3.5.3** | Третий этап корректировки финансовых обязательств/требований участников оптового рынка за расчетный период Далее определяется величина небаланса , оставшаяся после первого этапа распределения:  . (52)  Распределение величины  осуществляется путем корректировки обязательств/требований по группам точек поставки участников оптового рынка в соответствующей ценовой зоне.  Величина начисленной корректировки определяется в соответствии с формулой:  для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации):  ;  для ГТП генерации:  ;  для ГТП импорта:  ;  для ГТП экспорта:  ,  где .  Величина определяется:  а) для ГТП потребления поставщика или ГТП потребления, являющейся смежной с зарегистрированными на ОРЭ за участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика:   * если , то   ,   * иначе ;   б) для остальных ГТП потребления: .  Величина  определяется:   * если  и , то   ,   * если  и , то   ,   * в иных случаях:   .  [МВт.ч] – полный плановый объем производства электроэнергии в ГТП генерации *q* для участника *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем проданной электрической энергии блок-станций (объектов управления), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления *p* (в том числе ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – плановый объем потребления (сальдированный с объемом выработки блок-станций) участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  [МВт∙ч] *–* полный плановый объем импорта электроэнергии в ГТП импорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП импорта *r.* Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] –полный плановый объем экспорта электроэнергии в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта *r*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  [МВт.ч] – максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции участника оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации, определенная (-ые) в соответствии с приложением 1 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации);  *p1* – ГТП потребления поставщика либо ГТП потребления участника оптового рынка – энергоснабжающей организации (гарантирующего поставщика), являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за данным участником ГТП генерации, электростанции в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, к которой относится ГТП генерации *q*;  *s* – электростанции, отнесенные к ГТП потребления *p*;  *s1* – электростанция, представленная на ОРЭ ГТП генерации *q*;  – фактическое количество часов в расчетном месяце *t*;  *q* – ГТП генерации;  *q*1 – ГТП генерации электростанции *s1*, которые относятся к ГТП потребления *p1*;  *h* – час операционных суток;  *t* – расчетный период.  Погрешность округления, возникшая при расчете величины начисленной корректировки для ГТП участника оптового рынка, равная разности величин  и , относится на наибольшую величину  в ценовой зоне. *k* – ГТП участника оптового рынка, для которого рассчитывается величина начисленной корректировки. | Третий этап корректировки финансовых обязательств/требований участников оптового рынка за расчетный период Далее определяется величина небаланса , оставшаяся после первого этапа распределения:  . (52)  Распределение величины  осуществляется путем корректировки обязательств/требований по группам точек поставки участников оптового рынка в соответствующей ценовой зоне (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).  Величина начисленной корректировки определяется в соответствии с формулой:  для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации):  ;  для ГТП генерации:  ;  для ГТП импорта:  ;  для ГТП экспорта:  ,  где .  Величина определяется:  а) для ГТП потребления поставщика или ГТП потребления, являющейся смежной с зарегистрированными на ОРЭ за участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика:   * если , то   ,   * иначе ;   б) для остальных ГТП потребления: .  Величина  определяется:   * если  и , то   ,   * если  и , то   ,   * в иных случаях:   .  [МВт.ч] – полный плановый объем производства электроэнергии в ГТП генерации *q* для участника *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем проданной электрической энергии блок-станций (объектов управления), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления *p* (в том числе ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – плановый объем потребления (сальдированный с объемом выработки блок-станций) участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  [МВт∙ч] *–* полный плановый объем импорта электроэнергии в ГТП импорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП импорта *r.* Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] –полный плановый объем экспорта электроэнергии в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта *r*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  [МВт.ч] – максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции участника оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации, определенная (-ые) в соответствии с приложением 1 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации);  *p1* – ГТП потребления поставщика либо ГТП потребления участника оптового рынка – энергоснабжающей организации (гарантирующего поставщика), являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за данным участником ГТП генерации, электростанции в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, к которой относится ГТП генерации *q*;  *s* – электростанции, отнесенные к ГТП потребления *p*;  *s1* – электростанция, представленная на ОРЭ ГТП генерации *q*;  – фактическое количество часов в расчетном месяце *t*;  *q* – ГТП генерации;  *q*1 – ГТП генерации электростанции *s1*, которые относятся к ГТП потребления *p1*;  *h* – час операционных суток;  *t* – расчетный период;  *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.  Погрешность округления, возникшая при расчете величины начисленной корректировки для ГТП участника оптового рынка, равная разности величин  и , относится на наибольшую величину  в ценовой зоне (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).  *k* – ГТП участника оптового рынка, для которого рассчитывается величина начисленной корректировки. |
| **4.3.5.4** | Порядок проведения корректировки финансовых обязательств/требований участника оптового рынка Распределение величины  проводится в несколько итераций.  Небаланс не распределяется на следующие ГТП участников оптового рынка:  а) относящихся к неценовой зоне;  б) осуществляющих экспортно-импортные операции:  – в части поставок электроэнергии по транзитным сечениям экспорта-импорта, соответствующим 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);  − в части поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в энергорайон России, временно работающий изолированно от ЕЭС России (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России) и параллельно с зарубежной энергосистемой;  в) в отношении ГТП генерации, указанных в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), ГТП генерации, включающих генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме;  г) в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации.  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t*.  Если *k* – ГТП потребления (экспорта), то ,  если *k* – ГТП генерации, то ,  если *k* – ГТП импорта, то .  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП генерации *k* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *k* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента.  В случае если у участника оптового рынка по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* объем покупки не равен нулю, а , то величина предварительной стоимости электроэнергии, купленной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период, принимается равной 1 рублю. Также в указанном случае, если по договору комиссии на РСВ в рассматриваемой ГТП объем продажи не равен нулю, то величина предварительной стоимости электроэнергии, проданной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период, увеличивается на 1 рубль.  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t*. Если *k* – ГТП потребления (экспорта), то ,  если *k* – ГТП генерации, то ,  если *k* – ГТП импорта, то .  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП генерации *k* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *k* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента.  В случае если у участника оптового рынка по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* объем продажи не равен нулю, а , то величина предварительной стоимости электроэнергии, проданной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период, принимается равной 1 рублю. Также в указанном случае, если по договору купли-продажи на РСВ в рассматриваемой ГТП объем покупки не равен нулю, то величина предварительной стоимости электроэнергии, купленной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период, увеличивается на 1 рубль.  **Первая итерация**  На рынке на сутки вперед за расчетный период *t* может возникнуть как положительный, так и отрицательный небаланс:  а) В случае если за расчетный период *t* на рынке на сутки впередвозник положительный небаланс , то величина начисленной корректировки также положительна .  Сначала корректируются обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период.  Величина корректировки обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период определяется:  если *k* – ГТП генерации, ГТП потребления или ГТП импорта, то  ;  если *k* – ГТП экспорта, то  ;  [руб.] – стоимость электроэнергии в объемах межгосударственной передачи электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи на РСВ в ГТП экспорта *r*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  [руб.] – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию вотношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергииГТП экспорта *k* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*    [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t* с учетом небаланса.  Величина корректировки требований участника оптового рынка в ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период определяется:      [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t* с учетом небаланса.  При этом, если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, равна нулю, то , а нераспределенная величина  будет распределяться второй итерацией.  б) В случае если за расчетный период *t* на рынке на сутки впередвозник отрицательный небаланс , то величина начисленной корректировки также отрицательна .  Сначала корректируются требования участника оптового рынка по договору комиссии на РСВ за расчетный период.  Величина корректировки требований участника оптового рынка в ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период определяется:  если *k* – ГТП генерации, ГТП потребления или ГТП экспорта, то  ;  если *k* – ГТП импорта, то  ;  [руб.] – стоимость электроэнергии в объемах межгосударственной передачи электроэнергии, проданной участником оптового рынка, осуществляющим продажу электроэнергии в ГТП импорта *k* по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед по договору комиссии на РСВ, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.* .  Величина корректировки обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период определяется:  ,  .  При этом, если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, равна нулю, то , а нераспределенная величина  будет распределяться второй итерацией.  **Вторая итерация**  В случае если после первой итерации распределения небаланса у каких-либо участников оптового рынка осталась нераспределенная величина корректировки небаланса, то она распределяется второй итерацией среди ГТП участников оптового рынка соответствующей ценовой зоны, для ГТП которых нераспределенная величина корректировки небаланса после первой итерации равна нулю . Распределение происходит аналогично первой итерации распределения с учетом проведенных корректировок. Величина корректировки для ГТП участника оптового рынка на второй итерации распределения определяется аналогично расчету величины корректировки на первой итерации распределения.  При этом величина небаланса, подлежащая распределению на второй итерации определяется:  ,  где  [руб.] – нераспределенная величина корректировки небаланса для ГТП *k* участника оптового рынка *i* после первой итерации распределения. Если по результатам второй итерации распределения вновь осталась нераспределенная величина небаланса, то она в свою очередь распределяется далее до полного распределения. | Порядок проведения корректировки финансовых обязательств/требований участника оптового рынка Распределение величины  проводится в несколько итераций.  Небаланс не распределяется на следующие ГТП участников оптового рынка:  а) осуществляющих экспортно-импортные операции:  – в части поставок электроэнергии по транзитным сечениям экспорта-импорта, соответствующим 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);  − в части поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в энергорайон России, временно работающий изолированно от ЕЭС России (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России) и параллельно с зарубежной энергосистемой;  б) в отношении ГТП генерации, указанных в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), ГТП генерации, включающих генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме;  в) в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации.  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t*.  Если *k* – ГТП потребления (экспорта), то ,  если *k* – ГТП генерации, то ,  если *k* – ГТП импорта, то .  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП генерации *k* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *k* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента.  В случае если у участника оптового рынка по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* объем покупки не равен нулю, а , то величина предварительной стоимости электроэнергии, купленной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период, принимается равной 1 рублю. Также в указанном случае, если по договору комиссии на РСВ в рассматриваемой ГТП объем продажи не равен нулю, то величина предварительной стоимости электроэнергии, проданной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период, увеличивается на 1 рубль.  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t*. Если *k* – ГТП потребления (экспорта), то ,  если *k* – ГТП генерации, то ,  если *k* – ГТП импорта, то .  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП генерации *k* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *k* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента.  В случае если у участника оптового рынка по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* объем продажи не равен нулю, а , то величина предварительной стоимости электроэнергии, проданной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период, принимается равной 1 рублю. Также в указанном случае, если по договору купли-продажи на РСВ в рассматриваемой ГТП объем покупки не равен нулю, то величина предварительной стоимости электроэнергии, купленной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период, увеличивается на 1 рубль.  **Первая итерация**  На рынке на сутки вперед за расчетный период *t* может возникнуть как положительный, так и отрицательный небаланс:  а) В случае если за расчетный период *t* на рынке на сутки впередвозник положительный небаланс , то величина начисленной корректировки также положительна .  Сначала корректируются обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период.  Величина корректировки обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период определяется:  если *k* – ГТП генерации, ГТП потребления или ГТП импорта, то  ;  если *k* – ГТП экспорта, то  ;  [руб.] – стоимость электроэнергии в объемах межгосударственной передачи электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи на РСВ в ГТП экспорта *r*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  [руб.] – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию вотношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергииГТП экспорта *k* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*    [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t* с учетом небаланса.  Величина корректировки требований участника оптового рынка в ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период определяется:      [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t* с учетом небаланса.  При этом, если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, равна нулю, то , а нераспределенная величина  будет распределяться второй итерацией.  б) В случае если за расчетный период *t* на рынке на сутки впередвозник отрицательный небаланс , то величина начисленной корректировки также отрицательна .  Сначала корректируются требования участника оптового рынка по договору комиссии на РСВ за расчетный период.  Величина корректировки требований участника оптового рынка в ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период определяется:  если *k* – ГТП генерации, ГТП потребления или ГТП экспорта, то  ;  если *k* – ГТП импорта, то  ;  [руб.] – стоимость электроэнергии в объемах межгосударственной передачи электроэнергии, проданной участником оптового рынка, осуществляющим продажу электроэнергии в ГТП импорта *k* по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед по договору комиссии на РСВ, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.* .  Величина корректировки обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период определяется:  ,  .  При этом, если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, равна нулю, то , а нераспределенная величина  будет распределяться второй итерацией.  **Вторая итерация**  В случае если после первой итерации распределения небаланса у каких-либо участников оптового рынка осталась нераспределенная величина корректировки небаланса, то она распределяется второй итерацией среди ГТП участников оптового рынка соответствующей ценовой зоны (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), для ГТП которых нераспределенная величина корректировки небаланса после первой итерации равна нулю . Распределение происходит аналогично первой итерации распределения с учетом проведенных корректировок. Величина корректировки для ГТП участника оптового рынка на второй итерации распределения определяется аналогично расчету величины корректировки на первой итерации распределения.  При этом величина небаланса, подлежащая распределению на второй итерации определяется:  ,  где  [руб.] – нераспределенная величина корректировки небаланса для ГТП *k* участника оптового рынка *i* после первой итерации распределения.  Если по результатам второй итерации распределения вновь осталась нераспределенная величина небаланса, то она в свою очередь распределяется далее до полного распределения. |
| **4.3.6** | Определение объемов электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка на рынке на сутки вперед за расчетный период **а) Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t*, определяется по формуле:**  .  При этом суммирование осуществляется по ГТП, расположенным в зоне *zd*, где зона *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая и вторая ценовые зоны; * неценовая зона Архангельской области; * неценовая зона Республики Коми;  вторая неценовая зона. – для ГТП потребления,  – для ГТП экспорта,  – для ГТП генерации,  – для ГТП импорта,  где  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем в ГТП потребления *p*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный потребителем в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком в ГТП генерации по договору купли-продажи на РСВ во исполнение обязательств по всем регулируемым договорам, в ГТП генерации *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком *i* в обеспечение исполнения обязательств по небиржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком *i* в обеспечение исполнения обязательств по биржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* по договору купли-продажи на РСВ в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка по договору купли-продажи на РСВ в ГТП экспорта для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем экспортных поставок электроэнергии, купленный покупателем в ГТП экспорта ,для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – суммарный объем межгосударственной передачи электроэнергии, купленный покупателем в ГТП экспорта ,для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *i* – участник оптового рынка;  *d* – СДД (СДЭМ);  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления;  *q* – ГТП генерации;  *r* – ГТП импорта;  *r’* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток;  *t* – расчетный период.  b) Объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t*, определяется по формуле:  .  При этом суммирование осуществляется по ГТП, расположенным в зоне *zd*, где зона *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая и вторая ценовые зоны; * неценовая зона Архангельской области; * неценовая зона Республики Коми; * вторая неценовая зона.   … | Определение объемов электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка на рынке на сутки вперед за расчетный период **а) Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t*, определяется по формуле:**  – для первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.  При этом суммирование осуществляется по ГТП, расположенным в зоне *zd*, где зона *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая ценовая зона и 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.   – для ГТП потребления,  – для ГТП экспорта,  – для ГТП генерации,  – для ГТП импорта,  – для ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенному к данной территории,  – для ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенному к данной территории,  где  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем в ГТП потребления *p*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный потребителем в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком в ГТП генерации по договору купли-продажи на РСВ во исполнение обязательств по всем регулируемым договорам, в ГТП генерации *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком *i* в обеспечение исполнения обязательств по небиржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком *i* в обеспечение исполнения обязательств по биржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* по договору купли-продажи на РСВ в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка по договору купли-продажи на РСВ в ГТП экспорта для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем экспортных поставок электроэнергии, купленный покупателем в ГТП экспорта ,для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – суммарный объем межгосударственной передачи электроэнергии, купленный покупателем в ГТП экспорта ,для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p*1 для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *p*2 для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *i* – участник оптового рынка;  *d* – СДД (СДЭМ);  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления;  *p*1 – ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенному к данной территории;  *p*2 – ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенному к данной территории.  *q* – ГТП генерации;  *r* – ГТП импорта;  *r’* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток;  *t* – расчетный период.  b) Объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t*, определяется по формуле:  .  При этом суммирование осуществляется по ГТП, расположенным в зоне *zd*, где зона *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая ценовая зона и 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.   … |
| **4.3.8** | Определение финансовых обязательств/требований за расчетный период а) Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t*, определяется по формуле:  , (69)  где зона *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая и вторая ценовые зоны; * неценовая зона Архангельской области; * неценовая зона Республики Коми; * вторая неценовая зона;   – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* на РСВ в ГТП *k* за период *t* c учетом корректировки небаланса;  – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* на РСВ за период *t* для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам, определенная в соответствии с п. 4.3.2 настоящего Регламента.   1. Стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t* определяется по формуле:   , (70)  где зона *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая и вторая ценовые зоны; * неценовая зона Архангельской области; * неценовая зона Республики Коми; * вторая неценовая зона;   – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* на РСВ в ГТП *k* за период *t* c учетом корректировки небаланса;  – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* на РСВ за период *t* для формирования объемов импортных поставок по внешнеэкономическим договорам, определенная в соответствии с п. 4.3.2 настоящего Регламента. | Определение финансовых обязательств/требований за расчетный период a) Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t*, определяется по формуле:  – для первой ценовой зоны и второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, (69)  – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам,  где зона *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая ценовая зона и 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.   – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* на РСВ в ГТП *k* за период *t* c учетом корректировки небаланса;  – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* на РСВ за период *t* для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам, определенная в соответствии с п. 4.3.2 настоящего Регламента;  – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*1, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенному к данной территории, на РСВ за период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*2, в границах балансовой принадлежности которой находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональному энергорайону, работающему синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенному к данной территории, на РСВ за период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента.  b) Стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* на РСВ за расчетный период *t* определяется по формуле:  , (70)  где зона *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая ценовая зона и 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;   – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* на РСВ в ГТП *k* за период *t* c учетом корректировки небаланса;  – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* на РСВ за период *t* для формирования объемов импортных поставок по внешнеэкономическим договорам, определенная в соответствии с п. 4.3.2 настоящего Регламента. |

**Приложение № 1.2.2**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления особенностей функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка», но не ранее 1 февраля 2025 года. |

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) |
| --- | --- | --- |
| **1.1** | Предмет Настоящий Регламент определяет: 1) Порядок проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (далее – конкурентный отбор) и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынка электроэнергии, включающий следующие основные этапы:а) Порядок получения Коммерческим Оператором (далее – КО) от Системного оператора актуализированной расчетной модели;б) Порядок обработки КО информации, **полученной** от Системного оператора и участников оптового рынка, и формирования входных данных для проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынка;в) Определение отдельно для каждой ценовой зоны почасовых равновесных цен на электрическую энергию и объемов электрической энергии, включаемых в плановое почасовое производство и потребление участников оптового рынка, в том числе: определение планового почасового производства для каждой режимной генерирующей единицы на каждый час операционных суток, соответствующих значений мощности на конец каждого часа операционных суток и планового почасового потребления для каждой группы точек поставки потребления (далее – торговый график);2) Порядок передачи Коммерческим оператором торгового графика Системному оператору;3) Порядок публикации на официальном сайте КО в сети Интернет сводной информации об итогах конкурентного отбора ценовых заявок, определения планового почасового производства и потребления и доведения до участников оптового рынка персонифицированных результатов участия;4) Порядок объявления КО результатов конкурентного отбора ценовых заявок недействительными и порядок определения планового почасового производства и потребления в этом случае. Настоящий Регламент также включает в себя математическую модель, которая реализуется в процессе проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и определения планового почасового производства и потребления Участников оптового рынка. | Предмет Настоящий Регламент определяет: 1) Порядок проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (далее – конкурентный отбор) и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынка электроэнергии, включающий следующие основные этапы:а) Порядок получения Коммерческим Оператором (далее – КО) от Системного оператора актуализированной расчетной модели;б) Порядок обработки КО информации, **полученной** от Системного оператора и участников оптового рынка, и формирования входных данных для проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынка;в) Определение отдельно для первой ценовой зоны, для второй ценовой зоны, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, почасовых равновесных цен на электрическую энергию и объемов электрической энергии, включаемых в плановое почасовое производство и потребление участников оптового рынка, в том числе: определение планового почасового производства для каждой режимной генерирующей единицы на каждый час операционных суток, соответствующих значений мощности на конец каждого часа операционных суток и планового почасового потребления для каждой группы точек поставки потребления (далее – торговый график);2) Порядок передачи Коммерческим оператором торгового графика Системному оператору;3) Порядок публикации на официальном сайте КО в сети Интернет сводной информации об итогах конкурентного отбора ценовых заявок, определения планового почасового производства и потребления и доведения до участников оптового рынка персонифицированных результатов участия;4) Порядок объявления КО результатов конкурентного отбора ценовых заявок недействительными и порядок определения планового почасового производства и потребления в этом случае. Настоящий Регламент также включает в себя математическую модель, которая реализуется в процессе проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и определения планового почасового производства и потребления Участников оптового рынка. |

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:  ,  где величина  рассчитывается КО в соответствии с нижеследующим:  если,  то  ,  иначе: ,  где ;  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары <цена – количество> *l* 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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  – объем модельной пары <цена – количество> *l* 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). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – величина технического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  - значение нижнего предела регулирования режимной генерирующей единицы *g* в часе *h* рассматриваемых операционных суток;  2) 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 настоящим пунктом;  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* 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* 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.  2. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в указанной в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  ― цена на электрическую энергию, определенная в соответствии с подпунктом «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  *h* – час операционных суток.  3. Для участников оптового рынка – поставщиков НЦЗА и НЦЗК в отношении объема полного планового перетока в ограничивающем сечении из соответствующей неценовой зоны Архангельской области (НЦЗА) или Республики Коми (НЦЗК) в первую ценовую зону, отнесенного на участника оптового рынка – поставщика электрической энергии соответствующей неценовой зоны:  ;  ― тариф на электрическую энергию, определенный в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*, зарегистрированная в НЦЗА или НЦЗК;  *h* – час операционных суток.  4. Для участника (участников) оптового рынка – поставщиков неценовой зоны Дальнего Востока в объеме планового перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во внезональный энергорайон (ВЭ), расположенный во второй ценовой зоне и работающий синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ;  ― тариф на электрическую энергию, определенный в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  *i –* участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*, зарегистрированная в неценовой зоне Дальнего Востока, в которой в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) осуществляется продажа электрической энергии по границе со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток.  5. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, включающей генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности (в том числе в случае признания процедуры конкурентного отбора несостоявшейся):  ,  где ;  ;  ;  – объем модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *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:  1) ,  где величина  рассчитывается КО в соответствии с нижеследующим:  если,  то  ,  иначе: ,  где ;  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары <цена – количество> *l* 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).* При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  – объем модельной пары <цена – количество> *l* 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). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – величина технического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  - значение нижнего предела регулирования режимной генерирующей единицы *g* в часе *h* рассматриваемых операционных суток;  2) 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 настоящим пунктом;  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* 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* 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.  2. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в указанной в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  ― цена на электрическую энергию, определенная в соответствии с подпунктом «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  *h* – час операционных суток.  3. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, включающей генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности (в том числе в случае признания процедуры конкурентного отбора несостоявшейся):  ,  где ;  ;  ;  – объем модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. |
| **8.1.5.2** | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину  в соответствии с формулами:  ,  где ;  – цена на электроэнергию в ГТП *q*, рассчитанная согласно п. 5.2.2.2 настоящего Регламента;  *j* – участник оптового рынка, выступающий в качестве покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *i* - участник оптового рынка, выступающий в качестве продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *p* – ГТП, являющаяся ГТП покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *q* – ГТП, являющаяся ГТП продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток;  *h* – час операционных суток.  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  1. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, принятой в промышленную эксплуатацию:  а) в отношении объемов электрической энергии, производимых на генерирующем оборудовании гидроэлектростанций (гидроаккумулирующих электростанций), а также в ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):  ,  где – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определяемый согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток, по которому ГТП генерации *q* указана в качестве ГТП продавца;  *h* – час операционных суток;  б) в отношении объемов электрической энергии, производимых на генерирующем оборудовании, не являющемся генерирующим оборудованием гидроэлектростанций (гидроаккумулирующих электростанций):  ;;  ; .  где  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  – объем модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени, где *l* = 0 соответствует ценопринимающей ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – величина технического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *g* – РГЕ, выбранная Системным оператором в состав включенного генерирующего оборудования в отношении часа операционных суток *h* согласно актуализированной расчетной модели для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, отнесенная к ГТП генерации *q*;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток, по которому ГТП генерации *q* указана в качестве ГТП продавца;  *h* – час операционных суток.  2. Для участников оптового рынка – поставщиков НЦЗА и НЦЗК в отношении объема полного планового перетока в ограничивающем сечении из соответствующей неценовой зоны Архангельской области (НЦЗА) или Республики Коми (НЦЗК) в первую ценовую зону, отнесенного на участника оптового рынка – поставщика электрической энергии соответствующей неценовой зоны:  ;  ― тариф на электрическую энергию, определенный в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка i, зарегистрированная в НЦЗА или НЦЗК;  *h* – час операционных суток.  3. Для участника (участников) оптового рынка поставщиков неценовой зоны Дальнего Востока в объеме планового перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во внезональный энергорайон (ВЭ), расположенный во второй ценовой зоне и работающий синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ;  ― тариф на электрическую энергию, определенный в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*, зарегистрированная в неценовой зоне Дальнего Востока, в которой в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) осуществляется продажа электрической энергии по границе со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток.  4. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, включающей генерирующее оборудование, за счет которого формируется перспективный технологический резерв мощности:  ,  где  ;  ;  ;  – объем модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, и которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину  в соответствии с формулами:  ,  где ;  – цена на электроэнергию в ГТП *q*, рассчитанная согласно п. 5.2.2.2 настоящего Регламента;  *j* – участник оптового рынка, выступающий в качестве покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *i* - участник оптового рынка, выступающий в качестве продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *p* – ГТП, являющаяся ГТП покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *q* – ГТП, являющаяся ГТП продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток;  *h* – час операционных суток.  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  1. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, принятой в промышленную эксплуатацию:  а) в отношении объемов электрической энергии, производимых на генерирующем оборудовании гидроэлектростанций (гидроаккумулирующих электростанций), а также в ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):  ,  где – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определяемый согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток, по которому ГТП генерации *q* указана в качестве ГТП продавца;  *h* – час операционных суток;  б) в отношении объемов электрической энергии, производимых на генерирующем оборудовании, не являющемся генерирующим оборудованием гидроэлектростанций (гидроаккумулирующих электростанций):  ;;  ; .  где  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  – объем модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени, где *l* = 0 соответствует ценопринимающей ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  – величина технического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина технологического минимума по режимной генерирующей единице *g*, представленная СО в КО в составе актуализированной расчетной модели в отношении часа *h* рассматриваемых операционных суток в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *g* – РГЕ, выбранная Системным оператором в состав включенного генерирующего оборудования в отношении часа операционных суток *h* согласно актуализированной расчетной модели для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, отнесенная к ГТП генерации *q*;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации участника оптового рынка *i*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток, по которому ГТП генерации *q* указана в качестве ГТП продавца;  *h* – час операционных суток.  2. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии, в ГТП генерации, включающей генерирующее оборудование, за счет которого формируется перспективный технологический резерв мощности:  ,  где  ;  ;  ;  – объем модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  если *l*>0, то  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* 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*). При этом при расчете  в соответствии с указанной Методикой в качестве величины нижнего предела регулирования по РГЕ применяется максимум из технического минимума по РГЕ и технологического минимума по РГЕ;  если *l*=0, то  в случае выполнения каждого из следующих условий:   * объем ценопринимающей части ценовой заявки, поданной в отношении рассматриваемой ГТП генерации, не превышает величину суммарного по РГЕ, включенным в данную ГТП, максимума из технического минимума и технологического минимума; * указанная заявка участника содержит ступень с *l*=1;   в ином случае;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении генерирующих объектов, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, и которые отнесены к ГТП генерации *q*;  ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. |
| **13.3** | Расчет величины стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для ГТП генерации [руб.] – величина стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  как:  ;  где  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* в отношении часа операционных суток *h* в 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 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;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. | Расчет величины стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для ГТП генерации [руб.] – величина стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  как:  ;  где  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* в отношении часа операционных суток *h* в 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 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;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. |
| **14** | Расчет в отношении ГТП генерации величины стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для компенсации затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности [руб.] – величина стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для компенсации затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности в отношении ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  как:  ;  где  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* в отношении часа операционных суток *h* в 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 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] – величина, численно равная значению величины *Tээ* (выраженной в руб./МВт∙ч), определенной согласно подпункту *g* пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. | Расчет в отношении ГТП генерации величины стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для компенсации затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности [руб.] – величина стоимостного параметра, обусловленного разницей цены в ценовой заявке участника оптового рынка и равновесной цены, для компенсации затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности в отношении ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  как:  ;  где  [руб./МВт⋅ч] – цена модельной пары «цена – количество» *l* в отношении часа операционных суток *h* в 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 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] – величина, численно равная значению величины *Tээ* (выраженной в руб./МВт∙ч), определенной согласно подпункту *g* пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *l* ≥0 – номер ступени;  – объем ступени, предшествующей нулевой, равен нулю;  *i* – участник оптового рынка;  *q* – ГТП генерации;  *h* – час операционных суток. |

1. С учетом их разделения для интегральных ценовых подзаявок на объемы, относящиеся к каждой ценовой паре «цена-количество» (к ценовой ступени из интегральной подзаявки). [↑](#footnote-ref-1)
2. С учетом их разделения для интегральных ценовых подзаявок на объемы, относящиеся к каждой ценовой паре «цена-количество» (к ценовой ступени из интегральной подзаявки). [↑](#footnote-ref-2)
3. Актуальные на момент формирования данного реестра. [↑](#footnote-ref-3)
4. Актуальные на момент формирования данного реестра. [↑](#footnote-ref-4)