Приложение № 1.19

к Протоколу № 25/2020 заседания Наблюдательного совета

Ассоциации «НП Совет рынка» от 20 октября 2020 года.

## IX.1. Изменения, связанные с техническими и уточняющими правками

## Приложение № 1.19

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

**Обоснование:** для корректности текстов регламентов требуется внести ряд технических изменений и уточняющих изменений, в том числе актуализировать ссылки, скорректировать наименования регламентов, упоминаемых в тексте и содержащих ошибки, устранить описки и неточности.

**Дата вступления в силу:** 1 ноября 2020 года.

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **7.3.1** | В процессе рассмотрения полученных от участника уведомлений на распределение объемов РД КО обязан:  1) вести учет всех поступивших в его адрес уведомлений на распределение объемов РД от Продавцов по регулируемому договору посредством программного обеспечения, позволяющего фиксировать время поступления уведомлений на сервер КО, а также обеспечивающего их хранение в электронном виде не менее 3 (трех) лет;  2) в течение 15 минут со времени поступления подписанного Продавцом по регулируемому договору уведомления на распределение объемов РД подтвердить факт его получения путем направления на адрес Продавца по регулируемому договору соответствующего уведомления. При этом под временем направления указанного уведомления понимается время отправки участнику оптового рынка электронного сообщения, регистрируемое КО в соответствии с *Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  3) ежедневно с 9 часов 00 минут и до 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны проверять:   * + - 1. соответствие требованиям, указанным в п. 7.1.1 и подпункте 5 п. 7.1.2;       2. наличие у участника, идентификационный код которого указан в уведомлении на распределение объемов РД, права участия в торговле электрической энергией и мощностью с использованием ГТП в отношении даты начала периода поставки, указанных в соответствующем уведомлении.   … | В процессе рассмотрения полученных от участника уведомлений на распределение объемов РД КО обязан:  1) вести учет всех поступивших в его адрес уведомлений на распределение объемов РД от Продавцов по регулируемому договору посредством программного обеспечения, позволяющего фиксировать время поступления уведомлений на сервер КО, а также обеспечивающего их хранение в электронном виде не менее 3 (трех) лет;  2) в течение 15 минут со времени поступления подписанного Продавцом по регулируемому договору уведомления на распределение объемов РД подтвердить факт его получения путем направления на адрес Продавца по регулируемому договору соответствующего уведомления. При этом под временем направления указанного уведомления понимается время отправки участнику оптового рынка электронного сообщения, регистрируемое КО в соответствии с *Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  3) ежедневно с 9 часов 00 минут и до 13 часов 30 минут по времени ценовой зоны проверять:   1. соответствие требованиям, указанным в п. 7.1.1 и подпунктах 1–3, 5 п. 7.1.2; 2. наличие у участника, идентификационный код которого указан в уведомлении на распределение объемов РД, права участия в торговле электрической энергией и мощностью с использованием ГТП в отношении даты начала периода поставки, указанных в соответствующем уведомлении.   … |

**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) |
| **3.1** | * 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* (стандартная форма устанавливается *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*)); | * 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*; |
| **4** | 2.2  …  где– коэффициент отнесения объемов потребления в ГТП потребления к узлу расчетной модели, указанный в *Акте согласования групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесения**их к узлам расчетной модели*, составленному по форме, согласно приложению 4 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*);  *n* – узел расчетной модели, актуальное состояние которого является включенным согласно актуализированной расчетной модели, переданной Системным оператором в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – количество узлов расчетной модели, в отношении каждого из которых выполнены оба следующих условия:   * к узлу расчетной модели отнесена ГТП потребления *p* в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении**их к узлам расчетной модели*, составленным по форме согласно приложению 4 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   …  2.3   * генерирующее оборудование данной РГЕ не включено ни в одну зарегистрированную на оптовом рынке ГТП потребления в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* (стандартная форма устанавливается *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*));   …   1. формирует модельную ценопринимающую заявку в соответствии с приложением 1 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):  * для блок-станций (а также для РГЕ (объектов управления) типа ГЭС), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* (стандартная форма устанавливается *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*)); * для ГТП генерации ГЭС (ГАЭС) – на объемы производства электрической энергии, которые необходимо произвести по технологическим причинам и (или) в целях обеспечения экологической безопасности. При этом для ГТП генерации ГАЭС объемы производства электрической энергии, которые необходимо произвести по технологическим причинам и (или) в целях обеспечения экологической безопасности, принимаются равными 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*) положительным значениям объемов, указанных СО в качестве прогнозных объемов производства в отношении объекта управления, соответствующего ГАЭС; * для объектов управления, отнесенных к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* (стандартная форма устанавливается *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*)), по которым отсутствует ценовая заявка, сформированная в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   …   1. в случае если группа точек поставки относится к нескольким узлам расчетной модели, распределяет объемы электрической энергии, содержащиеся в каждой паре «цена – количество» в ценовой заявке, на объемы электрической энергии, относимые к каждому узлу расчетной модели, к которому отнесена данная группа точек поставки. Указанное распределение производится в соответствии с коэффициентами или формулами отнесения объемов к каждому узлу 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 настоящему Регламенту. Перечень соответствующих узлов содержится в *Акте согласования групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесения их к узлам расчетной модели* *(приложение 4 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)* участника оптового рынка.   …  21. Ценовая заявка участника по ГТП генерации (объекту управления с регулируемой нагрузкой,отнесенному к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* (стандартная форма устанавливается *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*)), поданная для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед, передаваемая КО в СО в соответствии с п. 3.1 *[Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы](http://www.np-sr.ru/norem/marketregulation/joining/marketnorem/currentedition/index.htm?ssFolderId=56)* (Приложение № 10 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для целей применения при проведении конкурентного отбора заявок для балансирования системы, определяется как ценовая заявка по данной ГТП (объекту управления с регулируемой нагрузкой, отнесенному к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* (стандартная форма устанавливается *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*)), определенная согласно *Регламенту подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка* (Приложение № 5 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (без осуществления модификации данной ценовой заявки с учетом Pmax, указанной в п. 3.2.2 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом выполнения модификаций, указанных в данном разделе настоящего Регламента (за исключением преобразований, указанных в пп. 9, пп. 16.2, пп. 18, пп. «б» пп. 20 п. 4 настоящего Регламента). | 2.2  …  где– коэффициент отнесения объемов потребления в ГТП потребления к узлу расчетной модели, указанный в *Акте согласования групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесения**их к узлам расчетной модели*;  *n* – узел расчетной модели, актуальное состояние которого является включенным согласно актуализированной расчетной модели, переданной Системным оператором в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – количество узлов расчетной модели, в отношении каждого из которых выполнены оба следующих условия:   * к узлу расчетной модели отнесена ГТП потребления *p* в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении**их к узлам расчетной модели;*   …  2.3   * генерирующее оборудование данной РГЕ не включено ни в одну зарегистрированную на оптовом рынке ГТП потребления в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*;   …   1. формирует модельную ценопринимающую заявку в соответствии с приложением 1 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):  * для блок-станций (а также для РГЕ (объектов управления) типа ГЭС), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*; * для ГТП генерации ГЭС (ГАЭС) – на объемы производства электрической энергии, которые необходимо произвести по технологическим причинам и (или) в целях обеспечения экологической безопасности. При этом для ГТП генерации ГАЭС объемы производства электрической энергии, которые необходимо произвести по технологическим причинам и (или) в целях обеспечения экологической безопасности, принимаются равными 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*) положительным значениям объемов, указанных СО в качестве прогнозных объемов производства в отношении объекта управления, соответствующего ГАЭС; * для объектов управления, отнесенных к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*, по которым отсутствует ценовая заявка, сформированная в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  1. случае если группа точек поставки относится к нескольким узлам расчетной модели, распределяет объемы электрической энергии, содержащиеся в каждой паре «цена – количество» в ценовой заявке, на объемы электрической энергии, относимые к каждому узлу расчетной модели, к которому отнесена данная группа точек поставки. Указанное распределение производится в соответствии с коэффициентами или формулами отнесения объемов к каждому узлу 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 настоящему Регламенту. Перечень соответствующих узлов содержится в *Акте согласования групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесения их к узлам расчетной модели* участника оптового рынка.   …  21. Ценовая заявка участника по ГТП генерации (объекту управления с регулируемой нагрузкой,отнесенному к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*), поданная для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед, передаваемая КО в СО в соответствии с п. 3.1 [*Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы*](http://www.np-sr.ru/norem/marketregulation/joining/marketnorem/currentedition/index.htm?ssFolderId=56)(Приложение № 10 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для целей применения при проведении конкурентного отбора заявок для балансирования системы, определяется как ценовая заявка по данной ГТП (объекту управления с регулируемой нагрузкой, отнесенному к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*), определенная согласно *Регламенту подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка* (Приложение № 5 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (без осуществления модификации данной ценовой заявки с учетом Pmax, указанной в п. 3.2.2 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом выполнения модификаций, указанных в данном разделе настоящего Регламента (за исключением преобразований, указанных в пп. 9, пп. 16.2, пп. 18, пп. «б» пп. 20 п. 4 настоящего Регламента). |
| **5.2** | 1. Второй приоритет устанавливается для ценопринимающих заявок (подзаявок, частей подзаявок):  * сформированных в отношении ГТП генерации тепловых электростанций в объеме производства электрической энергии, соответствующем технологическому минимуму по РГЕ, в том числе в отношении заявок при работе в теплофикационном режиме; * сформированных в отношении ГТП генерации ГЭС/ГАЭС (в том числе в отношении РГЕ (объектов управления) типа ГЭС, отнесенных в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* (стандартная форма устанавливается *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*)) к ГТП потребления (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой)) в объеме производства электрической энергии, который необходимо произвести по технологическим причинам и (или) в целях обеспечения экологической безопасности и который содержится на соответствующий час в прогнозном диспетчерском графике; * тепловых электростанций в объеме, производимом с использованием в качестве основного топлива нефтяного (попутного) газа или продуктов его переработки.   Оставшаяся часть объемов рассматривается в соответствии с более низким приоритетом.   1. Третий приоритет устанавливается для ценопринимающих заявок (подзаявок, частей подзаявок):  * поставщиков на продажу, поданных в отношении значений минимальной выработки по условиям оптимального обеспечения режимов работы зависимого промышленного оборудования; * сформированных в отношении блок-станций (объектов управления) (за исключением объектов управления, имеющих тип ГЭС), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* (стандартная форма устанавливается *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*); * на объемы, не превышающие приоритетные объемы регулируемых договоров, определенных в соответствии с *Регламентом* *регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),при условии невыхода данных объемов за границу планового почасового производства, определенную требованиями с–d п. 5.1 настоящего Регламента. | * Второй приоритет устанавливается для ценопринимающих заявок (подзаявок, частей подзаявок): * сформированных в отношении ГТП генерации тепловых электростанций в объеме производства электрической энергии, соответствующем технологическому минимуму по РГЕ, в том числе в отношении заявок при работе в теплофикационном режиме; * сформированных в отношении ГТП генерации ГЭС/ГАЭС (в том числе в отношении РГЕ (объектов управления) типа ГЭС, отнесенных в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* к ГТП потребления (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой)) в объеме производства электрической энергии, который необходимо произвести по технологическим причинам и (или) в целях обеспечения экологической безопасности и который содержится на соответствующий час в прогнозном диспетчерском графике; * тепловых электростанций в объеме, производимом с использованием в качестве основного топлива нефтяного (попутного) газа или продуктов его переработки. * Оставшаяся часть объемов рассматривается в соответствии с более низким приоритетом. * Третий приоритет устанавливается для ценопринимающих заявок (подзаявок, частей подзаявок): * поставщиков на продажу, поданных в отношении значений минимальной выработки по условиям оптимального обеспечения режимов работы зависимого промышленного оборудования; * сформированных в отношении блок-станций (объектов управления) (за исключением объектов управления, имеющих тип ГЭС), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*; * на объемы, не превышающие приоритетные объемы регулируемых договоров, определенных в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), при условии невыхода данных объемов за границу планового почасового производства, определенную требованиями с–d п. 5.1 настоящего Регламента. |
| **Приложение 1, п. 1.1** | f1) для РГЕ (объектов управления) (за исключением РГЕ, имеющих тип ГЭС, по которым СО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) задаются интегральные ограничения на производство электрической энергии)   * отнесенных к блок-станциям, не представленным на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенным в ГТП потребления в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* (стандартная форма устанавливается *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*)); * являющихся объектами управления, отнесенными в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* (стандартная форма устанавливается *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*)) к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, по которым отсутствует ценовая заявка, сформированная в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * имеющих тип ГЭС и отнесенных к ГТП генерации ГЭС (ГАЭС) или к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели (стандартная форма устанавливается 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*));   в отношении каждого часа формируются ценопринимающие поузловые пары <цена – количество>, в которых значение <количество> устанавливается равным соответствующему объему прогнозного графика производства, представленного в ПДГ. Для РГЕ, имеющих тип ГЭС и отнесенных к ГТП генерации ГЭС или к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, применяются объемы производства электрической энергии, которые необходимо произвести по технологическим причинам и (или) в целях обеспечения экологической безопасности и которые содержатся на соответствующий час в прогнозном диспетчерском графике. Для РГЕ, отнесенной к ГАЭС, применяются переданные 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*) положительные значения объемов, указанные СО в качестве прогнозных объемов производства в отношении соответствующей РГЕ;  f2) для РГЕ (объектов управления), имеющих тип ГЭС, по которым СО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) задаются интегральные ограничения на производство электрической энергии,отнесенных в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* (стандартная форма устанавливается *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*)) к ГТП генерации, ГТП потребления либо ГТП потребления с регулируемой нагрузкой***,*** на объемы производства электрической энергии, которые необходимо произвести по технологическим причинам и (или) в целях обеспечения экологической безопасности формируются в отношении данных операционных суток интегральные ценопринимающие поузловые пары <цена – количество>, в которых значение <количество> устанавливается на уровне интегрального максимального значения производства активной мощности, указанного СО в составе актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | f1) для РГЕ (объектов управления) (за исключением РГЕ, имеющих тип ГЭС, по которым СО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) задаются интегральные ограничения на производство электрической энергии)   * отнесенных к блок-станциям, не представленным на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенным в ГТП потребления в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*; * являющихся объектами управления, отнесенными в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, по которым отсутствует ценовая заявка, сформированная в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * имеющих тип ГЭС и отнесенных к ГТП генерации ГЭС (ГАЭС) или к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*;   в отношении каждого часа формируются ценопринимающие поузловые пары <цена – количество>, в которых значение <количество> устанавливается равным соответствующему объему прогнозного графика производства, представленного в ПДГ. Для РГЕ, имеющих тип ГЭС и отнесенных к ГТП генерации ГЭС или к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, применяются объемы производства электрической энергии, которые необходимо произвести по технологическим причинам и (или) в целях обеспечения экологической безопасности и которые содержатся на соответствующий час в прогнозном диспетчерском графике. Для РГЕ, отнесенной к ГАЭС, применяются переданные 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*) положительные значения объемов, указанные СО в качестве прогнозных объемов производства в отношении соответствующей РГЕ;  f2) для РГЕ (объектов управления), имеющих тип ГЭС, по которым СО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) задаются интегральные ограничения на производство электрической энергии,отнесенных в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* к ГТП генерации, ГТП потребления либо ГТП потребления с регулируемой нагрузкой***,*** на объемы производства электрической энергии, которые необходимо произвести по технологическим причинам и (или) в целях обеспечения экологической безопасности формируются в отношении данных операционных суток интегральные ценопринимающие поузловые пары <цена – количество>, в которых значение <количество> устанавливается на уровне интегрального максимального значения производства активной мощности, указанного СО в составе актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **Приложение 1, п. 1.2** | …   * для ценопринимающих заявок (подзаявок, частей подзаявок):   – сформированных в отношении значений минимальной выработки по условиям оптимального обеспечения режимов работы зависимого промышленного оборудования;  – сформированных в отношении РГЕ блок-станций (объектов управления) (за исключением РГЕ и объектов управления типа ГЭС), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели(стандартная форма устанавливается *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*);  … | …   * для ценопринимающих заявок (подзаявок, частей подзаявок):   – сформированных в отношении значений минимальной выработки по условиям оптимального обеспечения режимов работы зависимого промышленного оборудования;  – сформированных в отношении РГЕ блок-станций (объектов управления) (за исключением РГЕ и объектов управления типа ГЭС), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели*;  … |
| **Приложение 1, п. 2.2** | 1. Для каждой допущенной к торговой сессии почасовой подзаявки в отношении ГТП потребления типа “Система” (либо модельной пары <цена-количество>, сформированной КО в соответствии с положениями настоящей Методики) КО определяет поузловые коэффициенты отнесения нагрузки ГТП потребления *p* к узлам расчетной модели *n* (к которым данная ГТП отнесена в соответствии с *Актом согласования групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесения**их к узлам расчетной модели* (приложение 4 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)*, состояние которых является включенным согласно актуализированной расчетной модели, , определенные согласно разделу 4 настоящего Регламента. | 1. Для каждой допущенной к торговой сессии почасовой подзаявки в отношении ГТП потребления типа “Система” (либо модельной пары <цена-количество>, сформированной КО в соответствии с положениями настоящей Методики) КО определяет поузловые коэффициенты отнесения нагрузки ГТП потребления *p* к узлам расчетной модели *n* (к которым данная ГТП отнесена в соответствии с *Актом согласования групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесения**их к узлам расчетной модели*, состояние которых является включенным согласно актуализированной расчетной модели, , определенные согласно разделу 4 настоящего Регламента. |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  **(изменения выделены цветом)** |
| **3.2** | …при уточнении базовых границ диапазона регулирования реактивной мощности заявляемые значения должны быть подтверждены организацией-изготовителем генерирующего оборудования или иной уполномоченной организацией. Дополнительно должны быть представлены данные о настройке ограничителей минимального возбуждения и автоматики разгрузки при перегрузке ротора током возбуждения, а также иная информация в соответствии с *Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*; …  Внесение изменений в регистрационную информацию о базовых и (или) актуальных границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования (максимально допустимой величины приема (при недопустимости приема – минимальной выдачи) и (или) максимально допустимой величины выдачи реактивной мощности)) осуществляется на основании заявления, оформленного в соответствии с *Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям.*  … | …при уточнении базовых границ диапазона регулирования реактивной мощности заявляемые значения должны быть подтверждены организацией-изготовителем генерирующего оборудования или иной уполномоченной организацией. Дополнительно должны быть представлены данные о настройке ограничителей минимального возбуждения и автоматики разгрузки при перегрузке ротора током возбуждения, а также иная информация в соответствии с *Порядком установления соответствия*; …  Внесение изменений в регистрационную информацию о базовых и (или) актуальных границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования (максимально допустимой величины приема (при недопустимости приема – минимальной выдачи) и (или) максимально допустимой величины выдачи реактивной мощности)) осуществляется на основании заявления, оформленного в соответствии с *Порядком установления соответствия.*  … |
| **3.4.9** | СО определяет  на основании ценовых заявок, поданных в участником ОРЭМ в КО отношении каждой ГТП для участия в конкурентном отборе на сутки вперед в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и переданных КО в СО в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Для случаев, указанных в подпунктах «а» и «б» подпункта 2 п. 3.2.2 *Регламента подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),  . (15.1)  В случае подачи Участником оптового рынка интегральной заявки, в соответствии с подпунктом 2 п. 3.1 (за исключением случаев, указанных в подпункте «б» подпункта 2 п. 3.2.2) *Регламента подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), поданной в отношении ГТП, не имеющей статус монотопливной, на период с числом часов *Н*, величина , в отношении часа, попадающего в интервал *Н*, рассчитывается как: … | СО определяет  на основании ценовых заявок, поданных в участником ОРЭМ в КО отношении каждой ГТП для участия в конкурентном отборе на сутки вперед в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и переданных КО в СО в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Для случаев, указанных в подпунктах «а» и «б» подпункта 2 п. 3.2.2 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),  . (15.1)  В случае подачи Участником оптового рынка интегральной заявки, в соответствии с подпунктом 2 п. 3.1 (за исключением случаев, указанных в подпункте «б» подпункта 2 п. 3.2.2) *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), поданной в отношении ГТП, не имеющей статус монотопливной, на период с числом часов *Н*, величина , в отношении часа, попадающего в интервал *Н*, рассчитывается как: … |

## Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (Приложение № 13.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  **(изменения выделены цветом)** |
| **2.1.1** | *…*  — величина фактического потребления электрической энергии в ГТП потребления *q* участника оптового рынка, определенная в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электрической энергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в час .  Рабочий день *d* определяется в соответствии с *Перечнем определений и принятых сокращений* (Приложение № 17 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  — количество рабочих дней в месяце *m*.  Совокупное фактическое потребление электрической энергии в субъекте Российской Федерации *f* в час *h* для каждого рабочего дня *d* месяца *m* определяется по формуле:  ,  где  — величина фактического потребления электрической энергии в ГТП потребления *q* участника оптового рынка, функционирующего в субъекте Российской Федерации *f*,определенная в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электрической энергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в час *h*.  … | *…*  — величина фактического потребления электрической энергии в ГТП потребления *q* участника оптового рынка, определенная в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в час .  Рабочий день *d* определяется в соответствии с *Перечнем определений и принятых сокращений* (Приложение № 17 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  — количество рабочих дней в месяце *m*.  Совокупное фактическое потребление электрической энергии в субъекте Российской Федерации *f* в час *h* для каждого рабочего дня *d* месяца *m* определяется по формуле:  ,  где  — величина фактического потребления электрической энергии в ГТП потребления *q* участника оптового рынка, функционирующего в субъекте Российской Федерации *f*,определенная в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в час *h*.  … |
| **2.1.2** | …  1. для ГТП потребления, к которым относятся энергопринимающие устройства электростанций, как величину превышения объема фактического пикового потребления над максимальным объемом потребления мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды, по формуле:   ;  – максимально допустимая величина собственного максимума потребления на нужды генерации, определяемая в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … | …  1. для ГТП потребления, к которым относятся энергопринимающие устройства электростанций, как величину превышения объема фактического пикового потребления над максимальным объемом потребления мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды, по формуле:   ;  – максимально допустимая величина собственного максимума потребления на нужды генерации, определяемая в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … |
| **17.2.1** | Плановый объем продажи мощности по результатам КОМ в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  (17.2.1);  где  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Плановый объем продажи мощности по результатам КОМ в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  (17.2.1);  где  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **17.2.2** | Плановый объем продажи мощности по договорам КОМ НГО (в том числе по договору КОМ НГО в целях компенсации потерь) в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  , (17.2.3)  где  – плановый объем поставки мощности в ГТП генерации *p,* зарегистрированной в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *m,* определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Плановый объем продажи мощности по договорам КОМ НГО (в том числе по договору КОМ НГО в целях компенсации потерь) в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  , (17.2.3)  где  – плановый объем поставки мощности в ГТП генерации *p,* зарегистрированной в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *m,* определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **17.3.1** | Плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме с целью надежного электроснабжения потребителей в ЗСП, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  , (17.3.1)  где *V1* ― множество ГТП генерации *p* участников оптового рынка, сформированное в соответствии с пунктом 4.2 настоящего Регламента;  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме с целью надежного электроснабжения потребителей в ЗСП, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  , (17.3.1)  где *V1* ― множество ГТП генерации *p* участников оптового рынка, сформированное в соответствии с пунктом 4.2 настоящего Регламента;  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **17.3.2** | Плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме с целью надежного теплоснабжения потребителей в субъекте Российской Федерации, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  , (17.3.2)  где *V2* ― множество ГТП генерации *p* участников оптового рынка, сформированное в соответствии с пунктом 4.2 настоящего Регламента;  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме с целью надежного теплоснабжения потребителей в субъекте Российской Федерации, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  , (17.3.2)  где *V2* ― множество ГТП генерации *p* участников оптового рынка, сформированное в соответствии с пунктом 4.2 настоящего Регламента;  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **17.3.3** | Плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме с целью надежного электроснабжения потребителей в ценовой зоне, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  . (17.3.3)  где *MG(m)* ― множество ГТП генерации *p*, сформированное в соответствии с пунктом 4.2 настоящего Регламента;  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … | Плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме с целью надежного электроснабжения потребителей в ценовой зоне, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  . (17.3.3)  где *MG(m)* ― множество ГТП генерации *p*, сформированное в соответствии с пунктом 4.2 настоящего Регламента;  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … |
| **17.4** | Плановый объем продажи мощности в неценовой зоне *z* в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется для генерирующего оборудования, расположенного на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, по формуле:  , (17.4)  где  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Плановый объем продажи мощности в неценовой зоне *z* в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется для генерирующего оборудования, расположенного на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, по формуле:  , (17.4)  где  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **17.5** | Плановый объем продажи мощности по ДПМ в ценовой зоне *z* в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется по формуле:  , (17.5)  где  – плановый объем поставки мощности в ГТП генерации *p,* зарегистрированной в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *m,* определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … | Плановый объем продажи мощности по ДПМ в ценовой зоне *z* в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется по формуле:  , (17.5)  где  – плановый объем поставки мощности в ГТП генерации *p,* зарегистрированной в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *m,* определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … |
| **17.6** | Плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам АЭС/ГЭС в ценовой зоне *z*, в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется по формуле:  , (17.6)  где  – плановый объем поставки мощности в ГТП генерации *p,* зарегистрированной в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *m,* определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … | Плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам АЭС/ГЭС в ценовой зоне *z*, в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется по формуле:  , (17.6)  где  – плановый объем поставки мощности в ГТП генерации *p,* зарегистрированной в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *m,* определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … |
| **17.7** | Плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по ДПМ ВИЭ в ценовой зоне *z*, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется по формуле:  , (17.7)  где  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … | Плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по ДПМ ВИЭ в ценовой зоне *z*, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется по формуле:  , (17.7)  где  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … |
| **17.8** | Плановый объем продажи мощности по договорам на модернизацию в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  ,  где  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Плановый объем продажи мощности по договорам на модернизацию в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определяется как:  ,  где  – плановый объем поставки мощности в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с пунктом 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **17.9** | В случае непредоставления КО в сроки, указанные в п. 5.8 Регламента определения объемов фактически поставленной на рынок мощности (Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), данных о величине  КО рассчитывает величину следующим образом:  - для генерирующего оборудования, расположенного в ценовых зонах оптового рынка, по формуле:  ;  … | В случае непредоставления КО в сроки, указанные в п. 5.8 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), данных о величине  КО рассчитывает величину следующим образом:  - для генерирующего оборудования, расположенного в ценовых зонах оптового рынка, по формуле:  ;  … |

**Предложения по изменениям и дополнениям в ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫХ ГАРАНТИЙ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ (Приложение № 26 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** | **Порядок фиксации ЦФР факта нарушения требования о предоставлении обеспечения исполнения обязательств по оплате электрической энергии на оптовом рынке**  ЦФР не позднее 1 (первого) числа месяца *m* либо не позднее следующего рабочего дня, если 1 (первое) число месяца *m* приходится на нерабочий день (если *m –* январь, то не позднее 2 (второго) рабочего дня месяца *m*;если *m –* май, то не позднее чем за 3 (три) рабочих дня до начала месяца *m* по состоянию на 10 (десятый) рабочий день до начала месяца *m*), по состоянию на 4 (четвертый) рабочий день до начала месяца *m* осуществляет следующие действия по фиксации факта нарушения требования о предоставлении обеспечения исполнения обязательств по оплате электрической энергии на оптовом рынке:  … | **Порядок фиксации ЦФР факта нарушения требования о предоставлении обеспечения исполнения обязательств по оплате электрической энергии на оптовом рынке**  ЦФР не позднее 1 (первого) числа месяца *m* либо не позднее следующего рабочего дня, если 1 (первое) число месяца *m* приходится на нерабочий день, по состоянию на 4 (четвертый) рабочий день до начала месяца *m* (если *m –* январь, то не позднее 2 (второго) рабочего дня месяца *m* по состоянию на 4 (четвертый) рабочий день до начала месяца *m*;если *m –* май, то не позднее чем за 3 (три) рабочих дня до начала месяца *m* по состоянию на 10 (десятый) рабочий день до начала месяца *m*) осуществляет следующие действия по фиксации факта нарушения требования о предоставлении обеспечения исполнения обязательств по оплате электрической энергии на оптовом рынке:  … |
| **7.3** | …  При этом ,  где  – величина установленной мощности электростанции *s* за месяц *m*, утвержденная в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической мощности в рамках единой энергетической системы России, утвержденном федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов;  – регулируемая цена (тариф) на мощность, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении электростанции *s* на период, которому принадлежит период *m*, утвержденная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов.  Для электростанций, расположенных на территории неценовых зон, в отношении которых федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов установлено более одной регулируемой цены (тарифа) на мощность,  принимает значение среднеарифметической величины по всем утвержденным ценам (тарифам) для указанной электростанции.  Для электростанций, расположенных на территории неценовых зон, в отношении которых федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов установлено более одной регулируемой цены (тарифа) на мощность,  принимает значение среднеарифметической величины по всем утвержденным ценам (тарифам) для указанной электростанции.  Для поставщиков, участвующих в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием тепловых электростанций, в отношении генерирующих объектов, предусмотренных перечнем генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, построенных и введенных в эксплуатацию на территории Калининградской области, величина  в целях расчета  определяется как среднеарифметическое значение регулируемых цен (тарифов), определенных по всем ГТП генерации в отношении электростанции *s*, участвующим в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке в месяце *m*–3, в соответствии с приложением 130 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* и рассчитанных не позднее 14-го числа месяца *m–*3.В данном случае среднеарифметическое значение регулируемых цен (тарифов) округляется методом математического округления с точностью до 5 знаков после запятой.В случае если значение регулируемой цены (тарифа) не определено для какой-либо из указанных ГТП, то такое значение принимается равным нулю.  …  – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении электростанции *s* на период, которому принадлежит период *m*, утвержденная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов.  Для поставщиков, участвующих в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием тепловых электростанций, расположенных на территории второй неценовой зоны,  принимает значение цены, утвержденной федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов, на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в Сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии в рамках единой энергетической системы России объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях.  Для поставщиков, участвующих в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием тепловых электростанций, в отношении генерирующих объектов, предусмотренных перечнем генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, построенных и введенных в эксплуатацию на территории Калининградской области, величина  в целях расчета  определяется как среднеарифметическое значение регулируемых цен (тарифов), определенных по всем ГТП генерации в отношении электростанции *s*, участвующим в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке в месяце *m*–3, в соответствии с приложением 130 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* и рассчитанных не позднее 14-го числа месяца *m–*3. В данном случае среднеарифметическое значение регулируемых цен (тарифов) округляется методом математического округления с точностью до 5 знаков после запятой.В случае если значение регулируемой цены (тарифа) не определено для какой-либо из указанных ГТП, то такое значение принимается равным нулю.  … | …  При этом ,  где  – величина установленной мощности электростанции *s* за месяц *m*, утвержденная в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической мощности в рамках единой энергетической системы России, утвержденном федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов;  – регулируемая цена (тариф) на мощность, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении электростанции *s* на период, которому принадлежит период *m*, утвержденная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов.  Для электростанций, расположенных на территории неценовых зон, в отношении которых федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов установлено более одной регулируемой цены (тарифа) на мощность,  принимает значение среднеарифметической величины по всем утвержденным ценам (тарифам) для указанной электростанции.  Для электростанций, расположенных на территории неценовых зон, в отношении которых федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов установлено более одной регулируемой цены (тарифа) на мощность,  принимает значение среднеарифметической величины по всем утвержденным ценам (тарифам) для указанной электростанции.  Для поставщиков, участвующих в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием тепловых электростанций, в отношении генерирующих объектов, предусмотренных перечнем генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, построенных и введенных в эксплуатацию на территории Калининградской области, величина  в целях расчета  определяется как среднеарифметическое значение регулируемых цен (тарифов) в отношении месяца *m*–4, определенных по всем ГТП генерации в отношении электростанции *s*, участвующим в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке в месяце *m*–3, в соответствии с приложением 130 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* и рассчитанных не позднее 14-го числа месяца *m–*3*.* В данном случае среднеарифметическое значение регулируемых цен (тарифов) округляется методом математического округления с точностью до 5 знаков после запятой.В случае если значение регулируемой цены (тарифа) не определено для какой-либо из указанных ГТП, то такое значение принимается равным нулю.  …  – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении электростанции *s* на период, которому принадлежит период *m*, утвержденная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов.  Для поставщиков, участвующих в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием тепловых электростанций, расположенных на территории второй неценовой зоны,  принимает значение цены, утвержденной федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов, на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в Сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии в рамках единой энергетической системы России объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях.  Для поставщиков, участвующих в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием тепловых электростанций, в отношении генерирующих объектов, предусмотренных перечнем генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, построенных и введенных в эксплуатацию на территории Калининградской области, величина  в целях расчета  определяется как среднеарифметическое значение регулируемых цен (тарифов) в отношении месяца *m*–4, определенных по всем ГТП генерации в отношении электростанции *s*, участвующим в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке в месяце *m*–3, в соответствии с приложением 130 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* и рассчитанных не позднее 14-го числа месяца *m–*3. В данном случае среднеарифметическое значение регулируемых цен (тарифов) округляется методом математического округления с точностью до 5 знаков после запятой.В случае если значение регулируемой цены (тарифа) не определено для какой-либо из указанных ГТП, то такое значение принимается равным нулю.  … |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ ОТБОРОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (Приложение № 27 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **4.2.1** | …  17) представленное участником ОПВ обеспечение исполнения его обязательств, возникающих по результатам ОПВ, соответствует требованиям раздела 7 настоящего Регламента, с учетом требований настоящего подпункта.  …  – данных Расчета требований участника оптового рынка от продажи мощности по договорам, заключенным на оптовом рынке, формируемого в соответствии с порядком, определенным в приложении 31 к настоящему Регламенту, – в случае, если способом обеспечения исполнения обязательств участника ОПВ, возникающих по результатам ОПВ, является неустойка по ДПМ ВИЭ или предоставление поручительств третьих лиц;  – данных Реестра аккредитивов, уведомление об открытии которых получено ЦФР как получателем средств в соответствии с соглашениями о порядке расчетов, связанных с уплатой продавцом штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, полученного от ЦФР в соответствии с пунктом 6.7.3 настоящего Регламента – в случае, если способом обеспечения исполнения обязательств участника ОПВ, возникающих по результатам ОПВ, является штраф, оплата которого осуществляется по аккредитиву;  – данных Реестра банковских гарантий, которые получены ЦФР в соответствии с соглашениями о порядке расчетов, связанных с уплатой продавцом штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, полученного от ЦФР в соответствии с пунктом 6.7.3 настоящего Регламента, – в случае, если способом обеспечения исполнения обязательств участника ОПВ, возникающих по результатам ОПВ, является банковская гарантия, обеспечивающая исполнение участником ОПВ обязанности по перечислению денежных средств на расчетный счет АО «ЦФР» в счет уплаты штрафов за неисполнение или ненадлежащее исполнение своих обязательств по ДПМ ВИЭ.  Величина обеспечения исполнения обязательств, указанная в заявке на ОПВ в поле «величина обеспечения (гарантии) исполнения обязательств, возникающих по результатам ОПВ», составляет не менее 5% от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, определенной в соответствии с приложением 17 к настоящему Регламенту для генерирующих объектов соответствующего вида и календарного года начала поставки мощности данного объекта, и объема установленной мощности генерирующего объекта, указанного в заявке на ОПВ;  … | …  17) представленное участником ОПВ обеспечение исполнения его обязательств, возникающих по результатам ОПВ, соответствует требованиям раздела 7 настоящего Регламента, с учетом требований настоящего подпункта.  …  – данных Расчета требований участника оптового рынка от продажи мощности по договорам, заключенным на оптовом рынке, формируемого в соответствии с порядком, определенным в приложении 31 к настоящему Регламенту, – в случае, если способом обеспечения исполнения обязательств участника ОПВ, возникающих по результатам ОПВ, является неустойка по ДПМ ВИЭ или предоставление поручительств третьего лица;  – данных Реестра аккредитивов, уведомление об открытии которых получено ЦФР как получателем средств в соответствии с соглашениями о порядке расчетов, связанных с уплатой продавцом штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, полученного от ЦФР в соответствии с пунктом 6.7.3 настоящего Регламента – в случае, если способом обеспечения исполнения обязательств участника ОПВ, возникающих по результатам ОПВ, является штраф, оплата которого осуществляется по аккредитиву;  – данных Реестра банковских гарантий, которые получены ЦФР в соответствии с соглашениями о порядке расчетов, связанных с уплатой продавцом штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, полученного от ЦФР в соответствии с пунктом 6.7.3 настоящего Регламента, – в случае, если способом обеспечения исполнения обязательств участника ОПВ, возникающих по результатам ОПВ, является банковская гарантия, обеспечивающая исполнение участником ОПВ обязанности по перечислению денежных средств на расчетный счет АО «ЦФР» в счет уплаты штрафов за неисполнение или ненадлежащее исполнение своих обязательств по ДПМ ВИЭ.  Величина обеспечения исполнения обязательств, указанная в заявке на ОПВ в поле «величина обеспечения (гарантии) исполнения обязательств, возникающих по результатам ОПВ», составляет не менее 5% от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, определенной в соответствии с приложением 17 к настоящему Регламенту для генерирующих объектов соответствующего вида и календарного года начала поставки мощности данного объекта, и объема установленной мощности генерирующего объекта, указанного в заявке на ОПВ;  … |
| **7.9** | Если обязанность продавца по ДПМ ВИЭ по предоставлению дополнительного обеспечения (в соответствии с п. 7.8 настоящего Регламента) возникла до истечения 12 (двенадцати) месяцев с даты начала поставки по ДПМ ВИЭ и продавцом по ДПМ ВИЭ не предоставлено дополнительное обеспечение на 27 месяцев, то в качестве дополнительного обеспечения по ДПМ ВИЭ может быть предоставлено:   * поручительство участника оптового рынка – поставщика, соответствующего требованиям к поручительству третьих лиц, изложенным в пункте 7.14 настоящего Регламента; * обеспечение в виде штрафа, оплата которого осуществляется по аккредитиву, соответствующему требованиям пункта 7.14 настоящего Регламента; * обеспечение в виде штрафа, оплата которого осуществляется по банковской гарантии, соответствующей требованиям пункта 7.14 настоящего Регламента (для случаев, предусмотренных пунктами 7.8.3 и 7.8.9 настоящего Регламента). | Если обязанность продавца по ДПМ ВИЭ по предоставлению дополнительного обеспечения (в соответствии с п. 7.8 настоящего Регламента) возникла до истечения 12 (двенадцати) месяцев с даты начала поставки по ДПМ ВИЭ и продавцом по ДПМ ВИЭ не предоставлено дополнительное обеспечение на 27 месяцев, то в качестве дополнительного обеспечения по ДПМ ВИЭ может быть предоставлено:   * поручительство участника оптового рынка – поставщика, соответствующего требованиям к поручительству третьего лица, изложенным в пункте 7.14 настоящего Регламента; * обеспечение в виде штрафа, оплата которого осуществляется по аккредитиву, соответствующему требованиям пункта 7.14 настоящего Регламента;   обеспечение в виде штрафа, оплата которого осуществляется по банковской гарантии, соответствующей требованиям пункта 7.14 настоящего Регламента (для случаев, предусмотренных пунктами 7.8.3 и 7.8.9 настоящего Регламента). |
| **7.10** | Если обязанность продавца по ДПМ ВИЭ по предоставлению дополнительного обеспечения (в соответствии с п. 7.8 настоящего Регламента) возникла до истечения 12 (двенадцати) месяцев с даты начала поставки по ДПМ ВИЭ и продавцом по ДПМ ВИЭ предоставлено дополнительное обеспечение на 27 месяцев, то в срок, аналогичный указанному в соответствующем подпункте пункта 7.8 настоящего Регламента:   * если в соответствии с пунктом 7.9 настоящего Регламента дополнительным обеспечением будет являться поручительство участника оптового рынка – поставщика, то продавцом по ДПМ ВИЭ взамен ранее предоставленного дополнительного обеспечения на 27 месяцев должно быть предоставлено дополнительное обеспечение на 27 месяцев в виде поручительства участника оптового рынка – поставщика, соответствующего требованиям к поручительству третьих лиц, изложенным в пункте 7.14 настоящего Регламента (с учетом особенностей, предусмотренных пунктом 7.17.1 настоящего Регламента; * если в соответствии с пунктом 7.9 настоящего Регламента дополнительным обеспечением будет являться обеспечение в виде штрафа, оплата которого осуществляется по аккредитиву, то должно быть обеспечено, чтобы сумма данного аккредитива, по которому оплачивается штраф по ДПМ ВИЭ, составляла не менее 10 % от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, учтенной в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* при отборе на ОПВ соответствующего объекта генерации, и объема установленной мощности такого объекта генерации, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ (выраженного в кВт), и срок действия указанного аккредитива составлял не менее 27 (двадцати семи) месяцев с даты начала поставки мощности по ДПМ ВИЭ. | Если обязанность продавца по ДПМ ВИЭ по предоставлению дополнительного обеспечения (в соответствии с п. 7.8 настоящего Регламента) возникла до истечения 12 (двенадцати) месяцев с даты начала поставки по ДПМ ВИЭ и продавцом по ДПМ ВИЭ предоставлено дополнительное обеспечение на 27 месяцев, то в срок, аналогичный указанному в соответствующем подпункте пункта 7.8 настоящего Регламента:   * если в соответствии с пунктом 7.9 настоящего Регламента дополнительным обеспечением будет являться поручительство участника оптового рынка – поставщика, то продавцом по ДПМ ВИЭ взамен ранее предоставленного дополнительного обеспечения на 27 месяцев должно быть предоставлено дополнительное обеспечение на 27 месяцев в виде поручительства участника оптового рынка – поставщика, соответствующего требованиям к поручительству третьего лица, изложенным в пункте 7.14 настоящего Регламента (с учетом особенностей, предусмотренных пунктом 7.17.1 настоящего Регламента; * если в соответствии с пунктом 7.9 настоящего Регламента дополнительным обеспечением будет являться обеспечение в виде штрафа, оплата которого осуществляется по аккредитиву, то должно быть обеспечено, чтобы сумма данного аккредитива, по которому оплачивается штраф по ДПМ ВИЭ, составляла не менее 10 % от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, учтенной в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* при отборе на ОПВ соответствующего объекта генерации, и объема установленной мощности такого объекта генерации, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ (выраженного в кВт), и срок действия указанного аккредитива составлял не менее 27 (двадцати семи) месяцев с даты начала поставки мощности по ДПМ ВИЭ. |
| **7.11** | Если обязанность продавца по ДПМ ВИЭ по предоставлению дополнительного обеспечения (в соответствии с п. 7.8 настоящего Регламента) возникла после истечения 12 (двенадцати) месяцев с даты начала поставки по ДПМ ВИЭ в отношении дополнительного обеспечения на 27 месяцев, то в качестве дополнительного обеспечения по ДПМ ВИЭ может быть предоставлено поручительство участника оптового рынка – поставщика, соответствующего требованиям к поручительству третьих лиц, изложенным в пункте 7.14 настоящего Регламента (с учетом особенностей, предусмотренных пунктом 7.17.1 настоящего Регламента), либо обеспечение в виде штрафа, оплата которого осуществляется по аккредитиву, соответствующему требованиям пункта 7.14 настоящего Регламента, при этом должно быть обеспечено, чтобы сумма данного аккредитива, по которому оплачивается штраф по ДПМ ВИЭ, составляла не менее 10 % от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, учтенной в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* при отборе на ОПВ соответствующего объекта генерации, и объема установленной мощности такого объекта генерации, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ (выраженного в кВт), и срок действия указанного аккредитива составлял не менее 27 (двадцати семи) месяцев с даты начала поставки мощности по ДПМ ВИЭ. | Если обязанность продавца по ДПМ ВИЭ по предоставлению дополнительного обеспечения (в соответствии с п. 7.8 настоящего Регламента) возникла после истечения 12 (двенадцати) месяцев с даты начала поставки по ДПМ ВИЭ в отношении дополнительного обеспечения на 27 месяцев, то в качестве дополнительного обеспечения по ДПМ ВИЭ может быть предоставлено поручительство участника оптового рынка – поставщика, соответствующего требованиям к поручительству третьего лица, изложенным в пункте 7.14 настоящего Регламента (с учетом особенностей, предусмотренных пунктом 7.17.1 настоящего Регламента), либо обеспечение в виде штрафа, оплата которого осуществляется по аккредитиву, соответствующему требованиям пункта 7.14 настоящего Регламента, при этом должно быть обеспечено, чтобы сумма данного аккредитива, по которому оплачивается штраф по ДПМ ВИЭ, составляла не менее 10 % от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, учтенной в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* при отборе на ОПВ соответствующего объекта генерации, и объема установленной мощности такого объекта генерации, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ (выраженного в кВт), и срок действия указанного аккредитива составлял не менее 27 (двадцати семи) месяцев с даты начала поставки мощности по ДПМ ВИЭ. |
| **Приложение 31, п. 3.1** | …    ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной по регулируемым договорам (РД) D в отношении покупателей по РД для поставки ненаселению за месяц m, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – стоимость мощности, купленной/проданной по РД D в отношении потребления населения и приравненных к нему групп потребителей за месяц m, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  …  ,  ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по ДПМ ВИЭ, произведенной ГТП генерации  участника оптового рынка *i*, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – множество ГТП генераций *p* генерирующих объектов ВИЭ, в отношении ДПМ ВИЭ которых на 15-е число месяца, в котором производится расчет величины , у КО есть информация о том, что права поставщика мощности по данному ДПМ ВИЭ на получение (требования об уплате) денежных средств, подлежащих уплате ему в соответствии с договором, переданы в залог;  …  В случае если для расчета  исходные данные не определены, то в целях расчета эти исходные данные принимаются равными нулю.  Величинарассчитывается с точностью до 2 знаков после запятой с учетом математического округления. | …    ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной по регулируемым договорам (РД) D в отношении покупателей по РД для поставки ненаселению за месяц m, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – стоимость мощности, купленной/проданной по РД D в отношении потребления населения и приравненных к нему групп потребителей за месяц m, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  …  ,  ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по ДПМ ВИЭ, произведенной ГТП генерации *p* (для расчета величины ) участника оптового рынка *i*, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – множество ГТП генераций *p* генерирующих объектов ВИЭ, в отношении ДПМ ВИЭ которых на 15-е число месяца, в котором производится расчет величины , у КО есть информация о том, что права поставщика мощности по данному ДПМ ВИЭ на получение (требования об уплате) денежных средств, подлежащих уплате ему в соответствии с договором, переданы в залог;  …  В случае если для расчета  исходные данные не определены, то в целях расчета эти исходные данные принимаются равными нулю.  Величинарассчитывается с точностью до 2 знаков после запятой с учетом математического округления. |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **Приложение 10.2** | 4.3. Порядок направления экспертного заключения Системным оператором.  4.3.1. Системный оператор направляет подготовленное экспертное заключение по форме 1 приложения 1 к настоящему Порядку по мероприятиям, проверка документов в отношении которых осуществляется Системным оператором, и по форме 3 приложения 1 к настоящему Порядку в случае, если вывод оборудования из эксплуатации предусмотрен проектом модернизации, в Совет рынка не позднее чем за 3 рабочих дня до окончания сроков, указанных в п. 4.2.1 настоящего Порядка.  4.4. Порядок подготовки итогового реестра выполнения требований настоящего Порядка Советом рынка.  4.4.1. Совет рынка на основании экспертных заключений, подготовленных по форме 1 и форме 2 приложения 1 к настоящему Порядку, а также по форме 3 приложения 1 к настоящему Порядку, в случае если вывод оборудования из эксплуатации предусмотрен проектом модернизации, и форме 2А, в случае если проект модернизации предусматривает установку образцов инновационного энергетического оборудования, подготавливает итоговый реестр выполнения требований настоящего Порядка по форме 4 приложения 1 к настоящему Порядку на бумажном носителе. Итоговый реестр должен содержать в отношении каждого указанного в заявлении мероприятия по модернизации выводы о соответствии (несоответствии) предоставленных документов требованиям настоящего Порядка и *Регламента проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | 4.4. Порядок направления экспертного заключения Системным оператором.  4.4.1. Системный оператор направляет подготовленное экспертное заключение по форме 1 приложения 1 к настоящему Порядку по мероприятиям, проверка документов в отношении которых осуществляется Системным оператором, и по форме 3 приложения 1 к настоящему Порядку в случае, если вывод оборудования из эксплуатации предусмотрен проектом модернизации, в Совет рынка не позднее чем за 3 рабочих дня до окончания сроков, указанных в п. 4.2.1 настоящего Порядка.  4.5. Порядок подготовки итогового реестра выполнения требований настоящего Порядка Советом рынка.  4.5.1. Совет рынка на основании экспертных заключений, подготовленных по форме 1 и форме 2 приложения 1 к настоящему Порядку, а также по форме 3 приложения 1 к настоящему Порядку, в случае если вывод оборудования из эксплуатации предусмотрен проектом модернизации, и форме 2А, в случае если проект модернизации предусматривает установку образцов инновационного энергетического оборудования, подготавливает итоговый реестр выполнения требований настоящего Порядка по форме 4 приложения 1 к настоящему Порядку на бумажном носителе. Итоговый реестр должен содержать в отношении каждого указанного в заявлении мероприятия по модернизации выводы о соответствии (несоответствии) предоставленных документов требованиям настоящего Порядка и *Регламента проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |