Приложение № 1.8

к Протоколу № 14/2021 заседания Наблюдательного совета

Ассоциации «НП Совет рынка» от 24 августа 2021 года.

**VI.3. Изменения, связанные с уточнением порядка оплаты отклонений в ГТП потребления поставщика**

**Приложение № 1.8**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** предлагается внести ряд уточнений в порядок оплаты отклонений в ГТП потребления поставщика. Также предлагается уточнить, что в случае если поставщиком не была подана ценовая заявка в отношении ГТП потребления поставщика, то КО формирует модельную ценопринимающую заявку на объем, заявленный в уведомлении о МППП. Кроме того, предлагается исключить из функций Экспертной комиссии рассмотрение норматива потребления электроэнергии на СН.  **Дата вступления в силу:** 1 ноября 2021 года. |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **Приложение 1, п. 4.3** | 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. [МВт∙ч] – максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в месяц *m* для электрической станции *s* участника *i* оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации.  определяется КО в следующем порядке:   1. В случае если для электрической станции *s* участника оптового рынка *i* в месяц *m* решением Экспертной комиссии Совета рынка по установлению поставщикам величин расхода на собственные нужды генерации (далее – Экспертная комиссия) установлена максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации и решение Экспертной комиссии на соответствующий период *m* получено КО не позднее чем за 1 (один) рабочий день до окончания месяца (*m*-1), то   ;   1. в противном случае:   ;  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. [МВт∙ч] – максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в месяц *m* для электрической станции *s* участника *i* оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации.  определяется КО как:    где  … |
| **Приложение 1, п. 4.5** | Поставщик имеет право обратиться в экспертную комиссию с требованием установления иной максимально допустимой величины месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации и (или) максимально допустимой величины собственного максимума потребления на нужды генерации. Экспертная комиссия рассматривает указанное требование поставщика в соответствии с *Положением об экспертной комиссии Совета рынка по установлению поставщикам величин расхода на собственные нужды генерации.*В случае если экспертной комиссией установлено иное значение либо порядок определения указанной максимально допустимой величины месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации и (или) максимально допустимой величины собственного максимума потребления на нужды генерации, то при определении максимально допустимой величины месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации и (или) максимально допустимой величины собственного максимума потребления на нужды генерации используется указанное установленное значение (либо установленный экспертной комиссией порядок определения указанной величины). | Поставщик имеет право обратиться в экспертную комиссию с требованием установления иной максимально допустимой величины собственного максимума потребления на нужды генерации. Экспертная комиссия рассматривает указанное требование поставщика в соответствии с *Положением об экспертной комиссии Совета рынка по установлению поставщикам величин расхода на собственные нужды генерации.*В случае если экспертной комиссией установлено иное значение либо порядок определения указанной максимально допустимой величины собственного максимума потребления на нужды генерации, то при определении максимально допустимой величины собственного максимума потребления на нужды генерации используется указанное установленное значение (либо установленный экспертной комиссией порядок определения указанной величины). |

**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) |
| **Раздел 4, п. 4** | определяет величину скорректированного максимального объема почасового потребления равной объему прогнозного почасового потребления электрической энергии в данной ГТП потребления, определенному в соответствии с п. 2 раздела 4 настоящего Регламента, для:   * ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика), по которой в отношении данного участника оптового рынка согласно п. 1.2 Методики применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*, применена мера оперативного воздействия на рассматриваемые операционные сутки; * ГТП потребления, по которой в отношении данного участника оптового рынка согласно п. 1.7 Методики применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), применена мера оперативного воздействия на рассматриваемые операционные сутки; * ГТП потребления гарантирующего поставщика, зарегистрированной в отношении территориальной сетевой организации, которой в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии присвоен статус гарантирующего поставщика, по которой в отношении данного участника оптового рынка согласно п. 1.7 Методики применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), применена мера оперативного воздействия на рассматриваемые операционные сутки, отнесенные к временному периоду длительностью 90 операционных суток, начиная с даты получения данным субъектом оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией по данной ГТП. | определяет величину скорректированного максимального объема почасового потребления равной объему прогнозного почасового потребления электрической энергии в данной ГТП потребления, определенному в соответствии с п. 2 раздела 4 настоящего Регламента, для:   * ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика), по которой в отношении данного участника оптового рынка согласно п. 1.2 Методики применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*, применена мера оперативного воздействия на рассматриваемые операционные сутки; * ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика), по которой в отношении данного участника оптового рынка согласно п. 1.7 Методики применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), применена мера оперативного воздействия на рассматриваемые операционные сутки; * ГТП потребления гарантирующего поставщика, зарегистрированной в отношении территориальной сетевой организации, которой в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии присвоен статус гарантирующего поставщика, по которой в отношении данного участника оптового рынка согласно п. 1.7 Методики применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), применена мера оперативного воздействия на рассматриваемые операционные сутки, отнесенные к временному периоду длительностью 90 операционных суток, начиная с даты получения данным субъектом оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией по данной ГТП. |
| **Раздел 4, п. 4.2** | **Добавить пункт** | для ГТП потребления поставщика, по которой в отношении данного участника оптового рынка согласно п. 1.7 Методики применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), применена мера оперативного воздействия на рассматриваемые операционные сутки, величина скорректированного максимального объема почасового потребления определяется как:  – если    и  ,  то ,  – иначе ,  где  [МВт∙ч] – объем максимального почасового потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*, 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 максимальном почасовом объеме потребления электроэнергии;  [МВт\*ч] – объем прогнозных нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*, в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 3.2 настоящего раздела;  [МВт∙ч] – объем прогнозного почасового потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2 раздела настоящего Регламента;  [МВт∙ч] – объем максимального фактического почасового потребления в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с приложением 6 к *Регламенту коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для целей применения в отношении месяца *m*;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *m* – месяц, к которому отнесен час *h*;  *h* – час операционных суток. |

## Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ, ИНИЦИАТИВ И СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ (Приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.2.6** | **Собственная инициатива ИС**  Собственная инициатива (***)*** определяется КО в отношении ГТП генерации, ГТП потребления, ГТП импорта и ГТП экспорта, принадлежащим ценовым и неценовым зонам оптового рынка, и для каждого часа операционных суток.  Величина собственной инициативы определяется как разность между величиной отклонения , рассчитанной согласно п. 2.1 настоящего Регламента, и суммой составляющих величин отклонений по внешней инициативе ИВ1, ИВ0, ИВО-1, ИВА, ИВК, определенных в отношении данной ГТП в соответствии с пп. 2.2.1–2.2.5 настоящего Регламента (суммы указанных величин отклонений по всем объектам управления, отнесенным к данной ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) с учетом соответствующих знаков. Для ГТП экспорта и ГТП импорта определение величины собственной инициативы производится с учетом п. 2.4 настоящего Регламента.  Если в отношении ГТП генерации или объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, входящих в состав группового объекта управления (ГОУ), присвоен признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, величина отклонений по собственной инициативе, определенная СО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента, увеличивается Коммерческим оператором на объем собственной инициативы, обусловленный ограничениями диапазона регулирования активной мощности. Объем данной корректировки определяется как разница между величиной ПБР и торговым графиком, сокращенная на объем внешней инициативы ИВ1, определенный в соответствии с пунктом 2.2.1 настоящего Регламента.  .  Для ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):   * определяется объем отклонения по собственной инициативе  в пределах допустимого диапазона отклонений: * если :      * иначе: ;   в период действия государственного регулирования цен (тарифов) величина ;   * объем отклонения по собственной инициативе  определяется следующим образом:   .  Для ГТП потребления покупателей (в том числе для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой), функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка:   * определяется объем отклонения по собственной инициативе :   ;   * определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления в пределах объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам : * если :   ,   * иначе:   ;   * определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления сверх объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам : * если :   ,   * иначе:   .  Для определения расчетных показателей стоимости составляющих величин отклонения по собственной инициативе соответствующих часовых значений в каждой ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС, а также в ГТП потребления с регулируемой нагрузкой участников оптового рынка, используются составляющие величины отклонений по собственной инициативе ИС, определенные КО в каждой ГТП участников оптового рынка.  Для определения расчетных показателей стоимости составляющая величина отклонения по ИС в ГТП потребления и ГТП потребления поставщика, отнесенных к ценовым зонам, используются составляющие величины отклонений по собственной инициативе ИС, распределенные КО по узлам расчетной модели, к которым отнесена данная ГТП участника пропорционально плановым объемам потребления электроэнергии, рассчитанным КО для данных узлов.  В случае если ГОУ ГАЭС СО присвоен признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, величина отклонений по собственной инициативе, определенная СО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента, относится на ГТП генерации ГАЭС, входящую в состав данного ГОУ.  Для ГТП потребления поставщика КО на основе объема отклонения по собственной инициативе определяет штрафуемую составляющую и нештрафуемую составляющую величины отклонения по собственной инициативе в данной ГТП следующим образом:   1. на основании признаков включения/отключения ЕГО, передаваемых СО в соответствии с пунктом 5.1.2.1 настоящего Регламента, КО определяет в отношении станции, к которой отнесена ГТП потребления поставщика, часы, в отношении которых:  * осуществлялся пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе на БР, как часы, где есть ЕГО с одним из следующих признаков:   + признак включения по внешней инициативе по причинам, не связанным с назначением данной ЕГО режимным генератором;   + признак включения ЕГО по внешней инициативе по причине назначения СО данной ЕГО режимным генератором,   и при этом для этого же часа нет признака планирования данного включения ЕГО на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;   * осуществлялось отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе на БР, как часы, где есть ЕГО с признаком отключения ЕГО по внешней инициативе, не учтенного в актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;  1. для ГТП в ценовых зонах оптового рынка:   Если , то:   * в случае если осуществлялся пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе на БР, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2* и до часа *x + 5*, где *x* – час пуска, то .   Во всех остальных случаях:  ;   * *.*   Если , то:   * в случае если осуществлялось отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе на БР, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2* и до часа *x + 5*, где *x* – час отключения, то . * Во всех остальных случаях:   ;  *.*  Если , то:   * ; * ,   где *s* – станция, к которой отнесена ГТП потребления поставщика;  *p* – ГТП потребления;  *q* – ГТП генерации;  *g* – РГЕ;  – соотношение объемов отклонений по внешней инициативе к плану производства для данной станции, определяемое, если выполнено хотя бы одно из следующих условий ( принимается равным нулю, если ни одно из данных условий не выполнено):   * в отношении РГЕ, отнесенной к данной станции, СО передан признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, вызванных изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе в соответствии с пунктом 5.1.2.1 настоящего Регламента; * в отношении РГЕ, отнесенной к данной станции, СО введено ограничение , и при этом нет ограничения или ; * в отношении РГЕ, отнесенной к данной станции, СО введено ограничение , и при этом нет ограничения или ;   , в случае если ;  , в случае если ;  , в случае если КО определен объем и . Во всех остальных случаях ;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ1, определенный в соответствии с пунктом 2.2.1 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ01, определенный в соответствии с пунктом 2.2.2 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ0, определенный в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВА, определенный в соответствии с пунктом 2.2.5 настоящего Регламента;  – объем оперативной ценопринимающей заявки на увеличение объемов производства, определенный в соответствии с пунктом 2.1.4 настоящего Регламента;  – диспетчерский объем электрической энергии, определенный в соответствии с подпунктом 7 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – объем фактического потребления в ГТП потребления поставщика, определенный в соответствии с подпунктом 5 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – величина планового объема производства, определенная в соответствии с подпунктом 1 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – норматив для расчета нештрафуемой составляющей , равный:   * 0.19 для ГЭС, ГАЭС и ВИЭ ГЭС; * 0.015 для АЭС; * 0.2 для ВИЭ солнце/ветер; * для прочих типов станций.   КО не определяет штрафуемую и нештрафуемую составляющие величины отклонения по собственной инициативе в ГТП потребления поставщика для неценовых зон оптового рынка:   * ; * .   Для целей дальнейшего определения объемов и стоимости отклонений в соответствии настоящим Регламентом:   * ; * .   Для ГТП потребления участников оптового рынка, с использованием которых приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, участвующих в групповом управлении изменением нагрузки, дополнительно определяется величина отклонений по собственной инициативе на увеличение объемов . Для таких ГТП отклонения по собственной инициативе на увеличение объемов возникают в результате неисполнения или ненадлежащего исполнения агрегатором управления спросом на электрическую энергию обязательств по договорам оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, в объемах, обусловленных таким неисполнением или ненадлежащим исполнением такого договора.  Объемы неисполнения или ненадлежащего исполнения агрегатором управления спросом на электрическую энергию обязательств по договорам оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию,  формируются СО и передаются КО в соответствии с пунктом 2.6 настоящего Регламента.  При наличии ненулевых объемов  Коммерческий оператор определяет объемы отклонений и  в ГТП участника следующим образом:  - в случае если ,  ;  ;  - иначе объемы  и  не определяются Коммерческим оператором.  Определив величины  и , Коммерческий оператор производит отнесение данных величин на узлы расчетной модели в соответствии с пунктом 3.1.4 настоящего Регламента. Расчет предварительных обязательств и требований участника производится на основе данных поузловых величин, без использования объемов . При этом, определив величины и , Коммерческий оператор принимает исходный объем  равным нулю. Коммерческий оператор не определяет объемы  и  для ГТП потребления ГАЭС, ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика. | **Собственная инициатива ИС**  Собственная инициатива (***)*** определяется КО в отношении ГТП генерации, ГТП потребления, ГТП импорта и ГТП экспорта, принадлежащим ценовым и неценовым зонам оптового рынка, и для каждого часа операционных суток.  Величина собственной инициативы определяется как разность между величиной отклонения , рассчитанной согласно п. 2.1 настоящего Регламента, и суммой составляющих величин отклонений по внешней инициативе ИВ1, ИВ0, ИВО-1, ИВА, ИВК, определенных в отношении данной ГТП в соответствии с пп. 2.2.1–2.2.5 настоящего Регламента (суммы указанных величин отклонений по всем объектам управления, отнесенным к данной ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) с учетом соответствующих знаков. Для ГТП экспорта и ГТП импорта определение величины собственной инициативы производится с учетом п. 2.4 настоящего Регламента.  Если в отношении ГТП генерации или объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, входящих в состав группового объекта управления (ГОУ), присвоен признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, величина отклонений по собственной инициативе, определенная СО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента, увеличивается Коммерческим оператором на объем собственной инициативы, обусловленный ограничениями диапазона регулирования активной мощности. Объем данной корректировки определяется как разница между величиной ПБР и торговым графиком, сокращенная на объем внешней инициативы ИВ1, определенный в соответствии с пунктом 2.2.1 настоящего Регламента.  .  Для ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):   * определяется объем отклонения по собственной инициативе  в пределах допустимого диапазона отклонений: * если :      * иначе: ;   в период действия государственного регулирования цен (тарифов) величина ;   * объем отклонения по собственной инициативе  определяется следующим образом:   .  Для ГТП потребления покупателей (в том числе для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой), функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка:   * определяется объем отклонения по собственной инициативе :   ;   * определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления в пределах объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам : * если :   ,   * иначе:   ;   * определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления сверх объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам : * если :   ,   * иначе:   .  Для определения расчетных показателей стоимости составляющих величин отклонения по собственной инициативе соответствующих часовых значений в каждой ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС, а также в ГТП потребления с регулируемой нагрузкой участников оптового рынка, используются составляющие величины отклонений по собственной инициативе ИС, определенные КО в каждой ГТП участников оптового рынка.  Для определения расчетных показателей стоимости составляющая величина отклонения по ИС в ГТП потребления и ГТП потребления поставщика, отнесенных к ценовым зонам, используются составляющие величины отклонений по собственной инициативе ИС, распределенные КО по узлам расчетной модели, к которым отнесена данная ГТП участника пропорционально плановым объемам потребления электроэнергии, рассчитанным КО для данных узлов.  В случае если ГОУ ГАЭС СО присвоен признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, величина отклонений по собственной инициативе, определенная СО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента, относится на ГТП генерации ГАЭС, входящую в состав данного ГОУ.  Для ГТП потребления поставщика КО на основе объема отклонения по собственной инициативе определяет штрафуемую составляющую и нештрафуемую составляющую величины отклонения по собственной инициативе в данной ГТП следующим образом:   1. на основании признаков включения/отключения ЕГО, передаваемых СО в соответствии с пунктом 5.1.2.1 настоящего Регламента, КО определяет в отношении станции, к которой отнесена ГТП потребления поставщика, часы, в отношении которых: 2. осуществлялся пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе на БР, как часы:  * где есть ЕГО с одним из следующих признаков:   + признак включения по внешней инициативе по причинам, не связанным с назначением данной ЕГО режимным генератором;   + признак включения ЕГО по внешней инициативе по причине назначения СО данной ЕГО режимным генератором,   и при этом для этого же часа нет признака планирования данного включения ЕГО на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;   * где есть ЕГО, в отношении которой от СО был передан признак отмены отключения по внешней инициативе, не учтенной в актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;  1. осуществлялось отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе на БР, как часы:  * где есть ЕГО с признаком отключения ЕГО по внешней инициативе, не учтенного в актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед; * где есть ЕГО, в отношении которой от СО был передан признак отмены включения по внешней инициативе, не учтенной в актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;   2) для ГТП в ценовых зонах оптового рынка:  Если , то:   * в случае если осуществлялся пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе на БР, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2* и до часа *x + 5*, где *x* – час пуска, то .   Во всех остальных случаях:  ;   * *.*   Если , то:   * в случае если осуществлялось отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе на БР, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2* и до часа *x + 5*, где *x* – час отключения, то . * в случае если выполнено условие для определения величины , но сама величина не может быть определена в связи с тем, что , то ; * Во всех остальных случаях:   ;  *.*  Если , то:   * ; * ,   где *s* – станция, к которой отнесена ГТП потребления поставщика;  *p* – ГТП потребления;  *q* – ГТП генерации;  *g* – РГЕ;  – суммарный объем отклонений по внешней инициативе в ГТП генерации участника. Если не выполнено ни одно из следующих условий:   * в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО передан признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, вызванных изменением состояния / переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе в соответствии с пунктом 5.1.2.1 настоящего Регламента; * в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО введено ограничение , и при этом нет ограничения или ; * в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО введено ограничение , и при этом нет ограничения или ;   то .  Если выполнено хотя бы одно из указанных выше условий, то определяется как:   * если одновременно выполнены все следующие условия: * КО определен объем ; * ; * ;   то ;   * в ином случае.   – соотношение объемов отклонений по внешней инициативе к плану производства для данной станции. Если одновременно выполнены следующие условия:   * ,   то определяется как:   * если , то   ;   * если , то   .  Если и (или) , то величина не определяется.  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ1, определенный в соответствии с пунктом 2.2.1 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ01, определенный в соответствии с пунктом 2.2.2 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ0, определенный в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВА, определенный в соответствии с пунктом 2.2.5 настоящего Регламента;  – объем оперативной ценопринимающей заявки на увеличение объемов производства, определенный в соответствии с пунктом 2.1.4 настоящего Регламента;  – диспетчерский объем электрической энергии, определенный в соответствии с подпунктом 7 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – объем фактического потребления в ГТП потребления поставщика, определенный в соответствии с подпунктом 5 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – величина планового объема производства, определенная в соответствии с подпунктом 1 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – норматив для расчета нештрафуемой составляющей , равный:   * 0.19 для ГЭС, ГАЭС и ВИЭ ГЭС; * 0.015 для АЭС; * 0.2 для ВИЭ солнце/ветер; * для прочих типов станций.   КО не определяет штрафуемую и нештрафуемую составляющие величины отклонения по собственной инициативе в ГТП потребления поставщика для неценовых зон оптового рынка:   * ; * .   Для целей дальнейшего определения объемов и стоимости отклонений в соответствии настоящим Регламентом:   * ; * .   Для ГТП потребления участников оптового рынка, с использованием которых приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, участвующих в групповом управлении изменением нагрузки, дополнительно определяется величина отклонений по собственной инициативе на увеличение объемов . Для таких ГТП отклонения по собственной инициативе на увеличение объемов возникают в результате неисполнения или ненадлежащего исполнения агрегатором управления спросом на электрическую энергию обязательств по договорам оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, в объемах, обусловленных таким неисполнением или ненадлежащим исполнением такого договора.  Объемы неисполнения или ненадлежащего исполнения агрегатором управления спросом на электрическую энергию обязательств по договорам оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию,  формируются СО и передаются КО в соответствии с пунктом 2.6 настоящего Регламента.  При наличии ненулевых объемов  Коммерческий оператор определяет объемы отклонений и  в ГТП участника следующим образом:  - в случае если ,  ;  ;  - иначе объемы  и  не определяются Коммерческим оператором.  Определив величины  и , Коммерческий оператор производит отнесение данных величин на узлы расчетной модели в соответствии с пунктом 3.1.4 настоящего Регламента. Расчет предварительных обязательств и требований участника производится на основе данных поузловых величин, без использования объемов . При этом, определив величины и , Коммерческий оператор принимает исходный объем  равным нулю. Коммерческий оператор не определяет объемы  и  для ГТП потребления ГАЭС, ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика. |
| **5.1.2.1** | …  СО в течение 3 рабочих дней с даты рассматриваемых операционных суток *d* (не включая указанные операционные сутки), но не позднее 3-го календарного дня месяца, следующего за расчетным, передает в КО в согласованном между КО и СО формате следующую информацию:   * признак изменения состояния/переноса времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе по ЕГО в отношении каждого часа отличия состояния ЕГО, определенного согласно актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора заявок для балансирования системы, от состояния, переданного в составе актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед; * признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе; * в отношении каждого фактического включения в сеть ЕГО (часа синхронизации с сетью *h*) в рассматриваемом расчетном периоде, а также в отношении каждой ЕГО, для которой в рассматриваемом расчетном периоде проводится проверка наличия резервов мощности в порядке, установленном п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), передается следующая информация:  1. признак включения ЕГО по собственной инициативе; 2. признак включения ЕГО по внешней инициативе по причинам, не связанным с назначением данной ЕГО режимным генератором, в том числе при оптимизационных пусках сезонно-оптимизируемых ЕГО, осуществляемых в соответствии с п. 4.6.1 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; 3. признак включения ЕГО по внешней инициативе по причине назначения СО данной ЕГО режимным генератором; 4. признак планирования данного включения ЕГО на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (данный признак присваивается в том числе при изменении запланированного на указанном этапе часа пуска на иной час на основании ранжированных перечней ЕГО на включение (отключение) на БР без учета возможного отличия в указанные часы значений соответствующих приоритетов на пуск данной ЕГО, определенных на основе ценовых параметров данной ЕГО); 5. признак включения (учета в работе) ЕГО для целей проверки наличия резервов мощности в порядке, установленном п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) либо в порядке, установленном п. 6.8.4 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 6. час начала, а также длительность периода проведения проверки наличия фактических резервов мощности в операционные сутки *d*, определенная в соответствии с п. 3.4.12.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), указываемая в случае учета проведения проверки ЕГО на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, и успешного прохождения ЕГО такой проверки, определенного в соответствии с п. 3.4.12.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  * в отношении каждого фактического отключения ЕГО от сети в рассматриваемом расчетном периоде передается признак отключения ЕГО по внешней инициативе, не учтенного в актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед; * признак запланированного участия генерирующего оборудования по РГЕ в оказании услуги по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) и (или) вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ);   … | …  СО в течение 3 рабочих дней с даты рассматриваемых операционных суток *d* (не включая указанные операционные сутки), но не позднее 3-го календарного дня месяца, следующего за расчетным, передает в КО в согласованном между КО и СО формате следующую информацию:   * признак изменения состояния/переноса времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе по ЕГО в отношении каждого часа отличия состояния ЕГО, определенного согласно актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора заявок для балансирования системы, от состояния, переданного в составе актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед; * признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе; * в отношении каждого фактического включения в сеть ЕГО (часа синхронизации с сетью *h*) в рассматриваемом расчетном периоде, а также в отношении каждой ЕГО, для которой в рассматриваемом расчетном периоде проводится проверка наличия резервов мощности в порядке, установленном п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), передается следующая информация:  1. признак включения ЕГО по собственной инициативе; 2. признак включения ЕГО по внешней инициативе по причинам, не связанным с назначением данной ЕГО режимным генератором, в том числе при оптимизационных пусках сезонно-оптимизируемых ЕГО, осуществляемых в соответствии с п. 4.6.1 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; 3. признак включения ЕГО по внешней инициативе по причине назначения СО данной ЕГО режимным генератором; 4. признак планирования данного включения ЕГО на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (данный признак присваивается в том числе при изменении запланированного на указанном этапе часа пуска на иной час на основании ранжированных перечней ЕГО на включение (отключение) на БР без учета возможного отличия в указанные часы значений соответствующих приоритетов на пуск данной ЕГО, определенных на основе ценовых параметров данной ЕГО); 5. признак включения (учета в работе) ЕГО для целей проверки наличия резервов мощности в порядке, установленном п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) либо в порядке, установленном п. 6.8.4 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 6. час начала, а также длительность периода проведения проверки наличия фактических резервов мощности в операционные сутки *d*, определенная в соответствии с п. 3.4.12.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), указываемая в случае учета проведения проверки ЕГО на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, и успешного прохождения ЕГО такой проверки, определенного в соответствии с п. 3.4.12.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 7. признак отмены отключения ЕГО по внешней инициативе, не учтенной в актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;  * в отношении каждого фактического отключения ЕГО от сети в рассматриваемом расчетном периоде передается:   + признак отключения ЕГО по внешней инициативе, не учтенного в актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;   + признак отмены включения ЕГО по внешней инициативе, не учтенной в актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед; * признак запланированного участия генерирующего оборудования по РГЕ в оказании услуги по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) и (или) вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ);   … |