**IX.1. Изменения, связанные с внесением редакционных правок в регламенты оптового рынка**

**Приложение № 9.1.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».**Обоснование:** внесение редакционных изменений в ДОП в соответствии с поручением, установленным протоколом № 12/2024 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» от 24 июня 2024 года.**Дата вступления в силу:** 1 августа 2025 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (Приложение № Д 6.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **2.7`** | В случае если Продавец реализовал свое право на одностороннее изменение дат начала и окончания поставки мощности на более поздние даты, предусмотренное пунктом 2.9 настоящего Договора, Продавец имеет право изменить в одностороннем внесудебном порядке даты начала и окончания поставки мощности, указанные в п. 2.6 настоящего Договора, на более ранние даты в порядке и с учетом особенностей, предусмотренных настоящим Договором, при одновременном соблюдении следующих условий:– даты начала и окончания поставки мощности изменяются на более ранний срок;– дата начала поставки мощности, указанная в п. 2.6 настоящего Договора, не наступила;– измененная дата начала поставки мощности наступает не ранее плановой даты начала поставки мощности, определенной по результатам конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;– измененная дата начала поставки мощности для объектов солнечной и ветровой генерации определена не ранее 1 января года, в котором в соответствии с п. 2.6 настоящего Договора начинается период поставки мощности;– измененная дата начала поставки мощности для объектов гидрогенерации определена:• как 1 (первое) число месяца года, на который конкурентный отбор мощности еще не проведен (не окончен срок подачи ценовых заявок). При этом уведомление об изменении даты начала поставки мощности должно быть получено ЦФР не позднее чем за 2 (два) месяца до начала месяца, на который приходится дата окончания срока подачи ценовых заявок в конкурентный отбор мощности на год, на который приходится измененная дата начала поставки мощности, либо • не ранее 1 января года, в котором в соответствии с п. 2.6 настоящего Договора начинается период поставки мощности, если указанная в п. 2.6 настоящего Договора дата начала поставки мощности приходится на год, на который проведен конкурентный отбор мощности (окончен срок подачи ценовых заявок);– период поставки мощности не уменьшается и не увеличивается и заканчивается по истечении 180 месяцев с измененной даты начала поставки мощности.… | В случае если Продавец реализовал свое право на одностороннее изменение дат начала и окончания поставки мощности на более поздние даты, предусмотренное пунктом 2.9 настоящего Договора, Продавец имеет право изменить в одностороннем внесудебном порядке даты начала и окончания поставки мощности, указанные в п. 2.6 настоящего Договора, на более ранние даты в порядке и с учетом особенностей, предусмотренных настоящим Договором, при одновременном соблюдении следующих условий:а) даты начала и окончания поставки мощности изменяются на более ранний срок;б) дата начала поставки мощности, указанная в п. 2.6 настоящего Договора, не наступила;в) измененная дата начала поставки мощности наступает не ранее плановой даты начала поставки мощности, определенной по результатам конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;г) измененная дата начала поставки мощности для объектов солнечной и ветровой генерации определена не ранее 1 января года, в котором в соответствии с п. 2.6 настоящего Договора начинается период поставки мощности;д) измененная дата начала поставки мощности для объектов гидрогенерации определена:– как 1 (первое) число месяца года, на который конкурентный отбор мощности еще не проведен (не окончен срок подачи ценовых заявок). При этом уведомление об изменении даты начала поставки мощности должно быть получено ЦФР не позднее чем за 2 (два) месяца до начала месяца, на который приходится дата окончания срока подачи ценовых заявок в конкурентный отбор мощности на год, на который приходится измененная дата начала поставки мощности, либо – не ранее 1 января года, в котором в соответствии с п. 2.6 настоящего Договора начинается период поставки мощности, если указанная в п. 2.6 настоящего Договора дата начала поставки мощности приходится на год, на который проведен конкурентный отбор мощности (окончен срок подачи ценовых заявок);е) период поставки мощности не уменьшается и не увеличивается и заканчивается по истечении 180 месяцев с измененной даты начала поставки мощности.… |
| **Приложение 4, п. 8** | ст – показатель приведения, равный:• 1,5 – если в отношении объекта генерации g в приложении 1 к настоящему Договору в поле «Вид объекта генерации» указано значение «генерирующий объект гидрогенерации»;• 1 – иначе. | Заменить маркер списка на тире |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ АГЕНТСКОГО ДОГОВОРА ПОКУПАТЕЛЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЗАКЛЮЧЕНИЯ СОГЛАШЕНИЙ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТОВ, СВЯЗАННЫХ С УПЛАТОЙ ПРОДАВЦОМ ШТРАФОВ ПО ДОГОВОРАМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (Приложение № Д 6.7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Действующая редакция**

|  |  |
| --- | --- |
|  | **Приложение 1****к Агентскому договору от «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_№\_\_\_** |
| Форму утверждаю\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Агента) |  | Форму утверждаю\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Принципала) |

***Для участника оптового рынка, заключающего Агентский договор покупателя для целей заключения соглашений о порядке расчетов, связанных с уплатой продавцом штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, после 1 декабря 2024 года:***

**Приложение 1**

 **к Агентскому договору № \_\_\_\_\_\_\_**

**ФОРМА**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  |  |
| **Отчет Агента по Агентскому договору** |
| № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
| за \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г. |
| г. Москва |  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г. |
| 1. В соответствии с Договором № \_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Агент в течение отчетного периода исполнил порученное Принципалом путем совершения юридических и фактических действий, перечисленных в приложении к настоящему Отчету.
2. По условиям Договора № \_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Агентом в отчетном периоде начислено вознаграждение в размере \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ рублей, в том числе НДС \_\_\_% \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ рублей, за осуществление действий, предусмотренных:

• пунктами 2.1.1, 2.1.2 договора, в размере \_\_\_\_\_ рублей, в том числе НДС \_\_\_% \_\_\_\_\_ рублей;• пунктом 2.1.3 договора, в размере \_\_\_\_\_ рублей, в том числе НДС \_\_\_% \_\_\_\_\_ рублей.1. Агент и Принципал согласны с Отчетом и не имеют претензий друг к другу.
 |
| … |  |  |
|  |
|  |  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |

**Предлагаемая редакция**

|  |  |
| --- | --- |
|  | **Приложение 1****к Агентскому договору от «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_№\_\_\_** |
| Форму утверждаю\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Агента) |  | Форму утверждаю\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Принципала) |

***Для участника оптового рынка, заключающего Агентский договор покупателя для целей заключения соглашений о порядке расчетов, связанных с уплатой продавцом штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, после 1 декабря 2024 года:***

**Приложение 1**

 **к Агентскому договору № \_\_\_\_\_\_\_**

**ФОРМА**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  |  |
| **Отчет Агента по Агентскому договору** |
| № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
| за \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г. |
| г. Москва |  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г. |
| 1. В соответствии с Договором № \_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Агент в течение отчетного периода исполнил порученное Принципалом путем совершения юридических и фактических действий, перечисленных в приложении к настоящему Отчету.
2. По условиям Договора № \_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Агентом в отчетном периоде начислено вознаграждение в размере \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ рублей, в том числе НДС \_\_\_% \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ рублей, за осуществление действий, предусмотренных:

– пунктами 2.1.1, 2.1.2 договора, в размере \_\_\_\_\_ рублей, в том числе НДС \_\_\_% \_\_\_\_\_ рублей;– пунктом 2.1.3 договора, в размере \_\_\_\_\_ рублей, в том числе НДС \_\_\_% \_\_\_\_\_ рублей.1. Агент и Принципал согласны с Отчетом и не имеют претензий друг к другу.
 |
| … |  |  |
|  |  |  |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА ПОРУЧИТЕЛЬСТВА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПОСТАВЩИКА МОЩНОСТИ ПО ДОГОВОРАМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ЗАКЛЮЧАЕМЫМ В ОТНОШЕНИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ОТОБРАННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОНКУРСНЫХ ОТБОРОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ПРОВЕДЕННЫХ ПОСЛЕ 2013 ГОДА (Приложение № Д 6.9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **7.4** | Настоящий Договор может быть расторгнут при одностороннем внесудебном отказе по инициативе АО «АТС» в следующих случаях:– в случае замены обеспечения исполнения обязательств Должника по ДПМ ВИЭ в порядке, предусмотренном Договором о присоединении и регламентами оптового рынка;– в случае заключения в отношении объекта генерации, указанного в пункте 2.1 настоящего Договора, нового договора поручительства в целях обеспечения обязательств Должника по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в которых дата начала поставки мощности изменена на более позднюю дату;– в случае заключения нового договора поручительства в целях обеспечения обязательств Должника по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в которых установленная мощность объекта генерации, указанного в пункте 2.1 настоящего Договора, изменена;– в случае одновременного выполнения следующих условий:• предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации, определенный ОАО «СО ЕЭС», равен или больше объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ;• в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации Должником в установленном Правилами оптового рынка и Договором о присоединении порядке зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке) с использованием данной группы точек поставки; • Должник не имеет задолженности по оплате покупателям штрафов по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации.… | Настоящий Договор может быть расторгнут при одностороннем внесудебном отказе по инициативе АО «АТС» в следующих случаях:а) в случае замены обеспечения исполнения обязательств Должника по ДПМ ВИЭ в порядке, предусмотренном Договором о присоединении и регламентами оптового рынка;б) в случае заключения в отношении объекта генерации, указанного в пункте 2.1 настоящего Договора, нового договора поручительства в целях обеспечения обязательств Должника по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в которых дата начала поставки мощности изменена на более позднюю дату;в) в случае заключения нового договора поручительства в целях обеспечения обязательств Должника по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в которых установленная мощность объекта генерации, указанного в пункте 2.1 настоящего Договора, изменена;г) в случае одновременного выполнения следующих условий:– предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации, определенный ОАО «СО ЕЭС», равен или больше объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ;– в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации Должником в установленном Правилами оптового рынка и Договором о присоединении порядке зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке) с использованием данной группы точек поставки; – Должник не имеет задолженности по оплате покупателям штрафов по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации.… |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА ПОРУЧИТЕЛЬСТВА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПОСТАВЩИКА МОЩНОСТИ ПО ДОГОВОРАМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ЗАКЛЮЧАЕМЫМ В ОТНОШЕНИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ОТОБРАННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОНКУРСНЫХ ОТБОРОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ПРОВЕДЕННЫХ ПОСЛЕ 2013 ГОДА, ДО ИСТЕЧЕНИЯ 27 МЕСЯЦЕВ С ДАТЫ НАЧАЛА ПОСТАВКИ МОЩНОСТИ (Приложение № Д 6.13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **7.4** | Настоящий Договор может быть расторгнут при одностороннем внесудебном отказе по инициативе АО «АТС» в следующих случаях:– в случае замены обеспечения исполнения обязательств Должника по ДПМ ВИЭ в порядке, предусмотренном Договором о присоединении и регламентами оптового рынка;– в случае заключения в отношении объекта генерации, указанного в пункте 2.1 настоящего Договора, нового договора поручительства в целях обеспечения обязательств Должника по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в которых дата начала поставки мощности изменена на более позднюю дату;– в случае одновременного выполнения следующих условий:• предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации, определенный ОАО «СО ЕЭС», равен или больше объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ;• в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации Должником в установленном Правилами оптового рынка и Договором о присоединении порядке зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке) с использованием данной группы точек поставки; • Должник не имеет задолженности по оплате покупателям штрафов по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации.… | Настоящий Договор может быть расторгнут при одностороннем внесудебном отказе по инициативе АО «АТС» в следующих случаях:а) в случае замены обеспечения исполнения обязательств Должника по ДПМ ВИЭ в порядке, предусмотренном Договором о присоединении и регламентами оптового рынка;б) в случае заключения в отношении объекта генерации, указанного в пункте 2.1 настоящего Договора, нового договора поручительства в целях обеспечения обязательств Должника по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в которых дата начала поставки мощности изменена на более позднюю дату;в) в случае одновременного выполнения следующих условий:– предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации, определенный ОАО «СО ЕЭС», равен или больше объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ;– в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации Должником в установленном Правилами оптового рынка и Договором о присоединении порядке зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке) с использованием данной группы точек поставки; – Должник не имеет задолженности по оплате покупателям штрафов по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации.… |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ СОГЛАШЕНИЯ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТОВ, СВЯЗАННЫХ С УПЛАТОЙ ПРОДАВЦОМ ШТРАФОВ ПО ДОГОВОРАМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (Приложение № Д 6.14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **3.9** | Настоящее Соглашение может быть расторгнуто при одностороннем внесудебном отказе по инициативе АО «АТС» в следующих случаях:1) в случае одновременного выполнения следующих условий:• предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации, определенный АО «СО ЕЭС», равен или больше объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ;• в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации Продавцом в установленном Правилами оптового рынка и Договором о присоединении порядке зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке) с использованием данной группы точек поставки; • Продавец не имеет задолженности по оплате покупателям штрафов по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации;2) в случае прекращения (расторжения) ДПМ ВИЭ, заключенных в отношении объекта генерации, указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения, при отсутствии у Продавца задолженности по обязательствам по указанному ДПМ ВИЭ.… | Заменить маркер списка на тире |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ СОГЛАШЕНИЯ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТОВ, СВЯЗАННЫХ С УПЛАТОЙ ПРОДАВЦОМ ШТРАФОВ ПО ДОГОВОРАМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ОТОБРАННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОНКУРСНЫХ ОТБОРОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ПОСЛЕ 1 ЯНВАРЯ 2021 ГОДА (Приложение № Д 6.14.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **3.9** | Настоящее Соглашение может быть расторгнуто при одностороннем внесудебном отказе по инициативе АО «АТС» в следующих случаях:1) в случае одновременного выполнения следующих условий:• величина установленной мощности объекта генерации и предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации, определенные АО «СО ЕЭС» в соответствии с Договором о присоединении, равны или больше предельной минимальной величины диапазона значений установленной мощности, указанного в приложении 2 к ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении указанного объекта генерации;• в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации Продавцом в установленном Правилами оптового рынка и Договором о присоединении порядке зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке) с использованием данной группы точек поставки; • Продавец не имеет задолженности по оплате Покупателям штрафов по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации;2) в случае прекращения ДПМ ВИЭ, заключенных в отношении объекта генерации, указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения, при отсутствии у Продавца задолженности по обязательствам по указанному ДПМ ВИЭ.… | Заменить маркер списка на тире |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ СОГЛАШЕНИЯ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТОВ, СВЯЗАННЫХ С УПЛАТОЙ ПРОДАВЦОМ ШТРАФОВ ПО ДОГОВОРАМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ОТОБРАННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОНКУРСНЫХ ОТБОРОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ПОСЛЕ 1 НОЯБРЯ 2024 ГОДА (Приложение № Д 6.14.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **3.9** | Настоящее Соглашение может быть расторгнуто при одностороннем внесудебном отказе по инициативе АО «АТС» в следующих случаях:1) в случае одновременного выполнения следующих условий:• величина установленной мощности объекта генерации и предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации, определенные АО «СО ЕЭС» в соответствии с Договором о присоединении, равны или больше предельной минимальной величины диапазона значений установленной мощности, указанного в приложении 2 к ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении указанного объекта генерации;• в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации Продавцом в установленном Правилами оптового рынка и Договором о присоединении порядке зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке) с использованием данной группы точек поставки; • Продавец не имеет задолженности по уплате Покупателям штрафов по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации;2) в случае прекращения ДПМ ВИЭ, заключенных в отношении объекта генерации, указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения, при отсутствии у Продавца задолженности по обязательствам по указанному ДПМ ВИЭ.… | Заменить маркер списка на тире |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ АГЕНТСКОГО ДОГОВОРА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ ОГК/ТГК (Приложение № Д 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
|  **1.4, 2.1.1, 2.1.3, 5.3, 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 7.1, 11.5, 12.4, 13.2, 14.4, 14.5, 14.5.1, 14.7, 14.7.2, 14.7.4, 14.7.8** | Заменить римские цифры в нумерации списков на арабские |
| **11.2** | Стороны настоящим договорились, что настоящий Договор может быть изменен или расторгнут только по требованию Агента и (или) НП «Совет рынка» и исключительно в следующих случаях:(а) в случае если на условиях и в порядке, установленном Договорами о предоставлении мощности и разделом 6 настоящего Договора Принципал в одностороннем порядке осуществит свое право на отказ от исполнения обязательства по поставке Мощности с использованием одного, нескольких или всех объектов генерации в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности с целью поставки Мощности объекта (объектов) генерации на условиях и в порядке, установленных Правилами оптового рынка, Договором о присоединении и регламентами, по цене, определенной по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности, то:(i) настоящий Договор считается измененным в части указанного в Приложении 1 к настоящему Договору перечня объектов генерации, если отказ от продажи Мощности в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности относится к одному или нескольким объектам генерации,  либо(ii) настоящий Договор считается расторгнутым, если отказ от продажи Мощности в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности относится ко всем указанным в Приложении 1 к настоящему Договору объектам генерации, с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором Принципалом было подано в ЦФР уведомление об отказе от поставки Мощности в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности, если такое уведомление было направлено Принципалом до 10-го числа месяца;с 1-го числа 2-го месяца, следующего за месяцем, в котором Принципалом было подано в ЦФР уведомление об отказе от поставки Мощности в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности, если такое уведомление было направлено 10-го числа месяца или позднее;(b) в случаях, указанных в пунктах 6.2 и 6.3 настоящего Договора;(c) в случае реорганизации Принципала, при котором правопреемство по настоящему Договору в соответствии с требованиями нормативных правовых актов не возникает, в частности, в случае, когда правопреемник (правопреемники) Принципала не является субъектом оптового рынка – поставщиком электрической энергии и мощности (пункт 14.3 настоящего Договора);(d) в случае отчуждения (передачи) Принципалом одного, нескольких или всех введенных в эксплуатацию и аттестованных (протестированных) Системным оператором объектов генерации, в отношении которых Принципалом было получено право продажи их мощности на оптовом рынке, и при условии и с момента получения покупателем (получателем) объекта (объектов) генерации права продажи электрической энергии и мощности такого объекта (объектов) генерации (пункт 14.5 настоящего Договора).(e) в случае отчуждения (передачи) Принципалом одного, нескольких или всех незавершенных строительством объектов генерации и (или) передачи прав заказчика строительства (модернизации) таких объектов генерации при наличии согласия Наблюдательного совета НП «Совет рынка» на совершение такой сделки (пункт 14.7 настоящего Договора);(f) настоящий Договор может быть досрочно расторгнут (прекращен) в одностороннем порядке по заявлению НП «Совет рынка» при возникновении любого одного, нескольких или всех оснований для одностороннего расторжения Договора о предоставлении мощности, указанных в подпункте 15.5.12 стандартной формы Договора о предоставлении мощности.Для досрочного прекращения (расторжения) настоящего Договора в указанном случае согласия Принципала, Агента или иных Сторон настоящего Договора не требуется. Досрочное прекращение (расторжение) настоящего Договора осуществляется по заявлению НП «Совет рынка», доводимому им до сведения всех Сторон настоящего Договора. Настоящий Договор считается прекращенным с указанной в заявлении НП «Совет рынка» даты.(g) настоящий Договор досрочно прекращается в случае прекращения Договора о предоставлении мощности, заключенного в связи с действием указанных в подпункте 15.5 стандартной формы Договора о предоставлении мощности обстоятельств, по основаниям, указанным в подпункте 15.5.12 стандартной формы Договора о предоставлении мощности. В указанном случае настоящий Договор прекращается с момента возникновения (реализации) любого одного, нескольких или всех указанных в подпункте 15.5.12 стандартной формы Договора о предоставлении мощности условий, о чем НП «Совет рынка» обязан уведомить все Стороны настоящего Договора;(h) настоящий Договор может быть расторгнут в порядке одностороннего внесудебного отказа Агента от исполнения настоящего Договора в случае лишения Принципала статуса субъекта оптового рынка электроэнергии, и (или) расторжения Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка, и (или) прекращения в отношении Принципала покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии (лишения права на участие в торговле электрической энергией и (или) мощностью) по всем ГТП, зарегистрированным за Принципалом в ценовой зоне, указанной в Приложении 1.1 к настоящему Договору. В этом случае Агент направляет Сторонам настоящего Договора уведомления о расторжении настоящего Договора в документарном виде. При этом настоящий Договор считается расторгнутым, соответственно, с даты лишения Принципала статуса субъекта оптового рынка, или с даты прекращения в отношении Принципала покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии (лишения права на участие в торговле электрической энергией и (или) мощностью) по ГТП, указанным в Приложении 1.1 к настоящему Договору, или с даты расторжения Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка;(i) настоящий Договор изменяется Агентом в одностороннем порядке в части исключения из Приложения 1 к настоящему Договору одного или нескольких объектов генерации, период поставки Мощности с использованием которого (которых) в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности истек. О внесенных в таком порядке изменениях Агент уведомляет прочие Стороны настоящего Договора.… | Стороны настоящим договорились, что настоящий Договор может быть изменен или расторгнут только по требованию Агента и (или) НП «Совет рынка» и исключительно в следующих случаях:1) в случае если на условиях и в порядке, установленном Договорами о предоставлении мощности и разделом 6 настоящего Договора Принципал в одностороннем порядке осуществит свое право на отказ от исполнения обязательства по поставке Мощности с использованием одного, нескольких или всех объектов генерации в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности с целью поставки Мощности объекта (объектов) генерации на условиях и в порядке, установленных Правилами оптового рынка, Договором о присоединении и регламентами, по цене, определенной по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности, то:а) настоящий Договор считается измененным в части указанного в Приложении 1 к настоящему Договору перечня объектов генерации, если отказ от продажи Мощности в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности относится к одному или нескольким объектам генерации,  либоб) настоящий Договор считается расторгнутым, если отказ от продажи Мощности в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности относится ко всем указанным в Приложении 1 к настоящему Договору объектам генерации, с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором Принципалом было подано в ЦФР уведомление об отказе от поставки Мощности в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности, если такое уведомление было направлено Принципалом до 10-го числа месяца;с 1-го числа 2-го месяца, следующего за месяцем, в котором Принципалом было подано в ЦФР уведомление об отказе от поставки Мощности в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности, если такое уведомление было направлено 10-го числа месяца или позднее;2) в случаях, указанных в пунктах 6.2 и 6.3 настоящего Договора;3) в случае реорганизации Принципала, при котором правопреемство по настоящему Договору в соответствии с требованиями нормативных правовых актов не возникает, в частности, в случае, когда правопреемник (правопреемники) Принципала не является субъектом оптового рынка – поставщиком электрической энергии и мощности (пункт 14.3 настоящего Договора);4) в случае отчуждения (передачи) Принципалом одного, нескольких или всех введенных в эксплуатацию и аттестованных (протестированных) Системным оператором объектов генерации, в отношении которых Принципалом было получено право продажи их мощности на оптовом рынке, и при условии и с момента получения покупателем (получателем) объекта (объектов) генерации права продажи электрической энергии и мощности такого объекта (объектов) генерации (пункт 14.5 настоящего Договора).5) в случае отчуждения (передачи) Принципалом одного, нескольких или всех незавершенных строительством объектов генерации и (или) передачи прав заказчика строительства (модернизации) таких объектов генерации при наличии согласия Наблюдательного совета НП «Совет рынка» на совершение такой сделки (пункт 14.7 настоящего Договора);6) настоящий Договор может быть досрочно расторгнут (прекращен) в одностороннем порядке по заявлению НП «Совет рынка» при возникновении любого одного, нескольких или всех оснований для одностороннего расторжения Договора о предоставлении мощности, указанных в подпункте 15.5.12 стандартной формы Договора о предоставлении мощности.Для досрочного прекращения (расторжения) настоящего Договора в указанном случае согласия Принципала, Агента или иных Сторон настоящего Договора не требуется. Досрочное прекращение (расторжение) настоящего Договора осуществляется по заявлению НП «Совет рынка», доводимому им до сведения всех Сторон настоящего Договора. Настоящий Договор считается прекращенным с указанной в заявлении НП «Совет рынка» даты.7) настоящий Договор досрочно прекращается в случае прекращения Договора о предоставлении мощности, заключенного в связи с действием указанных в подпункте 15.5 стандартной формы Договора о предоставлении мощности обстоятельств, по основаниям, указанным в подпункте 15.5.12 стандартной формы Договора о предоставлении мощности. В указанном случае настоящий Договор прекращается с момента возникновения (реализации) любого одного, нескольких или всех указанных в подпункте 15.5.12 стандартной формы Договора о предоставлении мощности условий, о чем НП «Совет рынка» обязан уведомить все Стороны настоящего Договора;8) настоящий Договор может быть расторгнут в порядке одностороннего внесудебного отказа Агента от исполнения настоящего Договора в случае лишения Принципала статуса субъекта оптового рынка электроэнергии, и (или) расторжения Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка, и (или) прекращения в отношении Принципала покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии (лишения права на участие в торговле электрической энергией и (или) мощностью) по всем ГТП, зарегистрированным за Принципалом в ценовой зоне, указанной в Приложении 1.1 к настоящему Договору. В этом случае Агент направляет Сторонам настоящего Договора уведомления о расторжении настоящего Договора в документарном виде. При этом настоящий Договор считается расторгнутым, соответственно, с даты лишения Принципала статуса субъекта оптового рынка, или с даты прекращения в отношении Принципала покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии (лишения права на участие в торговле электрической энергией и (или) мощностью) по ГТП, указанным в Приложении 1.1 к настоящему Договору, или с даты расторжения Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка;9) настоящий Договор изменяется Агентом в одностороннем порядке в части исключения из Приложения 1 к настоящему Договору одного или нескольких объектов генерации, период поставки Мощности с использованием которого (которых) в соответствии с условиями Договоров о предоставлении мощности истек. О внесенных в таком порядке изменениях Агент уведомляет прочие Стороны настоящего Договора.… |
| **14.7.1** | При получении Принципалом согласия Наблюдательного совета НП «Совет рынка» на полную или частичную замену Принципала применяются следующие правила:а) В случае продажи всех указанных в Приложении 1 к настоящему Договору объектов генерации единственному лицу осуществляется полная замена Принципала в настоящем Договоре на указанное лицо путем внесения в настоящий Договор Агентом в одностороннем внесудебном порядке изменений в части идентификационных признаков и реквизитов Принципала, о чем Агент уведомляет все прочие Стороны настоящего Договора. б) В случае продажи Принципалом одного или нескольких из указанных в Приложении 1 к настоящему Договору объектов генерации единственному лицу или нескольким лицам:(i) в настоящий Договор Агент в одностороннем внесудебном порядке вносит изменения в части исключения проданного объекта (объектов) генерации, о чем уведомляет все прочие Стороны настоящего Договора;(ii) с каждым приобретателем объекта (объектов) генерации подлежат заключению договоры о предоставлении мощности в соответствии с их стандартными формами, являющимися приложениями к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. | При получении Принципалом согласия Наблюдательного совета НП «Совет рынка» на полную или частичную замену Принципала применяются следующие правила:1) В случае продажи всех указанных в Приложении 1 к настоящему Договору объектов генерации единственному лицу осуществляется полная замена Принципала в настоящем Договоре на указанное лицо путем внесения в настоящий Договор Агентом в одностороннем внесудебном порядке изменений в части идентификационных признаков и реквизитов Принципала, о чем Агент уведомляет все прочие Стороны настоящего Договора. 2) В случае продажи Принципалом одного или нескольких из указанных в Приложении 1 к настоящему Договору объектов генерации единственному лицу или нескольким лицам:а) в настоящий Договор Агент в одностороннем внесудебном порядке вносит изменения в части исключения проданного объекта (объектов) генерации, о чем уведомляет все прочие Стороны настоящего Договора;б) с каждым приобретателем объекта (объектов) генерации подлежат заключению договоры о предоставлении мощности в соответствии с их стандартными формами, являющимися приложениями к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. |
| **Приложение 19, п. 12** | …При расчете величины средней доходности долгосрочных государственных обязательств ДГО\_i используются данные торгов на ММВБ облигациями федерального займа, для которых выполнены следующие условия:▪ срок до погашения (срок обязательной оферты) по состоянию на 31 декабря календарного года с номером i составлял не менее семи лет и не более одиннадцати лет;▪ итоговый удельный вес облигации федерального займа по результатам торгов на ММВБ за третий квартал i-го года превышает 10 %.… | Заменить маркер списка на тире |
| **12.5, 13.10** | Добавить пункт | *Утратил силу* |
| **Наименование договора** |  В соответствии с настоящей стандартной формой агентские договоры заключаются с продавцами мощности объектов генерации, в отношении которых любое из указанных обстоятельств – ввод в эксплуатацию, аттестация (тестирование), получение права на продажу электрической энергии и мощности на оптовом рынке – возникает после заключения агентских договоров. | Перенести текст сноски № 1 в конец договора после приложений **ПРИМЕЧАНИЯ** В соответствии с настоящей стандартной формой агентские договоры заключаются с продавцами мощности объектов генерации, в отношении которых любое из указанных обстоятельств – ввод в эксплуатацию, аттестация (тестирование), получение права на продажу электрической энергии и мощности на оптовом рынке – возникает после заключения агентских договоров. |
| **5.5** | 2 При заключении агентского договора с продавцом мощности, в отношении которого указанные условия не применимы, в каждом поле проставляется прочерк. | Перенести текст сноски № 2 в конец договора после приложений **ПРИМЕЧАНИЯ**…2 При заключении агентского договора с продавцом мощности, в отношении которого указанные условия не применимы, в каждом поле проставляется прочерк. |
| **2.1.1** | …(ix) Сумма уплачиваемых Продавцом Покупателям по заключенным Агентом договорам о предоставлении мощности штрафов и неустоек не может превышать суммы указанной в пп. i п. 13.2 настоящего Договора предельных величин штрафов (неустоек) по объектам генерации.При определении размера неустоек значение величины установленной мощности любого соответствующего объекта генерации, а также значение величины непоставленной (недопоставленной) мощности будет приниматься без учета допустимого отклонения значения величины установленной мощности в сторону уменьшения или увеличения не более чем на 10 (десять) процентов. Все предусмотренные договорами о предоставлении мощности неустойки будут являться исключительными.… | …9) Сумма уплачиваемых Продавцом Покупателям по заключенным Агентом договорам о предоставлении мощности штрафов и неустоек не может превышать суммы указанной в пп. 1 п. 13.2 настоящего Договора предельных величин штрафов (неустоек) по объектам генерации.При определении размера неустоек значение величины установленной мощности любого соответствующего объекта генерации, а также значение величины непоставленной (недопоставленной) мощности будет приниматься без учета допустимого отклонения значения величины установленной мощности в сторону уменьшения или увеличения не более чем на 10 (десять) процентов. Все предусмотренные договорами о предоставлении мощности неустойки будут являться исключительными.… |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА ПОРУЧИТЕЛЬСТВА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПОСТАВЩИКА МОЩНОСТИ ПО ДОГОВОРАМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ – ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ, ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ОТХОДОВ, ПОЛУЧЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ТОПЛИВА (Приложение № Д 6.4.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **7.4** | Настоящий Договор может быть расторгнут при одностороннем внесудебном отказе по инициативе АО «АТС» в следующих случаях:– в случае замены обеспечения исполнения обязательств Должника по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления, в порядке, предусмотренном Договором о присоединении и регламентами оптового рынка;– в случае одновременного выполнения следующих условий:• предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации, определенный ОАО «СО ЕЭС», равен или больше объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к договору о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления, заключенному в отношении указанного объекта генерации;• в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации Должником в установленном Правилами оптового рынка и Договором о присоединении порядке зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке) с использованием данной группы точек поставки; • Должник не имеет задолженности по оплате покупателям штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления, заключенным в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации.… | Настоящий Договор может быть расторгнут при одностороннем внесудебном отказе по инициативе АО «АТС» в следующих случаях:а) в случае замены обеспечения исполнения обязательств Должника по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления, в порядке, предусмотренном Договором о присоединении и регламентами оптового рынка;б) в случае одновременного выполнения следующих условий:– предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации, определенный ОАО «СО ЕЭС», равен или больше объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к договору о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления, заключенному в отношении указанного объекта генерации;– в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации Должником в установленном Правилами оптового рынка и Договором о присоединении порядке зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке) с использованием данной группы точек поставки; – Должник не имеет задолженности по оплате покупателям штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления, заключенным в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Договора объекта генерации.… |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ СОГЛАШЕНИЯ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТОВ, СВЯЗАННЫХ С УПЛАТОЙ ПРОДАВЦОМ ШТРАФОВ ПО ДОГОВОРАМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ – ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ, ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ОТХОДОВ, ПОЛУЧЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ТОПЛИВА (Приложение № Д 6.6.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **3.7** | …• предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации, определенный АО «СО ЕЭС», равен или больше объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления, заключенным в отношении указанного объекта генерации;• в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации Продавцом в установленном Правилами оптового рынка и Договором о присоединении порядке зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке) с использованием данной группы точек поставки; • Продавец не имеет задолженности по оплате покупателям штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления, заключенным в отношении указанного в пункте 2.1 настоящего Соглашения объекта генерации;… | Заменить маркер списка на тире  |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИЯХ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, НЕ ОБЪЕДИНЕННЫХ В ЦЕНОВЫЕ ЗОНЫ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № Д 11 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **5.2.4, 5.3.5** | **Добавить пункт** | *Утратил силу* |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ НА ТЕРРИТОРИЯХ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, НЕ ОБЪЕДИНЕННЫХ В ЦЕНОВЫЕ ЗОНЫ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № Д 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **5.2.5** | **Добавить пункт** | *Утратил силу*  |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДВУСТОРОННЕГО ДОГОВОРА КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИЯХ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, НЕ ОБЪЕДИНЕННЫХ В ЦЕНОВЫЕ ЗОНЫ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № Д 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **2.4** | Обязательства по передаче, приему и оплате электрической энергии по настоящему договору в каждом периоде поставки возникают у Сторон при наличии следующих условий в совокупности в отношении каждой электрической станции, указанной в пункте 2.1 настоящего Договора:– цена, по которой Продавец продает, а Покупатель покупает, не превышает увеличенный в два раза тариф на электрическую энергию (), установленного для продавца электрической энергии по договору и определенного в пункте 9.1 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон в отношении периода поставки по двустороннему договору. В случае если в отношении станции поставщика в соответствии с пунктом 9.1 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон определено более одной ставки на электрическую энергию , то указанное условие должно выполняться для каждой из указанных ставок;– плановый диспетчерский график (далее – ПДГ) и значение фактического объема производства (потребления в ГТП потребления поставщика) определены таким образом, что сумма почасовых значений минимальных • из ПДГ в отношении совокупности ГТП генерации, указанных в п. 2.2 настоящего договора и отнесенных к каждой электрической станции, указанной в Договоре, за вычетом почасовых объемов электрической энергии, включенных в плановое почасовое потребление в ГТП потребления Продавца, зарегистрированной за соответствующей электрической станцией, • из фактического объема производства электрической энергии в ГТП (совокупности ГТП) генерации, указанных в п. 2.2 настоящего договора и отнесенных к каждой электрической станции, указанной в Договоре, за вычетом фактических почасовых объемов электрической энергии, определенных в ГТП потребления Продавца, зарегистрированной за соответствующей электрической станцией,суммарно за месяц больше разницы количества производства электрической энергии и потребления электрической энергии на собственные, хозяйственные и производственные нужды соответствующей электрической станции, указанных в сводном прогнозном балансе производства и поставки электрической энергии (мощности), утвержденном приказом федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов (далее – прогнозный баланс), в месяце, соответствующем периоду поставки, уменьшенной на объем электроэнергии, соответствующий доле снижения суммарного фактического объема потребления (учитываются только объемы электрической энергии потребителей (организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции, включенных в прогнозный баланс), от объемов, запланированных для них в прогнозном балансе. При этом возникновение указанного условия определяется по каждой электрической станции отдельно;– фактический объем потребления электрической энергии в ГТП потребления Покупателя, включенного в прогнозный баланс (ГТП потребления Участника оптового рынка, для которого Покупатель приобретает электрическую энергию по настоящему договору), определенный суммарно за месяц, соответствующий периоду поставки, будет больше объема электрической энергии, указанной для Покупателя в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) для месяца, соответствующего периоду поставки, а в случае, если Покупатель не включен в прогнозный баланс, фактический объем потребления больше нуля;– объем выработки Продавца и потребления Покупателя соответствует значениям, определенным в соответствии с разделом 6 Регламента функционирования Участников оптового рынка на территории неценовых зон.  | Обязательства по передаче, приему и оплате электрической энергии по настоящему договору в каждом периоде поставки возникают у Сторон при наличии следующих условий в совокупности в отношении каждой электрической станции, указанной в пункте 2.1 настоящего Договора:а) цена, по которой Продавец продает, а Покупатель покупает, не превышает увеличенный в два раза тариф на электрическую энергию (), установленного для продавца электрической энергии по договору и определенного в пункте 9.1 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон в отношении периода поставки по двустороннему договору. В случае если в отношении станции поставщика в соответствии с пунктом 9.1 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон определено более одной ставки на электрическую энергию , то указанное условие должно выполняться для каждой из указанных ставок;б) плановый диспетчерский график (далее – ПДГ) и значение фактического объема производства (потребления в ГТП потребления поставщика) определены таким образом, что сумма почасовых значений минимальных – из ПДГ в отношении совокупности ГТП генерации, указанных в п. 2.2 настоящего договора и отнесенных к каждой электрической станции, указанной в Договоре, за вычетом почасовых объемов электрической энергии, включенных в плановое почасовое потребление в ГТП потребления Продавца, зарегистрированной за соответствующей электрической станцией, – из фактического объема производства электрической энергии в ГТП (совокупности ГТП) генерации, указанных в п. 2.2 настоящего договора и отнесенных к каждой электрической станции, указанной в Договоре, за вычетом фактических почасовых объемов электрической энергии, определенных в ГТП потребления Продавца, зарегистрированной за соответствующей электрической станцией,суммарно за месяц больше разницы количества производства электрической энергии и потребления электрической энергии на собственные, хозяйственные и производственные нужды соответствующей электрической станции, указанных в сводном прогнозном балансе производства и поставки электрической энергии (мощности), утвержденном приказом федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов (далее – прогнозный баланс), в месяце, соответствующем периоду поставки, уменьшенной на объем электроэнергии, соответствующий доле снижения суммарного фактического объема потребления (учитываются только объемы электрической энергии потребителей (организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции, включенных в прогнозный баланс), от объемов, запланированных для них в прогнозном балансе. При этом возникновение указанного условия определяется по каждой электрической станции отдельно;в) фактический объем потребления электрической энергии в ГТП потребления Покупателя, включенного в прогнозный баланс (ГТП потребления Участника оптового рынка, для которого Покупатель приобретает электрическую энергию по настоящему договору), определенный суммарно за месяц, соответствующий периоду поставки, будет больше объема электрической энергии, указанной для Покупателя в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) для месяца, соответствующего периоду поставки, а в случае, если Покупатель не включен в прогнозный баланс, фактический объем потребления больше нуля;г) объем выработки Продавца и потребления Покупателя соответствует значениям, определенным в соответствии с разделом 6 Регламента функционирования Участников оптового рынка на территории неценовых зон.  |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО УПРАВЛЕНИЮ ИЗМЕНЕНИЕМ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (Приложение № Д 23.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **1.1** | 1 Для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью указывается дата и номер Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка Исполнителя. | Перенести текст сноски № 1 в конец договора после приложений **ПРИМЕЧАНИЯ**1 Для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью указывается дата и номер Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка Исполнителя. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА УСТУПКИ ПРАВ (ЦЕССИИ) ПО ДОГОВОРУ КУПЛИ-ПРОДАЖИ (Приложение № Д 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **1.5** |  Настоящий пункт включается в договор уступки права (денежного требования) только по требованию Участника оптового рынка – Цессионария. | Перенести текст сноски № 1 в конец договора **ПРИМЕЧАНИЯ** Настоящий пункт включается в договор уступки права (денежного требования) только по требованию Участника оптового рынка – Цессионария. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА УСТУПКИ ПРАВ (ЦЕССИИ) ПО ДОГОВОРУ КУПЛИ-ПРОДАЖИ (ФОРМА ЭЛЕКТРОННОГО ДОКУМЕНТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСИ) (Приложение № Д 5.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **1.5** |  Настоящий пункт включается в договор уступки прав (цессии) по договору купли-продажи только по требованию участника оптового рынка – Цессионария | Перенести текст сноски № 1 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ** Настоящий пункт включается в договор уступки прав (цессии) по договору купли-продажи только по требованию участника оптового рынка – Цессионария  |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА ПОРУЧИТЕЛЬСТВА, ЗАКЛЮЧАЕМОГО НА УСТАНОВЛЕННЫХ ДОГОВОРОМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ УСЛОВИЯХ (Приложение № Д 20 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **17.2** | \* Дата окончания срока действия договора поручительства указывается по формуле:«дата начала исполнения обязательств по поставке мощности соответствующего объекта генерации, определенная распоряжением Правительства Российской Федерации от 11 августа 2010 г. № 1334-р, + 120 месяцев». | Перенести текст сноски «\*» в конец договора **ПРИМЕЧАНИЯ**\* Дата окончания срока действия договора поручительства указывается по формуле:«дата начала исполнения обязательств по поставке мощности соответствующего объекта генерации, определенная распоряжением Правительства Российской Федерации от 11 августа 2010 г. № 1334-р, + 120 месяцев». |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА ПОРУЧИТЕЛЬСТВА, ЗАКЛЮЧАЕМОГО С ПРИНЦИПАЛОМ ПО АГЕНТСКОМУ ДОГОВОРУ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕМУ РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ ОГК/ТГК (Приложение № Д 20.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **16.2** | \* Дата окончания срока действия договора поручительства указывается по формуле: «дата, указанная в пункте 11.1 агентского договора + 12 месяцев». | Перенести текст сноски «\*» в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**\* Дата окончания срока действия договора поручительства указывается по формуле: «дата, указанная в пункте 11.1 агентского договора + 12 месяцев». |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ СОГЛАШЕНИЯ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ ИНФОРМАЦИИ, ЗАКЛЮЧАЕМОГО НА УСТАНОВЛЕННЫХ ДОГОВОРОМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ УСЛОВИЯХ (Приложение № Д 19 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **ПРЕАМБУЛА** | 1 В соответствии с настоящей стандартной формой Соглашение о предоставлении информации заключается как с Обществом, продавшим (передавшим) указанные в таблице Объекты генерации другому лицу, так и с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации.2 При продаже (передаче) двух или более Объектов генерации все они указываются в таблице. | Перенести текст сносок № 1 и № 2 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**1 В соответствии с настоящей стандартной формой Соглашение о предоставлении информации заключается как с Обществом, продавшим (передавшим) указанные в таблице Объекты генерации другому лицу, так и с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации.2 При продаже (передаче) двух или более Объектов генерации все они указываются в таблице. |
| **1.1** | 3 Пункт 1.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. | Перенести текст сноски № 3 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…3 Пункт 1.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. |
| ***1.1*** | 4 Пункт 1.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации. | Перенести текст сноски № 4 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…4 Пункт 1.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации. |
| **1.2** | 5 Данный пункт включается только в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. | Перенести текст сноски № 5 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…5 Данный пункт включается только в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. |
| **1.4** | 6 Пункт 1.4 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. | Перенести текст сноски № 6 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…6 Пункт 1.4 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. |
| ***1.4*** | 7 Пункт 1.4 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации. | Перенести текст сноски №7 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…7 Пункт 1.4 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации. |
| **2.2** | К сопроводительному письму подлежат приложению:i) в случае если Новый продавец является открытым акционерным обществом – выписки из реестра акционеров или выписки со счета депо, на котором осуществляется учет принадлежащих Обществу акций Нового продавца;ii) в случае если Новый продавец является закрытым акционерным обществом или обществом с ограниченной ответственностью – выписки из реестра акционеров (выписки из списка участников общества), а в случае если акции данного закрытого общества также учитываются на счете депо в депозитарии – выписки из реестра акционеров или выписки со счета депо, на котором осуществляется учет принадлежащих Обществу акций Нового продавца.…8 Пункт 2.2 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. | Заменить римские цифры в нумерации списка на арабские…Перенести текст сноски № 8 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…8 Пункт 2.2 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. |
| ***2.2*** | 9 Пункт 2.2 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации. | Перенести текст сноски № 9 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…9 Пункт 2.2 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации. |
| **3.1**  | 10 Пункт 3.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. | Перенести текст сноски № 10 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…10 Пункт 3.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. |
| ***3.1*** | 11 Пункт 3.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации. | Перенести текст сноски № 11 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…11 Пункт 3.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации. |
| **5.1** | 12 Пункт 5.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. | Перенести текст сноски № 12 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…12 Пункт 5.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, продавшим (передавшим) Объекты генерации. |
| ***5.1*** | 3 Пункт 5.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации. | Перенести текст сноски № 13 в конец договора**ПРИМЕЧАНИЯ**…3 Пункт 5.1 в данной редакции включается в Соглашение о предоставлении информации, заключаемое с Обществом, получившим (принявшим) Объекты генерации. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА КУПЛИ-ПРОДАЖИ (ПОСТАВКИ) МОЩНОСТИ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ДАТОЙ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОСЛЕ 1 ЯНВАРЯ 2025 ГОДА (Приложение № Д 14.4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **Наименование договора** | В соответствии с настоящей стандартной формой договор купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 года заключается в отношении каждого отдельного генерирующего блока атомной станции. | Перенести текст сноски № 1 в конец договора после приложений **ПРИМЕЧАНИЯ**В соответствии с настоящей стандартной формой договор купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 года заключается в отношении каждого отдельного генерирующего блока атомной станции. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА ВОЗМЕЗДНОГО ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМУ УПРАВЛЕНИЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ПУТЕМ ОРГАНИЗАЦИИ ОТБОРА ИСПОЛНИТЕЛЕЙ И ОПЛАТЫ УСЛУГ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СИСТЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ (Приложение № Д 17 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **Наименование договора** |  Заключение настоящего Договора не освобождает субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, которые:– относятся к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию Системным оператором при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии и мощности и розничных рынков электрической энергии и осуществления проектирования развития электроэнергетических систем (далее – услуга по оперативно-диспетчерскому управлению в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики); или– не относятся к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию Системным оператором при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики, но владеют на праве собственности или ином законном основании объектами электроэнергетики и (или) энергопринимающими устройствами, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияет на электроэнергетический режим работы энергосистемы, –от необходимости заключения с Системным оператором договоров возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики или безвозмездных соглашений, определяющих порядок осуществления технологического взаимодействия в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), соответственно. | Перенести текст сноски № 1 в конец договора после приложений **ПРИМЕЧАНИЯ** Заключение настоящего Договора не освобождает субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, которые:– относятся к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию Системным оператором при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии и мощности и розничных рынков электрической энергии и осуществления проектирования развития электроэнергетических систем (далее – услуга по оперативно-диспетчерскому управлению в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики); или– не относятся к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию Системным оператором при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики, но владеют на праве собственности или ином законном основании объектами электроэнергетики и (или) энергопринимающими устройствами, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияет на электроэнергетический режим работы энергосистемы, –от необходимости заключения с Системным оператором договоров возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики или безвозмездных соглашений, определяющих порядок осуществления технологического взаимодействия в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), соответственно. |

**Приложение № 9.1.2**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** 1 октября 2025 года. |

**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) |
| **1.1** | ПредметНастоящий регламент определяет:• порядок взаимоотношений участников ОРЭМ, организаций коммерческой и технологической инфраструктур ОРЭМ в сфере торговли мощностью на ОРЭМ в части определения фактически поставленного на оптовый рынок объема мощности;• порядок сбора, обработки и формирования информации, необходимой для определения показателя неготовности к выработке электрической энергии и фактически поставленного на оптовый рынок объема мощности, включая информацию о выполнении требований, определяющих готовность генерирующего оборудования участников ОРЭМ к выработке электрической энергии;• требования по предоставлению данных, определяющих готовность генерирующего оборудования участников ОРЭМ к выработке электрической энергии;• порядок расчета показателя надежности, показателя востребованности и показателя дифференциации значений коэффициентов готовности, определяемых Системным оператором на основании статистических данных о готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии за предшествующие периоды;• порядок расчета показателей неготовности к выработке электрической энергии, определяемых Системным оператором при невыполнении (частичном невыполнении) участниками ОРЭМ требований в части готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии, с применением коэффициентов, установленных Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, значения которых приведены в приложении 2 к настоящему Регламенту, и коэффициентов дифференциации значений коэффициентов готовности;• порядок определения объемов недопоставки мощности и объема фактически поставленной мощности генерирующего оборудования. | Заменить маркер списка на тире. |
| **2.1.1** | Поставщиком обеспечена возможность использования генерирующего оборудования:• при общем первичном регулировании частоты электрического тока (далее – ОПРЧ);• при регулировании реактивной электрической мощности, т.е. обеспечено предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;• при вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности, для генерирующего оборудования ГЭС, а также при автоматическом вторичном регулировании частоты перетоков активной электрической мощности (далее – АВРЧМ), для генерирующего оборудования ГЭС установленной мощностью более 100 МВт. | Заменить маркер списка на тире. |
| **3** | …Для целей подтверждения готовности генерирующего оборудования и определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, КО предоставляет СО следующие данные:• ценовые заявки на планирование объемов производства в отношении ГТП генерации, ГТП импорта или объекта управления, представленного генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой;• фактическую выработку электроэнергии электростанцией по данным автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета (далее АИИС КУ);•фактический собственный максимум потребления по ГТП потребления электростанции (группы электростанций);• максимально допустимые величины собственного максимума потребления на нужды генерации по ГТП потребления электростанции (группы электростанций) (далее – норматив собственных нужд). | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.1** | …СО осуществляет контроль участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в соответствии с Методикой мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, являющейся приложением к Техническим требованиям,в том числена основании:• актуальных паспортных данных по генерирующему оборудованию, представленных участником оптового рынка в установленном порядке;• уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участником оптового рынка;• данных СОТИАССО;• данных системы мониторинга режима работы ЕЭС России – оперативно-информационных комплексов СО (далее – ОИК СО).… | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.1.1.1** | На основе информации, представленной участниками оптового рынка в соответствии с Техническими требованиями, а в случае непредставления (неполного представления) указанной информации на основании имеющихся в распоряжении СО данных регистрируется по каждой единице генерирующего оборудования (ЕГО) участника оптового рынка тип участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:− «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ». Указанный тип регистрируется в отношении генерирующего оборудования по умолчанию, с учетом особенностей, предусмотренных для генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018. Для вновь вводимого (модернизируемого) оборудования тип участия «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» может быть зарегистрирован только по результатам испытаний, проведенных участником оптового рынка в соответствии с Техническими требованиями;− «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ». Указанный тип может быть зарегистрирован в отношении ЕГО, ранее имевшей тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ», в следующих случаях:а) если участник оптового рынка в установленном порядке заявил о неготовности, в т.ч. временной, к участию в ОПРЧ данного генерирующего оборудования. Временная неготовность к участию в ОПРЧ регистрируется в течение календарного месяца суммарно по всем периодам неготовности, заявленным участником оптового рынка;б) если неготовность была выявлена в результате выборочных проверок готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ путем проведения испытаний, в т.ч. с привлечением специализированных организаций. В таком случае неготовность регистрируется бессрочно, начиная с момента выявления неготовности;в) если при проведении оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев значимых отклонений частоты электрического тока, превышающих ±0,2 Гц от номинальной, зарегистрировано неучастие (неудовлетворительное участие) в ОПРЧ за период актуальности типа «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ». В таком случае неготовность регистрируется бессрочно, начиная с первого числа месяца, следующего за месяцем, в котором было зарегистрировано неучастие (неудовлетворительное участие) в ОПРЧ, кроме случаев, когда готовность была подтверждена по результатам проведения в соответствии с Техническими требованиями проверок готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ в месяце, в котором было зарегистрировано неучастие (неудовлетворительное участие) в ОПРЧ;г) если при проведении оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев отклонений частоты в ЕЭС в пределах ±0,1÷0,2 Гц от номинальной, зарегистрировано систематическое (более 50% случаев за календарный год, но не менее двух раз) неучастие (неудовлетворительное участие) в ОПРЧ за период актуальности типа «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ». В таком случае неготовность регистрируется бессрочно, начиная с первого числа месяца, следующего за месяцем, в котором выявлено систематическое неучастие в ОПРЧ, кроме случаев, когда готовность была подтверждена по результатам проведения в соответствии с Техническими требованиями проверок готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ в месяце, в котором было выявлено систематическое неучастие в ОПРЧ;д) если для вновь вводимого (модернизируемого) оборудования не была подтверждена готовность к участию в ОПРЧ по результатам испытаний, проведенных участником оптового рынка в соответствии с Техническими требованиями. | На основе информации, представленной участниками оптового рынка в соответствии с Техническими требованиями, а в случае непредставления (неполного представления) указанной информации на основании имеющихся в распоряжении СО данных регистрируется по каждой единице генерирующего оборудования (ЕГО) участника оптового рынка тип участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:а) «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ». Указанный тип регистрируется в отношении генерирующего оборудования по умолчанию, с учетом особенностей, предусмотренных для генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018. Для вновь вводимого (модернизируемого) оборудования тип участия «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» может быть зарегистрирован только по результатам испытаний, проведенных участником оптового рынка в соответствии с Техническими требованиями;б) «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ». Указанный тип может быть зарегистрирован в отношении ЕГО, ранее имевшей тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ», в следующих случаях:− если участник оптового рынка в установленном порядке заявил о неготовности, в т.ч. временной, к участию в ОПРЧ данного генерирующего оборудования. Временная неготовность к участию в ОПРЧ регистрируется в течение календарного месяца суммарно по всем периодам неготовности, заявленным участником оптового рынка;− если неготовность была выявлена в результате выборочных проверок готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ путем проведения испытаний, в т.ч. с привлечением специализированных организаций. В таком случае неготовность регистрируется бессрочно, начиная с момента выявления неготовности;− если при проведении оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев значимых отклонений частоты электрического тока, превышающих ±0,2 Гц от номинальной, зарегистрировано неучастие (неудовлетворительное участие) в ОПРЧ за период актуальности типа «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ». В таком случае неготовность регистрируется бессрочно, начиная с первого числа месяца, следующего за месяцем, в котором было зарегистрировано неучастие (неудовлетворительное участие) в ОПРЧ, кроме случаев, когда готовность была подтверждена по результатам проведения в соответствии с Техническими требованиями проверок готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ в месяце, в котором было зарегистрировано неучастие (неудовлетворительное участие) в ОПРЧ;− если при проведении оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев отклонений частоты в ЕЭС в пределах ±0,1÷0,2 Гц от номинальной, зарегистрировано систематическое (более 50% случаев за календарный год, но не менее двух раз) неучастие (неудовлетворительное участие) в ОПРЧ за период актуальности типа «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ». В таком случае неготовность регистрируется бессрочно, начиная с первого числа месяца, следующего за месяцем, в котором выявлено систематическое неучастие в ОПРЧ, кроме случаев, когда готовность была подтверждена по результатам проведения в соответствии с Техническими требованиями проверок готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ в месяце, в котором было выявлено систематическое неучастие в ОПРЧ;− если для вновь вводимого (модернизируемого) оборудования не была подтверждена готовность к участию в ОПРЧ по результатам испытаний, проведенных участником оптового рынка в соответствии с Техническими требованиями. |
| **3.1.1.4** | Для генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018, тип участия генерирующего оборудования в ОПРЧ регистрируется в следующем порядке:o если по результатам проведения в соответствии с Техническими требованиями проверок готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ в порядке, установленном в п. 3.1.1.2 настоящего Регламента, подтверждена готовность к участию в ОПРЧ, регистрируется тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ». Оценка участия в ОПРЧ осуществляется в общем порядке;o если участником оптового рынка оформлено решение об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ, согласованное с СО в порядке, установленном в п. 3.1.1.5 настоящего Регламента, регистрируется тип «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»;o в остальных случаях по умолчанию регистрируется тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» и фиксируется участие в ОПРЧ, не соответствующее Техническим требованиям. | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.1.2** | …Для генерирующего оборудования, имеющего тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ», интегральный показатель участия генерирующего оборудования в ОПРЧ устанавливается равным:• «0» в следующих случаях:a) при возникновении условий участия в ОПРЧ – в случаях неучастия (неудовлетворительного участия или участия, не соответствующего Техническим требованиям) в ОПРЧ (за исключением неучастия генерирующего оборудования в ОПРЧ в период согласованного вывода генерирующего оборудования из ОПРЧ из-за проведения плановых ремонтных работ по диспетчерской заявке в объеме, не превышающем величины, установленной в п. 3.1.1.3 настоящего Регламента);b) в отношении генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018, в отношении которого в порядке, установленном в п. 3.1.1.4 настоящего Регламента, зарегистрирован тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» и фиксируется участие в ОПРЧ, не соответствующее Техническим требованиям;• «1» – в остальных случаях.… | …Для генерирующего оборудования, имеющего тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ», интегральный показатель участия генерирующего оборудования в ОПРЧ устанавливается равным:а) «0» в следующих случаях:− при возникновении условий участия в ОПРЧ – в случаях неучастия (неудовлетворительного участия или участия, не соответствующего Техническим требованиям) в ОПРЧ (за исключением неучастия генерирующего оборудования в ОПРЧ в период согласованного вывода генерирующего оборудования из ОПРЧ из-за проведения плановых ремонтных работ по диспетчерской заявке в объеме, не превышающем величины, установленной в п. 3.1.1.3 настоящего Регламента);− в отношении генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018, в отношении которого в порядке, установленном в п. 3.1.1.4 настоящего Регламента, зарегистрирован тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» и фиксируется участие в ОПРЧ, не соответствующее Техническим требованиям;б) «1» – в остальных случаях.… |
| **3.1.3** | **Регистрация показателей участия генерирующего оборудования в ОПРЧ**По окончании месяца *m* СО формирует по каждой ГТП генерации участника оптового рынка следующие данные: • $N\_{ПГ,m}^{j}$ – суммарное значение установленной мощности генерирующего оборудования в ГТП генерации *j*, имеющего тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ», в отношении которого в соответствии с п. 3.1.2 настоящего Регламента в месяце *m* установлен интегральный показатель участия в ОПРЧ, равный нулю;• $N\_{НГ,m}^{j}$ – суммарное значение установленной мощности генерирующего оборудования в ГТП генерации *j*, имеющего тип «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»;• $R\_{НГ,m}^{j}$ – показатель временной неготовности генерирующего оборудования в ГТП генерации *j*, имеющего тип «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ».… | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.2** | …Для целей оценки предоставления диапазона регулирования реактивной мощности СО используется предоставленная участником оптового рынка и согласованная СО информация о диапазоне регулирования реактивной мощности, а именно:• графические зависимости допустимой величины реактивной мощности генерирующего оборудования от его активной мощности;• табличные значения границ диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования в зависимости от его активной мощности.…Отклонение актуального диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования от базового может носить как временный, так и постоянный характер. Значения актуального диапазона регулирования реактивной мощности подлежат заявлению участником оптового рынка одним из следующих способов:• если отклонение носит временный характер – в составе диспетчерской заявки;• если отклонение носит постоянный характер – в составе заявления на внесение изменений в *Регистрационную информацию о диапазонах регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования*, оформляемого в порядке, установленном настоящим Регламентом.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.2.2** | …Неисполнение команды на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности может быть зарегистрировано, если к моменту времени окончания исполнения команды и до начала исполнения следующей команды или до конца операционных суток (если иное не установлено диспетчером при отдаче команды):• для команд на установление заданного значения напряжения или диапазона напряжений на шинах электростанции – при отклонении напряжения от заданного значения либо диапазона значений более ±2 кВ. Неисполнение команды не регистрируется, если при указанном отклонении по напряжению отличие фактической величины реактивной мощности от величины актуального максимального (минимального) значения реактивной мощности, соответствующего текущей загрузке по активной мощности, менее чем 10 % или 2 Мвар;• для команд на изменение реактивной мощности до максимального или минимального значения или на перевод в режим потребления с максимальным приемом реактивной мощности – при отклонении фактической величины реактивной мощности от величины актуального максимального (минимального) значения реактивной мощности, соответствующего текущей загрузке по активной мощности, более чем на 10 %, но не менее чем на 2 Мвар;• для команд на изменение реактивной мощности до максимального или минимального значения или на перевод в режим потребления с максимальным приемом реактивной мощности и поддержание заданного значения напряжения или диапазона напряжений на шинах электростанции – при отклонении фактической величины реактивной мощности от величины актуального максимального (минимального) значения реактивной мощности, соответствующего текущей загрузке по активной мощности, более чем на 10 %, но не менее чем на 2 Мвар. Неисполнение команды не регистрируется, если при указанном отклонении фактической величины реактивной мощности отклонение напряжения от заданного значения либо диапазона значений не превышает ±2 кВ.…Оценка предоставления диапазона регулирования реактивной мощности производится на основании усредненных минутных значений по данным СОТИАССО и данным систем мониторинга, действующих на основе ОИК СО:• за первую минуту, следующую за временем окончания исполнения команды;• за последнюю минуту каждого часа во временном интервале, предусмотренном настоящим Регламентом.… | Заменить маркер списков на тире. |
| **3.3.1.1** | …Критериями оценки соответствия генерирующего оборудования ГЭС Техническим требованиям при исполнении действия диспетчерских команд (команд дистанционного управления) по вторичному регулированию являются:• соблюдение времени набора/сброса нагрузки;• точность набора/сброса заданной величины активной мощности;• точность поддержания заданной величины активной мощности.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.3.1.4** | …Требование участия в АВРЧМ не распространяется на вводимые в эксплуатацию гидроэлектростанции с установленной мощностью более 100 МВт на этапе начального наполнения (заполнения) водохранилища:• в течение 3 месяцев с момента достижения расчетного по мощности напора гидроэлектростанции, если установленная мощность ГЭС составляет от 100 до 500 МВт;• в течение 6 месяцев с момента достижения расчетного по мощности напора гидроэлектростанции, если установленная мощность ГЭС составляет более 500 МВт.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.3.2** | **Регистрация показателя участия ГЭС во вторичном регулировании**Не позднее чем за 6 часов до часа фактической поставки $(N-$6) участник оптового рынка имеет право заявить СО о кратковременной неготовности ГЭС, ГАЭС к участию во вторичном регулировании начиная с часа $N$ с указанием продолжительности и причины неучастия (ремонт, замена оборудования, ограничения по режиму водопользования и т.д.). В случае если указанная заявка согласована СО, то в течение соответствующего периода контроль участия во вторичном регулировании не производится. В остальное время оценка участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании (как оперативном, так и в автоматическом) осуществляется СО на основании:• данных телеметрии о фактическом выполнении диспетчерских команд (команд дистанционного управления) на внеплановое изменение нагрузки электростанций вторичного регулирования, в т.ч. автоматического, включая время набора/сброса и фактический диапазон изменения нагрузки, а при отсутствии таких данных – на основании иных данных, имеющих в распоряжении СО;• данных о случаях и периодах неработоспособности устройств автоматического вторичного регулирования на ГЭС, задействованных в АВРЧМ;• фактов и продолжительности выходов на ограничения по мощности в пределах заявленного диапазона автоматического вторичного регулирования, с учетом количества подключенных к системе АРЧМ гидроагрегатов ГЭС;• фактов и продолжительности выходов на ограничения с учетом нормативного времени набора/сброса нагрузки ГЭС при изменении состава включенных в работу гидроагрегатов, определяемого в соответствии с предоставленными в СО участником оптового рынка данными, для целей снятия указанных ограничений в пределах заявленного диапазона регулирования ГЭС.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.3.2.3** | Регистрация показателей участия ГЭС во вторичном регулировании осуществляется с учетом следующего:• если к системе АВРЧМ подключено оборудование нескольких ГТП генерации, относящихся к одной ГЭС, то рассчитанный для ГЭС в целом показатель фактического участия регистрируется для каждой из вышеуказанных ГТП генерации;• если система АРЧМ работает только с включенными автоматическими ограничителями перетоков (АОП) и (или) автоматическими ограничителями токовой перегрузки (АОТП) при отключенном режиме регулирования частоты или перетока, СО определяет $R\_{АВР,m}^{j}$ в периоды срабатывания АОП и (или) АОТП, а в иные периоды определяет показатель фактического участия в оперативном вторичном регулировании ($R\_{ВР,m}^{j})$;• для ГЭС установленной мощностью более 100 МВт в периоды неготовности или непривлечения к участию в АВРЧМ определяется показатель фактического участия в оперативном вторичном регулировании ($R\_{ВР,m}^{j})$. | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.4.2.2** | …1. Для ГЭС (ГАЭС) в отношении каждой ГТП *j* и электростанции s в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности $N\_{огр,m}^{j}(СО)$ и $N\_{огр,m}^{s}(СО)$, рассчитанные в следующем порядке:

− для всех ГЭС, за исключением ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку:$N\_{огр,m}^{j}(СО)=\frac{max\{0;\sum\_{k}^{}(min\{N\_{ПО,m}^{j};N\_{уст,m}^{j}\}-N\_{max,k}^{j^{ГЭС,рег}})\}}{K}$ (6.9)$N\_{огр,m}^{s}(СО)=\sum\_{j}^{}N\_{огр,m}^{j}(СО)$,…− для ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку, в том числе малых водоточных ГЭС:$N\_{огр,m}^{j}\left(СО\right)=\frac{max\left\{0;\sum\_{k\in m}^{}\{min(N\_{ПО,m}^{j};N\_{уст,m}^{j})-N\_{max,k}^{j,ГЭС,рег}-∆\_{1,k}^{jГЭС}\}\right\}}{K} $; (6.14)$N\_{огр,m}^{s}\left(СО\right)=\sum\_{j\in s}^{ }N\_{огр,m}^{j}(СО)$,… | …1. Для ГЭС (ГАЭС) в отношении каждой ГТП *j* и электростанции s в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности $N\_{огр,m}^{j}(СО)$ и $N\_{огр,m}^{s}(СО)$, рассчитанные в следующем порядке:

а) для всех ГЭС, за исключением ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку:$N\_{огр,m}^{j}(СО)=\frac{max\{0;\sum\_{k}^{}(min\{N\_{ПО,m}^{j};N\_{уст,m}^{j}\}-N\_{max,k}^{j^{ГЭС,рег}})\}}{K}$ (6.9)$N\_{огр,m}^{s}(СО)=\sum\_{j}^{}N\_{огр,m}^{j}(СО)$,…б) для ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку, в том числе малых водоточных ГЭС:$N\_{огр,m}^{j}\left(СО\right)=\frac{max\left\{0;\sum\_{k\in m}^{}\{min(N\_{ПО,m}^{j};N\_{уст,m}^{j})-N\_{max,k}^{j,ГЭС,рег}-∆\_{1,k}^{jГЭС}\}\right\}}{K} $; (6.14)$N\_{огр,m}^{s}\left(СО\right)=\sum\_{j\in s}^{ }N\_{огр,m}^{j}(СО)$,… |
| **3.4.2.3** | …1. При заявлении участником оптового рынка о необходимости корректировки базовых ограничений установленной мощности в отношении ЕГО *g* электростанции *s* в месяцах *k* при одновременном выполнении следующих условий:

а) участником оптового рынка в порядке, определенном СО, в составе заявки, поданной на сайт КОМ на месяц *m* в соответствии с п. 3.4.2.1 настоящего Регламента, заявлено о необходимости корректировки базовых ограничений установленной мощности в месяцах *k*;б) месяцы *k* и расчетный месяц *m* года *y* относятся к одному и тому же сезонному периоду, при этом месяцы *k* приходятся на период с месяца *m+1* до декабря года*y+1* включительно;в) для случаев снижения величины базовых ограничений в месяце *k* – в месяце *m* фактически по данным СОТИАССО одним из способов, указанных в п. 3.4.2 настоящего Регламента, подтверждена заявленная к учету величина ограничений установленной мощности,СО регистрируются базовые ограничения установленной мощности в отношении ЕГО *g* в указанных в заявлении месяцев *k*, относящихся к сезонному периоду месяца *m*, равными величине ограничений установленной мощности, зарегистрированной СО в расчетном месяце *m* года *y*.… | …1. При заявлении участником оптового рынка о необходимости корректировки базовых ограничений установленной мощности в отношении ЕГО *g* электростанции *s* в месяцах *k* при одновременном выполнении следующих условий:

− участником оптового рынка в порядке, определенном СО, в составе заявки, поданной на сайт КОМ на месяц *m* в соответствии с п. 3.4.2.1 настоящего Регламента, заявлено о необходимости корректировки базовых ограничений установленной мощности в месяцах *k*;− месяцы *k* и расчетный месяц *m* года *y* относятся к одному и тому же сезонному периоду, при этом месяцы *k* приходятся на период с месяца *m+1* до декабря года*y+1* включительно;− для случаев снижения величины базовых ограничений в месяце *k* – в месяце *m* фактически по данным СОТИАССО одним из способов, указанных в п. 3.4.2 настоящего Регламента, подтверждена заявленная к учету величина ограничений установленной мощности,СО регистрируются базовые ограничения установленной мощности в отношении ЕГО *g* в указанных в заявлении месяцев *k*, относящихся к сезонному периоду месяца *m*, равными величине ограничений установленной мощности, зарегистрированной СО в расчетном месяце *m* года *y*.… |
| **3.4.6.1** | К объемам согласованных плановых ремонтных снижений мощности относятся объемы снижений мощности, связанные:− с проведением плановых ремонтов генерирующего оборудования в соответствии с месячным графиком ремонтов, утвержденным СО до начала месяца;− с проведением ремонтов или испытаний генерирующего оборудования в выходные дни (выходные, нерабочие праздничные дни, а также на межпраздничные дни – три и менее рабочих дня между выходными и/или нерабочими праздничными днями длительностью двое и более суток каждых) – с 00:01 местного времени субботы (первого нерабочего праздничного дня) до 6:00 понедельника местного времени (первого рабочего после праздничного дня), за исключением фактов проведения ремонтов по аварийным заявкам и их продлений, а также неплановых ремонтов, проводимых непосредственно после окончания плановых ремонтов генерирующего оборудования;− с проведением ремонта генерирующего оборудования, ремонт которого был предусмотрен месячным графиком ремонтов, утвержденным СО до начала месяца, в отношении которого по инициативе СО был изменен срок вывода в ремонт;− с проведением контроля состояния, проведения регулировок, наладок, балансировок и устранения выявленных дефектов в отношении генерирующего оборудования, включенного после капитального ремонта, среднего ремонта или реконструкции, в период с момента завершения приемо-сдаточных испытаний после капитального ремонта, среднего ремонта или реконструкции до момента окончания срока данного ремонта, предусмотренного месячным плановым графиком ремонтов, утвержденным СО до начала месяца;− с проведением по соответствующим диспетчерским заявкам ремонтов основного энергетического оборудования, являющегося объектом диспетчеризации (турбоагрегаты, энергоблоки и энергоблоки ПГУ), участвующего в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ) и (или) в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности (АВРЧМ) в соответствии с заключенными с СО договорами оказания услуг по обеспечению системной надежности, в период не более 72 часов в течение месяца при соблюдении следующих условий:• в течение всего периода в отношении генерирующего оборудования заключен договор об оказании услуг по обеспечению системной надежности;• в отношении генерирующего оборудования своевременно оформлена единовременная диспетчерская заявка на участие в НПРЧ и (или) АВРЧМ и на момент начала проведения ремонта (испытаний) отсутствует заявка на вынужденное неучастие в НПРЧ и (или) АВРЧМ (за исключением случаев нахождения в плановом согласованном ремонте второго корпуса двухкорпусного блока);• в течение 30 календарных дней, предшествующих моменту фактического останова, на соответствующем генерирующем оборудовании в соответствии с п. 3.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)размещался резерв первичного и (или) вторичного регулирования минимум на 1 час;− с проведением ремонтов генерирующего оборудования квалифицированных генерирующих объектов ВИЭ (солнце/ветер) и малых водоточных ГЭС в периоды минимальной инсоляции (для генерирующих объектов солнечной генерации) или ветровой нагрузки (для генерирующих объектов ветровой генерации), в периоды минимального напора воды (для малых водоточных ГЭС), за исключением фактов проведения ремонтов по аварийным заявкам и их продлений;− с проведением краткосрочных работ на ГЭС (очистка сороудерживающих решеток, подводящих каналов и (или) водозаборов, в том числе в связи с шугой, замена срезных пальцев) или с заявленными режимами работы ГЭС, связанными с достижением уровнями верхнего и (или) нижнего бьефов установленных максимальных или минимальных значений отметок. Предусмотренная соответствующими диспетчерскими заявками разрешенная и фактическая длительность указанных работ или режимов работы не должна превышать 4 часов подряд в течение следующих периодов:• не более 16 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и (или) в период с 13 часа по 17 час местного времени: с января по март и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с января по апрель и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившихся к неценовым зонам;• не более 32 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и (или) в период с 13 часа по 17 час местного времени в период весеннего половодья и паводков: с апреля по июнь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с мая по июнь для ГЭС, расположенных на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившихся к неценовым зонам;• не более 32 часов в течение месяца для ГЭС, работающих по водотоку.− с несением нагрузки на уровне 85 % от номинальной мощности (в соответствии с требованиями Федеральной службы по экологическому, технологическому и ядерному надзору, изложенными в условиях действия лицензии № ГН-03-101-2837 от 25.12.2013 на эксплуатацию ядерной установки (энергоблок № 4 Белоярской АЭС)) после пусков из ремонтов, связанных с проведением перегрузки ядерного топлива. При этом указанный режим работы должен быть предусмотрен месячным плановым графиком ремонтов, утвержденным СО до начала месяца, а его разрешенная и фактическая длительность не должна превышать 300 часов подряд в течение месяца.…  | К объемам согласованных плановых ремонтных снижений мощности относятся объемы снижений мощности, связанные:а) с проведением плановых ремонтов генерирующего оборудования в соответствии с месячным графиком ремонтов, утвержденным СО до начала месяца;б) с проведением ремонтов или испытаний генерирующего оборудования в выходные дни (выходные, нерабочие праздничные дни, а также на межпраздничные дни – три и менее рабочих дня между выходными и/или нерабочими праздничными днями длительностью двое и более суток каждых) – с 00:01 местного времени субботы (первого нерабочего праздничного дня) до 6:00 понедельника местного времени (первого рабочего после праздничного дня), за исключением фактов проведения ремонтов по аварийным заявкам и их продлений, а также неплановых ремонтов, проводимых непосредственно после окончания плановых ремонтов генерирующего оборудования;в) с проведением ремонта генерирующего оборудования, ремонт которого был предусмотрен месячным графиком ремонтов, утвержденным СО до начала месяца, в отношении которого по инициативе СО был изменен срок вывода в ремонт;г) с проведением контроля состояния, проведения регулировок, наладок, балансировок и устранения выявленных дефектов в отношении генерирующего оборудования, включенного после капитального ремонта, среднего ремонта или реконструкции, в период с момента завершения приемо-сдаточных испытаний после капитального ремонта, среднего ремонта или реконструкции до момента окончания срока данного ремонта, предусмотренного месячным плановым графиком ремонтов, утвержденным СО до начала месяца;д) с проведением по соответствующим диспетчерским заявкам ремонтов основного энергетического оборудования, являющегося объектом диспетчеризации (турбоагрегаты, энергоблоки и энергоблоки ПГУ), участвующего в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ) и (или) в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности (АВРЧМ) в соответствии с заключенными с СО договорами оказания услуг по обеспечению системной надежности, в период не более 72 часов в течение месяца при соблюдении следующих условий:− в течение всего периода в отношении генерирующего оборудования заключен договор об оказании услуг по обеспечению системной надежности;− в отношении генерирующего оборудования своевременно оформлена единовременная диспетчерская заявка на участие в НПРЧ и (или) АВРЧМ и на момент начала проведения ремонта (испытаний) отсутствует заявка на вынужденное неучастие в НПРЧ и (или) АВРЧМ (за исключением случаев нахождения в плановом согласованном ремонте второго корпуса двухкорпусного блока);− в течение 30 календарных дней, предшествующих моменту фактического останова, на соответствующем генерирующем оборудовании в соответствии с п. 3.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)размещался резерв первичного и (или) вторичного регулирования минимум на 1 час;е) с проведением ремонтов генерирующего оборудования квалифицированных генерирующих объектов ВИЭ (солнце/ветер) и малых водоточных ГЭС в периоды минимальной инсоляции (для генерирующих объектов солнечной генерации) или ветровой нагрузки (для генерирующих объектов ветровой генерации), в периоды минимального напора воды (для малых водоточных ГЭС), за исключением фактов проведения ремонтов по аварийным заявкам и их продлений;ж) с проведением краткосрочных работ на ГЭС (очистка сороудерживающих решеток, подводящих каналов и (или) водозаборов, в том числе в связи с шугой, замена срезных пальцев) или с заявленными режимами работы ГЭС, связанными с достижением уровнями верхнего и (или) нижнего бьефов установленных максимальных или минимальных значений отметок. Предусмотренная соответствующими диспетчерскими заявками разрешенная и фактическая длительность указанных работ или режимов работы не должна превышать 4 часов подряд в течение следующих периодов:− не более 16 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и (или) в период с 13 часа по 17 час местного времени: с января по март и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с января по апрель и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившихся к неценовым зонам;− не более 32 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и (или) в период с 13 часа по 17 час местного времени в период весеннего половодья и паводков: с апреля по июнь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с мая по июнь для ГЭС, расположенных на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившихся к неценовым зонам;− не более 32 часов в течение месяца для ГЭС, работающих по водотоку.з) с несением нагрузки на уровне 85 % от номинальной мощности (в соответствии с требованиями Федеральной службы по экологическому, технологическому и ядерному надзору, изложенными в условиях действия лицензии № ГН-03-101-2837 от 25.12.2013 на эксплуатацию ядерной установки (энергоблок № 4 Белоярской АЭС)) после пусков из ремонтов, связанных с проведением перегрузки ядерного топлива. При этом указанный режим работы должен быть предусмотрен месячным плановым графиком ремонтов, утвержденным СО до начала месяца, а его разрешенная и фактическая длительность не должна превышать 300 часов подряд в течение месяца.… |
| **3.4.6.2** | …Если с некоторого часа *h* календарного года *y* в отношении ЕГО *g* совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного с СО в соответствии с п. 3.4.6.1 настоящего Регламента, за период с 00 часов 00 минут 1-го числа месяца *m* календарного года$ y-1$ до часа*h* календарного года *y* $T\_{g,y}$ превышает величину, соответствующую:• 180 суткам для генерирующего оборудования ТЭС, генерирующих объектов ВИЭ (солнце/ветер);• 270 суткам для генерирующего оборудования АЭС;• 270 суткам для генерирующего оборудования ГЭС в случае, если для каждого периода длительностью 12 календарных месяцев,начинающегося не ранее 00 часов 00 минут 1-го числа месяца *m* календарного года $y-5$ и заканчивающегося не позднее 24 часа 00 минут последнего числа месяца $m-1$ календарного года $y-1$, совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного СО в соответствии с п. 3.4.6.1 настоящего Регламента, не превышает 180 суток, иначе – 180 суткам, –… | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.4.7** | …В случае изменения состава ГТП j в месяце *m*, для целей расчета $Δ^{j}\_{2\\_max,h}^{1(120)}$ и $Δ^{j}\_{2\\_max,h}^{1}$ количество часов в месяце $m–1$, входящих в период с 00 часов 00 минут суток ($X–30$) до часа *h* текущих суток $Х$, в которые регистрировалось значение $Δ’^{j}\_{2\\_max,h}^{1}$, определяется следующим образом:• в случае изменения состава ГТП j в связи с добавлением в нее ЕГО, а также при объединении ГТП учитываются часы месяца $m–1$, в которых было зарегистрировано значение величины $Δ’^{j}\_{2\\_max,h}^{1}$ по любой из объединяемых ГТП;• в случае изменения состава ГТП j в связи с исключением входящих в нее ЕГО, а также при разделении ГТП:* + в случае если в соответствующем часе месяца $m–1$ было зарегистрировано снижение максимальной мощности $Δ’^{j}\_{2\\_max,h}^{1}$, связанное с ремонтом ЕГО g, соответствующие часы учитываются для ГТП, в состав которой входит ЕГО g в месяце *m*;

… | …В случае изменения состава ГТП j в месяце *m*, для целей расчета $Δ^{j}\_{2\\_max,h}^{1(120)}$ и $Δ^{j}\_{2\\_max,h}^{1}$ количество часов в месяце $m–1$, входящих в период с 00 часов 00 минут суток ($X–30$) до часа *h* текущих суток $Х$, в которые регистрировалось значение $Δ’^{j}\_{2\\_max,h}^{1}$, определяется следующим образом:1) в случае изменения состава ГТП j в связи с добавлением в нее ЕГО, а также при объединении ГТП учитываются часы месяца $m–1$, в которых было зарегистрировано значение величины $Δ’^{j}\_{2\\_max,h}^{1}$ по любой из объединяемых ГТП;2) в случае изменения состава ГТП j в связи с исключением входящих в нее ЕГО, а также при разделении ГТП:* + в случае если в соответствующем часе месяца $m–1$ было зарегистрировано снижение максимальной мощности $Δ’^{j}\_{2\\_max,h}^{1}$, связанное с ремонтом ЕГО g, соответствующие часы учитываются для ГТП, в состав которой входит ЕГО g в месяце *m*;

… |
| **3.4.11** | СО регистрирует соответствие нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования по фактическому состоянию оборудования на конец часа в отношении всех ЕГО ТЭС и АЭС, подлежащих включению:• при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ, в т.ч. для целей подтверждения наличия резервов мощности;• при неплановых пусках по диспетчерской команде, в том числе по диспетчерской команде на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.4.11.1** | …$N\_{пуск\\_1,h}^{j,отст}$ и $N\_{пуск\\_1,h}^{j,нп}$ регистрируются с часа, на который в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано диспетчерской командой, до наступления одного из следующих событий:• времени фактического включения в сеть, но не менее 4 (четырех) часов, в случае наличия уведомления о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть;• первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени)) суток $Х–2$ в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не ранее оперативного уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций и соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.4.11.2** | …$N\_{пуск\\_2,h}^{j,отст}$ и $N\_{пуск\\_2,h}^{j,нп}$ регистрируются с часа отдачи диспетчерской команды на включение в сеть в минимально возможный срок до наступления одного из следующих событий:• времени фактического включения в сеть генерирующего оборудования, но не менее 4 (четырех) часов, в случае наличия уведомления о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть;• первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени)) суток *Х*–2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не ранее оперативного уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций и соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.4.12.1** | …$N\_{max\\_факт сотиассо,h}^{j}$ – максимальная мощность оборудования, готового к выработке электрической энергии, соответствующая параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования, передаваемая в диспетчерский центр СО в соответствии с п. 11.1.5 приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) посредством СОТИАССО. При непредоставлении указанного значения посредством СОТИАССО в СО:• в связи с технической неготовностью СОТИАССО в части неготовности технологических каналов связи и средств телемеханики, приведшей к непредоставлению указанного значения – указанное значение принимается равным $N\_{уст,m}^{j}$*;*• в иных случаях непредоставления указанного значения – указанное значение принимается равным нулю.… В целях проверки наличия фактических резервов мощности СО:− имеет право осуществить выборочную проверку наличия фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании путем отдачи диспетчерской команды на загрузку до максимальной мощности генерирующего оборудования в соответствии с п. 6.8.4 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России*(Приложение № 9к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Проверка выполняется на всем включенном генерирующем оборудовании, входящем в состав одной ГТП, без дополнительного включения оборудования из холодного резерва, при этом период проверки определяется периодом действия соответствующей команды диспетчера СО – от времени окончания исполнения диспетчерской команды, заданного диспетчером СО, до времени начала исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной нагрузки ($T\_{дк}$);− имеет право осуществить выборочную проверку наличия фактических резервов мощности на ЕГО, находящихся в холодном резерве, путем:o планирования включения (учета в работе) ЕГО, длительно находящихся в холодном резерве, путем их назначения режимными генераторами в порядке, установленном п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом период проверки определяется периодом назначения ЕГО режимным генератором для целей проверки фактических резервов мощности;o выборочного включения ЕГО в соответствии с п. 6.8.4 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России*(Приложение № 9к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*. При этом период проверки определяется временем, заявленным участником оптового рынка посредством подачи уведомления в СО в соответствии с п. 3.2.8 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка*(Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом времени, необходимого для выхода ЕГО на диапазон регулирования после включения в сеть и последующей проверки наличия фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании ГОУ, в состав которого входит данная ЕГО, путем отдачи диспетчерской команды на загрузку до максимальной мощности генерирующего оборудования в соответствии с п. 6.8.4 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России*(Приложение № 9к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).…При регистрации признака неоднократного ОЗР, СО в часе *h* регистрирует в соответствии с Техническими требованиями и Порядком установления соответствия величину $Δ\_{max\\_вкл,h}^{j,изм}$ ($Δ\_{min\\_вкл,h}^{j,изм}$) с учетом особенностей, предусмотренных п. 3.4.12.1 настоящего Регламента:− в случаях, не связанных с проведением проверки наличия фактических резервов мощности путем включения (учета в работе) ЕГО, в период после окончания фиксации величины $Δ\_{max\\_вкл,h}^{j,изм}$, регистрируемой в соответствии с настоящим пунктом при последнем ОЗР, до часа $h\_{рег}$ включительно регистрируется величина $Δ\_{max\\_вкл,h}^{j,изм}$– в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в указанный период, положительной разницы между значениями:⮞ минимальной величины из $P\_{max\\_исх,h\\_озр}^{j}$, зарегистрированного в последнем ОЗР, предшествующем регистрации неоднократного ОЗР, и установленной мощности, сниженной на величину ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 настоящего Регламента;⮞ фактической среднеминутной нагрузки $N\_{факт\\_срм,h}^{G}$, зарегистрированной по данным СОТИАССО на конец часового интервала *h*по группе ЕГО $G$, включенных в период регистрации ОЗР, предшествующего регистрации неоднократного ОЗР:$N\_{факт\\_срм,h}^{G}=\sum\_{g\in G}^{}N\_{факт\\_срм,h}^{g}$,где $N\_{факт\\_срм,h}^{g}$ – фактическая среднеминутная нагрузка, зарегистрированная по данным СОТИАССО на конец часового интервала *h* по ЕГО *g*.При этом регистрируемая в связи с неоднократным ОЗР величина не может превышать величину, зарегистрированную при ОЗР, предшествующем регистрации неоднократного ОЗР.Час $h\_{рег}$ соответствует последнему часу периода с часа начала регистрации $Δ\_{max\\_вкл,h}^{j,изм}$ в связи с фиксацией неоднократного ОЗР до часа, в котором величина $Δ\_{max\\_вкл,h\\_рег}^{j,изм}=0$.− при отдаче диспетчерской команды на включение ЕГО в целях проверки наличия фактических резервов мощности 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*):o в период проведения указанной проверки – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в период проверки, разницы между значениями:⮞ максимальной мощности, готовой к выработке электроэнергии, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования и учтенной в ПБР (суммарное значение $Pмакс$ и $Pхр$) на момент отдачи соответствующей диспетчерской команды;⮞ $N\_{факт\\_срм,h}^{g}$;o в период после окончания проведения указанной проверки (начиная с момента окончания проверки до часа *h*включительно) – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в указанный период, положительной разницы между значениями:⮞ минимальной величины из максимальной мощности, готовой к выработке электроэнергии, заявленной участником оптового рынка на последний час проведения указанной проверки в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования и учтенной в ПБР (суммарное значение $Pмакс$ и $Pхр$) на момент отдачи соответствующей команды, и установленной мощности, сниженной на величину ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 настоящего Регламента;⮞ $N\_{факт\\_срм,h}^{g}$.При этом регистрируемая в связи с неоднократным ОЗР величина не может превышать величину, зарегистрированную в период проведения проверки;− при проведении проверки наличия фактических резервов мощности путем включения (учета в работе) ЕГО в порядке, установленном п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):o в период проведения указанной проверки – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в период проверки, разницы между значениями:⮞ максимальной величины из максимальных мощностей, готовых к выработке электроэнергии, заявленных участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей учета в ВСВГО ($Pмакс\\_всвго$) и ПДГ (суммарного значения $Pхр$ и $Pмакс$);⮞ $N\_{факт\\_срм,h}^{g}$;o в период после окончания проведения указанной проверки (начиная с момента окончания проверки до часа *h*включительно) – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в указанный период, положительной разницы между значениями:⮞ максимальной величины из максимальных мощностей, готовых к выработке электроэнергии, заявленных участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей учета в ВСВГО ($Pмакс\\_всвго$) и ПДГ (суммарного значения $Pхр$ и $Pмакс$) на последний час проведения проверки, но не более величины установленной мощности с учетом величины ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 настоящего Регламента;⮞ $N\_{факт\\_срм,h}^{g}$.… | …$N\_{max\\_факт сотиассо,h}^{j}$ – максимальная мощность оборудования, готового к выработке электрической энергии, соответствующая параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования, передаваемая в диспетчерский центр СО в соответствии с п. 11.1.5 приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) посредством СОТИАССО. При непредоставлении указанного значения посредством СОТИАССО в СО:− в связи с технической неготовностью СОТИАССО в части неготовности технологических каналов связи и средств телемеханики, приведшей к непредоставлению указанного значения – указанное значение принимается равным $N\_{уст,m}^{j}$*;*− в иных случаях непредоставления указанного значения – указанное значение принимается равным нулю.… В целях проверки наличия фактических резервов мощности СО:1) имеет право осуществить выборочную проверку наличия фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании путем отдачи диспетчерской команды на загрузку до максимальной мощности генерирующего оборудования в соответствии с п. 6.8.4 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России*(Приложение № 9к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Проверка выполняется на всем включенном генерирующем оборудовании, входящем в состав одной ГТП, без дополнительного включения оборудования из холодного резерва, при этом период проверки определяется периодом действия соответствующей команды диспетчера СО – от времени окончания исполнения диспетчерской команды, заданного диспетчером СО, до времени начала исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной нагрузки ($T\_{дк}$);2) имеет право осуществить выборочную проверку наличия фактических резервов мощности на ЕГО, находящихся в холодном резерве, путем:− планирования включения (учета в работе) ЕГО, длительно находящихся в холодном резерве, путем их назначения режимными генераторами в порядке, установленном п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом период проверки определяется периодом назначения ЕГО режимным генератором для целей проверки фактических резервов мощности;− выборочного включения ЕГО в соответствии с п. 6.8.4 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России*(Приложение № 9к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*. При этом период проверки определяется временем, заявленным участником оптового рынка посредством подачи уведомления в СО в соответствии с п. 3.2.8 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка*(Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом времени, необходимого для выхода ЕГО на диапазон регулирования после включения в сеть и последующей проверки наличия фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании ГОУ, в состав которого входит данная ЕГО, путем отдачи диспетчерской команды на загрузку до максимальной мощности генерирующего оборудования в соответствии с п. 6.8.4 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России*(Приложение № 9к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).…При регистрации признака неоднократного ОЗР, СО в часе *h* регистрирует в соответствии с Техническими требованиями и Порядком установления соответствия величину $Δ\_{max\\_вкл,h}^{j,изм}$ ($Δ\_{min\\_вкл,h}^{j,изм}$) с учетом особенностей, предусмотренных п. 3.4.12.1 настоящего Регламента:1) в случаях, не связанных с проведением проверки наличия фактических резервов мощности путем включения (учета в работе) ЕГО, в период после окончания фиксации величины $Δ\_{max\\_вкл,h}^{j,изм}$, регистрируемой в соответствии с настоящим пунктом при последнем ОЗР, до часа $h\_{рег}$ включительно регистрируется величина $Δ\_{max\\_вкл,h}^{j,изм}$– в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в указанный период, положительной разницы между значениями:а) минимальной величины из $P\_{max\\_исх,h\\_озр}^{j}$, зарегистрированного в последнем ОЗР, предшествующем регистрации неоднократного ОЗР, и установленной мощности, сниженной на величину ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 настоящего Регламента;б) фактической среднеминутной нагрузки $N\_{факт\\_срм,h}^{G}$, зарегистрированной по данным СОТИАССО на конец часового интервала *h*по группе ЕГО $G$, включенных в период регистрации ОЗР, предшествующего регистрации неоднократного ОЗР:$N\_{факт\\_срм,h}^{G}=\sum\_{g\in G}^{}N\_{факт\\_срм,h}^{g}$,где $N\_{факт\\_срм,h}^{g}$ – фактическая среднеминутная нагрузка, зарегистрированная по данным СОТИАССО на конец часового интервала *h* по ЕГО *g*.При этом регистрируемая в связи с неоднократным ОЗР величина не может превышать величину, зарегистрированную при ОЗР, предшествующем регистрации неоднократного ОЗР.Час $h\_{рег}$ соответствует последнему часу периода с часа начала регистрации $Δ\_{max\\_вкл,h}^{j,изм}$ в связи с фиксацией неоднократного ОЗР до часа, в котором величина $Δ\_{max\\_вкл,h\\_рег}^{j,изм}=0$.2) при отдаче диспетчерской команды на включение ЕГО в целях проверки наличия фактических резервов мощности 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*):а) в период проведения указанной проверки – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в период проверки, разницы между значениями:− максимальной мощности, готовой к выработке электроэнергии, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования и учтенной в ПБР (суммарное значение $Pмакс$ и $Pхр$) на момент отдачи соответствующей диспетчерской команды;− $N\_{факт\\_срм,h}^{g}$;б) в период после окончания проведения указанной проверки (начиная с момента окончания проверки до часа *h*включительно) – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в указанный период, положительной разницы между значениями:− минимальной величины из максимальной мощности, готовой к выработке электроэнергии, заявленной участником оптового рынка на последний час проведения указанной проверки в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования и учтенной в ПБР (суммарное значение $Pмакс$ и $Pхр$) на момент отдачи соответствующей команды, и установленной мощности, сниженной на величину ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 настоящего Регламента;− $N\_{факт\\_срм,h}^{g}$.При этом регистрируемая в связи с неоднократным ОЗР величина не может превышать величину, зарегистрированную в период проведения проверки;3) при проведении проверки наличия фактических резервов мощности путем включения (учета в работе) ЕГО в порядке, установленном п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):а) в период проведения указанной проверки – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в период проверки, разницы между значениями:− максимальной величины из максимальных мощностей, готовых к выработке электроэнергии, заявленных участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей учета в ВСВГО ($Pмакс\\_всвго$) и ПДГ (суммарного значения $Pхр$ и $Pмакс$);− $N\_{факт\\_срм,h}^{g}$;б) в период после окончания проведения указанной проверки (начиная с момента окончания проверки до часа *h*включительно) – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в указанный период, положительной разницы между значениями:− максимальной величины из максимальных мощностей, готовых к выработке электроэнергии, заявленных участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей учета в ВСВГО ($Pмакс\\_всвго$) и ПДГ (суммарного значения $Pхр$ и $Pмакс$) на последний час проведения проверки, но не более величины установленной мощности с учетом величины ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 настоящего Регламента;− $N\_{факт\\_срм,h}^{g}$.… |
| **3.4.13** | В случае недопустимого отклонения режима поставки электроэнергии от уточненного диспетчерского графика (УДГ), СО в отношении каждой ГТП (за исключением ГТП, в состав которых входят квалифицированные генерирующие объекты ВИЭ (солнце/ветер)) регистрирует факты непредоставления мощности, как факт «неисполнения команды диспетчера» в следующем порядке: • в случае если при контроле фактического режима поставки по данным СОТИАССО диспетчером регистрируется несогласованные с СО отклонения, превышающее 5% от заданного диспетчерской командой (командой дистанционного управления) значения генерации или скорости изменения нагрузки при неоднократном участии в суточном регулировании, и такое отклонение недопустимо в фактически складывающихся режимных условиях, диспетчер должен объявить предупреждение о регистрации «неисполнения команды диспетчера»;• при получении предупреждения дежурный персонал электростанции должен обеспечить исполнение заданного графика генерации как по заданному значению генерации, так и по скорости изменения нагрузки. В случае неисполнения требования через 15 минут после объявления предупреждения диспетчер СО имеет право объявить регистрацию «неисполнения команды диспетчера».…  | Заменить маркер списка на тире. |
| **4.2.1** | **Проведение плановых специальных испытаний на включенном оборудовании**В согласованные с СО сроки проведения плановых специальных испытаний фактически поставленный на оптовый рынок объем мощности определяется в соответствии с объемами поставки, предусмотренными согласованной с СО программой испытаний, при этом период плановых специальных испытаний не может превышать 120 часов.К плановым специальным испытаниям относятся:• испытания сетевого, основного и вспомогательного оборудования, инициированные СО;• испытания средств режимной и противоаварийной автоматики, определенных Порядком установления соответствия;• испытания релейной защиты.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **4.2.2.1**  | Участник ОРЭМ может подать СО диспетчерскую заявку на проведение испытаний под нагрузкой генерирующего оборудования, находящегося в ремонте (вынужденном простое), без закрытия соответствующей заявки на ремонт (вынужденный простой) в следующих случаях:4.2.2.1 для испытаний длительностью, не превышающей 12 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по плановым или внеплановым диспетчерским заявкам, или не превышающей 6 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по неотложным (аварийным) диспетчерским заявкам, без подачи уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования об изменении эксплуатационного состояния генерирующего оборудования при одновременном выполнении следующих условий:• диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позже чем за 4 часа до часа фактической поставки и согласована (разрешена) СО;• заявляемая длительность испытаний не превышает срок ремонта (вынужденного простоя) генерирующего оборудования, предусмотренный соответствующей разрешенной диспетчерской заявкой; | Заменить маркер списка на тире. |
| **4.2.2.2** | для испытаний длительностью, превышающей 12 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по плановым или внеплановым диспетчерским заявкам, или превышающей 6 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по неотложным (аварийным) диспетчерским заявкам, но не более 48 часов, при одновременном выполнении следующих условий:• диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1) и согласована (разрешена) СО;• на весь период проведения таких испытаний участник оптового рынка заявляет в уведомлении ВСВГО, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1), включенное состояние испытываемого генерирующего оборудования. При этом режим работы (нагрузка) данной ЕГО в каждый час периода проведения испытаний должен быть задан равными значениями максимальной и минимальной мощности (Рмакс=Рмин) с указанием признака вынужденного состояния ЕГО (признак «ВСост»);• испытания заявлены участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей РСВ и учтены на этапе формирования ПДГ;• заявляемая длительность испытаний не превышает срок ремонта (вынужденного простоя) генерирующего оборудования, предусмотренный соответствующей разрешенной диспетчерской заявкой; | Заменить маркер списка на тире. |
| **4.2.2.3** | для испытаний длительностью, превышающей 48 часов, на оборудовании, находящемся в плановом ремонте в соответствии со сводным месячным графиком ремонтов, при выполнении одного из следующих условий:• генерирующее оборудование находится в капитальном или среднем ремонте и участник оптового рынка представил предписание соответствующего органа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) о необходимости проведения указанных испытаний в период ремонта;• генерирующее оборудование находится в реконструкции, при этом суммарная длительность таких испытаний не превышает 72 часов;• генерирующее оборудование АЭС находится в плановом текущем ремонте фактической длительностью более 14 дней, при этом суммарная длительность таких испытаний не превышает 72 часов за исключением случаев, когда участник оптового рынка представил предписание соответствующего органа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) о необходимости проведения испытаний длительностью более 72 часов;• генерирующее оборудование находится в капитальном или среднем ремонте и участник оптового рынка представил предписание производителя генерирующего или котельного или иного оборудования, входящего в состав энергоблока (энергоблока ПГУ) или турбоагрегата о необходимости проведения испытаний, при этом суммарная длительность таких испытаний не превышает 72 часа.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **4.5** | …При этом в составе оперативных уведомлений могут быть заявлены дополнительные ограничения (снижения) максимальной мощности, не связанные с ремонтом основного и (или) вспомогательного оборудования и обусловленные изменением ограничений установленной мощности в связи с увеличением прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе оперативного уведомления, относительно прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе уведомления РСВ, более чем на 5 (пять) градусов по Цельсию. В таких случаях снижение максимальной мощности включенных в работу блочных единиц генерирующего оборудования энергоблоков ПГУ и ГТУ, заявленное в составе уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – после 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток $Х-1$), до часа $(n-4)$, где $n $– операционный час регистрируется:− как $Δ^{j}\_{2\\_max,h}^{2}$ в объеме, не превышающем объем, определяемый зависимостью величины ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, заявленной до начала текущего месяца и согласованной СО в соответствии с настоящим Регламентом. При этом величина изменения температуры наружного воздуха определяется как разность между минимальным значением из прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе оперативного уведомления, и фактическим значением температуры наружного воздуха, переданным в составе согласованных с СО дополнительных неэлектрических параметров, передаваемых в соответствии с п. 2.2.2 приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и прогнозным значением температуры наружного воздуха, заявленным в составе уведомления РСВ;− в порядке, установленном в п. 3.4 настоящего Регламента:а) в объеме, превышающем объем, определенный зависимостью ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, заявленной до начала текущего месяца и согласованной СО в соответствии с настоящим Регламентом;б) при отсутствии в уведомлениях РСВ или оперативных уведомлениях значений температуры наружного воздуха, принятых при расчете параметров указанного генерирующего оборудования;в) при фактическом увеличении температуры наружного воздуха, переданной в составе согласованных с СО дополнительных неэлектрических параметров, передаваемых в соответствии с п. 2.2.2 приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), относительно прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе уведомления РСВ, менее чем на 5 (пять) градусов по Цельсию;г) при отсутствии в составе согласованных с СО дополнительных неэлектрических параметров, передаваемых в соответствии с п. 2.2.2 приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), фактических значений температуры наружного воздуха;д) при наличии зарегистрированного в соответствии с п. 3.5 настоящего Регламента, в отношении соответствующей ГТП генерации, в течение любого из последних трех календарных месяцев признака технической неготовности СОТИАССО. | …При этом в составе оперативных уведомлений могут быть заявлены дополнительные ограничения (снижения) максимальной мощности, не связанные с ремонтом основного и (или) вспомогательного оборудования и обусловленные изменением ограничений установленной мощности в связи с увеличением прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе оперативного уведомления, относительно прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе уведомления РСВ, более чем на 5 (пять) градусов по Цельсию. В таких случаях снижение максимальной мощности включенных в работу блочных единиц генерирующего оборудования энергоблоков ПГУ и ГТУ, заявленное в составе уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – после 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток $Х-1$), до часа $(n-4)$, где $n $– операционный час регистрируется:а) как $Δ^{j}\_{2\\_max,h}^{2}$ в объеме, не превышающем объем, определяемый зависимостью величины ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, заявленной до начала текущего месяца и согласованной СО в соответствии с настоящим Регламентом. При этом величина изменения температуры наружного воздуха определяется как разность между минимальным значением из прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе оперативного уведомления, и фактическим значением температуры наружного воздуха, переданным в составе согласованных с СО дополнительных неэлектрических параметров, передаваемых в соответствии с п. 2.2.2 приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и прогнозным значением температуры наружного воздуха, заявленным в составе уведомления РСВ;б) в порядке, установленном в п. 3.4 настоящего Регламента:− в объеме, превышающем объем, определенный зависимостью ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, заявленной до начала текущего месяца и согласованной СО в соответствии с настоящим Регламентом;− при отсутствии в уведомлениях РСВ или оперативных уведомлениях значений температуры наружного воздуха, принятых при расчете параметров указанного генерирующего оборудования;− при фактическом увеличении температуры наружного воздуха, переданной в составе согласованных с СО дополнительных неэлектрических параметров, передаваемых в соответствии с п. 2.2.2 приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), относительно прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе уведомления РСВ, менее чем на 5 (пять) градусов по Цельсию;− при отсутствии в составе согласованных с СО дополнительных неэлектрических параметров, передаваемых в соответствии с п. 2.2.2 приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), фактических значений температуры наружного воздуха;− при наличии зарегистрированного в соответствии с п. 3.5 настоящего Регламента, в отношении соответствующей ГТП генерации, в течение любого из последних трех календарных месяцев признака технической неготовности СОТИАССО. |
| **4.7.1** | …В случае согласованного СО перевода указанного оборудования из ремонта (вынужденного простоя) в холодный резерв (для ГЭС/ГАЭС – закрытия соответствующей диспетчерской заявки), снижение мощности регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности $Δ\_{1,h}^{j}(СО)$, $Δ^{j}\_{2\\_max.h}^{1}$, $Δ^{j}\_{2\\_max.h}^{2}$, $Δ\_{4\\_max.h}^{j}$, $N\_{уст,h}^{j,изм}$) до наступления одного из следующих событий:• времени фактического включения генерирующего оборудования в сеть (для ГАЭС в генераторном или насосном режиме), зарегистрированного по данным СОТИАССО на конец часа;• времени окончания испытаний генерирующего оборудования под нагрузкой в течение срока ремонта (при условии одновременного закрытия диспетчерских заявок на испытания и ремонт и открытия диспетчерской заявки на холодный резерв);• окончания согласованного срока ремонта, заявленного участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования и соответствующей диспетчерской заявке;• до часа *h*, на который указанное оборудование было заявлено участником оптового рынка как готовое к работе в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-2). | Заменить маркер списка на тире. |
| **4.7.2** | …В таком случае снижение мощности регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности $Δ\_{1.h}^{j}$, $Δ^{j}\_{2\\_max.h}^{1}$, $Δ^{j}\_{2\\_max.h}^{2}$, $Δ\_{4\\_max.h}^{j}$, $Δ\_{max\\_вкл,h}^{j,изм}$) до наступления одного из следующих событий:• времени фактического набора по ГТП заявленной максимальной мощности, зарегистрированного по данным СОТИАССО на конец часа, – для неблочного генерирующего оборудования, а также для блочного генерирующего оборудования и гидрогенераторов ГЭС/ГАЭС, в случае если соответствующая диспетчерская заявка была связана с проведением испытаний генерирующего оборудования с заявленным снижением включенной мощности или проведением ремонта котельного, вспомогательного или общестанционного оборудования;• времени фактического набора по ЕГО заявленной максимальной мощности, зарегистрированного по данным СОТИАССО на конец часа, – для блочного генерирующего оборудования и гидрогенераторов ГЭС/ГАЭС, в случае если соответствующая диспетчерская заявка была подана в отношении данного генерирующего оборудования и не связана с ремонтом общестанционного оборудования;• окончания согласованного срока заявленного режима работы (ограничений), указанного участником оптового рынка в диспетчерской заявке;• до часа *h*, на который отсутствие указанного снижения было заявлено участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-2).… | Заменить маркер списка на тире. |
| **4.9** | …Снижение максимальной мощности, заявленное участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток $Х-2$ (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 3 часов московского времени  (10 часов хабаровского времени) суток$ Х-1$), и разрешенных внеплановых диспетчерских заявках на снижение максимальной мощности, подлежат регистрации как $Δ^{j}\_{2\\_max,h}^{2}$ в случаях, если указанные снижения обусловлены:• сезонно действующими факторами (снижение тепловых нагрузок, повышенное потребление тепла, повышение температуры воды на входе в конденсатор, повышение температуры наружного воздуха), отсутствием топлива, недостатком гидроресурсов, наличием ограничений по техническим причинам, носящих временный характер;• неработоспособностью устройств противоаварийной автоматики, наличие которой было предусмотрено техническими условиями на технологическое присоединение генерирующего оборудования.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **5.6.1** | СО определяет объем недопоставки мощности $N\_{m}^{нед,j}$ на оптовый рынок по *j*-той ГТП в расчетном месяце *m*:1. расположенных в ценовых зонах оптового рынка: $N\_{m}^{нед,j}=min\{N\_{m}^{гот,j};N\_{ПО,m}^{j}; N\_{уст,m}^{j}\}$, (35.1)

$N\_{m}^{гот,j}$ – показатель неготовности к выработке электроэнергии по j-той ГТП в месяце m:• для всех ГТП генерации, за исключением ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер), поставка мощности которых осуществляется по ДПМ ВИЭ, заключенным по результатам ОПВ, проведенных до 1 января 2021 года, определяется по формуле:$N\_{m}^{гот,j}=ΔN\_{ОПРЧ,m}^{гот,j}+ΔN\_{Q,m}^{гот,j}+ΔN\_{ВР}\_{m}^{гот,j}+ΔN\_{АВР,m}^{гот,j}+ΔN\_{СП,m}^{гот,j}+ΔN\_{тн,m}^{гот,j}$; (35.1.1) • для ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер), поставка мощности которых осуществляется по ДПМ ВИЭ, заключенным по результатам ОПВ, проведенных до 1 января 2021 года, определяется по формуле:$N\_{m}^{гот,j}=\sum\_{n}^{}\left(k\_{n}⋅k\_{диф,m}^{j}⋅N^{j}\_{нв,n}\right)$, (35.1.2)где $k\_{n}$ – коэффициенты ($k\_{1.3}$,$k\_{10}$), определяемые для каждой из соответствующих им $Δ\_{n,h}^{j}$ Правилами оптового рынка;… | Заменить маркер списка на тире. |
| **6.1**  | СО определяет объем мощности, фактически поставленной на оптовый рынок в расчетном месяце *m* в отношении соответствующих ГТП генерации участников ОРЭМ, расположенных в ценовых зонах оптового рынка,− поставляющих мощность по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ:* + для расчетных периодов, заканчивающихся не позднее 31.12.2026 включительно:

$N\_{факт,m}^{пост,j}=N\_{факт,m}^{пост’,j}$;   (36.1)       * + для расчетных периодов, начинающихся с 01.01.2027:

$N\_{факт,m}^{пост,j}=N\_{факт,m}^{пост’,j}⋅K\_{ПП,m}^{j}$, (36.2) где для оборудования (за исключением гидроэлектростанций при расчете за декабрь месяц каждого календарного года до 31.12.2026 включительно), поставляющих мощность в вынужденном режиме, а также договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее – договоры купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам):​ $N\_{факт,m}^{пост’,j}=max\left(0;min(N\_{m}^{пред\\_обяз,j};min[N\_{ПО,m}^{j}; N\_{уст,m}^{j}]-N\_{нед,m}^{j})-N\_{сн,m}^{j}\right)$; (36.1.1)для оборудования, относящегося к гидроэлектростанциям при расчете за декабрь месяц каждого календарного года до 31.12.2026 включительно:$N\_{факт,m}^{пост’,j}=max\left(0;min\left[N\_{ПО,m}^{j};N\_{уст,m}^{j}\right]-N\_{нед,m}^{j}-N\_{сн,дек}^{j}\right)$; (36.1.2)$K\_{ПП,m}^{j}$ – показатель поставки, определяемый в соответствии с пунктом 9.4 настоящего Регламента;− поставляющих мощность по договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО:$N\_{факт,m}^{пост,j}=max(0;min(K\_{j}^{откл\\_обяз}⋅N\_{m}^{КОМ\\_НГО,j};min\left[N\_{ПО,m}^{j};N\_{уст,m}^{j}\right]-N\_{нед,m}^{j})-N\_{сн,m}^{j})$, (36.1.3)− поставляющих мощность по договорам на модернизацию или по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций, заключенным в отношении новых объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 г.:​$N\_{факт,m}^{пост,j}=(max\left(0;min(N\_{m}^{пред\\_обяз,j};min[N\_{ПО,m}^{j}; N\_{уст,m}^{j}]-N\_{нед,m}^{j})-N\_{сн,m}^{j}\right))$ ;​− поставляющих мощность по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее – на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях):$N\_{факт, m}^{пост,j}=(max(0; min\left(N\_{m}^{Мод\\_бНЦЗ,j};min\left[N\_{ПО,j}^{j}; N\_{уст,m}^{j}\right]-N\_{нед, m}^{j}\right)-N\_{СН,m}^{j}))$;    (36.4)− поставляющих мощность по договорам о предоставлении мощности, договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций (за исключением договоров купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций, заключенных в отношении новых объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 г.), договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций):$N\_{факт,m}^{пост,j}=max\left(\begin{array}{c}0;\\min\left[\begin{array}{c}N^{пред\\_ДПМ,j};\\max\left\{\begin{array}{c}0;\\min[N\_{ПО,m}^{j}; N\_{уст,m}^{j}]-N\_{m}^{нед,j}\end{array}\right\}-N\_{сн,m}^{j}\end{array}\right]\end{array}\right)$; (36.5)​$N\_{сн,m}^{j}$​ – объем потребления мощности на собственные и хозяйственные нужды, отнесенный к *j*-той ГТП генерации в месяце *m*,определяемый в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента.…$N\_{m}^{КОМ,j}$ – объем мощности, • отобранный по итогам КОМ в ГТП генерации *j* в отношении месяца *m*;• для генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры на модернизацию, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации в период времени с даты начала поставки мощности по договорам на модернизацию, указанной в перечне генерирующих объектов, утвержденном Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации, до даты начала поставки мощности, указанной в приложении 1 к договору на модернизацию, – определенный в соответствии с разделом 16 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в отношении ГТП генерации *j* в отношении месяца *m*;• для генерирующих объектов, в отношении которых ранее были заключены договоры на модернизацию, которые были расторгнуты по причине исключения данного оборудования из перечня генерирующих объектов, утвержденного Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации, – определенный в соответствии с разделом 16 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в отношении ГТП генерации *j* в отношении месяца *m*;• для генерирующих объектов, в отношении которых участник оптового рынка отказался от исполнения обязательств по ДПМ с целью продажи мощности по цене КОМ, а также в отношении которых заключены договоры купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам – объем мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность по цене КОМ, определенный в соответствии с разделом 16 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).…  | СО определяет объем мощности, фактически поставленной на оптовый рынок в расчетном месяце *m* в отношении соответствующих ГТП генерации участников ОРЭМ, расположенных в ценовых зонах оптового рынка,а) поставляющих мощность по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ:* + для расчетных периодов, заканчивающихся не позднее 31.12.2026 включительно:

$N\_{факт,m}^{пост,j}=N\_{факт,m}^{пост’,j}$;   (36.1)       * + для расчетных периодов, начинающихся с 01.01.2027:

$N\_{факт,m}^{пост,j}=N\_{факт,m}^{пост’,j}⋅K\_{ПП,m}^{j}$, (36.2) где для оборудования (за исключением гидроэлектростанций при расчете за декабрь месяц каждого календарного года до 31.12.2026 включительно), поставляющих мощность в вынужденном режиме, а также договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее – договоры купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам):​ $N\_{факт,m}^{пост’,j}=max\left(0;min(N\_{m}^{пред\\_обяз,j};min[N\_{ПО,m}^{j}; N\_{уст,m}^{j}]-N\_{нед,m}^{j})-N\_{сн,m}^{j}\right)$; (36.1.1)для оборудования, относящегося к гидроэлектростанциям при расчете за декабрь месяц каждого календарного года до 31.12.2026 включительно:$N\_{факт,m}^{пост’,j}=max\left(0;min\left[N\_{ПО,m}^{j};N\_{уст,m}^{j}\right]-N\_{нед,m}^{j}-N\_{сн,дек}^{j}\right)$; (36.1.2)$K\_{ПП,m}^{j}$ – показатель поставки, определяемый в соответствии с пунктом 9.4 настоящего Регламента;б) поставляющих мощность по договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО:$N\_{факт,m}^{пост,j}=max(0;min(K\_{j}^{откл\\_обяз}⋅N\_{m}^{КОМ\\_НГО,j};min\left[N\_{ПО,m}^{j};N\_{уст,m}^{j}\right]-N\_{нед,m}^{j})-N\_{сн,m}^{j})$, (36.1.3)в) поставляющих мощность по договорам на модернизацию или по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций, заключенным в отношении новых объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 г.:​$N\_{факт,m}^{пост,j}=(max\left(0;min(N\_{m}^{пред\\_обяз,j};min[N\_{ПО,m}^{j}; N\_{уст,m}^{j}]-N\_{нед,m}^{j})-N\_{сн,m}^{j}\right))$ ;​г) поставляющих мощность по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее – на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях):$N\_{факт, m}^{пост,j}=(max(0; min\left(N\_{m}^{Мод\\_бНЦЗ,j};min\left[N\_{ПО,j}^{j}; N\_{уст,m}^{j}\right]-N\_{нед, m}^{j}\right)-N\_{СН,m}^{j}))$;    (36.4)д) поставляющих мощность по договорам о предоставлении мощности, договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций (за исключением договоров купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций, заключенных в отношении новых объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию после 1 января 2025 г.), договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций):$N\_{факт,m}^{пост,j}=max\left(\begin{array}{c}0;\\min\left[\begin{array}{c}N^{пред\\_ДПМ,j};\\max\left\{\begin{array}{c}0;\\min[N\_{ПО,m}^{j}; N\_{уст,m}^{j}]-N\_{m}^{нед,j}\end{array}\right\}-N\_{сн,m}^{j}\end{array}\right]\end{array}\right)$; (36.5)​$N\_{сн,m}^{j}$​ – объем потребления мощности на собственные и хозяйственные нужды, отнесенный к *j*-той ГТП генерации в месяце *m*,определяемый в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента.…$N\_{m}^{КОМ,j}$ – объем мощности, − отобранный по итогам КОМ в ГТП генерации *j* в отношении месяца *m*;− для генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры на модернизацию, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации в период времени с даты начала поставки мощности по договорам на модернизацию, указанной в перечне генерирующих объектов, утвержденном Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации, до даты начала поставки мощности, указанной в приложении 1 к договору на модернизацию, – определенный в соответствии с разделом 16 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в отношении ГТП генерации *j* в отношении месяца *m*;− для генерирующих объектов, в отношении которых ранее были заключены договоры на модернизацию, которые были расторгнуты по причине исключения данного оборудования из перечня генерирующих объектов, утвержденного Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации, – определенный в соответствии с разделом 16 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в отношении ГТП генерации *j* в отношении месяца *m*;− для генерирующих объектов, в отношении которых участник оптового рынка отказался от исполнения обязательств по ДПМ с целью продажи мощности по цене КОМ, а также в отношении которых заключены договоры купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам – объем мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность по цене КОМ, определенный в соответствии с разделом 16 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).… |
| **6.2** | …*V* – множество ЕГО *g*, входящих в ГТП *j*, за исключением ЕГО, в отношении которых одновременно выполняются следующие условия:• в отношении ЕГО *g*в составе сформированного на месяц *m* Реестра поставщиков и генерирующих объектов участников оптового рынка, передаваемого КО в СО в соответствии с п. 16.1 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), указана дата, до которой приостановлен вывод из эксплуатации ЕГО, либо дата, с которой согласован вывод из эксплуатации ЕГО;• в отношении ЕГО *g* указанная в Реестре поставщиков и генерирующих объектов участников оптового рынка дата, следующая за датой, до которой вывод ЕГО приостановлен, или дата, с которой вывод ЕГО согласован, относится к месяцу, наступающему не позднее месяца *m*.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **9.2** | …$l $– множество ЕГО *g*, в месяце *m* входящих в состав ГТП *j*, в месяце $\tilde{m}$, к которому относятся сутки *d*, для которых хотя бы в одном часе *h* суток *d* выполняется одно из условий:▪ $N\_{мгн,h}^{g}\left(CO\right)>0$ и ЕГО не является частью ГЭС, ГАЭС, а также не является частью ТЭС, в отношении которой в течение контрольного периода показателя дифференциации *M* в рамках СОТИАССО, частично соответствующей требованиям приложения 3 *Регламента допуска к торговой системе оптового рынка*(Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в случаях, установленных указанным регламентом, осуществлялась передача в СО данных о фактической нагрузке только в отношении группы ЕГО;▪ $N\_{max,ПБР,h}^{g}>0$ и $N\_{мгн, h}^{j}\left(CO\right)>0$ и выполняется одно из условий:* + ЕГО является частью ГЭС;
	+ ЕГО является частью ТЭС, в отношении которой в течение контрольного периода показателя дифференциации *M* в рамках СОТИАССО, частично соответствующей требованиям приложения 3 *Регламента допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в случаях, установленных указанным регламентом, осуществлялась передача в СО данных о фактической нагрузке только в отношении группы ЕГО.

▪ $N\_{max,ПБР,h}^{g}>0$ и $N\_{мгн,h}^{j}\left(CO\right)\ne 0$ и ЕГО является частью ГАЭС,где $N\_{мгн, h}^{g}\left(CO\right)$ – фактическая нагрузка ЕГО *g* по данным СОТИАССО на конец часа *h*;$N\_{max,ПБР,h}^{g}$ *–*максимальная мощность ЕГО *g*, учтенная в ПБР в часе *h*;$N\_{мгн,h}^{j}(CO)$ – фактическая нагрузка ГТП *j* по данным СОТИАССО на конец часа *h*(для ГАЭС суммарная нагрузка в генераторном и насосном режиме).…  | …$l $– множество ЕГО *g*, в месяце *m* входящих в состав ГТП *j*, в месяце $\tilde{m}$, к которому относятся сутки *d*, для которых хотя бы в одном часе *h* суток *d* выполняется одно из условий:а) $N\_{мгн,h}^{g}\left(CO\right)>0$ и ЕГО не является частью ГЭС, ГАЭС, а также не является частью ТЭС, в отношении которой в течение контрольного периода показателя дифференциации *M* в рамках СОТИАССО, частично соответствующей требованиям приложения 3 *Регламента допуска к торговой системе оптового рынка*(Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в случаях, установленных указанным регламентом, осуществлялась передача в СО данных о фактической нагрузке только в отношении группы ЕГО;б) $N\_{max,ПБР,h}^{g}>0$ и $N\_{мгн, h}^{j}\left(CO\right)>0$ и выполняется одно из условий:* + ЕГО является частью ГЭС;
	+ ЕГО является частью ТЭС, в отношении которой в течение контрольного периода показателя дифференциации *M* в рамках СОТИАССО, частично соответствующей требованиям приложения 3 *Регламента допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в случаях, установленных указанным регламентом, осуществлялась передача в СО данных о фактической нагрузке только в отношении группы ЕГО.

в) $N\_{max,ПБР,h}^{g}>0$ и $N\_{мгн,h}^{j}\left(CO\right)\ne 0$ и ЕГО является частью ГАЭС,где $N\_{мгн, h}^{g}\left(CO\right)$ – фактическая нагрузка ЕГО *g* по данным СОТИАССО на конец часа *h*;$N\_{max,ПБР,h}^{g}$ *–*максимальная мощность ЕГО *g*, учтенная в ПБР в часе *h*;$N\_{мгн,h}^{j}(CO)$ – фактическая нагрузка ГТП *j* по данным СОТИАССО на конец часа *h*(для ГАЭС суммарная нагрузка в генераторном и насосном режиме).… |
| **10.1** | СО размещает на персональных страницах участников ОРЭМ на сайте ОРЭМ СО предварительные данные о параметрах готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, а также информацию о фактической нагрузке по данным СОТИАССО на конец каждого часа отчетного месяца по ГТП и по каждой из ЕГО, входящих в состав ГТП, в соответствии с формами 1 и 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту:• нарастающим итогом за период с начала отчетного месяца до суток $X$– не позднее 19:00 московского времени суток $Х+2$ (только в рабочие дни);• по итогам отчетного месяца – не позднее 19:00 московского времени второго рабочего дня месяца, следующего за отчетным месяцем.… | Заменить маркер списка на тире. |

**Приложение № 9.1.3**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** 1 января 2026 года. |

**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) |
| **2.1.1** | Исходные данные для расчета объемов отклонений участников оптового рынка1. Величина планового объема производства (потребления с учетом нагрузочных потерь в энергорайоне участника) для ГТП генерации (потребления), $(V\_{i,h}^{тчк полн})$,определяется следующим образом: • для ГТП генерации: $V\_{i,h}^{тчк полн}=VG\_{i,q,h}^{ГТП ППП}$;• для ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенной к территории второй ценовой зоны, которая включает в себя внутризональный энергорайон: $V\_{i,h}^{тчк полн}=VC\_{i,p,h}^{\*ГТП ППП}+VC\_{i,p,h}^{ВЭ}-\sum\_{b\in p}^{}VG\_{i,b,h}^{Бл-стан}+VL^{потери}$;• для прочих ГТП потребления, за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:  $V\_{i,h}^{тчк\\_полн}=VC\_{i,p,h}^{\*ГТП ППП}-\sum\_{b\in p}^{}VG\_{i,b,h}^{Бл-стан}+VL^{потери}$;• для объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой:$V\_{i,h}^{тчк\\_полн}=\sum\_{b\in p}^{}VG\_{i,b,h}^{Бл-стан}$;…$VC\_{i,p,h}^{ВЭ}$ – плановый объем потребления электрической энергии в части ГТП потребления *p*, соответствующей внутризональному энергорайону этой ГТП потребления, участника оптового рынка *i*, в час операционных суток *h*, и определенный как:• $VC\_{i,p,h}^{ВЭ}=VC\_{i,p,h}^{ВЭ\\_В}$ – для ВЭ в составе ГТП потребления, отнесенной к части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной;• $VC\_{i,p,h}^{ВЭ}=VC\_{i,p,h}^{ВЭ\\_С}$ – для ВЭ в составе ГТП потребления, отнесенной к части второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной,… | Заменить маркер списков на тире. |
| **2.2** | Виды инициатив отклоненийВеличина отклонения, определенная в соответствии с п. 2.1 настоящего Регламента, в зависимости от причины его возникновения может быть отнесена:1. к отклонениям по внешней инициативе по причине, не зависящей от участника оптового рынка и вызванной действиями:

• иных участников оптового рынка;• владельцев объектов электросетевого хозяйства;• организации коммерческой инфраструктуры;• Системного оператора;1. к отклонениям по собственной инициативе участника оптового рынка.

Каждая составляющая величина отклонения по внешней инициативе может быть разделена на составляющие величины отклонений по внешней инициативе в зависимости от очередности их формирования:− составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ1 ($∆О\_{ИВ1}$):o для ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления), отнесенных к территории ценовых зон или неценовой зоны Калининградской области, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным плановым ДГ, являющимся результатом конкурентного отбора заявок для балансирования системы, и равная разнице между диспетчерским объемом электроэнергии и плановым почасовым объемом производства (потребления, поставки) электроэнергии, с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.2.1.1 настоящего Регламента;o для ГТП экспорта (ГТП импорта) определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы как разница между объемом, включенным в ПБР в отношении соответствующего сечения экспорта-импорта, и плановым почасовым объемом перетока электрической энергии по данному сечению экспорта-импорта, определенным по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.4 настоящего Регламента;− составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ0 ($∆О\_{ИВ0}$):o в отношении ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления), отнесенных к территории ценовых зон или неценовой зоны Калининградской области, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным диспетчерскими командами (командами дистанционного управления) и равная разнице между объемом электроэнергии, определяемым указанными командами (объем производства согласно УДГ), и объемом, ранее заданным плановым ДГ, являющимся результатом конкурентного отбора заявок для балансирования системы, с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента;o в отношении ГТП экспорта (ГТП импорта) определяемая как согласованное СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, изменение по запросу СО в данном часе графика сальдо перетоков относительно планового графика на соответствующем сечении экспорта-импорта с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.4 настоящего Регламента;− составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ0-1 ($∆О\_{ИВО-1}$), обусловленная формированием планового диспетчерского графика и определяемая в соответствии с п. 2.2.2 настоящего Регламента;− составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВК ($∆О\_{ИВК}$), определяемая диспетчерскими командами, являющимися результатом компенсации отклонений по потреблению электроэнергии в ГТП потребления в результате подачи оперативных ценопринимающих заявок в соответствии с подпунктом 1 п. 7.2 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка*(Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);− составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВА ($∆О\_{ИВА}$), определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным управляющими воздействиями противоаварийной и (или) режимной автоматики, диспетчерскими командами (распоряжениями) (командами дистанционного управления) на изменение режима потребления, включая ввод графиков временного отключения, а также графиков ограничения потребления, и равная разнице между объемом электроэнергии, определяемым указанными воздействиями, и объемом, ранее заданным диспетчерскими командами, при их отсутствии – плановым ДГ, являющимся результатом конкурентного отбора заявок для балансирования системы, при его отсутствии – плановым объемом производства (потребления, поставки) электроэнергии;− составляющая величины отклонения, относимая на собственную инициативу ИС ($∆О\_{ИС}$) определяется как величина отклонения, определенная в соответствии с п. 2.1 настоящего Регламента, уменьшенная на сумму составляющих величин отклонений по внешней инициативе, с учетом объемов собственной инициативы, определенных в соответствии с п. 2.2.3 настоящего Регламента;− составляющие величины отклонения объемов перетоков электрической энергии по сечениям экспорта-импорта от плановых значений в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем:o составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВон ($ΔV\_{i,p,h}^{ИВон}$), определяемая режимом поставки электроэнергии в отдельные энергорайоны на территории России, временно работающие изолированно от ЕЭС России параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России), определяется в соответствии с п. 2.4.7.1 настоящего Регламента величина отклонения, отнесенная на ГТП импорта, по которой осуществлялась такая поставка; o составляющая величина отклонения, относимая на собственную инициативу ИСон ($ΔV\_{i,p,h}^{ИСон}$), определяемая режимом поставки электроэнергии в отдельные энергорайоны на территории России, временно работающие изолированно от ЕЭС России параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России), определяется как величина отклонения, уменьшенная на сумму составляющих величин отклонений по внешней инициативе;o составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВпр ($ΔV\_{s,h}^{ИВпр}$), определяемая режимом поставки электроэнергии в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем, определяется в соответствии с п. 2.4.3.1 настоящего Регламента как величина отклонения, отнесенная на ГТП экспорта и (или) на ГТП импорта, зарегистрированные на сечениях экспорта-импорта, расположенных на границах ценовых зон оптового рынка, по которым осуществлялась такая поставка;o составляющая величина отклонения, относимая на собственную инициативу ИСпр ($ΔV\_{s,h}^{ИСпр}$), определяемая режимом поставки электроэнергии в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем, рассчитанная КО в соответствии с п. 2.4.3.2 настоящего Регламента.… | Виды инициатив отклоненийВеличина отклонения, определенная в соответствии с п. 2.1 настоящего Регламента, в зависимости от причины его возникновения может быть отнесена:1. к отклонениям по внешней инициативе по причине, не зависящей от участника оптового рынка и вызванной действиями:

− иных участников оптового рынка;− владельцев объектов электросетевого хозяйства;− организации коммерческой инфраструктуры;− Системного оператора;1. к отклонениям по собственной инициативе участника оптового рынка.

Каждая составляющая величина отклонения по внешней инициативе может быть разделена на составляющие величины отклонений по внешней инициативе в зависимости от очередности их формирования:а) составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ1 ($∆О\_{ИВ1}$):− для ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления), отнесенных к территории ценовых зон или неценовой зоны Калининградской области, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным плановым ДГ, являющимся результатом конкурентного отбора заявок для балансирования системы, и равная разнице между диспетчерским объемом электроэнергии и плановым почасовым объемом производства (потребления, поставки) электроэнергии, с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.2.1.1 настоящего Регламента;− для ГТП экспорта (ГТП импорта) определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы как разница между объемом, включенным в ПБР в отношении соответствующего сечения экспорта-импорта, и плановым почасовым объемом перетока электрической энергии по данному сечению экспорта-импорта, определенным по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.4 настоящего Регламента;б) составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ0 ($∆О\_{ИВ0}$):− в отношении ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления), отнесенных к территории ценовых зон или неценовой зоны Калининградской области, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным диспетчерскими командами (командами дистанционного управления) и равная разнице между объемом электроэнергии, определяемым указанными командами (объем производства согласно УДГ), и объемом, ранее заданным плановым ДГ, являющимся результатом конкурентного отбора заявок для балансирования системы, с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента;− в отношении ГТП экспорта (ГТП импорта) определяемая как согласованное СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, изменение по запросу СО в данном часе графика сальдо перетоков относительно планового графика на соответствующем сечении экспорта-импорта с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.4 настоящего Регламента;в) составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ0-1 ($∆О\_{ИВО-1}$), обусловленная формированием планового диспетчерского графика и определяемая в соответствии с п. 2.2.2 настоящего Регламента;г) составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВК ($∆О\_{ИВК}$), определяемая диспетчерскими командами, являющимися результатом компенсации отклонений по потреблению электроэнергии в ГТП потребления в результате подачи оперативных ценопринимающих заявок в соответствии с подпунктом 1 п. 7.2 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка*(Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);д) составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВА ($∆О\_{ИВА}$), определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным управляющими воздействиями противоаварийной и (или) режимной автоматики, диспетчерскими командами (распоряжениями) (командами дистанционного управления) на изменение режима потребления, включая ввод графиков временного отключения, а также графиков ограничения потребления, и равная разнице между объемом электроэнергии, определяемым указанными воздействиями, и объемом, ранее заданным диспетчерскими командами, при их отсутствии – плановым ДГ, являющимся результатом конкурентного отбора заявок для балансирования системы, при его отсутствии – плановым объемом производства (потребления, поставки) электроэнергии;е) составляющая величины отклонения, относимая на собственную инициативу ИС ($∆О\_{ИС}$) определяется как величина отклонения, определенная в соответствии с п. 2.1 настоящего Регламента, уменьшенная на сумму составляющих величин отклонений по внешней инициативе, с учетом объемов собственной инициативы, определенных в соответствии с п. 2.2.3 настоящего Регламента;ж) составляющие величины отклонения объемов перетоков электрической энергии по сечениям экспорта-импорта от плановых значений в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем:− составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВон ($ΔV\_{i,p,h}^{ИВон}$), определяемая режимом поставки электроэнергии в отдельные энергорайоны на территории России, временно работающие изолированно от ЕЭС России параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России), определяется в соответствии с п. 2.4.7.1 настоящего Регламента величина отклонения, отнесенная на ГТП импорта, по которой осуществлялась такая поставка; − составляющая величина отклонения, относимая на собственную инициативу ИСон ($ΔV\_{i,p,h}^{ИСон}$), определяемая режимом поставки электроэнергии в отдельные энергорайоны на территории России, временно работающие изолированно от ЕЭС России параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России), определяется как величина отклонения, уменьшенная на сумму составляющих величин отклонений по внешней инициативе;− составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВпр ($ΔV\_{s,h}^{ИВпр}$), определяемая режимом поставки электроэнергии в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем, определяется в соответствии с п. 2.4.3.1 настоящего Регламента как величина отклонения, отнесенная на ГТП экспорта и (или) на ГТП импорта, зарегистрированные на сечениях экспорта-импорта, расположенных на границах ценовых зон оптового рынка, по которым осуществлялась такая поставка;− составляющая величина отклонения, относимая на собственную инициативу ИСпр ($ΔV\_{s,h}^{ИСпр}$), определяемая режимом поставки электроэнергии в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем, рассчитанная КО в соответствии с п. 2.4.3.2 настоящего Регламента.… |
| **2.2.1.1** | Объем внешней инициативы ИВ1 определяется в результате формирования Плана БР – далее ПБР. Величина ИВ1 определяется для ГТП генерации и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления) как разница между диспетчерским объемом ($VG\_{i,p,h}^{ПБР}$) электроэнергии, определенным в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)и величиной ($V\_{i,h}^{тчк полн}$)*,*с учетомзафиксированной собственной регулировочной инициативы на увеличение  $(V\_{i,p,h}^{ИСР(+)})$ и уменьшение  $(V\_{i,p,h}^{ИСР(-)})$, определяемых в соответствии с настоящим Регламентом. • В случае если величина диспетчерского объема $VG\_{i,p,h}^{ПБР}$ больше или равна величине планового объема производства $V\_{i,h}^{тчк полн}$, расчет величины ИВ1 для ГТП осуществляется по формуле:o для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС:$ΔO\_{ИВ1}=VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк\\_полн}-min(VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк\\_полн};V\_{i,p,h}^{ИСР(+)})$;o для прочих ГТП:$ΔO\_{ИВ1}=VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк\\_полн}- min\{VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк\\_полн},V\_{i,p,h}^{ИСР(+)},max[0,min(VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_ПБР},VG\_{i,p,h}^{ПБР})-VG\_{i,p,h}^{Тз\leq i}]\}$.• В случае если величина диспетчерского объема  $VG\_{i,p,h}^{ПБР}$ меньше величины планового объема производства  $V\_{i,h}^{тчк\\_полн}$, расчет величины ИВ1 для ГТП осуществляется по формуле:o для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС:$ΔO\_{ИВ1}=VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}+min(V\_{i,h}^{тчк полн}-VG\_{i,p,h}^{ПБР};V\_{i,p,h}^{ИСР(-)})$;o для прочих ГТП:$∆О\_{ИВ1}=VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}+ min\left\{V\_{i,h}^{тчк полн}-VG\_{i,p,h}^{ПБР},V\_{i,p,h}^{ИСР\left(-\right)} , max\left[0,VG\_{i,p,h}^{Тз<i}-max\left(VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_ПБР},VG\_{i,p,h}^{ПБР}\right)\right]\right\}$,где  $VG\_{i,p,h}^{Тз\leq i}$ – максимальный объем в ценовой заявке, значение параметра <цена> по которому меньше либо равна значению индикатора БР в данной ГТП на данный час, в ценовой заявке участника, определенной в отношении данной ГТП в рассматриваемый час операционных суток с учетом выполнения следующих преобразований:• КО учитывает ценовую заявку ВСВГО, определенную в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), следующим образом:…• если объем электроэнергии, соответствующий ПБР, превышает максимальный объем в основных парах <цена−количество> в указанной ценовой заявке участника, то КО увеличивает значение <количество> в основной паре <цена−количество> с максимальным значением <количество> до величины указанного объема;$VG\_{i,p,h}^{Тз<i}$ – максимальный объем в ценовой заявке, значение параметра <цена> по которому меньше значения индикатора БР в данной ГТП на данный час, в ценовой заявке участника, определенной в отношении данной ГТП в рассматриваемый час операционных суток с учетом выполнения следующих преобразований:• КО учитывает ценовую заявку ВСВГО, определенную в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), следующим образом:…• если объем верхнего предела регулирования $VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_ПБР}$ согласно актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы, превышает максимальный объем в основных парах <цена−количество> в указанной ценовой заявке участника, то КО увеличивает значение <количество> в основной паре <цена−количество> с максимальным значением <количество> до величины указанного объема.… | Объем внешней инициативы ИВ1 определяется в результате формирования Плана БР – далее ПБР. Величина ИВ1 определяется для ГТП генерации и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления) как разница между диспетчерским объемом ($VG\_{i,p,h}^{ПБР}$) электроэнергии, определенным в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)и величиной ($V\_{i,h}^{тчк полн}$)*,*с учетомзафиксированной собственной регулировочной инициативы на увеличение  $(V\_{i,p,h}^{ИСР(+)})$ и уменьшение  $(V\_{i,p,h}^{ИСР(-)})$, определяемых в соответствии с настоящим Регламентом. 1. В случае если величина диспетчерского объема $VG\_{i,p,h}^{ПБР}$ больше или равна величине планового объема производства $V\_{i,h}^{тчк полн}$, расчет величины ИВ1 для ГТП осуществляется по формуле:− для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС:$ΔO\_{ИВ1}=VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк\\_полн}-min(VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк\\_полн};V\_{i,p,h}^{ИСР(+)})$;− для прочих ГТП:$ΔO\_{ИВ1}=VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк\\_полн}- min\{VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк\\_полн},V\_{i,p,h}^{ИСР(+)},max[0,min(VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_ПБР},VG\_{i,p,h}^{ПБР})-VG\_{i,p,h}^{Тз\leq i}]\}$.2. В случае если величина диспетчерского объема  $VG\_{i,p,h}^{ПБР}$ меньше величины планового объема производства  $V\_{i,h}^{тчк\\_полн}$, расчет величины ИВ1 для ГТП осуществляется по формуле:− для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС:$ΔO\_{ИВ1}=VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}+min(V\_{i,h}^{тчк полн}-VG\_{i,p,h}^{ПБР};V\_{i,p,h}^{ИСР(-)})$;− для прочих ГТП:$∆О\_{ИВ1}=VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}+ min\left\{V\_{i,h}^{тчк полн}-VG\_{i,p,h}^{ПБР},V\_{i,p,h}^{ИСР\left(-\right)} , max\left[0,VG\_{i,p,h}^{Тз<i}-max\left(VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_ПБР},VG\_{i,p,h}^{ПБР}\right)\right]\right\}$,где  $VG\_{i,p,h}^{Тз\leq i}$ – максимальный объем в ценовой заявке, значение параметра <цена> по которому меньше либо равна значению индикатора БР в данной ГТП на данный час, в ценовой заявке участника, определенной в отношении данной ГТП в рассматриваемый час операционных суток с учетом выполнения следующих преобразований:а) КО учитывает ценовую заявку ВСВГО, определенную в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), следующим образом:…б) если объем электроэнергии, соответствующий ПБР, превышает максимальный объем в основных парах <цена−количество> в указанной ценовой заявке участника, то КО увеличивает значение <количество> в основной паре <цена−количество> с максимальным значением <количество> до величины указанного объема;$VG\_{i,p,h}^{Тз<i}$ – максимальный объем в ценовой заявке, значение параметра <цена> по которому меньше значения индикатора БР в данной ГТП на данный час, в ценовой заявке участника, определенной в отношении данной ГТП в рассматриваемый час операционных суток с учетом выполнения следующих преобразований:а) КО учитывает ценовую заявку ВСВГО, определенную в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), следующим образом:…б) если объем верхнего предела регулирования $VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_ПБР}$ согласно актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы, превышает максимальный объем в основных парах <цена−количество> в указанной ценовой заявке участника, то КО увеличивает значение <количество> в основной паре <цена−количество> с максимальным значением <количество> до величины указанного объема.… |
| **2.2.2** | …1. При получении субъектом оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией в отношении новой ГТП генерации, в состав которой входит вновь представленное в торговой системе оптового рынка генерирующее оборудование для целей определения объемов отклонений $∆О\_{ИВ0-1}$ объем, включенный в ПБР, за предыдущий час принимается равным нулю.
2. При получении субъектом оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией по ГТП генерации, сформированной в результате разделения (без изменения состава генерирующего оборудования) ранее зарегистрированной на оптовом рынке ГТП генерации:

• в случае если для каждой ГТП генерации, сформированной в результате указанного разделения, в указанный час *h* операционных суток объем, включенный в ПБР, равен нулю, то в качестве значения объема, включенного в ПБР, за предыдущий час по ГТП генерации, зарегистрированной вследствие выделения из ее состава генерирующего оборудования в состав отдельной ГТП, принимается объем, включенный в ПБР, в предыдущем часе по исходной ранее зарегистрированной на оптовом рынке ГТП генерации, а по вновь зарегистрированной ГТП генерации, сформированной вследствие разделения указанной выше исходной ГТП генерации, – принимается равным нулю;• в случае если хотя бы для одной ГТП генерации, сформированной в результате указанного разделения, в указанный час *h* операционных суток объем, включенный в ПБР, не равен нулю, то в качестве значения объема, включенного в ПБР, за предыдущий час принимается доля объема, включенного в ПБР, в предыдущем часе по исходной ранее зарегистрированной на оптовом рынке ГТП генерации, пропорциональная объему, включенному в ПБР, по рассматриваемой ГТП генерации (сформированной в результате разделения исходной ГТП генерации) в рассматриваемом часе *h* данных операционных суток.…Распределение указанного объема  $∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}$ между ГТП генерации ГАЭС *q* и ГТП потребления ГАЭС *p*, отнесенными к указанному ГОУ, в целях расчета составляющей величины отклонений ИВ0-1 по ГТП генерации ГАЭС *q* ($∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}$) и составляющей величины отклонений ИВ0-1 по ГТП потребления ГАЭС *p* ( $∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}$), осуществляется СО следующим образом:a) в случае если одновременно выполнены следующие условия:• $VG\_{i,q,h-1}^{ПБР}\geq 0$;• $VG\_{i,q,h}^{ПБР}\geq 0$;• $VG\_{i,p,h-1}^{ПБР}=0$;• $VG\_{i,p,h}^{ПБР}=0$;то величина отклонения $∆О\_{ИВ0-1}$ относится на ГТП генерации ГАЭС *q*: $∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}=∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}$; $∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}=0$;b) в случае если одновременно выполнены следующие условия:• $VG\_{i,p,h-1}^{ПБР}\geq 0$;• $VG\_{i,p,h}^{ПБР}\geq 0$;• $VG\_{i,q,h-1}^{ПБР}=0$;• $VG\_{i,q,h}^{ПБР}=0$;то величина отклонения $∆О\_{ИВ0-1}$ относится на ГТП потребления *p* ГАЭС: $∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}=-∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}$; $∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}=0$;c) в случае если одновременно выполнены следующие условия:• $VG\_{i,p,h}^{ПБР}>0$;• $VG\_{i,q,h-1}^{ПБР}>0$;то величина отклонения  $∆О\_{ИВ0-1}$ распределяется между ГТП потребления ГАЭС *p* и ГТП генерации ГАЭС *q* следующим образом: $∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}=∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}\*\left[\frac{VG\_{i,q,h-1}^{ПБР}}{VG\_{i,q,h-1}^{ПБР}+VG\_{i,p,h}^{ПБР}}\right]^{2}$; $∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}=-\left(∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}-∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}\right)$;d) в случае если одновременно выполнены следующие условия:• $VG\_{i,q,h}^{ПБР}>0$;• $VG\_{i,p,h-1}^{ПБР}>0$;то величина отклонения $∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}$ распределяется между ГТП потребления ГАЭС *p* и ГТП генерации ГАЭС *q* следующим образом: $∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}=-∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}\*\left[\frac{VG\_{i,p,h-1}^{ПБР}}{VG\_{i,p,h-1}^{ПБР}+VG\_{i,q,h}^{ПБР}}\right]^{2}$; $∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}=∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}+∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}$,… | …1. При получении субъектом оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией в отношении новой ГТП генерации, в состав которой входит вновь представленное в торговой системе оптового рынка генерирующее оборудование для целей определения объемов отклонений $∆О\_{ИВ0-1}$ объем, включенный в ПБР, за предыдущий час принимается равным нулю.
2. При получении субъектом оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией по ГТП генерации, сформированной в результате разделения (без изменения состава генерирующего оборудования) ранее зарегистрированной на оптовом рынке ГТП генерации:

− в случае если для каждой ГТП генерации, сформированной в результате указанного разделения, в указанный час *h* операционных суток объем, включенный в ПБР, равен нулю, то в качестве значения объема, включенного в ПБР, за предыдущий час по ГТП генерации, зарегистрированной вследствие выделения из ее состава генерирующего оборудования в состав отдельной ГТП, принимается объем, включенный в ПБР, в предыдущем часе по исходной ранее зарегистрированной на оптовом рынке ГТП генерации, а по вновь зарегистрированной ГТП генерации, сформированной вследствие разделения указанной выше исходной ГТП генерации, – принимается равным нулю;− в случае если хотя бы для одной ГТП генерации, сформированной в результате указанного разделения, в указанный час *h* операционных суток объем, включенный в ПБР, не равен нулю, то в качестве значения объема, включенного в ПБР, за предыдущий час принимается доля объема, включенного в ПБР, в предыдущем часе по исходной ранее зарегистрированной на оптовом рынке ГТП генерации, пропорциональная объему, включенному в ПБР, по рассматриваемой ГТП генерации (сформированной в результате разделения исходной ГТП генерации) в рассматриваемом часе *h* данных операционных суток.…Распределение указанного объема  $∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}$ между ГТП генерации ГАЭС *q* и ГТП потребления ГАЭС *p*, отнесенными к указанному ГОУ, в целях расчета составляющей величины отклонений ИВ0-1 по ГТП генерации ГАЭС *q* ($∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}$) и составляющей величины отклонений ИВ0-1 по ГТП потребления ГАЭС *p* ( $∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}$), осуществляется СО следующим образом:а) в случае если одновременно выполнены следующие условия:− $VG\_{i,q,h-1}^{ПБР}\geq 0$;− $VG\_{i,q,h}^{ПБР}\geq 0$;− $VG\_{i,p,h-1}^{ПБР}=0$;− $VG\_{i,p,h}^{ПБР}=0$;то величина отклонения $∆О\_{ИВ0-1}$ относится на ГТП генерации ГАЭС *q*: $∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}=∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}$; $∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}=0$;б) в случае если одновременно выполнены следующие условия:− $VG\_{i,p,h-1}^{ПБР}\geq 0$;− $VG\_{i,p,h}^{ПБР}\geq 0$;− $VG\_{i,q,h-1}^{ПБР}=0$;− $VG\_{i,q,h}^{ПБР}=0$;то величина отклонения $∆О\_{ИВ0-1}$ относится на ГТП потребления *p* ГАЭС: $∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}=-∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}$; $∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}=0$;в) в случае если одновременно выполнены следующие условия:−$ VG\_{i,p,h}^{ПБР}>0$;− $VG\_{i,q,h-1}^{ПБР}>0$;то величина отклонения  $∆О\_{ИВ0-1}$ распределяется между ГТП потребления ГАЭС *p* и ГТП генерации ГАЭС *q* следующим образом: $∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}=∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}\*\left[\frac{VG\_{i,q,h-1}^{ПБР}}{VG\_{i,q,h-1}^{ПБР}+VG\_{i,p,h}^{ПБР}}\right]^{2}$; $∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}=-\left(∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}-∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}\right)$;г) в случае если одновременно выполнены следующие условия:− $VG\_{i,q,h}^{ПБР}>0$;− $VG\_{i,p,h-1}^{ПБР}>0$;то величина отклонения $∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}$ распределяется между ГТП потребления ГАЭС *p* и ГТП генерации ГАЭС *q* следующим образом: $∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}=-∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}\*\left[\frac{VG\_{i,p,h-1}^{ПБР}}{VG\_{i,p,h-1}^{ПБР}+VG\_{i,q,h}^{ПБР}}\right]^{2}$; $∆О\_{i,q,h}^{ИВ0-1}=∆О\_{i,h}^{ИВ0-1}+∆О\_{i,p,h}^{ИВ0-1}$,… |
| **2.2.3** | …Для ГТП генерации, а также для объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в случае если по данному объекту управления в отношении данного часа в соответствии с п. 2.1.1 настоящего Регламента определена величина $VS\_{факт}$), входящих в состав группового объекта управления (ГОУ), весь объем отклонения фактической поставки электроэнергии $VS\_{факт}$, определенной согласно п. 2.1.1 настоящего Регламента, от суммы объема, включенного в ПБР, и объемов отклонений по внешней инициативе ИВ0-1, ИВА, ИВК относится на внешнюю инициативу ИВ0 в часы, когда СО в соответствии с требованиями настоящего пункта в отношении соответствующего ГОУ присвоен признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, если:• данный ГОУ находится под воздействием систем автоматического регулирования или режимной автоматики;• данный ГОУ находится под воздействием противоаварийной автоматики или релейной защиты;• в отношении данного ГОУ отдавались соответствующие диспетчерские команды (командами дистанционного управления).… | Заменить маркер списка на тире. |
| **2.2.5.2** | Составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВА ($ΔО\_{ИВА}$) определяется в отношении ГТП потребления (за исключением ГТП потребления с регулируемой нагрузкой и ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации) ГТП экспорта, ГТП импорта, в следующих случаях:1. при снижении объема потребления (экспорта, импорта) электроэнергии, обусловленного действием противоаварийной автоматики, а именно:

• автоматики предотвращения нарушения устойчивости;• автоматики ограничения повышения напряжения;• автоматики ограничения снижения напряжения;• автоматики ограничения перегрузки оборудования;…Формирование признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу выполняется СО при условии представления участником оптового рынка в СО не позднее 7 (седьмого) календарного дня месяца, следующего за отчетным, следующих документов:− заявления о необходимости отнесения возникших отклонений на внешнюю инициативу, оформленного в соответствии с *Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям* (далее – заявление);− в случае снижения объема потребления электроэнергии, обусловленного действием противоаварийной автоматики:• копии акта расследования аварии (технологического нарушения), оформляемого в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846;• информации о времени начала ограничения и времени восстановления электроснабжения (подачи напряжения) с приложением подтверждающих документов (при отсутствии указанной информации в акте расследования аварии (технологического нарушения));− в случае снижения объема потребления электроэнергии, обусловленного вводом СО графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности):• копии письма сетевой организации о вводе ограничений с указанием временных периодов ввода ограничений (начала и окончания), подстанций и точек поставки, входящих в ГТП участника оптового рынка, по которым они вводились, либо информации о вводе соответствующих ограничений непосредственно персоналом СО;• документов, подтверждающих факт получения после 13:00 суток *Х*-1 (для второй неценовой зоны – после 09:00 хабаровского времени суток *Х*-1) от сетевой компании информации о вводе ограничений.…Признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу присваивается СО при представлении участником оптового рынка полного комплекта документов, предусмотренного настоящим пунктом:• в часах, указанных в заявлении и входящих в период, в который СО вводились графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), – в случаях снижения объема потребления электроэнергии, обусловленного вводом СО графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);• в часах, указанных в заявлении и входящих в период от момента срабатывания противоаварийной автоматики до момента последующего восстановления электроснабжения (подачи напряжения), определяемый на основании представленных в составе заявления обосновывающих материалов, – в случае снижения объема потребления электроэнергии, обусловленного действием противоаварийной автоматики.…  | Составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВА ($ΔО\_{ИВА}$) определяется в отношении ГТП потребления (за исключением ГТП потребления с регулируемой нагрузкой и ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации) ГТП экспорта, ГТП импорта, в следующих случаях:1. при снижении объема потребления (экспорта, импорта) электроэнергии, обусловленного действием противоаварийной автоматики, а именно:

− автоматики предотвращения нарушения устойчивости;− автоматики ограничения повышения напряжения;− автоматики ограничения снижения напряжения;− автоматики ограничения перегрузки оборудования;…Формирование признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу выполняется СО при условии представления участником оптового рынка в СО не позднее 7 (седьмого) календарного дня месяца, следующего за отчетным, следующих документов:а) заявления о необходимости отнесения возникших отклонений на внешнюю инициативу, оформленного в соответствии с *Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям* (далее – заявление);б) в случае снижения объема потребления электроэнергии, обусловленного действием противоаварийной автоматики:− копии акта расследования аварии (технологического нарушения), оформляемого в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846;− информации о времени начала ограничения и времени восстановления электроснабжения (подачи напряжения) с приложением подтверждающих документов (при отсутствии указанной информации в акте расследования аварии (технологического нарушения));в) в случае снижения объема потребления электроэнергии, обусловленного вводом СО графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности):− копии письма сетевой организации о вводе ограничений с указанием временных периодов ввода ограничений (начала и окончания), подстанций и точек поставки, входящих в ГТП участника оптового рынка, по которым они вводились, либо информации о вводе соответствующих ограничений непосредственно персоналом СО;− документов, подтверждающих факт получения после 13:00 суток *Х*-1 (для второй неценовой зоны – после 09:00 хабаровского времени суток *Х*-1) от сетевой компании информации о вводе ограничений.…Признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу присваивается СО при представлении участником оптового рынка полного комплекта документов, предусмотренного настоящим пунктом:− в часах, указанных в заявлении и входящих в период, в который СО вводились графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), – в случаях снижения объема потребления электроэнергии, обусловленного вводом СО графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);− в часах, указанных в заявлении и входящих в период от момента срабатывания противоаварийной автоматики до момента последующего восстановления электроснабжения (подачи напряжения), определяемый на основании представленных в составе заявления обосновывающих материалов, – в случае снижения объема потребления электроэнергии, обусловленного действием противоаварийной автоматики.… |
| **2.2.5.3** | …В случае если в отношении ГОУ, к которой принадлежит ГАЭС, участника оптового рынка *i*, СО не был присвоен признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, величина отклонения по внешней инициативе ИВА ($∆O\_{i,h}^{ИВА}$) в соответствующие часы определяется СО в отношении ГОУ ГАЭС; при этом СО осуществляет распределение  $∆O\_{i,h}^{ИВА}$ на ГТП генерации ГАЭС *q* и ГТП потребления ГАЭС *p* (не являющуюся ГТП потребления поставщика), отнесенные к указанному ГОУ, следующим образом:• если $∆O\_{i,h}^{ИВА}\geq 0$, то $∆O\_{i,p,h}^{ИВА}=-min[∆O\_{i,h}^{ИВА};max(0;VG\_{i,p,h}^{ПБР}+∆O\_{i,p,h}^{ИВ0-1}+∆O\_{i,p,h}^{ИВ0})]$  $∆O\_{i,q,h}^{ИВА}=∆O\_{i,h}^{ИВА}+∆O\_{i,p,h}^{ИВА}$;• иначе:  $∆O\_{i,q,h}^{ИВА}=max\left[∆O\_{i,h}^{ИВА};-\left(VG\_{i,q,h}^{ПБР}+∆O\_{i,q,h}^{ИВ0-1}+∆O\_{i,q,h}^{ИВ0}\right)\right]$ $∆O\_{i,p,h}^{ИВА}=∆O\_{i,q,h}^{ИВА}-∆O\_{i,h}^{ИВА}$;… | Заменить маркер списка на тире. |
| **2.2.6** | …Для расположенных на территории ценовой зоны ГТП генерации ГЭС или ГАЭС (исключая ГТП генерации ГЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента от СО получен признак отнесения гидроэлектростанции к малой водоточной ГЭС), для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, рассчитывается объем отклонений по собственной инициативе, связанных с наличием ограничений на выработку ГЭС или ГАЭС  $ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}$: • если $ΔO\_{ИС}>0$ и $VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}>0$, то$ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=min(ΔO\_{ИС};VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}+ΔO\_{ИС\\_ГЭС\\_СО})$;• если  $ΔO\_{ИС}<0$ и $VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}<0$, то$ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=min(\left|ΔO\_{ИС}\right|;\left|VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}\right|+\left|ΔO\_{ИС\\_ГЭС\\_СО}\right|)$;• иначе  $ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=0$.…Для расположенных на территории ценовой зоны ГТП генерации ГЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента от СО получен признак отнесения гидроэлектростанции к малой водоточной ГЭС, рассчитывается объем отклонений по собственной инициативе, связанных с наличием ограничений на выработку ГЭС  $ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}$:− при наличии переданного в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента признака учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС:• если $ΔO\_{ИС}>0$, то$ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=min\{ΔO\_{ИС};max(0;VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн};ΔO\_{i,p,d}^{ИС\\_МГЭС})\}$;• если  $ΔO\_{ИС}<0$, то$ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=min\{\left|ΔO\_{ИС}\right|;max(0;V\_{i,h}^{тчк полн}-VG\_{i,p,h}^{ПБР};ΔO\_{i,p,d}^{ИС\\_МГЭС})\}$;• иначе $ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=0$;− при отсутствии переданного в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента признака учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС:$ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=min\{\left|ΔO\_{ИС}\right|;ΔO\_{i,p,d}^{ИС\\_МГЭС}\}$.Для ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):• определяется объем отклонения по собственной инициативе $ΔO\_{ВИЭ}^{ИС\\_в\\_пред.}$ в пределах допустимого диапазона отклонений:…• объем отклонения по собственной инициативе $ΔO\_{ИС}$ определяется следующим образом:$ΔO\_{ИС}=ΔO-(ΔO\_{ИВ1}+ΔO\_{ИВ0-1}+ΔO\_{ИВ0}+ΔO\_{ИВА}+ΔO\_{ИВК})-ΔO\_{ВИЭ}^{ИС\\_в\\_пред.}$.… Для ГТП потребления покупателей (в том числе для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой и за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации), функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка:• определяется объем отклонения по собственной инициативе $ΔO\_{ИС}$:$ΔO\_{ИС}=ΔO-V^{ИВ\\_потр}$;• определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления в пределах объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам  $ΔO\_{РД}^{ИС(-)}$:…• определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления сверх объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам  $ΔO\_{сверх\\_РД}^{ИС(-)}$:… Если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}>0$, то:• в случае если осуществлялся фактический пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенный в РСВ, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2*и до часа *x + 5*, где *x*– час пуска, то $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}= ΔО\_{i,p,h}^{ИС}$;• в случае если:o не осуществлялся фактический пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенный в РСВ;o $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\ne 0$; o $\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)=0$, то $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}= min\left(ΔО\_{i,p,h}^{ИС}, max\left(0,V\_{i,p,h}^{факт}\right)\* η^{ИС\\_макс}\right)$; • во всех остальных случаях:$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}=min\left(ΔО\_{i,p,h}^{ИС}, max\left(0,V\_{i,p,h}^{факт}\right)\* \left(η^{ИС\\_макс}+max\left[0,k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}\right] \right)\right)$;$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_св\\_макс}=ΔО\_{i,p,h}^{ИС}- ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}$*.*Если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}<0$, то:• в случае если осуществлялось фактическое отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенное в РСВ, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2*и до часа *x + 5*, где *x*– час отключения, то$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}= ΔО\_{i,p,h}^{ИС}$;• в случае если:o не осуществлялось фактическое отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенное в РСВ;o $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\ne 0$; o $\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)=0$,то $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}= ΔО\_{i,p,h}^{ИС}$;• во всех остальных случаях:$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}=-min\left(\left|ΔО\_{i,p,h}^{ИС}\right|,max\left(0,V\_{i,p,h}^{факт}\right)\* \left(η^{ИС\\_макс}+ max\left[0,-k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}\right]\right)\right)$; $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_св\\_макс}=ΔО\_{i,p,h}^{ИС}- ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}$*.*Если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}=0$, то:• $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}=0$;• $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_св\\_макс}=0$,где *s*– станция, к которой отнесена ГТП потребления поставщика;*p* – ГТП потребления;*q* – ГТП генерации;*g*– РГЕ;$VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}$ – 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 $VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_СО\\_ПБР}$, и при этом нет ограничения $VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_СО\\_ПДГ}$ или $VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_СО\\_ПБР}\ne VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_СО\\_ПДГ}$; • в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО введено ограничение $VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_СО\\_ПБР}$, и при этом нет ограничения $VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_СО\\_ПДГ}$ или $VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_СО\\_ПБР}\ne VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_СО\\_ПДГ}$; то $VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}=0$.Если выполнено хотя бы одно из указанных выше условий, то $VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}$ определяется как:• если одновременно выполнены все следующие условия:o КО определен объем $VG\_{i,q,h}^{ОЦЗ+} $;o $VG\_{i,q,h}^{ОЦЗ+}\geq VG\_{i,q,h}^{ПБР}>VG\_{i,q,h}^{Рмин\\_ПБР}$;o $VG\_{i,q,h}^{ПБР}>V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}$;то $VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}=ΔО\_{i,q,h}^{ИВ01}+ΔО\_{i,q,h}^{ИВ0}+ΔО\_{i,q,h}^{ИВА}$;• в ином случае$ VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}=ΔО\_{i,q,h}^{ИВ1}+ΔО\_{i,q,h}^{ИВ01}+ΔО\_{i,q,h}^{ИВ0}+ΔО\_{i,q,h}^{ИВА}$.$k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}$ – соотношение объемов отклонений по внешней инициативе к плану производства для данной станции, определяемое следующим образом:• если $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}=0$, то величина $k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}$ принимается равной нулю;• если $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\ne 0$, но при этом $\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)=0$, то величина $k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}$ не определяется;• если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}>0$, $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\ne 0$ и $\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)\ne 0$, то$k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}=\frac{min\left(max\left(0,\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right), max\left(0,\sum\_{g\in s}^{}(VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_ПБР}-VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_ПДГ})\right) \right)}{\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)}$;• если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}<0$, $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\ne 0$ и $\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)\ne 0$, то$k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}=\frac{max\left(min\left(0, \sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right), min\left(0,\sum\_{g\in s}^{}(VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_ПБР}-VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_ПДГ})\right) \right)}{\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)}$;…$η^{ИС\\_макс}$ – норматив для расчета нештрафуемой составляющей $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}$, равный:• 0.19 для ГЭС и ГАЭС;• 0.015 для АЭС;• 0.2 для станций с типом топлива солнце/ветер;• $0.015+0.2\* \frac{\left(\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{Рмакс\\_ПДГ}-\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{Рмин\\_ПДГ}\right)}{\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{Рмакс\\_ПДГ}}$ 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:• $ΔО\_{i,p,h}^{ИС+}=max\left(ΔО\_{i,p,h}^{ИС},0\right)$;• $ΔО\_{i,p,h}^{ИС-}=min\left(ΔО\_{i,p,h}^{ИС},0\right)$.Для целей дальнейшего определения объемов и стоимости отклонений в соответствии настоящим Регламентом:• $ΔО\_{ИС\\_св\\_макс}=ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_св\\_макс}$;• $ΔО\_{ИС\\_макс}=ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}$.В отношении ГТП потребления поставщика *p* электростанции *s*, все отнесенные к которой ГТП генерации *q* отнесены ко множеству $\left\{Q^{РД ГЭС}\right\}$, отнесенной ко входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в случае если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}<0$, КО определяет вспомогательный объем $V^{льгот.СН}$ следующим образом:• в случае если $k^{либ}<0,15$ и в отношении станции *s*, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*, определено значение $k\_{s}^{СН}$, то $$V^{льгот.СН}=min\left(VC\_{i,p,h}^{ГТП пок};k\_{s}^{СН}×\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ГТП ППП}\right),$$• в случае если $k^{либ}\geq 0,15$ или в отношении станции *s*, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*, не определено значение $k\_{s}^{СН}$, то $V^{льгот.СН}$ не определяется.…Сальдированный объем отклонений по собственной инициативе, соответствующий снижению совокупного по всем ГТП единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации планового объема перетока электрической энергии из территорий, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, в территории новых субъектов Российской Федерации ($∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(-)}$), определяется следующим образом:• если $V\_{i,h}^{тчк полн НР}>0$, $VS\_{i,h}^{факт НР}>0$ и $V\_{i,h}^{тчк полн НР}>VS\_{i,h}^{факт НР}$, то$$∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(-)}=V\_{i,h}^{тчк полн НР}-VS\_{i,h}^{факт НР}$$• если $V\_{i,h}^{тчк полн НР}>0$, $VS\_{i,h}^{факт НР}<0$, то$∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(-)}=V\_{i,h}^{тчк полн НР}$,• в ином случае $∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(-)}=0$.…Сальдированный объем отклонений по собственной инициативе, соответствующий снижению совокупного по всем ГТП единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации планового объема перетока электрической энергии из территорий новых субъектов Российской Федерации в территории, объединенные в ценовые зоны оптового рынка ($∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(+)}$), определяется следующим образом:• если $V\_{i,h}^{тчк полн НР}<0$, $VS\_{i,h}^{факт НР}<0$ и $VS\_{i,h}^{факт НР}>V\_{i,h}^{тчк полн НР}$, то $$∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(+)}=\left|VS\_{i,h}^{факт НР}-V\_{i,h}^{тчк полн НР}\right|$$• если $V\_{i,h}^{тчк полн НР}<0$, $VS\_{i,h}^{факт НР}>0$, то$∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(+)}=\left|V\_{i,h}^{тчк полн НР}\right|$,• в ином случае $∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(+)}=0$.… | …Для расположенных на территории ценовой зоны ГТП генерации ГЭС или ГАЭС (исключая ГТП генерации ГЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента от СО получен признак отнесения гидроэлектростанции к малой водоточной ГЭС), для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, рассчитывается объем отклонений по собственной инициативе, связанных с наличием ограничений на выработку ГЭС или ГАЭС  $ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}$: − если $ΔO\_{ИС}>0$ и $VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}>0$, то$ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=min(ΔO\_{ИС};VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}+ΔO\_{ИС\\_ГЭС\\_СО})$;− если  $ΔO\_{ИС}<0$ и $VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}<0$, то$ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=min(\left|ΔO\_{ИС}\right|;\left|VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн}\right|+\left|ΔO\_{ИС\\_ГЭС\\_СО}\right|)$;− иначе  $ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=0$.…Для расположенных на территории ценовой зоны ГТП генерации ГЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента от СО получен признак отнесения гидроэлектростанции к малой водоточной ГЭС, рассчитывается объем отклонений по собственной инициативе, связанных с наличием ограничений на выработку ГЭС  $ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}$:а) при наличии переданного в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента признака учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС:− если $ΔO\_{ИС}>0$, то$ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=min\{ΔO\_{ИС};max(0;VG\_{i,p,h}^{ПБР}-V\_{i,h}^{тчк полн};ΔO\_{i,p,d}^{ИС\\_МГЭС})\}$;− если  $ΔO\_{ИС}<0$, то$ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=min\{\left|ΔO\_{ИС}\right|;max(0;V\_{i,h}^{тчк полн}-VG\_{i,p,h}^{ПБР};ΔO\_{i,p,d}^{ИС\\_МГЭС})\}$;− иначе $ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=0$;б) при отсутствии переданного в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента признака учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС:$ΔO\_{i,p,h}^{ИС\\_вод\\_режим}=min\{\left|ΔO\_{ИС}\right|;ΔO\_{i,p,d}^{ИС\\_МГЭС}\}$.Для ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):а) определяется объем отклонения по собственной инициативе $ΔO\_{ВИЭ}^{ИС\\_в\\_пред.}$ в пределах допустимого диапазона отклонений:…б) объем отклонения по собственной инициативе $ΔO\_{ИС}$ определяется следующим образом:$ΔO\_{ИС}=ΔO-(ΔO\_{ИВ1}+ΔO\_{ИВ0-1}+ΔO\_{ИВ0}+ΔO\_{ИВА}+ΔO\_{ИВК})-ΔO\_{ВИЭ}^{ИС\\_в\\_пред.}$.… Для ГТП потребления покупателей (в том числе для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой и за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации), функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка:а) определяется объем отклонения по собственной инициативе $ΔO\_{ИС}$:$ΔO\_{ИС}=ΔO-V^{ИВ\\_потр}$;б) определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления в пределах объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам  $ΔO\_{РД}^{ИС(-)}$:…в) определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления сверх объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам  $ΔO\_{сверх\\_РД}^{ИС(-)}$:…Если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}>0$, то:а) в случае если осуществлялся фактический пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенный в РСВ, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2*и до часа *x + 5*, где *x*– час пуска, то $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}= ΔО\_{i,p,h}^{ИС}$;б) в случае если:− не осуществлялся фактический пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенный в РСВ;− $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\ne 0$; − $\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)=0$, то $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}= min\left(ΔО\_{i,p,h}^{ИС}, max\left(0,V\_{i,p,h}^{факт}\right)\* η^{ИС\\_макс}\right)$; в) во всех остальных случаях:$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}=min\left(ΔО\_{i,p,h}^{ИС}, max\left(0,V\_{i,p,h}^{факт}\right)\* \left(η^{ИС\\_макс}+max\left[0,k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}\right] \right)\right)$;$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_св\\_макс}=ΔО\_{i,p,h}^{ИС}- ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}$*.*Если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}<0$, то:а) в случае если осуществлялось фактическое отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенное в РСВ, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2*и до часа *x + 5*, где *x*– час отключения, то$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}= ΔО\_{i,p,h}^{ИС}$;б) в случае если:− не осуществлялось фактическое отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенное в РСВ;− $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\ne 0$; − $\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)=0$,то $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}= ΔО\_{i,p,h}^{ИС}$;в) во всех остальных случаях:$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}=-min\left(\left|ΔО\_{i,p,h}^{ИС}\right|,max\left(0,V\_{i,p,h}^{факт}\right)\* \left(η^{ИС\\_макс}+ max\left[0,-k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}\right]\right)\right)$; $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_св\\_макс}=ΔО\_{i,p,h}^{ИС}- ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}$*.*Если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}=0$, то:а) $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}=0$;б) $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_св\\_макс}=0$,где *s*– станция, к которой отнесена ГТП потребления поставщика;*p* – ГТП потребления;*q* – ГТП генерации;*g*– РГЕ;$VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}$ – 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 $VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_СО\\_ПБР}$, и при этом нет ограничения $VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_СО\\_ПДГ}$ или $VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_СО\\_ПБР}\ne VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_СО\\_ПДГ}$; − в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО введено ограничение $VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_СО\\_ПБР}$, и при этом нет ограничения $VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_СО\\_ПДГ}$ или $VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_СО\\_ПБР}\ne VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_СО\\_ПДГ}$; то $VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}=0$.Если выполнено хотя бы одно из указанных выше условий, то $VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}$ определяется как:а) если одновременно выполнены все следующие условия:− КО определен объем $VG\_{i,q,h}^{ОЦЗ+} $;− $VG\_{i,q,h}^{ОЦЗ+}\geq VG\_{i,q,h}^{ПБР}>VG\_{i,q,h}^{Рмин\\_ПБР}$;− $VG\_{i,q,h}^{ПБР}>V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}$;то $VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}=ΔО\_{i,q,h}^{ИВ01}+ΔО\_{i,q,h}^{ИВ0}+ΔО\_{i,q,h}^{ИВА}$;б) в ином случае$ VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}=ΔО\_{i,q,h}^{ИВ1}+ΔО\_{i,q,h}^{ИВ01}+ΔО\_{i,q,h}^{ИВ0}+ΔО\_{i,q,h}^{ИВА}$.$k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}$ – соотношение объемов отклонений по внешней инициативе к плану производства для данной станции, определяемое следующим образом:− если $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}=0$, то величина $k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}$ принимается равной нулю;− если $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\ne 0$, но при этом $\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)=0$, то величина $k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}$ не определяется;− если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}>0$, $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\ne 0$ и $\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)\ne 0$, то$k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}=\frac{min\left(max\left(0,\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right), max\left(0,\sum\_{g\in s}^{}(VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_ПБР}-VG\_{i,g,h}^{Рмакс\\_ПДГ})\right) \right)}{\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)}$;− если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}<0$, $\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\ne 0$ и $\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)\ne 0$, то$k\_{i,s,h}^{рег\\_ИВ}=\frac{max\left(min\left(0, \sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right), min\left(0,\sum\_{g\in s}^{}(VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_ПБР}-VG\_{i,g,h}^{Рмин\\_ПДГ})\right) \right)}{\sum\_{q\in s}^{}\left(V\_{i,q,h}^{тчк\\_полн}+VG\_{i,q,h}^{ИВ\\_сн}\right)}$;…$η^{ИС\\_макс}$ – норматив для расчета нештрафуемой составляющей $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}$, равный:− 0.19 для ГЭС и ГАЭС;− 0.015 для АЭС;− 0.2 для станций с типом топлива солнце/ветер;− $0.015+0.2\* \frac{\left(\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{Рмакс\\_ПДГ}-\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{Рмин\\_ПДГ}\right)}{\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{Рмакс\\_ПДГ}}$ 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:− $ΔО\_{i,p,h}^{ИС+}=max\left(ΔО\_{i,p,h}^{ИС},0\right)$;− $ΔО\_{i,p,h}^{ИС-}=min\left(ΔО\_{i,p,h}^{ИС},0\right)$.Для целей дальнейшего определения объемов и стоимости отклонений в соответствии настоящим Регламентом:− $ΔО\_{ИС\\_св\\_макс}=ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_св\\_макс}$;− $ΔО\_{ИС\\_макс}=ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_макс}$.В отношении ГТП потребления поставщика *p* электростанции *s*, все отнесенные к которой ГТП генерации *q* отнесены ко множеству $\left\{Q^{РД ГЭС}\right\}$, отнесенной ко входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в случае если $ΔО\_{i,p,h}^{ИС}<0$, КО определяет вспомогательный объем $V^{льгот.СН}$ следующим образом:− в случае если $k^{либ}<0,15$ и в отношении станции *s*, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*, определено значение $k\_{s}^{СН}$, то $$V^{льгот.СН}=min\left(VC\_{i,p,h}^{ГТП пок};k\_{s}^{СН}×\sum\_{q\in s}^{}VG\_{i,q,h}^{ГТП ППП}\right),$$− в случае если $k^{либ}\geq 0,15$ или в отношении станции *s*, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*, не определено значение $k\_{s}^{СН}$, то $V^{льгот.СН}$ не определяется.…Сальдированный объем отклонений по собственной инициативе, соответствующий снижению совокупного по всем ГТП единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации планового объема перетока электрической энергии из территорий, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, в территории новых субъектов Российской Федерации ($∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(-)}$), определяется следующим образом:− если $V\_{i,h}^{тчк полн НР}>0$, $VS\_{i,h}^{факт НР}>0$ и $V\_{i,h}^{тчк полн НР}>VS\_{i,h}^{факт НР}$, то$$∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(-)}=V\_{i,h}^{тчк полн НР}-VS\_{i,h}^{факт НР}$$− если $V\_{i,h}^{тчк полн НР}>0$, $VS\_{i,h}^{факт НР}<0$, то$∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(-)}=V\_{i,h}^{тчк полн НР}$,− в ином случае $∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(-)}=0$.…Сальдированный объем отклонений по собственной инициативе, соответствующий снижению совокупного по всем ГТП единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации планового объема перетока электрической энергии из территорий новых субъектов Российской Федерации в территории, объединенные в ценовые зоны оптового рынка ($∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(+)}$), определяется следующим образом:− если $V\_{i,h}^{тчк полн НР}<0$, $VS\_{i,h}^{факт НР}<0$ и $VS\_{i,h}^{факт НР}>V\_{i,h}^{тчк полн НР}$, то $$∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(+)}=\left|VS\_{i,h}^{факт НР}-V\_{i,h}^{тчк полн НР}\right|$$− если $V\_{i,h}^{тчк полн НР}<0$, $VS\_{i,h}^{факт НР}>0$, то$∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(+)}=\left|V\_{i,h}^{тчк полн НР}\right|$,− в ином случае $∆O\_{i,h}^{ИС\_{пред} НР(+)}=0$.… |
| **2.3.1** | …Объем отклонения по внешней регулировочной инициативе ($V\_{i,p,h}^{ИВР}$) определяется в случае одновременного выполнения следующих условий:• наличия сформированной в отношении ГТП генерации в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ценовой заявки на планирование объемов производства;• наличия установленных Системным оператором ограничений максимальной мощности ($VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_CO\\_ПДГ}$) в ГТП участника оптового рынка и составляет положительную разность между следующими величинами:…Величина диапазона внутрисуточного изменения нагрузки для целей оплаты ИВР ($V\_{i,p}^{SD}$) рассчитывается КО следующим образом:a) для периода времени с момента получения субъектом оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией по данной ГТП генерации до начала данного месяца *m*, но не более чем за шесть месяцев, предшествующих месяцу *m,* {*m*-1...*m*-6}, определяется множество операционных суток, для которых существует, по крайней мере, два часа, в которые по данным коммерческого учета зарегистрировано выполнение отклонений по внешней инициативе вверх, и по крайней мере два часа, в которые по данным коммерческого учета зарегистрировано выполнение отклонений по внешней инициативе вниз;b) для каждых операционных суток, отнесенных к указанному множеству, определяются суммы объемов (по модулю) минимального из 2 (двух) максимальных выполненных отклонений по внешней инициативе вверх и минимального из 2 (двух) максимальных выполненных отклонений по внешней инициативе вниз;c) величина диапазона внутрисуточного изменения нагрузки $V\_{i,p}^{SD}$, используемая при расчете объемов отклонений по внешней регулировочной инициативе для часов операционных суток, отнесенных к данному расчетному периоду, принимается равной минимуму из:⮞ максимального (по всем операционным суткам, определенным в подпункте *а* данного пункта) из объемов, определенных в соответствии с подпунктом *b* данного пункта;⮞ удвоенного максимального за период с момента получения субъектом оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией по данной ГТП генерации до конца данного месяца *m*, но не более шести месяцев, включая месяц *m,* {*m*...*m*-5}, значения прироста от часа к часу фактического объема выработки электрической энергии на генерирующем оборудовании, отнесенном к рассматриваемой ГТП.… | …Объем отклонения по внешней регулировочной инициативе ($V\_{i,p,h}^{ИВР}$) определяется в случае одновременного выполнения следующих условий:− наличия сформированной в отношении ГТП генерации в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ценовой заявки на планирование объемов производства;− наличия установленных Системным оператором ограничений максимальной мощности ($VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_CO\\_ПДГ}$) в ГТП участника оптового рынка и составляет положительную разность между следующими величинами:…Величина диапазона внутрисуточного изменения нагрузки для целей оплаты ИВР ($V\_{i,p}^{SD}$) рассчитывается КО следующим образом:а) для периода времени с момента получения субъектом оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией по данной ГТП генерации до начала данного месяца *m*, но не более чем за шесть месяцев, предшествующих месяцу *m,* {*m*-1...*m*-6}, определяется множество операционных суток, для которых существует, по крайней мере, два часа, в которые по данным коммерческого учета зарегистрировано выполнение отклонений по внешней инициативе вверх, и по крайней мере два часа, в которые по данным коммерческого учета зарегистрировано выполнение отклонений по внешней инициативе вниз;б) для каждых операционных суток, отнесенных к указанному множеству, определяются суммы объемов (по модулю) минимального из 2 (двух) максимальных выполненных отклонений по внешней инициативе вверх и минимального из 2 (двух) максимальных выполненных отклонений по внешней инициативе вниз;в) величина диапазона внутрисуточного изменения нагрузки $V\_{i,p}^{SD}$, используемая при расчете объемов отклонений по внешней регулировочной инициативе для часов операционных суток, отнесенных к данному расчетному периоду, принимается равной минимуму из:− максимального (по всем операционным суткам, определенным в подпункте *а* данного пункта) из объемов, определенных в соответствии с подпунктом *b* данного пункта;− удвоенного максимального за период с момента получения субъектом оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией по данной ГТП генерации до конца данного месяца *m*, но не более шести месяцев, включая месяц *m,* {*m*...*m*-5}, значения прироста от часа к часу фактического объема выработки электрической энергии на генерирующем оборудовании, отнесенном к рассматриваемой ГТП.… |
| **2.3.2** | …Отклонение по собственной регулировочной инициативе по уменьшению ($V\_{i,p,h}^{ИСР(-)}$) определяется в отношении часа *h* для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС *p* участника оптового рынка *i*, отнесенной к ценовой зоне:o для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС, для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, как разница между объемом, производимым с учетом величины $\sum\_{g\in p}^{}VG\_{i,g,h}^{Pmax\\_уч\\_ПДГ}$, и диспетчерским объемом, сформированным исходя из работы генерирующего оборудования на уровне, соответствующем максимальному значению генерирующей мощности, определенному на основании установленных ограничений на максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС:$V\_{i,p,h}^{ИСР(-)}=max(\sum\_{g\in p}^{}VG\_{i,g,h}^{Pmax\\_уч\\_ПДГ}-VG\_{i,p,h}^{ПБР};0)$;o для прочих ГТП генерации ГЭС или ГАЭС как:$V\_{i,p,h}^{ИСР(-)}=\sum\_{g\in p}^{}V\_{i,g,h}^{ИСР(-)}$. …  | Заменить маркер списка на тире. |
| **2.3.3** | Оперативная внешняя регулировочная инициатива по уменьшению Объем отклонения по внешней регулировочной инициативе вниз ($V\_{i,p,h}^{ИВР(-)}$) на балансирующем рынке определяется в случае одновременного выполнения следующих условий:• наличия сформированной в отношении ГТП генерации в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ценовой заявки на планирование объемов производства;• наличия установленных Системным оператором ограничений максимальной мощности ($VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_СО\\_ПБР}$) в отношении ГТП генерации или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в отношении объекта управления, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка.…1. Минимума из следующих объемов:

($VG\_{i,p,h}^{заявл}$)– максимальный объем в часовой подзаявке ценовой заявки участника оптового рынка*i*на планирование объема производства в отношении ГТП генерации *p* для часа *h* данных операционных суток, поданной в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), которая скорректирована с учетом п. 16 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом указания участника в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на намерение осуществлять куплю/продажу электроэнергии по модифицированным ценовым заявкам с учетом Pmax, который для целей применения данного подпункта настоящего Регламента принимается равным  $VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_уч\\_ПБР}$), цена которого ниже определенного в разделе 3 настоящего Регламента индикатора стоимости $i\_{i,p}$, ($VG\_{i,p,h}^{Тзаяв<i}$), и с учетом объемов ОЦЗ на увеличение объемов производства, определенного в п.2.1.4 настоящего Регламента:− в случае если КО определил для данной ГТП объем $VG\_{i,p,h}^{ОЦЗ(+)}$, то: $(VG\_{i,p,h}^{заявл})=max\left(VG\_{i,p,h}^{Тзаяв<i},VG\_{i,p,h}^{ОЦЗ(+)}\right)$− в ином случае:  $VG\_{i,p,h}^{заявл}=VG\_{i,p,h}^{Тзаяв<i}$;…где • в случае если величина  $VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_СО\\_ПДГ}$ определена СО:$C=min\left((VG\_{i,p,h}^{заявл}),VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_СО\\_ПДГ},VG\_{i,p,h}^{Рmax\\_уч\\_ПБР}\right)$• в случае если величина  $VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_СО\\_ПДГ}$ не определена СО:$C=min\left((VG\_{i,p,h}^{заявл}),VG\_{i,p,h}^{Рmax\\_уч\\_ПБР}\right)$$D=max\left(VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_СО\\_ПБР},VG\_{i,p,h}^{тчк полн},VG\_{i,p,h}^{ПБР+ИВО+ИВА},VS\_{факт},MAXVG\_{i,p,h}^{0-цена}\right)$. | Оперативная внешняя регулировочная инициатива по уменьшению Объем отклонения по внешней регулировочной инициативе вниз ($V\_{i,p,h}^{ИВР(-)}$) на балансирующем рынке определяется в случае одновременного выполнения следующих условий:− наличия сформированной в отношении ГТП генерации в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ценовой заявки на планирование объемов производства;− наличия установленных Системным оператором ограничений максимальной мощности ($VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_СО\\_ПБР}$) в отношении ГТП генерации или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в отношении объекта управления, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка.…1. Минимума из следующих объемов:

($VG\_{i,p,h}^{заявл}$)– максимальный объем в часовой подзаявке ценовой заявки участника оптового рынка*i*на планирование объема производства в отношении ГТП генерации *p* для часа *h* данных операционных суток, поданной в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), которая скорректирована с учетом п. 16 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом указания участника в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на намерение осуществлять куплю/продажу электроэнергии по модифицированным ценовым заявкам с учетом Pmax, который для целей применения данного подпункта настоящего Регламента принимается равным  $VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_уч\\_ПБР}$), цена которого ниже определенного в разделе 3 настоящего Регламента индикатора стоимости $i\_{i,p}$, ($VG\_{i,p,h}^{Тзаяв<i}$), и с учетом объемов ОЦЗ на увеличение объемов производства, определенного в п.2.1.4 настоящего Регламента:а) в случае если КО определил для данной ГТП объем $VG\_{i,p,h}^{ОЦЗ(+)}$, то: $(VG\_{i,p,h}^{заявл})=max\left(VG\_{i,p,h}^{Тзаяв<i},VG\_{i,p,h}^{ОЦЗ(+)}\right)$б) в ином случае:  $VG\_{i,p,h}^{заявл}=VG\_{i,p,h}^{Тзаяв<i}$;…где − в случае если величина  $VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_СО\\_ПДГ}$ определена СО:$C=min\left((VG\_{i,p,h}^{заявл}),VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_СО\\_ПДГ},VG\_{i,p,h}^{Рmax\\_уч\\_ПБР}\right)$− в случае если величина  $VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_СО\\_ПДГ}$ не определена СО:$C=min\left((VG\_{i,p,h}^{заявл}),VG\_{i,p,h}^{Рmax\\_уч\\_ПБР}\right)$$D=max\left(VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_СО\\_ПБР},VG\_{i,p,h}^{тчк полн},VG\_{i,p,h}^{ПБР+ИВО+ИВА},VS\_{факт},MAXVG\_{i,p,h}^{0-цена}\right)$. |
| **2.3.4** | Оперативная внешняя регулировочная инициатива по увеличениюОбъем отклонения по внешней регулировочной инициативе вверх ($V\_{i,p,h}^{ИВР(+)}$) на балансирующем рынке определяется в случае одновременного выполнения следующих условий:• наличия сформированной в отношении ГТП генерации в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ценовой заявки на планирование объемов производства;• наличия установленных Системным оператором ограничений минимальной мощности ( $VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПБР}$) в отношении ГТП генерации или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в отношении объекта управления, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка.…Отклонение по оперативной внешней регулировочной инициативе по увеличению$V\_{i,p,h}^{ИВР(+)}$ определяется для поставщика как объем электрической энергии, соответствующий величине, на которую минимальный объем из:а) объема планового почасового производства электрической энергии $VG\_{i,p,h}^{тчк полн}$в ГТП участника оптового рынка;б) суммы диспетчерского объема и составляющих отклонений по внешней инициативе                     ($VG\_{i,p,h}^{ПБР+ИВО+ИВА}$) в ГТП участника оптового рынка;в) фактического объема электрической энергии ($VS\_{факт}$) в соответствующий час в данной ГТП;г) объема ограничения максимальной мощности, установленный Системным оператором  $VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПБР}$в ГТП участника оптового рынка,превышает максимальную величину из:a. $(VG\_{i,p,h}^{заявл})$ – минимальный объем в часовой подзаявке ценовой заявки участника оптового рынка i на планирование объема производства в отношении ГТП генерации p для часа h данных операционных суток, поданной в соответствии с Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), которая скорректирована с учетом п. 16 раздела 4 Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), с учетом указания участника в соответствии с Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) на намерение осуществлять куплю/продажу электроэнергии по модифицированным ценовым заявкам с учетом Pmax, который для целей применения данного подпункта настоящего Регламента принимается равным  $VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_уч\\_ПБР}$, ценовой параметр которого выше определенного в разделе 3 настоящего Регламента индикатора стоимости  $i\_{i,p}$, $(VG\_{i,p,h}^{Tзаяв>i})$, и с учетом объемов ОЦЗ на снижение объемов производства, рассчитываемого КО следующим образом:* + в случае если КО определил для данной ГТП объем  $VG\_{i,p,h}^{ОЦЗ(-)}$определенного в п. 2.1.4 настоящего Регламента, то:

$(VG\_{i,p,h}^{заявл})=min(VG\_{i,p,h}^{Tзаяв>i},VG\_{i,p,h}^{ОЦЗ(-)})$, * + в ином случае:

 $VG\_{i,p,h}^{заявл}=VG\_{i,p,h}^{Tзаяв>i}$;b) объема ограничения максимальной мощности, установленного Системным оператором          ($VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПДГ}$) в ГТП участника оптового рынка;в) объема, производимого с учетом величины ($VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_уч\\_ПБР}$) в ГТП участника оптового рынка;$V\_{i,p,h}^{ИВР(+)}=max(0,E-F)$, $$E=min\left(VG\_{i,p,h}^{тчк полн},VG\_{i,p,h}^{ПБР+ИВО+ИВА},VS\_{факт},VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПБР}\right)$$• в случае если величина  $VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПДГ}$ определена СО:$F=max\left(VG\_{i,p,h}^{заявл},VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПДГ},VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_уч\\_ПБР}\right)$.• в случае если величина  $VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПДГ}$ не определена СО:$F=max\left(VG\_{i,p,h}^{заявл},VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_уч\\_ПБР}\right)$. | Оперативная внешняя регулировочная инициатива по увеличениюОбъем отклонения по внешней регулировочной инициативе вверх ($V\_{i,p,h}^{ИВР(+)}$) на балансирующем рынке определяется в случае одновременного выполнения следующих условий:− наличия сформированной в отношении ГТП генерации в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ценовой заявки на планирование объемов производства;− наличия установленных Системным оператором ограничений минимальной мощности ( $VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПБР}$) в отношении ГТП генерации или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в отношении объекта управления, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка.…Отклонение по оперативной внешней регулировочной инициативе по увеличению$V\_{i,p,h}^{ИВР(+)}$ определяется для поставщика как объем электрической энергии, соответствующий величине, на которую минимальный объем из:1) объема планового почасового производства электрической энергии $VG\_{i,p,h}^{тчк полн}$в ГТП участника оптового рынка;2) суммы диспетчерского объема и составляющих отклонений по внешней инициативе                     ($VG\_{i,p,h}^{ПБР+ИВО+ИВА}$) в ГТП участника оптового рынка;3) фактического объема электрической энергии ($VS\_{факт}$) в соответствующий час в данной ГТП;4) объема ограничения максимальной мощности, установленный Системным оператором  $VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПБР}$в ГТП участника оптового рынка,превышает максимальную величину из:а) $(VG\_{i,p,h}^{заявл})$ – минимальный объем в часовой подзаявке ценовой заявки участника оптового рынка i на планирование объема производства в отношении ГТП генерации p для часа h данных операционных суток, поданной в соответствии с Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), которая скорректирована с учетом п. 16 раздела 4 Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), с учетом указания участника в соответствии с Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) на намерение осуществлять куплю/продажу электроэнергии по модифицированным ценовым заявкам с учетом Pmax, который для целей применения данного подпункта настоящего Регламента принимается равным  $VG\_{i,p,h}^{Pmax\\_уч\\_ПБР}$, ценовой параметр которого выше определенного в разделе 3 настоящего Регламента индикатора стоимости  $i\_{i,p}$, $(VG\_{i,p,h}^{Tзаяв>i})$, и с учетом объемов ОЦЗ на снижение объемов производства, рассчитываемого КО следующим образом:* + в случае если КО определил для данной ГТП объем  $VG\_{i,p,h}^{ОЦЗ(-)}$определенного в п. 2.1.4 настоящего Регламента, то:

$(VG\_{i,p,h}^{заявл})=min(VG\_{i,p,h}^{Tзаяв>i},VG\_{i,p,h}^{ОЦЗ(-)})$, * + в ином случае:

 $VG\_{i,p,h}^{заявл}=VG\_{i,p,h}^{Tзаяв>i}$;б) объема ограничения максимальной мощности, установленного Системным оператором          ($VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПДГ}$) в ГТП участника оптового рынка;в) объема, производимого с учетом величины ($VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_уч\\_ПБР}$) в ГТП участника оптового рынка;$V\_{i,p,h}^{ИВР(+)}=max(0,E-F)$, $$E=min\left(VG\_{i,p,h}^{тчк полн},VG\_{i,p,h}^{ПБР+ИВО+ИВА},VS\_{факт},VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПБР}\right)$$− в случае если величина  $VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПДГ}$ определена СО:$F=max\left(VG\_{i,p,h}^{заявл},VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПДГ},VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_уч\\_ПБР}\right)$.− в случае если величина  $VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_СО\\_ПДГ}$ не определена СО:$F=max\left(VG\_{i,p,h}^{заявл},VG\_{i,p,h}^{Pmin\\_уч\\_ПБР}\right)$. |
| **2.3.5** | Отклонение по собственной регулировочной инициативе по увеличению ($V\_{i,p,h}^{ИСР(+)}$) определяется в отношении часа *h* для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС *p* участника оптового рынка *i*, отнесенной к ценовой зоне оптового рынка:o для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС, для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, как разница между диспетчерским объемом, сформированным исходя из работы генерирующего оборудования на уровне, соответствующем минимальному значению генерирующей мощности, определенному на основании установленных ограничений на минимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, и объемом, производимым с учетом величины $\sum\_{g\in p}^{}VG\_{i,g,h}^{Pmin\\_уч\\_ПДГ}$:$V\_{i,p,h}^{ИСР(+)}=max(VG\_{i,p,h}^{ПБР}-\sum\_{g\in p}^{}VG\_{i,g,h}^{Pmin\\_уч\\_ПДГ};0)$; o для прочих ГТП генерации ГЭС или ГАЭС как:$V\_{i,p,h}^{ИСР(+)}=\sum\_{g\in p}^{}V\_{i,g,h}^{ИСР(+)}$.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **2.4.1.2**  | Публикация данных на сайте ОРЭМ СОВ течение 3 (трех) рабочих дней после окончания операционных суток СО определяет, передает ДДПР и публикует для участника оптового рынка – организации, осуществляющей экспортно-импортные операции в ГТП, зарегистрированных на соответствующих сечениях экспорта-импорта, на сайте ОРЭМ СО:• данные о составляющих величин отклонений, относимых на внешнюю инициативу, за исключением объемов отклонения $ΔО\_{ИВпр предварительно}$ ;• объем отклонения $ΔО\_{ИВпр предварительно}$, обусловленного поставкой электроэнергии по сечениям экспорта-импорта, зарегистрированным на границах ценовых зон оптового рынка, в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем в случаях, указанных в п. 8.1 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);• данные о согласованных СО изменениях (относительно торгового графика) заданного графика сальдо перетоков по официальному запросу организации, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, оформленному в виде диспетчерской заявки на изменение планового сальдо перетоков по соответствующему сечению экспорта-импорта;• объемы отклонений $ΔО\_{Ипр}$, определенные в соответствии с п. 5.5 *Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);• признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу в отношении сечений экспорта-импорта.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **2.4.3.1**  | …Распределение рассчитанной КО величины $ΔО\_{ИВпр}$ между ГТП экспорта/импортапроизводится КО следующим образом:​если $ΔО\_{ИВпр}\geq 0$, то: • $ΔО\_{ИВпр}^{имп}=-min\left(ΔО\_{ИВпр},-min\left(0,V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)\right)$;• $ΔО\_{ИВпр}^{эксп}=ΔО\_{ИВпр}+ΔО\_{ИВпр}^{имп}$;иначе:• $ΔО\_{ИВпр}^{эксп}=-min\left(\left|ΔО\_{ИВпр}\right|,max\left(0,V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)\right)$;• $ΔО\_{ИВпр}^{имп}=-\left(ΔО\_{ИВпр}-ΔО\_{ИВпр}^{эксп}\right)$.… | Заменить маркер списка на тире. |
| **2.4.4** | …При этом величина $ΔО\_{пар\\_раб\\_макс}$ определяется следующим образом:• если $sgn\left(V^{план ДДПР}-V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)=sgn\left(ΔО\_{эксп/имп}^{сеч}\right)$, то $ΔО\_{пар\\_раб\\_макс}=k^{пар раб макс}$;• если $sgn\left(V^{план ДДПР}-V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)\ne sgn\left(ΔО\_{эксп/имп}^{сеч}\right)$, то $ΔО\_{пар\\_раб\\_макс}=k^{пар раб макс}+\left|V^{план ДДПР}-V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right|$; … | Заменить маркер списка на тире. |
| **2.4.5.1** | …где:• для объемов отклонения по внешней инициативе ИВ1 ($X=ИВ1$): $V\_{Х}^{распред\\_имп}=-min\left(0, V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{имп}+ΔО\_{ИСпр}^{имп}$;$V\_{Х}^{распред\\_эксп}=max\left(0,V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{эксп}$;• для объемов отклонения по внешней инициативе ИВ0 ($X=ИВ0$): $V\_{Х}^{распред\\_имп}=-min\left(0, V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{имп}+ΔО\_{ИСпр}^{имп}+ΔО\_{ИВ1}^{имп}$;$V\_{Х}^{распред\\_эксп}=max\left(0,V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{эксп}+ΔО\_{ИВ1}^{эксп}$;• для объемов отклонения по внешней инициативе ИВА ($X=ИВА$): $V\_{Х}^{распред\\_имп}=-min\left(0, V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{имп}+ΔО\_{ИСпр}^{имп}+ΔО\_{ИВ1}^{имп}+ΔО\_{ИВ0}^{имп}$;$V\_{Х}^{распред\\_эксп}=max\left(0,V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{эксп}+ΔО\_{ИВ1}^{эксп}+ΔО\_{ИВ0}^{эксп}$;• для объемов отклонения по инициативе Ипр ($X=Ипр$):$V\_{Х}^{распред\\_имп}=-min\left(0, V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{имп}+ΔО\_{ИСпр}^{имп} +ΔО\_{ИВ1}^{имп}+ΔО\_{ИВ0}^{имп}+ΔО\_{ИВА}^{имп}$;$V\_{Х}^{распред\\_эксп}=max\left(0,V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{эксп}+ΔО\_{ИВ1}^{эксп}+ΔО\_{ИВ0}^{эксп}+ΔО\_{ИВА}^{эксп}$;• для объемов отклонения, относимого на параллельную работу энергосистем ДДПР ($X=ДДПР$): $V\_{Х}^{распред\\_имп}=-min\left(0, V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{имп}+ΔО\_{ИСпр}^{имп}+ΔО\_{ИВ1}^{имп}+ ΔО\_{ИВ0}^{имп}+ΔО\_{ИВА}^{имп}+ΔО\_{Ипр}^{имп}$;$V\_{Х}^{распред\\_эксп}=max\left(0,V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{эксп}+ΔО\_{ИВ1}^{эксп}+ΔО\_{ИВ0}^{эксп}+ΔО\_{ИВА}^{эксп}+ΔО\_{Ипр}^{эксп}$;• для объемов отклонения по собственной инициативе ИС ($X=ИС$): $V\_{Х}^{распред\\_имп}=-min\left(0, V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{имп}+ΔО\_{ИСпр}^{имп}+ΔО\_{ИВ1}^{имп}+ΔО\_{ИВ0}^{имп}+ ΔО\_{ИВА}^{имп}+ΔО\_{Ипр}^{имп}+ΔО\_{ДДПР}^{имп}$;$V\_{Х}^{распред\\_эксп}=max\left(0,V\_{s,h}^{сеч\\_экспорт/импорт}\right)+ΔО\_{ИВпр}^{эксп}+ΔО\_{ИВ1}^{эксп}+ΔО\_{ИВ0}^{эксп}+ΔО\_{ИВА}^{эксп} +ΔО\_{Ипр}^{эксп}+ΔО\_{ДДПР}^{эксп}$. | Заменить маркер списка на тире. |
| **2.4.5.2** | Транзитные сеченияДля ГТП экспорта (импорта), зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта (сечения экспорта-импорта России (Сибирь) – Северный Казахстан), соответствующих транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны), определяются составляющие величин отклонений:− если $ΔО\_{сеч}^{i\\_транзит}\geq 0$, то• $ΔО\_{эксп}^{i\\_транзит}=sgn\left(ΔО\_{ИС}^{эксп}\right)\*min\left(\left|ΔО\_{сеч}^{i\\_транзит}\right|,\left|ΔО\_{ИС}^{эксп}\right|\right)$;• $ΔО\_{эксп}^{λ\\_транзит}=ΔО\_{ИС}^{эксп} - ΔО\_{эксп}^{i\\_транзит}$;• $ΔО\_{имп}^{i\\_транзит}=sgn\left(ΔО\_{ИС}^{имп}\right)\*min\left(\left|ΔО\_{сеч}^{i\\_транзит}-ΔО\_{эксп}^{i\\_транзит}\right|,\left|ΔО\_{ИС}^{имп}\right|\right)$;• $ΔО\_{имп}^{λ\\_транзит}=ΔО\_{ИС}^{имп} - ΔО\_{имп}^{i\\_транзит}$;− иначе:• $ΔО\_{имп}^{i\\_транзит}=sgn\left(ΔО\_{ИС}^{имп}\right)\*min\left(\left|ΔО\_{сеч}^{i\\_транзит}\right|,\left|ΔО\_{ИС}^{имп}\right|\right)$;• $ΔО\_{имп}^{λ\\_транзит}=ΔО\_{ИС}^{имп} - ΔО\_{имп}^{i\\_транзит}$;•$ΔО\_{эксп}^{i\\_транзит}=sgn\left(ΔО\_{ИС}^{эксп}\right)\*min\left(\left|ΔО\_{сеч}^{i\\_транзит}+ΔО\_{имп}^{i\\_транзит}\right|,\left|ΔО\_{ИС}^{эксп}\right|\right)$;• $ΔО\_{эксп}^{λ\\_транзит}=ΔО\_{ИС}^{эксп} - ΔО\_{эксп}^{i\\_транзит}$. | Транзитные сеченияДля ГТП экспорта (импорта), зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта (сечения экспорта-импорта России (Сибирь) – Северный Казахстан), соответствующих транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны), определяются составляющие величин отклонений:а) если $ΔО\_{сеч}^{i\\_транзит}\geq 0$, то− $ΔО\_{эксп}^{i\\_транзит}=sgn\left(ΔО\_{ИС}^{эксп}\right)\*min\left(\left|ΔО\_{сеч}^{i\\_транзит}\right|,\left|ΔО\_{ИС}^{эксп}\right|\right)$;− $ΔО\_{эксп}^{λ\\_транзит}=ΔО\_{ИС}^{эксп} - ΔО\_{эксп}^{i\\_транзит}$;− $ΔО\_{имп}^{i\\_транзит}=sgn\left(ΔО\_{ИС}^{имп}\right)\*min\left(\left|ΔО\_{сеч}^{i\\_транзит}-ΔО\_{эксп}^{i\\_транзит}\right|,\left|ΔО\_{ИС}^{имп}\right|\right)$;− $ΔО\_{имп}^{λ\\_транзит}=ΔО\_{ИС}^{имп} - ΔО\_{имп}^{i\\_транзит}$;б) иначе:− $ΔО\_{имп}^{i\\_транзит}=sgn\left(ΔО\_{ИС}^{имп}\right)\*min\left(\left|ΔО\_{сеч}^{i\\_транзит}\right|,\left|ΔО\_{ИС}^{имп}\right|\right)$;− $ΔО\_{имп}^{λ\\_транзит}=ΔО\_{ИС}^{имп} - ΔО\_{имп}^{i\\_транзит}$;−$ ΔО\_{эксп}^{i\\_транзит}=sgn\left(ΔО\_{ИС}^{эксп}\right)\*min\left(\left|ΔО\_{сеч}^{i\\_транзит}+ΔО\_{имп}^{i\\_транзит}\right|,\left|ΔО\_{ИС}^{эксп}\right|\right)$;− $ΔО\_{эксп}^{λ\\_транзит}=ΔО\_{ИС}^{эксп} - ΔО\_{эксп}^{i\\_транзит}$. |
| **2.4.6** | …Для ГТП экспорта участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, в отношении которых в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) определен договорный объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности в случае одновременного выполнения следующих условий:• согласно п. 2.4.5 настоящего Регламента в отношении данной ГТП экспорта определен отличный от нуля объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения экспортной поставки;• величина фактического сальдо-объема поставки по данному сечению в данный час $VS\_{факт\\_сеч}$ не превышает сумму по всем регулируемым договорам *D* в отношении данной ГТП *r* величин $VC\_{i,D,r,h}^{ГТП РД}$, определенных в соответствии с п. 6.2.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),… | Заменить маркер списка на тире. |
| **2.7** | …1. в отношении ГТП потребления, отнесенной ко множеству $\left\{P^{РД ГЭС}\right\}$, не отнесенной ко входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, но включающей внутризональный энергорайон, работающий синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенным к данной территории:

• для основной части ГТП потребления (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, в отношении которых СО в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента передана ненулевая величины $ΔO\_{агрег}^{ИС\left(-\right)}$  или $ΔO\_{агрег}^{ИС\left(+\right)}$ ):…• в случае если СО в отношении такой ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан ненулевой объем $ΔO\_{агрег}^{ИС\left(-\right)}$, то…• в случае если СО в отношении указанной ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан ненулевой объем $ΔO\_{агрег}^{ИС\left(+\right)}$, то:…• в отношении внутризонального энергорайона в составе такой ГТП потребления КО определяет объемы $V\_{i,p,h}^{1 ВЭ}$, $V\_{i,p,h}^{4 ВЭ}$, $V\_{i,p,h}^{5 ВЭ}$ следующим образом:…​• в случае если в отношении этого внутризонального энергорайона не осуществляется поставка электрической энергии по договорам, в рамках которых осуществляется торговля электрической энергией и мощностью по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, ($VC\_{i,p,h}^{ГТПпок\\_РД\\_ДВ}=0$ или не определен) то…​​1. в отношении ГТП потребления, отнесенной ко множеству $\left\{P^{РД ГЭС}\right\}$, отнесенной ко входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, но включающей внутризональный энергорайон, энергоснабжение которого производится из части второй ценовой зоны, ранее не относившейся к неценовым зонам:

• для основной части ГТП потребления (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, в отношении которых СО в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента передана ненулевая величина $ΔO\_{агрег}^{ИС\left(-\right)}$ или $ΔO\_{агрег}^{ИС\left(+\right)}$):…$ $• в случае если СО в отношении такой ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан ненулевой объем $ΔO\_{агрег}^{ИС\left(-\right)}$, то…• случае если СО в отношении указанной ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан ненулевой объем $ΔО\_{агрег}^{ИС\left(+\right)}$, то:…• в отношении внутризонального энергорайона КО определяет следующие объемы:…Для ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, содержащей в своем составе внутризональный энергорайон, объемы отклонений, обусловленные действиями агрегаторов управления изменением режима потребления электрической энергии в рамках оказания соответствующих услуг, $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_агрег\\_неб\left(+\right)}$ и $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_агрег\\_неб\left(-\right)}$ рассчитываются следующим образом:• если $∆О\_{i,p,h}^{осн}-ΔО\_{ИВА}>0$, то:$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_агрег\\_неб\left(+\right)}=V\_{i,p,h}^{3 осн}$ и $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_агрег\\_неб\left(-\right)}=0$• если $∆О\_{i,p,h}^{осн}-ΔО\_{ИВА}<0$, то:$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_агрег\\_неб\left(+\right)}=0$ и $ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_агрег\\_неб\left(-\right)}=min\left(ΔО\_{агрег}^{ИС\left(-\right)}, \left|∆О\_{i,p,h}^{осн}-ΔО\_{ИВА}\right|\right)$;• иначе:$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_агрег\\_неб\left(+\right)}=0$*и*$ΔО\_{i,p,h}^{ИС\\_агрег\\_неб\left(-\right)}=0$*.* | Заменить маркер списков на тире. |
| **3.1.1** | Определение суммарных объемов инициатив для целей расчета стоимости в неценовой зоне Калининградской области: ▪ Для ГТП генерации или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных к неценовым зонам оптового рынка, КО определяет величины отклонений $∆O\_{i,q,z,h}^{ИВ\left(+\right)}$, $∆O\_{i,q,z,h}^{ИВ\left(-\right)}$, $∆O\_{i,q,z,h}^{ИС\left(+\right)}$, $∆O\_{i,q,z,h}^{ИС\left(-\right)}$ следующим образом:…▪ Для ГТП потребления, отнесенных к неценовым зонам оптового рынка, КО определяет величины отклонений $∆O\_{i,p,z,h}^{ИВ\left(+\right)}$, $∆O\_{i,p,z,h}^{ИВ\left(-\right)}$, $∆O\_{i,p,z,h}^{ИС\left(-\right)}$,  $∆O\_{i,p,z,h}^{ИС\left(+\right)}$следующим образом:…▪ Для ГТП экспорта, ГТП импорта, отнесенных к неценовым зонам оптового рынка, КО определяет величины отклонений $∆O\_{i,p(эксп),z,h}^{ИВ(+)}$, $∆O\_{i,p(эксп),z,h}^{ИВ(-)}$,  $∆O\_{i,p(эксп),z,h}^{ИС(-)}$,  $∆O\_{i,p(эксп),z,h}^{ИС(+)}$,  $∆O\_{i,q(имп),z,h}^{ИВ(+)}$,  $∆O\_{i,q(имп),z,h}^{ИВ(-)}$,  $∆O\_{i,q(имп),z,h}^{ИС(-)}$,  $∆O\_{i,q(имп),z,h}^{ИС(+)}$ следующим образом:… | Заменить маркер списка на тире. |
| **3.1.2** | …До 6 числа (включительно) месяца, следующего за расчетным, поставщик предоставляет КО в отношении ГТП генерации ГЭС следующую информацию (исключая случаи представления в установленном порядке поставщиком в КО данной информации ранее и отсутствия изменений в указанной информации):• Наименование электростанции;• Код зарегистрированной ГТП генерации ГЭС;• Наименование(-я) водного(-ых) объекта(-ов);• Вид (-ы) применяемой (-ых) ставки (-ок) (ставка водного налога, применяемая при использовании водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики, либо ставка платы за пользование водными объектами или их частей без забора (изъятия) водных ресурсов для целей производства электрической энергии) с указанием месяца начала применения данной ставки;• Наименование соответствующего бассейна;• Ставка водного налога, применяемая при использовании водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики в течение указанного периода (руб./тыс.кВт∙ч) или Ставка платы за пользование водным объектом без забора (изъятия) водных ресурсов для целей производства электрической энергии, применяемая в течение указанного периода (руб./тыс.кВт∙ч).…В случае если в отношении ГТП генерации ГЭС, зарегистрированной на оптовом рынке электроэнергии (мощности), поставщиком до 6 числа (включительно) месяца, следующего за расчетным месяцем, в установленном порядке не была предоставлена в КО информация о ставке водного налога, применяемой при использовании водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики, в отношении данного месяца либо ставке платы за пользование водных объектов или их частей без забора (изъятия) водных ресурсов для целей производства электрической энергии в отношении данного расчетного месяца, то при расчете расчетных показателей стоимости отклонений по данной ГТП генерации в отношении указанного расчетного месяца КО в качестве величины  $T\_{э}^{ГЭС\\_водн.налог}$ использует следующую величину:• величину ставки водного налога, применяемой при использовании водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики (ставки платы за пользование водных объектов или их частей без забора (изъятия) водных ресурсов для целей производства электрической энергии), согласно предоставленной в установленном порядке в КО информации о величине ставки водного налога, применяемой при использовании водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики, либо ставки платы за пользование водных объектов или их частей без забора (изъятия) водных ресурсов для целей производства электрической энергии) в отношении более раннего расчетного периода и примененной КО в отношении предыдущего расчетного периода, – в случае предоставления поставщиком в КО в установленном порядке указанной информации в отношении месяца более раннего, чем расчетный месяц;• максимальную из ставок водного налога, применяемых при использовании водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики, установленных Налоговым кодексом Российской Федерации, с учетом умножения на коэффициент (-ы) в соответствии с п. 1.1 ст. 333.12 Налогового кодекса Российской Федерации – в случае отсутствия ранее принятых ставок за предыдущие расчетные месяцы.…4) Величина $η$ определяется следующим образом: 1. если $\sum\_{hϵ∆T}^{}VS\_{факт}\_{i,q,h}\ne 0$ и $\sum\_{hϵ∆T}^{}VS\_{факт}\_{i,p,h}\ne 0$, то

$η=max(0,7;\frac{\sum\_{hϵ∆T}^{}VS\_{факт}\_{i,q,h}}{\sum\_{hϵ∆T}^{}VS\_{факт}\_{i,p,h}})$;*в)* в иных случаях $η=1$;…Величина $T\_{э}^{ГАЭС\\_покупка}$ определяется следующим образом: 1. если  $\sum\_{h\in d}^{}VG\_{i,q,h}^{ГТП ППП}\ne 0$ и $\sum\_{h\in d}^{}VС\_{i,p,h}^{\*ГТП ППП}\ne 0$

и если• $\left|η-\frac{\sum\_{h\in d}^{}VG\_{i,q,h}^{ГТП ППП}}{\sum\_{h\in d}^{}VС\_{i,p,h}^{\*ГТП ППП}}\right|\leq 0,2$*,*то$T\_{э}^{ГАЭС\\_покупка}=\frac{\sum\_{h\in d}^{}λ\_{i,p,h}^{ГТП}\*VС\_{i,p,h}^{\*ГТП ППП}}{\sum\_{h\in d}^{}VС\_{i,p,h}^{\*ГТП ППП}}$;• $0,2<\left|η-\frac{\sum\_{h\in d}^{}VG\_{i,q,h}^{ГТП ППП}}{\sum\_{h\in d}^{}VС\_{i,p,h}^{\*ГТП ППП}}\right|\leq 0,3$ *,*то$T\_{э}^{ГАЭС\\_покупка}=\frac{\sum\_{h\in m}^{}λ\_{i,p,h}^{ГТП}\*VС\_{i,p,h}^{\*ГТП ППП}}{\sum\_{h\in m}^{}VС\_{i,p,h}^{\*ГТП ППП}}$;…9) Для каждой ГТП *p* участника оптового рынка *i* в отношении каждого часа *h* – величины $i\_{i,p}$, определенной следующим образом:• в случае если в отношении ГТП одновременно наступило событие, указанное в подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также во всех узлах расчетной модели, к которым отнесена соответствующая ГТП потребления *р* (всех РГЕ, включенных в данную ГТП, – для ГТП генерации, либо на соответствующем сечении экспорта-импорта – для ГТП экспорта/импорта), в отношении данного часа *h* в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) СО не определены значения индикаторов стоимости диспетчерских объемов – величина  $i\_{i,p}$ принимается равной цене на электрическую энергию, определенной в соответствующей ГТП *p* в отношении данного часа *h* в соответствии с подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);• для ГТП экспорта/импорта величина  $i\_{i,p}=i\_{s}$,где• для ГТП экспорта/импорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) и не являющихся транзитными:$i\_{s}=k1\*i\_{S(1)}+k2\*i\_{S(2)}$;• для прочих ГТП экспорта/импорта величина $i\_{s}$ определяется как значение индикатора стоимости диспетчерских объемов, определенное по результатам проведения наиболее позднего по времени конкурентного отбора заявок для балансирования системы в соответствии с Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);…• в остальных случаях величина  $i\_{i,p}$ определяется как сумма: • по всем узлам g расчетной модели, относящихся к данной ГТП p участника i, – для ГТП потребления p;• по всем РГЕ g, отнесенным к данной ГТП p участника i, – для ГТП генерации p, –​произведений индикатора диспетчерских объемов и коэффициента отнесения объема ПБР:$i\_{i,p}=\sum\_{g\in p}^{}i\_{i,p,g}\*K\_{i,p,g}^{ПБР}$,…11) Для каждой ГТП *p* участника оптового рынка *i* в отношении каждого часа *h* – цена для балансирования системы на увеличение $Ц\_{i,p}^{+}$, определенная следующим образом:• в случае если одновременно наступило событие, указанное в подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также во всех узлах расчетной модели, к которым отнесена соответствующая ГТП потребления *р* (всех РГЕ, включенных в данную ГТП, – для ГТП генерации, либо на соответствующем сечении экспорта-импорта – для ГТП экспорта/импорта), в отношении данного часа *h* в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) СО не определены значения индикаторов стоимости диспетчерских объемов – величина$Ц\_{i,p}^{+}$принимается равной цене на электрическую энергию, определенной в соответствующей ГТП *p* в отношении данного часа *h* в соответствии с подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);• для ГТП экспорта/импорта цена $Ц\_{i,p}^{+}$ для балансирования системы на увеличение принимается равной цене для балансирования системы на увеличение на соответствующем сечении *s* экспорта-импорта: $Ц\_{s}^{+}=max(σ\_{s};i\_{s})$. В случае если одна из величин  $σ\_{s}$ или $i\_{s}$ не определена, она исключается из расчета величины  $Ц\_{s}^{+}$;• в остальных случаях цена для балансирования системы  $Ц\_{i,p}^{+}$ на увеличение определяется как сумма по всем узлам расчетной модели, относящимся к данной ГТП участника, произведений цены для балансирования системы на увеличение и коэффициента отнесения объема ПБР :$Ц\_{i,p}^{+}=\sum\_{g\in p}^{}Ц^{+}\*K\_{i,p,g}^{ПБР}$. (1)12) Для каждой ГТП *p* участника оптового рынка *i* в отношении каждого часа *h* – цена для балансирования системы на уменьшение $Ц\_{i,p}^{-}$, определенная следующим образом:• в случае если одновременно наступило событие, указанное в подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также во всех узлах расчетной модели, к которым отнесена соответствующая ГТП потребления *р* (всех РГЕ, включенных в данную ГТП, – для ГТП генерации, либо на соответствующем сечении экспорта-импорта – для ГТП экспорта/импорта), в отношении данного часа *h* в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) СО не определены значения индикаторов стоимости диспетчерских объемов – величина $Ц\_{i,p}^{-}$ принимается равной цене на электрическую энергию, определенной в соответствующей ГТП *p* в отношении данного часа *h* в соответствии с подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);• для ГТП экспорта/импорта $Ц\_{i,p}^{-}$ для балансирования системы на уменьшение принимается равной цене для балансирования системы на уменьшение на соответствующем сечении *s* экспорта-импорта: $Ц\_{s}^{-}=min(σ\_{s};i\_{s})$ В случае если одна из величин $σ\_{s}$ или $i\_{s}$ не определена, она исключается из расчета величины  $Ц\_{s}^{-}$;• в остальных случаях цена для балансирования системы  $Ц\_{i,p}^{-}$ на увеличение определяется как сумма по всем узлам расчетной модели, относящимся к данной ГТП участника, произведений цены для балансирования системы на уменьшение и коэффициента отнесения объема ПБР:$Ц\_{i,p}^{-}=\sum\_{g\in p}^{}Ц^{-}\*K\_{i,p,g}^{ПБР}$. (2)… 19.1) КО для определения цены ($T\_{заявл}$) и расчета соответствующих ставок на отклонения использует пары <цена−количество>, сформированные следующим образом:• для ГТП генерации и ГТП экспорта/импорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, для которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также для объектов управления, отнесенных к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой:…• для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой – если в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) была (-и) сформирована (-ы) ценовая (-ые) заявка (-и) участника, в отношении данного часа операционных суток в отношении объекта (-ов) управления, отнесенного (-ых) к данной ГТП потребления, то КО формирует в отношении данного часа операционных суток пары <цена−количество> посредством горизонтального суммирования пар <цена – количество> в ценовых заявках по соответствующим объектам управления (с учетом преобразований в соответствии с данным пунктом настоящего Регламента).19.2) В отношении ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер), для которых в соответствии с подпунктом 19.1 п. 3.1.2 настоящего Регламента были определены ценовые заявки в отношении данного часа операционных суток, цены ($T\_{заявл}$) принимаются равными 1 руб./МВт∙ч.Для участников, в отношении ГТП которых в соответствии с подпунктом 19.1 п. 3.1.2 настоящего Регламента были определены ценовые заявки в отношении данного часа операционных суток, цены ($T\_{заявл}$), используемые для расчета соответствующих ставок при:• увеличении объемов по внешней инициативе для ГТП генерации;• увеличении либо снижении объемов по внешней инициативе для ГТП экспорта (импорта);• снижении объемов по внешней инициативе для объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой; • увеличении либо снижении объемов по собственной инициативе для ГТП генерации;• увеличении либо снижении объемов по собственной инициативе для ГТП экспорта (импорта)• увеличении либо снижении объемов по собственной инициативе для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой,…19.3) В отношении ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер), для которых в соответствии с подпунктом 19.1 п. 3.1.2 настоящего Регламента были определены ценовые заявки в отношении данного часа операционных суток, средневзвешенная цена в заявке (<$T\_{заявл}$>), используемая при определении стоимости отклонений по внешней инициативе по уменьшению для ГТП генерации, принимается равной 1 руб./МВт∙ч.Для ГТП генерации, в отношении которой в соответствии с подпунктом 19.1 п. 3.1.2 настоящего Регламента была определена ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, средневзвешенная цена в заявке (<$T\_{заявл}$>), используемая при определении стоимости отклонений по внешней инициативе по уменьшению для ГТП генерации, определятся следующим образом:• если  $\sum\_{l}^{}VG\_{i,p,h}^{ГТП bid}(l)\ne 0$, то$<T\_{заявл}>=\frac{\sum\_{l}^{}VG\_{i,p,h}^{ГТП bid}(l)\*T\_{i,p,h}^{ГТП}(l)}{\sum\_{l}^{}VG\_{i,p,h}^{ГТП bid}(l)}$,• если  $\sum\_{l}^{}VG\_{i,p,h}^{ГТП bid}(l)=0$, то  $<T\_{заявл}>=i\_{i,p,h}$,…Для объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в отношении которого в соответствии с подпунктом 19.1 п. 3.1.2 настоящего Регламента была определена ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, средневзвешенная цена в заявке (<$T\_{заявл}$>), используемая при определении стоимости отклонений по внешней инициативе в сторону увеличения сальдо потребления (снижения сальдо генерации) по ГТП потребления с регулируемой нагрузкой определяется КО следующим образом:• если  $\sum\_{l}^{}VG\_{i,h}^{Бл-стан bid}(l)\ne 0$, то $<T\_{заявл}>=\frac{\sum\_{l}^{}VG\_{i,h}^{Бл-стан bid}(l)\*T\_{i,h}^{Бл-стан}(l)}{\sum\_{l}^{}VG\_{i,h}^{Бл-стан bid}(l)}$;• если  $\sum\_{l}^{}VG\_{i,h}^{Бл-стан bid}(l)=0$, то  $<T\_{заявл}>=i\_{i,b,h}$; …1. если в ценовой заявке участника, сформированной с учетом выполнения указанных в подпункте а) данного подпункта настоящего Регламента модификаций, максимальный объем в парах <цена−количество> ниже величины максимума из $VG\_{i,p,h}^{Рmax\\_уч\\_ПДГ}$ и $VG\_{i,p,h}^{Рmax\\_уч\\_ПБР}$, то КО увеличивает значение <количество> в паре <цена−количество> с максимальным значением <количество> до значения указанной величины $VG\_{i,p,h}^{Рmax\\_уч\\_ПБР}$, при этом:

• объем ИВР(-) соответствует диапазону значений <количества> от D до $D+V\_{i,p,h}^{ИВР(-)}$, определенных в соответствии с п. 2.3.3 настоящего Регламента;• объем ИВР(+) соответствует диапазону значений <количества> от F до $F+V\_{i,p,h}^{ИВР(+)}$, определенных в соответствии с п. 2.3.4 настоящего Регламента.… | …Заменить маркер списка на тире.…Заменить маркер списка на тире.…4) Величина $η$ определяется следующим образом: 1. если $\sum\_{hϵ∆T}^{}VS\_{факт}\_{i,q,h}\ne 0$ и $\sum\_{hϵ∆T}^{}VS\_{факт}\_{i,p,h}\ne 0$, то

$η=max(0,7;\frac{\sum\_{hϵ∆T}^{}VS\_{факт}\_{i,q,h}}{\sum\_{hϵ∆T}^{}VS\_{факт}\_{i,p,h}})$;*б)* в иных случаях $η=1$;…Заменить маркер списка на тире.…9) Для каждой ГТП *p* участника оптового рынка *i* в отношении каждого часа *h* – величины $i\_{i,p}$, определенной следующим образом:а) в случае если в отношении ГТП одновременно наступило событие, указанное в подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также во всех узлах расчетной модели, к которым отнесена соответствующая ГТП потребления *р* (всех РГЕ, включенных в данную ГТП, – для ГТП генерации, либо на соответствующем сечении экспорта-импорта – для ГТП экспорта/импорта), в отношении данного часа *h* в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) СО не определены значения индикаторов стоимости диспетчерских объемов – величина  $i\_{i,p}$ принимается равной цене на электрическую энергию, определенной в соответствующей ГТП *p* в отношении данного часа *h* в соответствии с подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);б) для ГТП экспорта/импорта величина  $i\_{i,p}=i\_{s}$,где− для ГТП экспорта/импорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) и не являющихся транзитными:$i\_{s}=k1\*i\_{S(1)}+k2\*i\_{S(2)}$;− для прочих ГТП экспорта/импорта величина $i\_{s}$ определяется как значение индикатора стоимости диспетчерских объемов, определенное по результатам проведения наиболее позднего по времени конкурентного отбора заявок для балансирования системы в соответствии с Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);…в) в остальных случаях величина  $i\_{i,p}$ определяется как сумма: − по всем узлам g расчетной модели, относящихся к данной ГТП p участника i, – для ГТП потребления p;− по всем РГЕ g, отнесенным к данной ГТП p участника i, – для ГТП генерации p, –​произведений индикатора диспетчерских объемов и коэффициента отнесения объема ПБР:$i\_{i,p}=\sum\_{g\in p}^{}i\_{i,p,g}\*K\_{i,p,g}^{ПБР}$,…Заменить маркер списка на тире.…19.1) КО для определения цены ($T\_{заявл}$) и расчета соответствующих ставок на отклонения использует пары <цена−количество>, сформированные следующим образом:1. для ГТП генерации и ГТП экспорта/импорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, для которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также для объектов управления, отнесенных к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой:…2. для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой – если в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) была (-и) сформирована (-ы) ценовая (-ые) заявка (-и) участника, в отношении данного часа операционных суток в отношении объекта (-ов) управления, отнесенного (-ых) к данной ГТП потребления, то КО формирует в отношении данного часа операционных суток пары <цена−количество> посредством горизонтального суммирования пар <цена – количество> в ценовых заявках по соответствующим объектам управления (с учетом преобразований в соответствии с данным пунктом настоящего Регламента).19.2) В отношении ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер), для которых в соответствии с подпунктом 19.1 п. 3.1.2 настоящего Регламента были определены ценовые заявки в отношении данного часа операционных суток, цены ($T\_{заявл}$) принимаются равными 1 руб./МВт∙ч.Для участников, в отношении ГТП которых в соответствии с подпунктом 19.1 п. 3.1.2 настоящего Регламента были определены ценовые заявки в отношении данного часа операционных суток, цены ($T\_{заявл}$), используемые для расчета соответствующих ставок при:1) увеличении объемов по внешней инициативе для ГТП генерации;2) увеличении либо снижении объемов по внешней инициативе для ГТП экспорта (импорта);3) снижении объемов по внешней инициативе для объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой; 4) увеличении либо снижении объемов по собственной инициативе для ГТП генерации;5) увеличении либо снижении объемов по собственной инициативе для ГТП экспорта (импорта)6) увеличении либо снижении объемов по собственной инициативе для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой,…Заменить маркер списка на тире.… Заменить маркер списка на тире.…Заменить маркер списка на тире.… |