**I.1. Изменения, связанные с дистанционным управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок**

**Приложение № 1.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** АО «СО ЕЭС».  **Обоснование:** приведение регламентов оптового рынка в соответствие с проектом постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок».  **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок». |

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

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **4.4** | 4.4. Формирование планового ДГ и команд диспетчерского управления по результатам расчета ПБР По результатам расчета ПБР формируются:   * диспетчерские распоряжения (ДР), направляемые на объекты управления участников оптового рынка, в отношении ГТП в целом либо по каждой из режимных генерирующих (потребляющих) единиц, входящих в ГТП; * диспетчерские команды по ГОУ соответствующего уровня диспетчерского управления.   При этом:   * если результаты очередного расчета ПБР одобрены дежурным персоналом ЦДУ, значения мощности в ГТП участников, полученные в ходе расчета этого ПБР, приходящиеся на окончания диспетчерских интервалов, доводятся до объектов управления как плановый ДГ; * если результаты очередного расчета ПБР не одобрены дежурным персоналом ЦДУ, точками планового ДГ являются значения мощности, полученные в ходе предыдущего одобренного расчета ПБР (ППБР).   По точкам ПБР формируются значения мощности в диспетчерских распоряжениях в отношении всех объектов генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ценовые заявки которых учитывались в конкурентном отборе для балансирования системы. Значения мощностей в плановом ДГ и в диспетчерском распоряжении равны.  При расчете ПБР значения мощности планового ДГ в отношении фактически прошедших часов не изменяются. Для ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, по которым в ходе реализации диспетчерского управления в реальном времени были отданыдиспетчерские команды на изменение активной мощности, формируется уточненный диспетчерский график (УДГ).  Для ГТП генерации и ГТП потребления ГАЭС, включенных в один ГОУ, СО осуществляет раздельное формирование объемов, определенных согласно УДГ, исходя из режима работы ГАЭС (работа в режиме генератора или насосном режиме). | 4.4. Формирование планового ДГ и команд диспетчерского управления по результатам расчета ПБР По результатам расчета ПБР формируются:   * диспетчерские распоряжения (ДР), направляемые на объекты управления участников оптового рынка, в том числе с использованием средств дистанционного управления, в отношении ГТП в целом либо по каждой из режимных генерирующих (потребляющих) единиц, входящих в ГТП; * диспетчерские команды (команды дистанционного управления) по ГОУ соответствующего уровня диспетчерского управления.   При этом:   * если результаты очередного расчета ПБР одобрены дежурным персоналом ЦДУ, значения мощности в ГТП участников, полученные в ходе расчета этого ПБР, приходящиеся на окончания диспетчерских интервалов, доводятся до объектов управления как плановый ДГ; * если результаты очередного расчета ПБР не одобрены дежурным персоналом ЦДУ, точками планового ДГ являются значения мощности, полученные в ходе предыдущего одобренного расчета ПБР (ППБР).   По точкам ПБР формируются значения мощности в диспетчерских распоряжениях в отношении всех объектов генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ценовые заявки которых учитывались в конкурентном отборе для балансирования системы. Значения мощностей в плановом ДГ и в диспетчерском распоряжении равны.  При расчете ПБР значения мощности планового ДГ в отношении фактически прошедших часов не изменяются. Для ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, по которым в ходе реализации диспетчерского управления в реальном времени были отданыдиспетчерские команды (команды дистанционного управления) на изменение активной мощности, формируется уточненный диспетчерский график (УДГ).  Для ГТП генерации и ГТП потребления ГАЭС, включенных в один ГОУ, СО осуществляет раздельное формирование объемов, определенных согласно УДГ, исходя из режима работы ГАЭС (работа в режиме генератора или насосном режиме). |
| **4.6** | Диспетчерское распоряжение о вводе нового планового ДГ, доводимое через шлюз СО, задает плановый режим работы генерирующего оборудования по заданному перечню значений активной нагрузки для объекта генерации на конец каждого часа до конца операционных суток, соответствующих плановому ДГ. Диспетчерское распоряжение о вводе нового планового ДГ подлежит исполнению, если иное не задано диспетчерской командой. | Диспетчерское распоряжение о вводе нового планового ДГ, доводимое через шлюз СО, задает плановый режим работы генерирующего оборудования по заданному перечню значений активной нагрузки для объекта генерации на конец каждого часа до конца операционных суток, соответствующих плановому ДГ. Диспетчерское распоряжение о вводе нового планового ДГ подлежит исполнению, если иное не задано диспетчерской командой (командой дистанционного управления). |
| **5** | Управление режимами работы объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой осуществляется в соответствии с диспетчерскими распоряжениями и диспетчерскими командами дежурного персонала СО.  Диспетчерские распоряжения, формируемые после одобрения расчета ПБР дежурным персоналом СО, содержат плановый ДГ на весь период планирования. Если по условиям, изложенным в п. 4.3 настоящего Регламента, ПБР не может быть одобрен СО, то в качестве планового ДГ принимается плановый ДГ, полученный в предыдущем одобренном расчете ПБР, или, если в отношении периодов, отнесенных к данным операционным суткам, на данный момент времени не был одобрен расчет ни одного ПБР, – плановый ДГ, сформированный на основе ППБР.  В течение любого периода времени диспетчер СО имеет право отдавать голосовые диспетчерские команды на уточнение плановых ДГ отдельных объектов генерации и объектов управления, относящихся к ГТП генерации и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в целях регулирования частоты или поддержания режимов ЕЭС в области допустимых электрических режимов, определяемой сетевыми ограничениями, уровнями напряжения в контрольных пунктах энергосистем, необходимостью поддержания вращающихся резервов активной мощности, а также в целях проверки наличия фактических резервов мощности генерирующего оборудования. Уточненный диспетчерский график (УДГ) формируется в результате отдачи диспетчерской команды. При отсутствии отданных диспетчерских команд плановый и уточненный диспетчерский графики совпадают.  По запросу оперативного персонала контррегулирующих ГЭС, определяемых в соответствии с п. 3.3.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), на изменение графика нагрузки ГЭС, необходимое для перераспределения переменных расходов воды вышележащей регулирующей высоконапорной гидроэлектростанции, диспетчер СО отдает голосовые диспетчерские команды на уточнение плановых ДГ по внешней инициативе.  Диспетчерские команды, отданные с использованием телефонной связи СО, подлежат обязательной аудиозаписи и регистрации средствами специализированного ПО в соответствии с разделом 7 настоящего *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Управление режимами работы объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой осуществляется в соответствии с диспетчерскими распоряжениями и диспетчерскими командами (командами дистанционного управления) соответствующих диспетчерских центров.  Диспетчерские распоряжения, формируемые после одобрения расчета ПБР дежурным персоналом СО, содержат плановый ДГ на весь период планирования. Если по условиям, изложенным в п. 4.3 настоящего Регламента, ПБР не может быть одобрен СО, то в качестве планового ДГ принимается плановый ДГ, полученный в предыдущем одобренном расчете ПБР, или, если в отношении периодов, отнесенных к данным операционным суткам, на данный момент времени не был одобрен расчет ни одного ПБР, – плановый ДГ, сформированный на основе ППБР.  В течение любого периода времени диспетчер СО имеет право отдавать диспетчерские команды и команды дистанционного управления на уточнение плановых ДГ отдельных объектов генерации и объектов управления, относящихся к ГТП генерации и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в целях регулирования частоты или поддержания режимов ЕЭС в области допустимых электрических режимов, определяемой сетевыми ограничениями, уровнями напряжения в контрольных пунктах энергосистем, необходимостью поддержания вращающихся резервов активной мощности, а также в целях проверки наличия фактических резервов мощности генерирующего оборудования. Уточненный диспетчерский график (УДГ) формируется в результате отдачи диспетчерской команды (команды дистанционного управления). При отсутствии отданных диспетчерских команд (команд дистанционного управления) плановый и уточненный диспетчерский графики совпадают.  По запросу оперативного персонала контррегулирующих ГЭС, определяемых в соответствии с п. 3.3.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), на изменение графика нагрузки ГЭС, необходимое для перераспределения переменных расходов воды вышележащей регулирующей высоконапорной гидроэлектростанции, диспетчер СО отдает диспетчерские команды (команды дистанционного управления) на уточнение плановых ДГ по внешней инициативе.  Диспетчерские команды, отданные с использованием телефонной связи СО, подлежат обязательной аудиозаписи. Диспетчерские команды (команды дистанционного управления) подлежат обязательной регистрации средствами специализированного ПО в соответствии с разделом 7 настоящего *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **6.2** | В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» СО является организацией, осуществляющей единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченной на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с регулируемой нагрузкой.  В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937, диспетчерское управление – это такая организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера диспетчерского центра либо путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра. | В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» СО является организацией, осуществляющей единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченной на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с регулируемой нагрузкой.  В соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 (далее – Правила ОДУ), оперативно-диспетчерское управление осуществляется посредством отдачи диспетчерских команд, выдачи распоряжений и разрешений, путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления и путем использования противоаварийной и режимной автоматики, а также посредством реализации иных решений, действий и мероприятий в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики.  Диспетчерские команды, разрешения, распоряжения и команды дистанционного управления из диспетчерских центров являются обязательными для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии. |
| **6.4** | Целью действия второй части вторичного контура управления режимами объектов генерации является диспетчерское регулирование частоты и предотвращение или ликвидация режимов с параметрами, недопустимыми для оборудования и (или) не удовлетворяющими требованиям к качеству электроэнергии. Управление осуществляется за счет формирования диспетчерским персоналом СО и быстрой реализации участниками оптового рынка диспетчерских команд, направленных на нормализацию возникающих в темпе реального времени незапланированных отклонений параметров балансов мощности, электрических режимов и состояния оборудования: | Целью действия второй части вторичного контура управления режимами объектов генерации является диспетчерское регулирование частоты и предотвращение или ликвидация режимов с параметрами, недопустимыми для оборудования и (или) не удовлетворяющими требованиям к качеству электроэнергии. Управление осуществляется за счет формирования диспетчерским персоналом СО и быстрой реализации участниками оптового рынка диспетчерских команд (команды дистанционного управления), направленных на нормализацию возникающих в темпе реального времени незапланированных отклонений параметров балансов мощности, электрических режимов и состояния оборудования: |
| **6.5.1.3** | 3) при необходимости увеличения объемов производства электроэнергии диспетчерский персонал СО формирует оперативные команды на загрузку мощностей объектов управления активной мощностью в порядке возрастания цены, при этом минимальный объем команды может быть ограничен величиной, не превышающей 2,5 % от величины суммарного регулировочного диапазона объектов управления соответствующего диспетчерского центра. | 3) при необходимости увеличения объемов производства электроэнергии диспетчерский персонал СО формирует диспетчерские команды (команды дистанционного управления) на загрузку мощностей объектов управления активной мощностью в порядке возрастания цены, при этом минимальный объем команды может быть ограничен величиной, не превышающей 2,5 % от величины суммарного регулировочного диапазона объектов управления соответствующего диспетчерского центра. |
| **6.5.1.4** | 3) при необходимости снижения нагрузки генерации диспетчерский персонал СО формирует оперативные команды на разгрузку или останов мощностей объектов управления активной мощностью в порядке снижения цены, при этом минимальный объем команды может быть ограничен величиной, не превышающей 2,5 % от величины суммарного регулировочного диапазона объектов управления соответствующего диспетчерского центра. | 3) при необходимости снижения нагрузки генерации диспетчерский персонал СО формирует диспетчерские команды (команды дистанционного управления) на разгрузку или останов мощностей объектов управления активной мощностью в порядке снижения цены, при этом минимальный объем команды может быть ограничен величиной, не превышающей 2,5 % от величины суммарного регулировочного диапазона объектов управления соответствующего диспетчерского центра. |
| **6.5.2** | **6.5.2. Алгоритм формирования ранжированных таблиц, используемых при управлении режимами работы ЕЭС в период между выдаваемыми по результатам расчета ПБР регулярными командами** | **6.5.2. Алгоритм формирования ранжированных таблиц, используемых при управлении режимами работы ЕЭС в период между выдаваемыми по результатам расчета ПБР распоряжениями** |
| **6.8.4** | В целях проверки наличия фактических резервов мощности СО имеет право осуществлять выборочную загрузку до максимальной мощности генерирующего оборудования путем отдачи внеплановой диспетчерской команды на период от 1 до 3 часов без учета ранжированных таблиц объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой, формируемых в соответствии с п. 6.5.1 настоящего Регламента, но не более трех раз в течение месяца в отношении одного ГОУ.  СО имеет право осуществлять выборочное включение генерирующего оборудования путем отдачи внеплановой диспетчерской команды, заявленного участником оптового рынка в резерв, без учета результатов ВСВГО и без учета ранжированных таблиц объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой, формируемых в соответствии с п. 6.5.1 настоящего Регламента. Максимальное количество включений одной ЕГО в течение одного месяца по причине проверки наличия фактических резервов мощности не должно превышать 3 (трех) раз. При этом ЕГО, в случае успешного включения в сеть для целей проверки наличия фактических резервов мощности в течение месяца, до конца рассматриваемого месяца дальнейшей проверке путем включения в сеть по описанному выше алгоритму не подлежат. | В целях проверки наличия фактических резервов мощности СО имеет право осуществлять выборочную загрузку до максимальной мощности генерирующего оборудования путем отдачи диспетчерской команды на период от 1 до 3 часов без учета ранжированных таблиц объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой, формируемых в соответствии с п. 6.5.1 настоящего Регламента, но не более трех раз в течение месяца в отношении одного ГОУ.  СО имеет право осуществлять выборочное включение генерирующего оборудования путем отдачи диспетчерской команды, заявленного участником оптового рынка в резерв, без учета результатов ВСВГО и без учета ранжированных таблиц объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой, формируемых в соответствии с п. 6.5.1 настоящего Регламента. Максимальное количество включений одной ЕГО в течение одного месяца по причине проверки наличия фактических резервов мощности не должно превышать 3 (трех) раз. При этом ЕГО, в случае успешного включения в сеть для целей проверки наличия фактических резервов мощности в течение месяца, до конца рассматриваемого месяца дальнейшей проверке путем включения в сеть по описанному выше алгоритму не подлежат. |
| **6.8.6** | **6.8.6.1. Изменение режима работы СЭС/ВЭС**  Изменение режима работы СЭС/ВЭС, находящихся в управлении соответствующих диспетчерских центров СО, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд или команд телеуправления из соответствующего диспетчерского центра в случае реализации участником оптового рынка функций телеуправления технологическим режимом работы оборудования СЭС/ВЭС из диспетчерского центра СО:   * на ограничение (снижение) плановой нагрузки СЭС/ВЭС (вплоть до нулевого значения). Оперативный персонал СЭС/ВЭС (система телеуправления технологическим режимом работы оборудования СЭС/ВЭС) реализует ограничение (снижение) нагрузки электростанции разгрузкой генерирующего оборудования до заданного значения нагрузки, а при отсутствии технической возможности разгрузки электростанции – отключением от сети генерирующего оборудования; * на отключение от сети генерирующего оборудования СЭС/ВЭС.   Отдача указанных команд в отношении СЭС/ВЭС осуществляется только в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы при условии отсутствия возможности ввода параметров электроэнергетического режима энергосистемы в область допустимых значений за счет использования третичного резерва на разгрузку генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС.  По завершении выполнения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы для СЭС/ВЭС должна быть отдана диспетчерская команда на работу электростанции по плановому диспетчерскому графику. Оперативный персонал СЭС/ВЭС при получении такой команды реализует ее путем включения в работу генерирующего оборудования СЭС/ВЭС, набора нагрузки электростанции до значения, указанного в плановом диспетчерском графике.  **6.8.6.2. Отдача команд в отношении СЭС/ВЭС**  Отдача команд в отношении СЭС/ВЭС осуществляется на основании РЖТ ВИЭ, формируемых в следующем порядке.   1. Формирование РЖТ ВИЭ осуществляется на основании следующих данных:    1. Данные о выходе СЭС/ВЭС на оптовый рынок в соответствии с Реестром участников оптового рынка электроэнергии, допущенных к участию в торговле электрической энергией с 1-го числа календарного месяца, следующего за текущим, передаваемым ежемесячно КО СО в согласованном формате;    2. Информация о продолжительности действия зарегистрированных в отношении всех ГОУ электростанций ВИЭ стандартных документируемых диспетчерских команд на ограничение (снижение) или отключение нагрузки СЭС/ВЭС за предшествующие 1095 календарных суток, начиная с суток *Х*-3, где *Х* – операционные сутки, на которые формируется РЖТ ВИЭ (далее по настоящему пункту – команды). 2. РЖТ ВИЭ формируется отдельно для каждой операционной зоны ОДУ и РДУ. 3. При формировании РЖТ ВИЭ все СЭС/ВЭС распределяются на две группы ранжирования. В первую очередь команды на ограничение (снижение) или отключение нагрузки отдаются для СЭС/ВЭС, включенных в Группу ранжирования 1.    1. **Группа ранжирования 1** – в нее включаются СЭС/ВЭС, в отношении которых команды не зарегистрированы. В случае если имеется несколько СЭС/ВЭС, в отношении которых команды не зарегистрированы, наибольший приоритет на ограничение (снижение) или отключение нагрузки устанавливается для СЭС/ВЭС, в состав которой входят ГТП с более поздней датой предоставления права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке.    2. **Группа ранжирования 2** – в нее включаются СЭС/ВЭС, в отношении которых команды зарегистрированы. Ранжирование СЭС/ВЭС в данной группе производится по продолжительности действия команд (в минутах). Приоритет на ограничение (снижение) или отключение нагрузки устанавливается для СЭС/ВЭС, в отношении которых зарегистрирована наименьшая продолжительность действия команд. При совпадении продолжительности действия зарегистрированных команд в отношении нескольких СЭС/ВЭС приоритет на ограничение (снижение) или отключение нагрузки устанавливается для СЭС/ВЭС, в состав которой входят ГТП с более поздней датой предоставления права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке. 4. При подсчете продолжительности действия команд не учитываются команды, зарегистрированные в отношении СЭС/ВЭС в целях предотвращения возможного отключения действием защит одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи классом напряжения 110 киловольт и ниже, которая в соответствии с техническим решением по выдаче мощности данной СЭС/ВЭС является единственной линией, по которой может осуществляться выдача мощности данной СЭС/ВЭС. | **6.8.6.1. Изменение режима работы СЭС/ВЭС**  Изменение режима работы СЭС/ВЭС, находящихся в управлении соответствующих диспетчерских центров СО, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд или команд дистанционного управления из соответствующего диспетчерского центра в случае реализации участником оптового рынка функций дистанционного управления технологическим режимом работы оборудования СЭС/ВЭС из диспетчерского центра СО:   * на ограничение (снижение) плановой нагрузки СЭС/ВЭС (вплоть до нулевого значения). Оперативный персонал СЭС/ВЭС (система дистанционного управления технологическим режимом работы оборудования СЭС/ВЭС) реализует ограничение (снижение) нагрузки электростанции разгрузкой генерирующего оборудования до заданного значения нагрузки, а при отсутствии технической возможности разгрузки электростанции – отключением от сети генерирующего оборудования; * на отключение от сети генерирующего оборудования СЭС/ВЭС.   Отдача указанных команд в отношении СЭС/ВЭС осуществляется только в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы при условии отсутствия возможности ввода параметров электроэнергетического режима энергосистемы в область допустимых значений за счет использования третичного резерва на разгрузку генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС.  По завершении выполнения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы для СЭС/ВЭС должна быть отдана диспетчерская команда (команда дистанционного управления) на работу электростанции по плановому диспетчерскому графику. Оперативный персонал СЭС/ВЭС при получении диспетчерской команды реализует ее путем включения в работу генерирующего оборудования СЭС/ВЭС, набора нагрузки электростанции до значения, указанного в плановом диспетчерском графике.  **6.8.6.2. Отдача диспетчерских команд (команд дистанционного управления) в отношении СЭС/ВЭС**  Отдача диспетчерских команд (команд дистанционного управления) в отношении СЭС/ВЭС осуществляется на основании РЖТ ВИЭ, формируемых в следующем порядке.   1. Формирование РЖТ ВИЭ осуществляется на основании следующих данных:    1. Данные о выходе СЭС/ВЭС на оптовый рынок в соответствии с Реестром участников оптового рынка электроэнергии, допущенных к участию в торговле электрической энергией с 1-го числа календарного месяца, следующего за текущим, передаваемым ежемесячно КО СО в согласованном формате;    2. Информация о продолжительности действия зарегистрированных в отношении всех ГОУ электростанций ВИЭ диспетчерских команд (команд дистанционного управления) на ограничение (снижение) или отключение нагрузки СЭС/ВЭС за предшествующие 1095 календарных суток, начиная с суток *Х*-3, где *Х* – операционные сутки, на которые формируется РЖТ ВИЭ (далее по настоящему пункту – команды). 2. РЖТ ВИЭ формируется отдельно для каждой операционной зоны ОДУ и РДУ. 3. При формировании РЖТ ВИЭ все СЭС/ВЭС распределяются на две группы ранжирования. В первую очередь диспетчерские команды (команды дистанционного управления) на ограничение (снижение) или отключение нагрузки отдаются для СЭС/ВЭС, включенных в Группу ранжирования 1.    1. **Группа ранжирования 1** – в нее включаются СЭС/ВЭС, в отношении которых диспетчерские команды (команды дистанционного управления) не зарегистрированы. В случае если имеется несколько СЭС/ВЭС, в отношении которых диспетчерские команды (команды дистанционного управления) не зарегистрированы, наибольший приоритет на ограничение (снижение) или отключение нагрузки устанавливается для СЭС/ВЭС, в состав которой входят ГТП с более поздней датой предоставления права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке.    2. **Группа ранжирования 2** – в нее включаются СЭС/ВЭС, в отношении которых диспетчерские команды (команды дистанционного управления) зарегистрированы. Ранжирование СЭС/ВЭС в данной группе производится по продолжительности действия диспетчерских команд (команд дистанционного управления) (в минутах). Приоритет на ограничение (снижение) или отключение нагрузки устанавливается для СЭС/ВЭС, в отношении которых зарегистрирована наименьшая продолжительность действия диспетчерских команд (команд дистанционного управления). При совпадении продолжительности действия зарегистрированных диспетчерских команд (команд дистанционного управления) в отношении нескольких СЭС/ВЭС приоритет на ограничение (снижение) или отключение нагрузки устанавливается для СЭС/ВЭС, в состав которой входят ГТП с более поздней датой предоставления права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке. 4. При подсчете продолжительности действия диспетчерских команд (команд дистанционного управления) не учитываются команды, зарегистрированные в отношении СЭС/ВЭС в целях предотвращения возможного отключения действием защит одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи классом напряжения 110 киловольт и ниже, которая в соответствии с техническим решением по выдаче мощности данной СЭС/ВЭС является единственной линией, по которой может осуществляться выдача мощности данной СЭС/ВЭС. |
| **6.8.7** | При управлении ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ (участие ГЭС в АВРЧМ) изменение мощности осуществляется в соответствии с заданием вторичной мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ относительно задания плановой мощности ГЭС в пределах имеющихся резервов вторичного регулирования. Задание плановой мощности ГЭС в ГРАМ (ГРАРМ) должно соответствовать значению планового диспетчерского графика (ПБР). В случае необходимости, исходя из режимных условий, изменение задания плановой мощности ГЭС в ГРАМ (ГРАРМ) осуществляется с использованием СДПМ или по команде диспетчера СО. | При управлении ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ (участие ГЭС в АВРЧМ) изменение мощности осуществляется в соответствии с заданием вторичной мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ относительно задания плановой мощности ГЭС в пределах имеющихся резервов вторичного регулирования. Задание плановой мощности ГЭС в ГРАМ (ГРАРМ) должно соответствовать значению планового диспетчерского графика (ПБР). В случае необходимости, исходя из режимных условий, изменение задания плановой мощности ГЭС в ГРАМ (ГРАРМ) осуществляется с использованием СДПМ или по диспетчерской команде. |
| **6.8.8** | Изменение режима работы генерирующих объектов, имеющих зоны недопустимой нагрузки, находящихся в управлении соответствующих диспетчерских центров СО, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд с учетом наличия зоны недопустимой нагрузки, заявленной участниками оптового рынка, в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), либо на основании имеющейся в распоряжении СО информации. | Изменение режима работы генерирующих объектов, имеющих зоны недопустимой нагрузки, находящихся в управлении соответствующих диспетчерских центров СО, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд (команд дистанционного управления) с учетом наличия зоны недопустимой нагрузки, заявленной участниками оптового рынка, в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), либо на основании имеющейся в распоряжении СО информации. |
| **7** | Диспетчерский персонал СО в процессе оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и взаимодействия с персоналом объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой осуществляет обмен информацией о событиях и действиях по управлению режимами работы объектов генерации и их эксплуатационными состояниями, передаваемой в электронном виде средствами специализированного ПО и (или) устно по телефону, включающей:   1. диспетчерские распоряжения; 2. диспетчерские команды; 3. диспетчерские разрешения; 4. диспетчерские сообщения; 5. оперативные уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования; 6. сообщения о фактических срабатываниях средств режимной и противоаварийной автоматики; 7. сообщения о случившихся нарушениях допустимых параметров режима (перетоки мощности, токи, уровни напряжения); 8. оперативные ценопринимающие заявки; 9. иные необходимые сообщения, уведомления и запросы. | Диспетчерский персонал СО в процессе оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и взаимодействия с персоналом объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой осуществляет обмен информацией о событиях и действиях по управлению режимами работы объектов генерации и их эксплуатационными состояниями, передаваемой в электронном виде средствами специализированного ПО, с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра и (или) устно по телефону, включающей:   1. диспетчерские распоряжения; 2. диспетчерские команды; 3. диспетчерские разрешения; 4. диспетчерские сообщения; 5. оперативные уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования; 6. сообщения о фактических срабатываниях средств режимной и противоаварийной автоматики; 7. сообщения о случившихся нарушениях допустимых параметров режима (перетоки мощности, токи, уровни напряжения); 8. оперативные ценопринимающие заявки; 9. команды дистанционного управления; 10. иные необходимые сообщения, уведомления и запросы. |
| **7.1** | В соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854) Порядок отдачи и регистрации диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых диспетчерским персоналом СО при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками (далее – Порядок отдачи и регистрации команд) устанавливается СО.  Перечень стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками, являются неотъемлемой частью Порядка отдачи и регистрации команд. | В соответствии с Правилами ОДУ Порядок отдачи и регистрации диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых диспетчерским персоналом СО при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками (далее – Порядок отдачи и регистрации команд) устанавливается СО.  Перечень стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками, являются неотъемлемой частью Порядка отдачи и регистрации команд. |
| **7.3** | На каждом диспетчерском пункте СО должно быть организовано документирование информации о действиях и результатах оперативного диспетчерского управления режимами.  Все отданные и зарегистрированные с помощью средств аудиозаписи диспетчерские команды, распоряжения, разрешения и сообщения из числа входящих в Перечень стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками, в обязательном порядке регистрируются диспетчерским персоналом средствами специализированного программного обеспечения (далее – электронный журнал) в соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд. | На каждом диспетчерском пункте СО должно быть организовано документирование информации о действиях и результатах оперативного диспетчерского управления режимами.  Все отданные и зарегистрированные, том числе с помощью средств аудиозаписи, диспетчерские команды, распоряжения, разрешения и сообщения из числа входящих в Перечень стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками, в обязательном порядке регистрируются диспетчерским персоналом средствами специализированного программного обеспечения (далее – электронный журнал) в соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд. |
| **9** | В случае необходимости информацию о зарегистрированных в электронном журнале диспетчерских командах СО передает КО по запросу в согласованном формате. | В случае необходимости информацию о зарегистрированных диспетчерских командах (командах дистанционного управления) СО передает КО по запросу в согласованном формате. |
| **9.1** | В соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд до участников оптового рынка в течение суток Х доводятся зарегистрированные в электронном журнале диспетчерские команды, разрешения и сообщения путем размещения персонифицированных данных на шлюзе СО по заданному расписанию. | В соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд до участников оптового рынка в течение суток Х доводятся зарегистрированные диспетчерские команды (команды дистанционного управления), разрешения и сообщения путем размещения персонифицированных данных на шлюзе СО по заданному расписанию. |

## Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА ЗАЯВОК ДЛЯ БАЛАНСИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **7.1** | Для каждого участника оптового рынка в отношении каждой зарегистрированной для него ГТП Коммерческий оператор до 18 часов 30 минут по времени ценовой зоны 17-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте электронное сообщение, содержащее персонифицированные результаты, включающие в себя в отношении каждого операционного часа:   * объемы электроэнергии, включенные в диспетчерские объемы, плановые объемы внешних инициатив, внеплановые объемы внешних инициатив, разделенные на обусловленные внеплановыми командами и срабатыванием автоматики, объемы собственных инициатив, величины регулировочных инициатив, использованные для определения финансовых результатов участника оптового рынка, цены на балансирование, объемы для распределения отрицательной разницы небаланса балансирующего рынка и другие показатели, от которых зависит результат; | Для каждого участника оптового рынка в отношении каждой зарегистрированной для него ГТП Коммерческий оператор до 18 часов 30 минут по времени ценовой зоны 17-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте электронное сообщение, содержащее персонифицированные результаты, включающие в себя в отношении каждого операционного часа:   * объемы электроэнергии, включенные в диспетчерские объемы, плановые объемы внешних инициатив, внеплановые объемы внешних инициатив, разделенные на обусловленные диспетчерскими командами (командами дистанционного управления) и срабатыванием автоматики, объемы собственных инициатив, величины регулировочных инициатив, использованные для определения финансовых результатов участника оптового рынка, цены на балансирование, объемы для распределения отрицательной разницы небаланса балансирующего рынка и другие показатели, от которых зависит результат; |

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

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **2.2** | * составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу 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 Архангельска, неценовой зоны Коми и неценовой зоны Калининграда, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным диспетчерскими командами 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; * для ГТП генерации, отнесенных к территории второй неценовой зоны, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным диспетчерскими командами и равная разнице между объемом электроэнергии, определяемым указанными командами (объем производства согласно УДГ), и объемом, ранее заданным плановым ДГ, являющимся результатом формирования ДДГ, 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; * составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ0-1 (), обусловленная формированием планового диспетчерского графика и определяемая в соответствии с п. 2.2.2 настоящего Регламента; * составляющая величина отклонения по внешней инициативе 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 (), определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным управляющими воздействиями противоаварийной и (или) режимной автоматики, командами (распоряжениями) 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 величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу 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 Архангельска, неценовой зоны Коми и неценовой зоны Калининграда, 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; * для ГТП генерации, отнесенных к территории второй неценовой зоны, 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 формирования ДДГ, 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; * составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ0-1 (), обусловленная формированием планового диспетчерского графика и определяемая в соответствии с п. 2.2.2 настоящего Регламента; * составляющая величина отклонения по внешней инициативе 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 (), 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; |
| **2.2.3** | 2.2.3. Внешняя инициатива ИВ0 Составляющая величина отклонения по внешней инициативе () определяется СО для каждого часа операционных суток:  – в отношении ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления) как изменение планового ДГ, заданное диспетчерскими командами СО, в том числе в целях проверки наличия фактических резервов мощности генерирующего оборудования, и равная разности между объемом электроэнергии, определенным согласно УДГ, и объемом электроэнергии, определенном в плановом ДГ (для второй неценовой зоны – между объемом УДГ и доводимым диспетчерским графиком) в отношении ГОУ, однозначно соответствующего данной ГТП;  – в отношении ГТП импорта, ГТП экспорта как изменение по запросу СО планового сальдо перетоков электроэнергии по соответствующему сечению экспорта-импорта, согласованное СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме. Для сечения экспорта-импорта, включающего линии электропередачи, пересекающие границы ЕЭС России с несколькими зарубежными энергосистемами, при изменении планового перетока СО осуществляет согласование сальдо перетока по каждой зарубежной энергосистеме отдельно.  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 ), входящих в состав группового объекта управления (ГОУ), весь объем отклонения фактической поставки электроэнергии , 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 команды диспетчера Системного оператора.   Из указанных объемов, относимых на внешнюю инициативу ИВ0, исключаются объемы отклонений, отнесенные Системным оператором на собственную инициативу :  – обусловленные ограничениями диапазона регулирования активной мощности по техническим причинам, в том числе в связи с аварийными отключениями в период времени, пока изменения состава/параметров генерирующего оборудования, вызванные указанными аварийными отключениями, не учтены в расчете ПБР, – в объеме, равном положительной разности между объемом производства согласно ПБР и фактической максимальной мощности генерирующего оборудования, готового к выработке электрической энергии, определенной в установленном п. 3.4.12 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) порядке;  – обусловленные несогласованным изменением величины задания плановой мощности в отношении ГОУ ГЭС, находящихся под управляющим воздействием систем АРЧМ, – в объеме, равном положительной разнице между объемом плановой мощности, согласно ПБР или заданной диспетчером СО, и объемом фактической плановой мощности, установленной в ГРАМ (ГРАРМ);  – сформированные в соответствии с буллитом «г» настоящего пункта при присвоении признака участия в регулировании.  Признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу присваивается ГОУ в случае формирования по ГОУ одного из следующих признаков:   * + - * 1. признак участия в регулировании;         2. признак внешнего воздействия;         3. признак участия в плановых специальных испытаниях.   Признак участия в регулировании присваивается ГОУ в часы, в отношении которых выполняется хотя бы одно из следующих условий:  а) данное ГОУ относится к типу ГЭС и не относится к ГОУ, в состав которого входят РГЕ, используемые для оказания услуг по АВРЧМ, и находится под управляющим воздействием систем АРЧМ, при условии регистрации фактов срабатывания соответствующих автоматических устройств (при наличии ненулевого значения задания вторичной мощности) или при изменении по команде диспетчера СО, а также с помощью СДПМ задания плановой мощности данного ГОУ ГЭС в ГРАМ (ГРАРМ) по отношению к плановому диспетчерскому графику. В случаях неудовлетворительного участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании, зафиксированных в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), признак участия в регулировании ГОУ не присваивается;  б) данное ГОУ относится к типу ГЭС и регулирует частоту или переток активной мощности по команде диспетчера или объект генерации, которому соответствует данное ГОУ, является регулирующим частоту или переток активной мощности в случае выделения на изолированную работу энергорайонов в одной или нескольких операционных зонах диспетчерского управления, что подтверждено соответствующей командой;  в) все ГОУ, каждый из которых однозначно соответствует одной ГТП генерации ГЭС (одному объекту управления типа ГЭС, отнесенному к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой), отнесенные к одному ГОУ ГЭС более высокого уровня, объединены системой АРЧМ и находятся под ее управляющим воздействием;  г) ГОУ однозначно соответствует ГТП генерации регулирующих ГАЭС, к которым относятся гидроаккумулирующие электростанции установленной мощностью более 1000 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом суточного регулирования, необходимым для выравнивания суточной неравномерности графика нагрузки. В случае включения или отключения гидрогенераторов ГАЭС для проведения разрешенных испытаний, в том числе на генерирующем оборудовании, находящемся в ремонте, отклонения в объеме, соответствующем определенной по данным СОТИАССО величине выработки включаемого или отключаемого генерирующего оборудования, но не более величины отклонения фактической выработки по ГОУ, определенной по данным СОТИАССО, от объема производства, заданного ПБР или командой СО, относятся на ИС.  Признак внешнего воздействия присваивается ГОУ в часы, в отношении которых выполняется одно из следующих условий:  а) изменение нагрузки ГОУ происходит вследствие воздействия режимной и противоаварийной автоматики, которая работала по причине внешнего фактора по отношению к ГОУ (включая воздействие систем ОПРЧ и т.п.), за исключением солнечных и ветровых электростанций, привлекаемых к участию в АРЧМ;  б) изменение нагрузки ГОУ, обусловленное работой противоаварийной автоматики или релейной защиты, приводящей к отключению генерирующего оборудования, за исключением случаев отключения оборудования солнечных или ветровых электростанций вследствие отключения действием защит одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи классом напряжения 110 (150) киловольт и ниже, которая в соответствии с техническим решением по выдаче мощности данной солнечной или ветровой электростанции является единственной линией, по которой может осуществляться выдача ее мощности;  в) для данного ГОУ действуют диспетчерские команды, отдаваемые в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, и команды в соответствующем часе исполнены в полном объеме.  Признак участия в плановых специальных испытаниях присваивается ГОУ в часы, в которых оборудование данного ГОУ участвовало в испытаниях, отнесенных в соответствии с п. 4.2 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) к плановым специальным испытаниям, в соответствии с согласованной с СО программой испытаний и разрешенными диспетчерскими заявками на проведение указанных испытаний, за исключением часов, в которых:   * произошли отключения генерирующего оборудования, не отнесенные в соответствии с п. 4.2 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) к категории учтенных в программе испытаний; * действовала команда на изменение графика генерации, отданная диспетчером СО по запросу оперативного персонала электростанции.   Признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу не присваивается ГОУ ГАЭС в часы работы ГАЭС в насосном режиме.  Если СО была зафиксирована команда, отданная участнику оптового рынка суммарно для нескольких групп точек поставки генерации – групповому объекту управления, то СО после отдачи команды на увеличение (уменьшение) производства электроэнергии суммарно для нескольких групп точек поставки генерации (группового объекта управления) должен осуществить разнесение данной команды между ГТП, входящими в данный групповой объект управления. При этом:  СО осуществляет однонаправленное распределение объема команды по ГОУ между ГТП, входящими в данный объект управления в соответствии с заявленными участником оптового рынка значениями команд ИВ0 по каждой ГТП генерации в случае выполнения следующих условий:  участник рынка обеспечил СО предоставление данных о распределении команды по ГТП генерации, и данных по активной мощности генераторов, позволяющих контролировать исполнение команд,  участник оптового рынка распределил команду СО между ГТП, входящими в данный объект управления таким образом, что составляющие величины отклонения, обусловленные командой СО в каждой ГТП однонаправлены с командой СО по групповому объекту управления,  сумма отклонений по всем ГТП, входящим в ГОУ равна суммарному отклонению, заданному командой СО по ГОУ;  при невыполнении указанных условий СО имеет право осуществить разнесение команды ИВО по ГТП генерации, относящихся к данному групповому объекту управления, пропорционально значению максимальной рабочей мощности генерирующего оборудования в соответствующей ГТП генерации в соответствующий час.  Для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой ИВ0 фиксируется СО в отношении объекта управления. Если объектом управления является режимная генерирующая единица, то составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВ0 принимается КО к расчету с обратным знаком.  Диспетчерские команды доводятся до объектов управления и регистрируются СО в соответствии с положениями, установленными *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*. | 2.2.3. Внешняя инициатива ИВ0 Составляющая величина отклонения по внешней инициативе () определяется СО для каждого часа операционных суток:  – в отношении ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления) как изменение планового ДГ, заданное диспетчерскими командами СО, в том числе в целях проверки наличия фактических резервов мощности генерирующего оборудования, или командами дистанционного управления и равная разности между объемом электроэнергии, определенным согласно УДГ, и объемом электроэнергии, определенном в плановом ДГ (для второй неценовой зоны – между объемом УДГ и доводимым диспетчерским графиком) в отношении ГОУ, однозначно соответствующего данной ГТП;  – в отношении ГТП импорта, ГТП экспорта как изменение по запросу СО планового сальдо перетоков электроэнергии по соответствующему сечению экспорта-импорта, согласованное СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме. Для сечения экспорта-импорта, включающего линии электропередачи, пересекающие границы ЕЭС России с несколькими зарубежными энергосистемами, при изменении планового перетока СО осуществляет согласование сальдо перетока по каждой зарубежной энергосистеме отдельно.  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 ), входящих в состав группового объекта управления (ГОУ), весь объем отклонения фактической поставки электроэнергии , 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).   Из указанных объемов, относимых на внешнюю инициативу ИВ0, исключаются объемы отклонений, отнесенные Системным оператором на собственную инициативу :  – обусловленные ограничениями диапазона регулирования активной мощности по техническим причинам, в том числе в связи с аварийными отключениями в период времени, пока изменения состава/параметров генерирующего оборудования, вызванные указанными аварийными отключениями, не учтены в расчете ПБР, – в объеме, равном положительной разности между объемом производства согласно ПБР и фактической максимальной мощности генерирующего оборудования, готового к выработке электрической энергии, определенной в установленном п. 3.4.12 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) порядке;  – обусловленные несогласованным изменением величины задания плановой мощности в отношении ГОУ ГЭС, находящихся под управляющим воздействием систем АРЧМ, – в объеме, равном положительной разнице между объемом плановой мощности, согласно ПБР или заданной диспетчером СО, и объемом фактической плановой мощности, установленной в ГРАМ (ГРАРМ);  – сформированные в соответствии с буллитом «г» настоящего пункта при присвоении признака участия в регулировании.  Признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу присваивается ГОУ в случае формирования по ГОУ одного из следующих признаков:   * + - * 1. признак участия в регулировании;         2. признак внешнего воздействия;         3. признак участия в плановых специальных испытаниях.   Признак участия в регулировании присваивается ГОУ в часы, в отношении которых выполняется хотя бы одно из следующих условий:  а) данное ГОУ относится к типу ГЭС и не относится к ГОУ, в состав которого входят РГЕ, используемые для оказания услуг по АВРЧМ, и находится под управляющим воздействием систем АРЧМ, при условии регистрации фактов срабатывания соответствующих автоматических устройств (при наличии ненулевого значения задания вторичной мощности) или при изменении по диспетчерской команде диспетчера СО (команде дистанционного управления), а также с помощью СДПМ задания плановой мощности данного ГОУ ГЭС в ГРАМ (ГРАРМ) по отношению к плановому диспетчерскому графику. В случаях неудовлетворительного участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании, зафиксированных в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), признак участия в регулировании ГОУ не присваивается;  б) данное ГОУ относится к типу ГЭС и регулирует частоту или переток активной мощности по диспетчерской команде или объект генерации, которому соответствует данное ГОУ, является регулирующим частоту или переток активной мощности в случае выделения на изолированную работу энергорайонов в одной или нескольких операционных зонах диспетчерского управления, что подтверждено соответствующей диспетчерской командой;  в) все ГОУ, каждый из которых однозначно соответствует одной ГТП генерации ГЭС (одному объекту управления типа ГЭС, отнесенному к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой), отнесенные к одному ГОУ ГЭС более высокого уровня, объединены системой АРЧМ и находятся под ее управляющим воздействием;  г) ГОУ однозначно соответствует ГТП генерации регулирующих ГАЭС, к которым относятся гидроаккумулирующие электростанции установленной мощностью более 1000 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом суточного регулирования, необходимым для выравнивания суточной неравномерности графика нагрузки. В случае включения или отключения гидрогенераторов ГАЭС для проведения разрешенных испытаний, в том числе на генерирующем оборудовании, находящемся в ремонте, отклонения в объеме, соответствующем определенной по данным СОТИАССО величине выработки включаемого или отключаемого генерирующего оборудования, но не более величины отклонения фактической выработки по ГОУ, определенной по данным СОТИАССО, от объема производства, заданного ПБР или диспетчерской командой СО, относятся на ИС.  Признак внешнего воздействия присваивается ГОУ в часы, в отношении которых выполняется одно из следующих условий:  а) изменение нагрузки ГОУ происходит вследствие воздействия режимной и противоаварийной автоматики, которая работала по причине внешнего фактора по отношению к ГОУ (включая воздействие систем ОПРЧ и т.п.), за исключением солнечных и ветровых электростанций, привлекаемых к участию в АРЧМ;  б) изменение нагрузки ГОУ, обусловленное работой противоаварийной автоматики или релейной защиты, приводящей к отключению генерирующего оборудования, за исключением случаев отключения оборудования солнечных или ветровых электростанций вследствие отключения действием защит одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи классом напряжения 110 (150) киловольт и ниже, которая в соответствии с техническим решением по выдаче мощности данной солнечной или ветровой электростанции является единственной линией, по которой может осуществляться выдача ее мощности;  в) для данного ГОУ действуют диспетчерские команды, отдаваемые в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, и указанные команды в соответствующем часе исполнены в полном объеме.  Признак участия в плановых специальных испытаниях присваивается ГОУ в часы, в которых оборудование данного ГОУ участвовало в испытаниях, отнесенных в соответствии с п. 4.2 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) к плановым специальным испытаниям, в соответствии с согласованной с СО программой испытаний и разрешенными диспетчерскими заявками на проведение указанных испытаний, за исключением часов, в которых:   * произошли отключения генерирующего оборудования, не отнесенные в соответствии с п. 4.2 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) к категории учтенных в программе испытаний; * действовала диспетчерская команда на изменение графика генерации, отданная диспетчером СО по запросу оперативного персонала электростанции.   Признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу не присваивается ГОУ ГАЭС в часы работы ГАЭС в насосном режиме.  Если СО была зафиксирована диспетчерская команда (команда дистанционного управления), отданная участнику оптового рынка суммарно для нескольких групп точек поставки генерации – групповому объекту управления, то СО после отдачи команды на увеличение (уменьшение) производства электроэнергии суммарно для нескольких групп точек поставки генерации (группового объекта управления) должен осуществить разнесение данной диспетчерской команды (команды дистанционного управления) между ГТП, входящими в данный групповой объект управления. При этом:  СО осуществляет однонаправленное распределение объема диспетчерской команды (команды дистанционного управления) по ГОУ между ГТП, входящими в данный объект управления в соответствии с заявленными участником оптового рынка значениями команд ИВ0 по каждой ГТП генерации в случае выполнения следующих условий:  участник рынка обеспечил СО предоставление данных о распределении диспетчерской команды (команды дистанционного управления) по ГТП генерации, и данных по активной мощности генераторов, позволяющих контролировать исполнение диспетчерских команд (команд дистанционного управления),  участник оптового рынка распределил диспетчерскую команду (команду дистанционного управления) СО между ГТП, входящими в данный объект управления таким образом, что составляющие величины отклонения, обусловленные диспетчерской командой (командой дистанционного управления) СО в каждой ГТП однонаправлены с командой СО по групповому объекту управления,  сумма отклонений по всем ГТП, входящим в ГОУ равна суммарному отклонению, заданному диспетчерской командой (командой дистанционного управления) СО по ГОУ;  при невыполнении указанных условий СО имеет право осуществить разнесение диспетчерской команды (команды дистанционного управления) ИВО по ГТП генерации, относящихся к данному групповому объекту управления, пропорционально значению максимальной рабочей мощности генерирующего оборудования в соответствующей ГТП генерации в соответствующий час.  Для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой ИВ0 фиксируется СО в отношении объекта управления. Если объектом управления является режимная генерирующая единица, то составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВ0 принимается КО к расчету с обратным знаком.  Диспетчерские команды (команды дистанционного управления) доводятся до объектов управления и регистрируются СО в соответствии с положениями, установленными *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*. |
| **2.2.5.2** | 2.2.5.2. Составляющая величина отклонения по внешней инициативе 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: а) при снижении объема потребления электроэнергии, обусловленного действием противоаварийной автоматики, а именно:   * автоматики предотвращения нарушения устойчивости; * автоматики ограничения повышения напряжения; * автоматики ограничения снижения напряжения; * автоматики ограничения перегрузки оборудования;   б) при снижении объема потребления электроэнергии, обусловленного вводом СО графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);  в) при изменении объема потребления электроэнергии в ГТП потребления, включающей в себя в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничных рынках (блок-станции), обусловленного изменением режима работы указанных электростанций в связи с отдачей диспетчером СО команд с причиной «Ликвидация аварии», отдаваемых в периоды предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и (или) аварийных ситуаций.  ...  Формирование составляющей величины отклонения по внешней инициативе () в ГТП потребления, включающей в себя в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничных рынках (блок-станции), обусловленного изменением режима работы указанных электростанций в связи с отдачей диспетчером СО команд по причине «Ликвидация аварии», отдаваемых в периоды предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и (или) аварийных ситуаций, выполняется СО при условии представления участником оптового рынка в СО не позднее 7 (седьмого) календарного дня месяца, следующего за отчетным, заявления о необходимости формирования величины отклонения по внешней инициативе, оформленного в соответствии с *Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*, на основании имеющейся у СО информации в следующем порядке:  - команды на загрузку:  ;  - команды на разгрузку:  ,  где – активная мощность электростанции (блок-станции) *i*, соответствующая плановому диспетчерскому графику, сформированному в соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), на конец минутного интервала *t*. Для минутных интервалов *t*, не приходящихся на конец часового интервала, значения плановой мощности определяются путем линейной интерполяции ближайших предшествующего и последующего часовых значений планового диспетчерского графика;  – фактическая среднеминутная нагрузка электростанции (блок-станции) *i* по данным СОТИАССО в момент времени *t*. При отсутствии поступающей в рамках СОТИАССО информации о величине фактической нагрузки электростанции *i* либо ее недостоверности значение указанного параметра принимается равным значению ;  *Т* – период действия команды диспетчера СО в часе *h* операционных суток расчетного периода;  *t* – минутные интервалы времени, приходящиеся на период действия команды;  *N* – множество электростанций *S* розничного рынка электроэнергии, относящихся в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* к соответствующей ГТП потребления, режим работы которых был изменен в связи с отдачей диспетчером СО команд с причиной «Ликвидация аварии», отдаваемых в периоды предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и (или) аварийных ситуаций.  По итогам отчетного месяца СО публикует на сайте ОРЭМ в персональных разделах участников оптового рынка, к ГТП потребления которых в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* относятся электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничных рынках (блок-станций):  - информацию об отданных диспетчером СО командах на изменение активной нагрузки указанных электростанций – не позднее 4 (четвертого) календарного дня месяца, следующего за отчетным;  - информацию о рассчитанных на основании заявлений участников оптового рынка в соответствии с настоящим пунктом составляющих величин отклонений по внешней инициативе () в ГТП потребления – не позднее 8 (восьмого) календарного дня месяца, следующего за отчетным. | 2.2.5.2. Составляющая величина отклонения по внешней инициативе 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: а) при снижении объема потребления электроэнергии, обусловленного действием противоаварийной автоматики, а именно:   * автоматики предотвращения нарушения устойчивости; * автоматики ограничения повышения напряжения; * автоматики ограничения снижения напряжения; * автоматики ограничения перегрузки оборудования;   б) при снижении объема потребления электроэнергии, обусловленного вводом СО графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);  в) при изменении объема потребления электроэнергии в ГТП потребления, включающей в себя в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничных рынках (блок-станции), обусловленного изменением режима работы указанных электростанций в связи с отдачей диспетчером СО диспетчерских команд с причиной «Ликвидация аварии», отдаваемых в периоды предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и (или) аварийных ситуаций.  ...  Формирование составляющей величины отклонения по внешней инициативе () в ГТП потребления, включающей в себя в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничных рынках (блок-станции), обусловленного изменением режима работы указанных электростанций в связи с отдачей диспетчером СО диспетчерских команд по причине «Ликвидация аварии», отдаваемых в периоды предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и (или) аварийных ситуаций, выполняется СО при условии представления участником оптового рынка в СО не позднее 7 (седьмого) календарного дня месяца, следующего за отчетным, заявления о необходимости формирования величины отклонения по внешней инициативе, оформленного в соответствии с *Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*, на основании имеющейся у СО информации в следующем порядке:  -диспетчерские команды на загрузку:  ;  -диспетчерские команды на разгрузку:  ,  где – активная мощность электростанции (блок-станции) *i*, соответствующая плановому диспетчерскому графику, сформированному в соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), на конец минутного интервала *t*. Для минутных интервалов *t*, не приходящихся на конец часового интервала, значения плановой мощности определяются путем линейной интерполяции ближайших предшествующего и последующего часовых значений планового диспетчерского графика;  – фактическая среднеминутная нагрузка электростанции (блок-станции) *i* по данным СОТИАССО в момент времени *t*. При отсутствии поступающей в рамках СОТИАССО информации о величине фактической нагрузки электростанции *i* либо ее недостоверности значение указанного параметра принимается равным значению ;  *Т* – период действия диспетчерской команды диспетчера СО в часе *h* операционных суток расчетного периода;  *t* – минутные интервалы времени, приходящиеся на период действия диспетчерской команды;  *N* – множество электростанций *S* розничного рынка электроэнергии, относящихся в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* к соответствующей ГТП потребления, режим работы которых был изменен в связи с отдачей диспетчером СО диспетчерских команд с причиной «Ликвидация аварии», отдаваемых в периоды предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и (или) аварийных ситуаций.  По итогам отчетного месяца СО публикует на сайте ОРЭМ в персональных разделах участников оптового рынка, к ГТП потребления которых в соответствии с *Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели* относятся электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничных рынках (блок-станций):  - информацию об отданных диспетчером СО диспетчерских командах на изменение активной нагрузки указанных электростанций – не позднее 4 (четвертого) календарного дня месяца, следующего за отчетным;  - информацию о рассчитанных на основании заявлений участников оптового рынка в соответствии с настоящим пунктом составляющих величин отклонений по внешней инициативе () в ГТП потребления – не позднее 8 (восьмого) календарного дня месяца, следующего за отчетным. |
| **5.1.2.1** | Признак включения ЕГО по внешней инициативе присваивается СО следующим пускам ЕГО в рассматриваемых операционных сутках:   * разрешенным СО фактическим пускам ЕГО не позднее часа, учтенного на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, при условии присвоения в соответствии с п. 4.3.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* признака включения «по оптимизации» или «режимный генератор»; * разрешенным СО фактическим пускам ЕГО не позднее часа, заданного командой диспетчера СО, в т.ч. пускам по команде диспетчера СО на включение в сеть в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.   Признак включения ЕГО по собственной инициативе присваивается СО во всех случаях, в которых включению ЕГО не присвоен признак включения по внешней инициативе.  Разрешенный СО по запросу участника оптового рынка фактический пуск ЕГО ранее времени, учтенного на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, или заданного командой диспетчера СО, в том числе после ремонтов или для целей проведения испытаний с последующим согласованным с СО оставлением ЕГО в работе, но в пределах текущих операционных суток или в пределах 4 часов от часа, в который данный пуск ЕГО был запланирован, является соответствующим запланированному или заданному командой диспетчера при условии, что ЕГО на конец каждого часа в период от момента фактического включения до часа, на который на этапе формирования актуализированной расчетной модели запланирован пуск, находится во включенном состоянии, определенном по данным СОТИАССО в соответствии с Техническими требованиями. При этом квалификация признаков инициативы пуска не изменяется. | Признак включения ЕГО по внешней инициативе присваивается СО следующим пускам ЕГО в рассматриваемых операционных сутках:   * разрешенным СО фактическим пускам ЕГО не позднее часа, учтенного на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, при условии присвоения в соответствии с п. 4.3.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* признака включения «по оптимизации» или «режимный генератор»; * разрешенным СО фактическим пускам ЕГО не позднее часа, заданного диспетчерской командой, в т.ч. пускам по диспетчерской команде на включение в сеть в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.   Признак включения ЕГО по собственной инициативе присваивается СО во всех случаях, в которых включению ЕГО не присвоен признак включения по внешней инициативе.  Разрешенный СО по запросу участника оптового рынка фактический пуск ЕГО ранее времени, учтенного на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, или заданного диспетчерской командой, в том числе после ремонтов или для целей проведения испытаний с последующим согласованным с СО оставлением ЕГО в работе, но в пределах текущих операционных суток или в пределах 4 часов от часа, в который данный пуск ЕГО был запланирован, является соответствующим запланированному или заданному командой диспетчера при условии, что ЕГО на конец каждого часа в период от момента фактического включения до часа, на который на этапе формирования актуализированной расчетной модели запланирован пуск, находится во включенном состоянии, определенном по данным СОТИАССО в соответствии с Техническими требованиями. При этом квалификация признаков инициативы пуска не изменяется. |

**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) |
| --- | --- | --- |
| **2.2** | Генерирующее оборудование генерирующих объектов ВИЭ (солнце/ветер), поставка мощности которых осуществляется по ДПМ ВИЭ, заключенным по результатам ОПВ, проведенных до 1 января 2021 года, в соответствии с Правилами оптового рынка признается готовым к выработке электрической энергии, если СО подтверждено, что поставщиком:2.2.1. Соблюдены согласованные СО до начала года совокупные сроки ремонта на данный год.2.2.2. Обеспечена готовность к отключению генерирующего оборудования по команде СО. | Генерирующее оборудование генерирующих объектов ВИЭ (солнце/ветер), поставка мощности которых осуществляется по ДПМ ВИЭ, заключенным по результатам ОПВ, проведенных до 1 января 2021 года, в соответствии с Правилами оптового рынка признается готовым к выработке электрической энергии, если СО подтверждено, что поставщиком:2.2.1. Соблюдены согласованные СО до начала года совокупные сроки ремонта на данный год.2.2.2. Обеспечена готовность к отключению генерирующего оборудования по диспетчерской команде СО (команде дистанционного управления). |
| **3.2** | Базовые и актуальные диапазоны регулирования реактивной мощности, представленные для режимов работы, отличных от номинальных, подлежат учету в установленном настоящим Регламентом порядке при оценке команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности. | Базовые и актуальные диапазоны регулирования реактивной мощности, представленные для режимов работы, отличных от номинальных, подлежат учету в установленном настоящим Регламентом порядке при оценке диспетчерских команд (команд дистанционного управления) на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности. |
| **3.2.2** | **3.2.2. Регистрация показателя фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности** Регистрации подлежат команды на изменение режима работы по реактивной мощности генерирующего оборудования каждой ГТП генерации *j* и полностью/частично неисполненные команды по каждой ГТП генерации *j*. К командам на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности относятся команды на изменение приема/ выдачи реактивной мощности или команды на регулирование напряжения.  Для каждой ГТП генерации участника оптового рынка в расчетном месяце *m* СО определяет:  – общее количество отданных СО по ГТП генерации *j* участника оптового рынка в расчетном месяце *m* команд на предоставление диапазона реактивной мощности;  – количество неисполненных по ГТП генерации *j* участника в расчетном месяце *m* команд на предоставление диапазона реактивной мощности.  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.   Контроль исполнения команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности осуществляется с учетом возможного отличия фактических условий работы генерирующего оборудования от типовых условий работы, для которых участниками оптового рынка в соответствии с Техническими требованиями представлены диапазоны регулирования реактивной мощности. При оценке исполнения команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности СО принимает во внимание предоставленные участниками оптового рынка обосновывающие материалы.  Если во время исполнения команды на регулирование напряжения проводятся пусковые операции отдельных единиц генерирующего оборудования, то для оценки исполнения команд используются стандартные критерии оценки, за исключением случаев пуска единственного в составе ГТП энергоблока (турбоагрегата).  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.   При оценке исполнения команд для значений фактической активной мощности, отсутствующих в табличных значениях диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования, СО определяет границы диапазона регулирования реактивной мощности методом линейной интерполяции ближайших значений предшествующего и следующего диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования. При нахождении значений фактической активной мощности за пределами табличных значений диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования, предоставленных участниками оптового рынка в составе согласованной СО информации о диапазонах регулирования реактивной мощности, в качестве диапазона регулирования реактивной мощности используется значение, соответствующее диапазону регулирования реактивной мощности для ближайшего значения активной мощности, указанного в предоставленных данных.  Участник оптового рынка имеет право предоставить согласованные СО дополнительные табличные значения диапазонов регулирования реактивной мощности по форме, указанной в п. 3.2 настоящего Регламента. Информация предоставляется не менее чем за 5 (пять) рабочих дней до начала календарного месяца, на который представляются данные. Формат предоставления данных о диапазоне регулирования реактивной мощности определяется Техническими требованиями.  СО определяет показатель фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности по каждой ГТП генерации участника оптового рынка в расчетном месяце *m* как отношение исполненных команд на изменение реактивной мощности к их общему числу за месяц:  .  В случае непредоставления участником оптового рынка в установленные в п. 3.2 настоящего Регламента сроки соответствующей установленным требованиям информации о значениях базовых границ диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования, входящего в состав ГТП, либо в случае снижения участником оптового рынка актуальных диапазонов регулирования реактивной мощности по ГТП до нуля, число отданных команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности в данной ГТП участника оптового рынка, а также число исполненных им команд принимается равным нулю. Значение показателя фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности  принимается равным 1. | **3.2.2. Регистрация показателя фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности** Регистрации подлежат диспетчерские команды (команд дистанционного управления) на изменение режима работы по реактивной мощности генерирующего оборудования каждой ГТП генерации *j* и полностью/частично неисполненные диспетчерские команды (команды дистанционного управления) по каждой ГТП генерации *j*. К диспетчерским командам (командам дистанционного управления) – командам на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности относятся команды на изменение приема/ выдачи реактивной мощности или команды на регулирование напряжения (команды на предоставление диапазона реактивной мощности).  Для каждой ГТП генерации участника оптового рынка в расчетном месяце *m* СО определяет:  – общее количество отданных СО по ГТП генерации *j* участника оптового рынка в расчетном месяце *m* команд на предоставление диапазона реактивной мощности;  – количество неисполненных по ГТП генерации *j* участника в расчетном месяце *m* команд на предоставление диапазона реактивной мощности.  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.   Контроль исполнения команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности осуществляется с учетом возможного отличия фактических условий работы генерирующего оборудования от типовых условий работы, для которых участниками оптового рынка в соответствии с Техническими требованиями представлены диапазоны регулирования реактивной мощности. При оценке исполнения команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности СО принимает во внимание предоставленные участниками оптового рынка обосновывающие материалы.  Если во время исполнения команды на регулирование напряжения проводятся пусковые операции отдельных единиц генерирующего оборудования, то для оценки исполнения команд используются стандартные критерии оценки, за исключением случаев пуска единственного в составе ГТП энергоблока (турбоагрегата).  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.   При оценке исполнения команд для значений фактической активной мощности, отсутствующих в табличных значениях диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования, СО определяет границы диапазона регулирования реактивной мощности методом линейной интерполяции ближайших значений предшествующего и следующего диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования. При нахождении значений фактической активной мощности за пределами табличных значений диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования, предоставленных участниками оптового рынка в составе согласованной СО информации о диапазонах регулирования реактивной мощности, в качестве диапазона регулирования реактивной мощности используется значение, соответствующее диапазону регулирования реактивной мощности для ближайшего значения активной мощности, указанного в предоставленных данных.  Участник оптового рынка имеет право предоставить согласованные СО дополнительные табличные значения диапазонов регулирования реактивной мощности по форме, указанной в п. 3.2 настоящего Регламента. Информация предоставляется не менее чем за 5 (пять) рабочих дней до начала календарного месяца, на который представляются данные. Формат предоставления данных о диапазоне регулирования реактивной мощности определяется Техническими требованиями.  СО определяет показатель фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности по каждой ГТП генерации участника оптового рынка в расчетном месяце *m* как отношение исполненных команд на изменение реактивной мощности к их общему числу за месяц:  .  В случае непредоставления участником оптового рынка в установленные в п. 3.2 настоящего Регламента сроки соответствующей установленным требованиям информации о значениях базовых границ диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования, входящего в состав ГТП, либо в случае снижения участником оптового рынка актуальных диапазонов регулирования реактивной мощности по ГТП до нуля, число отданных команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности в данной ГТП участника оптового рынка, а также число исполненных им команд принимается равным нулю. Значение показателя фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности  принимается равным 1. |
| **3.3** | ГЭС должны иметь возможность участия в оперативном вторичном регулировании, обусловленном выполнением команд диспетчера на изменение активной нагрузки, а ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт, кроме того, должны иметь возможность участвовать в автоматическом вторичном регулировании (АВРЧМ) путем реализации системой группового регулирования активной мощности (активной и реактивной мощности) (далее – ГРАМ (ГРАРМ)) ГЭС заданий вторичной мощности от централизованной (центральной координирующей) системы автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и (или) перетокам мощности (ЦС (ЦКС) АРЧМ). | ГЭС должны иметь возможность участия в оперативном вторичном регулировании, обусловленном выполнением диспетчерских команд (команд дистанционного управления) на изменение активной нагрузки, а ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт, кроме того, должны иметь возможность участвовать в автоматическом вторичном регулировании (АВРЧМ) путем реализации системой группового регулирования активной мощности (активной и реактивной мощности) (далее – ГРАМ (ГРАРМ)) ГЭС заданий вторичной мощности от централизованной (центральной координирующей) системы автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и (или) перетокам мощности (ЦС (ЦКС) АРЧМ). |
| **3.3.1.1** | 3.3.1.1. Оценка участия генерирующего оборудования ГЭС в оперативном вторичном регулировании Оценка участия генерирующего оборудования ГЭС в оперативном вторичном регулировании производится в период действия команд диспетчера по изменению активной нагрузки с использованием данных СОТИАССО. Оценке подлежат команды диспетчера по изменению активной мощности генерирующего оборудования ГЭС, изменяющие значение активной нагрузки по отношению к плановым графикам генерации. Оценка исполнения команд, задающих работу генерирующего оборудования ГЭС по плановым графикам генерации и возвращающих на работу по плановым графикам, а также специальных стандартных документируемых диспетчерских команд, отданных в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, не осуществляется в рамках оценки исполнения команд оперативного вторичного регулирования.  На основе заявок и уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования участников оптового рынка в отношении каждой ГТП генерации, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования ГЭС, СО устанавливает диапазон, в пределах которого возможно изменение нагрузки ГЭС по командам из диспетчерского центра СО, с учетом количества готовых к пуску/останову гидроагрегатов, складывающейся гидрологической обстановки, обеспечения требуемой выработки электроэнергии, требуемого уровня водохранилищ и т.д.  Для оценки участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании СО оценивает своевременность и точность исполнения диспетчерских команд по управлению нагрузкой ГЭС вторичного регулирования.  Своевременность и точность исполнения участником оптового рынка в отношении генерирующего оборудования ГЭС команд диспетчера соответствующего диспетчерского центра СО определяется путем сопоставления направления, скорости и величины изменения мощности электростанций в пределах заданного вторичного резерва со знаком и заданной командой величиной изменения мощности ГЭС.  Критериями оценки соответствия генерирующего оборудования ГЭС Техническим требованиям при исполнении команды диспетчера по вторичному регулированию являются:   * соблюдение времени набора/сброса нагрузки; * точность набора/сброса заданной величины активной мощности; * точность поддержания заданной величины активной мощности.   Невыполнение команды оперативного вторичного регулирования регистрируется при нарушении любого из требований.  Оценка точности поддержания и точности набора/сброса нагрузки осуществляется по данным СОТИАССО. Порядок определения средних за интервал оценки значений активной мощности устанавливается Порядком установления соответствия.  Точность набора/сброса нагрузки оценивается за первую минуту, следующую за временем окончания исполнения команды, и считается соблюденной, если среднеминутное отклонение не превысило одновременно ±15 МВт и ±5% от заданной величины активной мощности.  Точность поддержания заданной величины активной мощности оценивается в период с момента окончания исполнения команды до момента окончания ее действия, заданных командой диспетчера, за исключением периодов изменения нагрузки, предусмотренных командой, и считается соблюденной, если среднеминутные отклонения не превысили одновременно ±15 МВт и ±5% от заданной величины активной мощности.  В период участия генерирующего оборудования в регулировании с присвоением в данном часе признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу в соответствии с п. 2.2.3 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) точность набора/сброса нагрузки и поддержания заданной величины активной мощности считается соблюденной.  В случае введения ограничений федеральными органами исполнительной власти Российской Федерации или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными водным или иным законодательством Российской Федерации регулировать водные режимы соответствующих водных объектов, а также иностранными государствами в пределах компетенции, установленной заключенными межправительственными соглашениями, участие генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании регистрируется с учетом введенных ограничений.  В период работы оборудования ГАЭС в генераторном режиме при напорах менее расчетного точность поддержания заданной величины активной мощности не оценивается. В период работы оборудования ГАЭС в насосном режиме при напорах более расчетного точность поддержания заданной величины активной мощности не оценивается.  В случае если зарегистрированный факт неисполнения диспетчерской команды может быть вызван неисправностью ОИК СО, участник оптового рынка в отношении генерирующего оборудования ГЭС имеет право представить СО документы, подтверждающие выполнение команд диспетчера соответствующего диспетчерского центра за время отсутствия передачи данных в ОИК СО.  При предоставлении СО документов, подтверждающих выполнение участником оптового рынка команд диспетчера за время неисправного состояния ОИК СО, регистрация невыполнения диспетчерских команд в отношении генерирующего оборудования ГЭС отменяется по всем исполненным командам за период времени, указанный в этих документах.  При наличии недопустимых отклонений от диспетчерского графика или от заданной диспетчерской командой величины нагрузки генерирующего оборудования ГЭС вследствие внезапно возникших технологических ограничений, обусловленных причинами, зависящими от участника оптового рынка, регистрируется невыполнение диспетчерской команды.  Невыполнение диспетчерской команды не регистрируется в случае, если отклонение нагрузки генерирующего оборудования ГЭС от заданной величины произошло вследствие изменения режима в энергосистеме по причинам, не зависящим от участника оптового рынка (например, при аварийных отклонениях частоты и участии ГЭС в ОПРЧ, непрогнозируемых изменениях водного режима) или при работе противоаварийной автоматики на загрузку/разгрузку генерирующего оборудования ГЭС.  В случае если диспетчерская команда не могла быть исполнена, в том числе по условиям эксплуатации генерирующего оборудования ГЭС, участник оптового рынка обязан представить СО документы, подтверждающие невозможность выполнения такой команды диспетчера соответствующего диспетчерского центра СО. В противном случае регистрируется невыполнение диспетчерской команды. | 3.3.1.1. Оценка участия генерирующего оборудования ГЭС в оперативном вторичном регулировании Оценка участия генерирующего оборудования ГЭС в оперативном вторичном регулировании производится в период действия диспетчерских команд (команд дистанционного управления) по изменению активной нагрузки с использованием данных СОТИАССО. Оценке подлежат диспетчерские команды (команды дистанционного управления) по изменению активной мощности генерирующего оборудования ГЭС, изменяющие значение активной нагрузки по отношению к плановым графикам генерации. Оценка исполнения команд, задающих работу генерирующего оборудования ГЭС по плановым графикам генерации и возвращающих на работу по плановым графикам, а также специальных стандартных документируемых диспетчерских команд, отданных в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, не осуществляется в рамках оценки исполнения команд оперативного вторичного регулирования.  На основе заявок и уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования участников оптового рынка в отношении каждой ГТП генерации, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования ГЭС, СО устанавливает диапазон, в пределах которого возможно изменение нагрузки ГЭС по диспетчерским командам (командам дистанционного управления) из диспетчерского центра СО, с учетом количества готовых к пуску/останову гидроагрегатов, складывающейся гидрологической обстановки, обеспечения требуемой выработки электроэнергии, требуемого уровня водохранилищ и т.д.  Для оценки участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании СО оценивает своевременность и точность исполнения диспетчерских команд (команд дистанционного управления) по управлению нагрузкой ГЭС вторичного регулирования.  Своевременность и точность исполнения участником оптового рынка в отношении генерирующего оборудования ГЭС действия диспетчерских команд (команд дистанционного управления) соответствующего диспетчерского центра СО определяется путем сопоставления направления, скорости и величины изменения мощности электростанций в пределах заданного вторичного резерва со знаком и заданной командой величиной изменения мощности ГЭС.  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.   Невыполнение команд оперативного вторичного регулирования регистрируется при нарушении любого из требований.  Оценка точности поддержания и точности набора/сброса нагрузки осуществляется по данным СОТИАССО. Порядок определения средних за интервал оценки значений активной мощности устанавливается Порядком установления соответствия.  Точность набора/сброса нагрузки оценивается за первую минуту, следующую за временем окончания исполнения соответствующей диспетчерской команды, и считается соблюденной, если среднеминутное отклонение не превысило одновременно ±15 МВт и ±5% от заданной величины активной мощности.  Точность поддержания заданной величины активной мощности оценивается в период с момента окончания исполнения диспетчерской команды (команды дистанционного управления) до момента окончания ее действия, заданных соответствующей командой, за исключением периодов изменения нагрузки, предусмотренных командой, и считается соблюденной, если среднеминутные отклонения не превысили одновременно ±15 МВт и ±5% от заданной величины активной мощности.  В период участия генерирующего оборудования в регулировании с присвоением в данном часе признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу в соответствии с п. 2.2.3 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) точность набора/сброса нагрузки и поддержания заданной величины активной мощности считается соблюденной.  В случае введения ограничений федеральными органами исполнительной власти Российской Федерации или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными водным или иным законодательством Российской Федерации регулировать водные режимы соответствующих водных объектов, а также иностранными государствами в пределах компетенции, установленной заключенными межправительственными соглашениями, участие генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании регистрируется с учетом введенных ограничений.  В период работы оборудования ГАЭС в генераторном режиме при напорах менее расчетного точность поддержания заданной величины активной мощности не оценивается. В период работы оборудования ГАЭС в насосном режиме при напорах более расчетного точность поддержания заданной величины активной мощности не оценивается.  В случае если зарегистрированный факт неисполнения диспетчерской команды (команды дистанционного управления) может быть вызван неисправностью ОИК СО, участник оптового рынка в отношении генерирующего оборудования ГЭС имеет право представить СО документы, подтверждающие выполнение диспетчерских команд (команд дистанционного управления) соответствующего диспетчерского центра за время отсутствия передачи данных в ОИК СО.  При предоставлении СО документов, подтверждающих выполнение участником оптового рынка диспетчерских команд (команд дистанционного управления) за время неисправного состояния ОИК СО, регистрация невыполнения соответствующих команд в отношении генерирующего оборудования ГЭС отменяется по всем исполненным командам за период времени, указанный в этих документах.  При наличии недопустимых отклонений от диспетчерского графика или от заданной диспетчерской командой (командой дистанционного управления) величины нагрузки генерирующего оборудования ГЭС вследствие внезапно возникших технологических ограничений, обусловленных причинами, зависящими от участника оптового рынка, регистрируется невыполнение соответствующей команды.  Невыполнение диспетчерской команды (команды дистанционного управления) не регистрируется в случае, если отклонение нагрузки генерирующего оборудования ГЭС от заданной величины произошло вследствие изменения режима в энергосистеме по причинам, не зависящим от участника оптового рынка (например, при аварийных отклонениях частоты и участии ГЭС в ОПРЧ, непрогнозируемых изменениях водного режима) или при работе противоаварийной автоматики на загрузку/разгрузку генерирующего оборудования ГЭС.  В случае если диспетчерская команда (команда дистанционного управления) не могла быть исполнена, в том числе по условиям эксплуатации генерирующего оборудования ГЭС, участник оптового рынка обязан представить СО документы, подтверждающие невозможность выполнения такой команды соответствующего диспетчерского центра СО. В противном случае регистрируется невыполнение диспетчерской команды (команды дистанционного управления). |
| **3.3.2** | **3.3.2. Регистрация показателя участия ГЭС во вторичном регулировании** Не позднее чем за 6 часов до часа фактической поставки () участник оптового рынка имеет право заявить СО о кратковременной неготовности ГЭС, ГАЭС к участию во вторичном регулировании начиная с часа 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 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.   По итогам контроля участия ГЭС участника оптового рынка во вторичном регулировании в расчетном месяце *m* СО определяет:   1. Показатель фактического участия каждой ГТП генерации *j*, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования ГЭС или ГАЭС, в оперативном вторичном регулировании в расчетном месяце *m*, рассчитанный как отношение исполненных диспетчерских команд на изменение активной мощности к их общему числу за месяц:   ,  где  – общее количество отданных СО по ГТП генерации *j* участника оптового рынка в расчетном месяце *m* команд оперативного вторичного регулирования;  – количество полностью/частично неисполненных по ГТП генерации *j* участника оптового рынка в расчетном месяце *m* команд оперативного вторичного регулирования. | **3.3.2. Регистрация показателя участия ГЭС во вторичном регулировании** Не позднее чем за 6 часов до часа фактической поставки () участник оптового рынка имеет право заявить СО о кратковременной неготовности ГЭС, ГАЭС к участию во вторичном регулировании начиная с часа 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.   По итогам контроля участия ГЭС участника оптового рынка во вторичном регулировании в расчетном месяце *m* СО определяет:   1. Показатель фактического участия каждой ГТП генерации *j*, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования ГЭС или ГАЭС, в оперативном вторичном регулировании в расчетном месяце *m*, рассчитанный как отношение исполненных диспетчерских команд (команд дистанционного управления) на изменение активной мощности к их общему числу за месяц:   ,  где  – общее количество отданных СО по ГТП генерации *j* участника оптового рынка в расчетном месяце *m* команд оперативного вторичного регулирования;  – количество полностью/частично неисполненных по ГТП генерации *j* участника оптового рынка в расчетном месяце *m* команд оперативного вторичного регулирования. |
| **3.4.3** | Для блочного генерирующего оборудования электростанций в качестве планового технологического минимума  принимается значение минимальной мощности генерирующего оборудования, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО и отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ и не содержащей неоптимизируемое в рамках ВСВГО, в соответствии с п. 4.6 *Регламента проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), блочное генерирующее оборудование, с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам. | Для блочного генерирующего оборудования электростанций в качестве планового технологического минимума  принимается значение минимальной мощности генерирующего оборудования, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по диспетчерской команде и отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ и не содержащей неоптимизируемое в рамках ВСВГО, в соответствии с п. 4.6 *Регламента проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), блочное генерирующее оборудование, с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам. |
| **3.4.4** | Нормативное время включения в сеть генерирующего оборудования (ЕГО) по команде диспетчера СО на включение в сеть в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима определяется СО в соответствии с Техническими требованиями и Порядком установления соответствия. | Нормативное время включения в сеть генерирующего оборудования (ЕГО) по диспетчерской команде на включение в сеть в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима определяется СО в соответствии с Техническими требованиями и Порядком установления соответствия. |
| **3.4.8** | где  – минимальная мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенная на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), увеличенная на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1). | где  – минимальная мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по диспетчерской команде, определенная на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), увеличенная на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1). |
| **3.4.10** | - ― минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенную на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для второй неценовой зоны – с 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* – операционный час, увеличенную на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, учтенного отключенным на этапе формирования ПДГ и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении, поданном до часа (*n*-4), и величину : | - ― минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по диспетчерской команде, определенную на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для второй неценовой зоны – с 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* – операционный час, увеличенную на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, учтенного отключенным на этапе формирования ПДГ и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении, поданном до часа (*n*-4), и величину : |
| **3.4.11** | **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 команде диспетчера СО, в том числе по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима. СО осуществляет регистрацию фактического включения в сеть ЕГО на основании данных СОТИАССО в порядке, определенном Техническими требованиями к генерирующему оборудованию участников оптового рынка. Включение в сеть ЕГО считается фактически состоявшимся в данном часе, если на конец предыдущего часового интервала зарегистрировано фактическое отключенное состояние ЕГО, а на конец данного часового интервала зарегистрировано фактическое включенное состояние ЕГО.  СО в соответствии с *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия* регистрирует по каждому часу за весь период отступления от нормативного времени включения указанные ниже величины.  3.4.11.1. При несоблюдении нормативного времени включения в сеть при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ, а также при неплановых пусках по команде диспетчера СО (за исключением команд диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима):  – установленная мощность ЕГО, в отношении которых в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, и при этом участником оптового рынка не позже чем за 8 часов до часа, в котором должно состояться включение, но не позже чем через 2 часа с момента получения команды на включение, если временной интервал между получением команды и заданным временем включения составляет менее 10 часов, но не позднее планового времени включения ЕГО подано оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций;  – установленная мощность ЕГО, в отношении которых в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, и при этом участником оптового рынка не подано оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций, либо подано позже чем за 8 часов до часа, в котором должно состояться включение в сеть, или позже чем через 2 часа с момента получения команды на включение, если временной интервал между получением команды и временем включения составляет менее 10 часов, или позднее планового времени включения ЕГО.  и  регистрируются с часа, на который в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, 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 второй неценовой зоны – 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.   3.4.11.2. При несоблюдении нормативного времени включения по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима:  – установленная мощность ЕГО, в отношении которых отдана диспетчерская команда на включение в сеть в минимально возможный срок, и при этом участником оптового рынка в течение одного часа после отдачи команды, но не позднее нормативного времени включения в сеть ЕГО подано оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций;  – установленная мощность ЕГО, в отношении которых отдана диспетчерская команда на включение в сеть в минимально возможный срок, и при этом участником оптового рынка не подано (либо подано позднее чем за один час после отдачи команды, либо подано позднее нормативного времени включения в сеть ЕГО) оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций.  и  регистрируются с часа отдачи диспетчерской команды на включение в сеть в минимально возможный срок до наступления одного из следующих событий: | **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. СО осуществляет регистрацию фактического включения в сеть ЕГО на основании данных СОТИАССО в порядке, определенном Техническими требованиями к генерирующему оборудованию участников оптового рынка. Включение в сеть ЕГО считается фактически состоявшимся в данном часе, если на конец предыдущего часового интервала зарегистрировано фактическое отключенное состояние ЕГО, а на конец данного часового интервала зарегистрировано фактическое включенное состояние ЕГО.  СО в соответствии с *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия* регистрирует по каждому часу за весь период отступления от нормативного времени включения указанные ниже величины.  3.4.11.1. При несоблюдении нормативного времени включения в сеть при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ, а также при неплановых пусках по диспетчерской команде (за исключением диспетчерских команд на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима):  – установленная мощность ЕГО, в отношении которых в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано диспетчерской командой, и при этом участником оптового рынка не позже чем за 8 часов до часа, в котором должно состояться включение, но не позже чем через 2 часа с момента получения диспетчерской команды на включение, если временной интервал между получением диспетчерской команды и заданным временем включения составляет менее 10 часов, но не позднее планового времени включения ЕГО подано оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций;  – установленная мощность ЕГО, в отношении которых в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано диспетчерской командой, и при этом участником оптового рынка не подано оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций, либо подано позже чем за 8 часов до часа, в котором должно состояться включение в сеть, или позже чем через 2 часа с момента получения диспетчерской команды на включение, если временной интервал между получением диспетчерской команды и временем включения составляет менее 10 часов, или позднее планового времени включения ЕГО.  и  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 второй неценовой зоны – 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.   3.4.11.2. При несоблюдении нормативного времени включения по диспетчерской команде на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима:  – установленная мощность ЕГО, в отношении которых отдана диспетчерская команда на включение в сеть в минимально возможный срок, и при этом участником оптового рынка в течение одного часа после отдачи диспетчерской команды, но не позднее нормативного времени включения в сеть ЕГО подано оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций;  – установленная мощность ЕГО, в отношении которых отдана диспетчерская команда на включение в сеть в минимально возможный срок, и при этом участником оптового рынка не подано (либо подано позднее чем за один час после отдачи диспетчерской команды, либо подано позднее нормативного времени включения в сеть ЕГО) оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций.  и  регистрируются с часа отдачи диспетчерской команды на включение в сеть в минимально возможный срок до наступления одного из следующих событий: |
| **3.4.12.1** | где – максимальная мощность входящего в состав ГТП включенного генерирующего оборудования, определенная с учетом предусмотренных настоящим Регламентом, *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия* особенностей на основании максимума по ГТП (Рмакс\_акт), заявленного участником ОРЭМ в последнем поданном до часа *h* уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (без учета снижения максимума, обусловленного размещением диапазона НПРЧ и (или) АВРЧМ на генерирующем оборудовании, участвующем в НПРЧ и (или) АВРЧМ), диспетчерских заявок и зафиксированных средствами аудиозаписи сообщений о фактах снижения максимальной мощности, в том числе невозможности загрузки до значения, заданного командой диспетчера СО;  – мощность генерирующего оборудования ГТП, находящегося в холодном резерве, определенная с учетом предусмотренных настоящим Регламентом, *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия* особенностей на основании величины холодного резерва по ГТП (Рхр), заявленной в последнем поданном участником ОРЭМ до часа *h* уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (за исключением объема, обусловленного размещением диапазона НПРЧ и (или) АВРЧМ на генерирующем оборудовании, участвующем в НПРЧ и (или) АВРЧМ), диспетчерских заявок и зафиксированных средствами аудиозаписи сообщений о фактах снижения максимальной мощности, в том числе невозможности загрузки до значения, заданного командой диспетчера СО;  – значение фактической среднеминутной нагрузки ГТП по данным СОТИАССО на конец часа *h*.  …  где – минимальная мощность входящего в состав ГТП включенного генерирующего оборудования, определенная с учетом предусмотренных настоящим Регламентом, *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия* особенностей на основании минимума по ГТП (Рмин\_акт), заявленного участником ОРЭМ в последнем поданном до часа *h* уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (без учета увеличения минимума, обусловленного размещением диапазона НПРЧ и (или) АВРЧМ на генерирующем оборудовании, участвующем в НПРЧ и (или) АВРЧМ), диспетчерских заявок и зафиксированных средствами аудиозаписи сообщений о фактах увеличения минимальной мощности, в том числе невозможности разгрузки до значения, заданного командой диспетчера СО;  …  О регистрирует в соответствии с настоящим Регламентом, *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия* величину  или  и/или  в случае снижения величины максимальной мощности (увеличения минимальной мощности, в том числе в связи с включением по требованию участника оптового рынка генерирующего оборудования, отключенного ранее), подтвержденного данными СОТИАССО при отсутствии диспетчерской заявки (оперативного уведомления), поданного не позднее чем за 4 часа до часа фактической поставки, в том числе в случае невыполнения участником команды, на загрузку/разгрузку генерирующего оборудования или команды на работу в соответствии с плановым диспетчерским графиком в пределах заявленного участником оптового рынка диапазона регулирования.  При этом в качестве величины минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного ранее и включаемого по требованию участника оптового рынка, используется максимальное значение из величины минимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном позднее 4 часов до часа фактической поставки, в случае его подачи, и значения нижнего предела регулировочного диапазона, представленного участником оптового рынка Коммерческому оператору в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12 (приложение 1 к данному Положению).  В целях проверки наличия фактических резервов мощности СО:   * имеет право осуществить выборочную проверку наличия фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании путем отдачи 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 (); * 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 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 возникновении одного из следующих случаев, связанных со снижением максимальной мощности, СО регистрирует признак отклонения от заданного режима работы (ОЗР) на загрузку:   1. в одном из следующих случаев:  * при заявлении участником оптового рынка до окончания исполнения команды диспетчера СО на загрузку или по факту ее невыполнения о невозможности загрузки до значения, заданного командой диспетчера СО; * при снижении фактической нагрузки по данным СОТИАССО от значения, заданного командой диспетчера СО (в т.ч. при работе по плановому диспетчерскому графику), на величину более чем 3 МВт или 2 % от максимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, но не менее чем на 1 МВт (), и неисполнении зафиксированного средствами аудиозаписи требования диспетчера СО по устранению фактического снижения нагрузки.   …   1. при отдаче диспетчером СО команды на загрузку в целях проверки наличия фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании или при отдаче диспетчером СО команды на загрузку до максимальной мощности, отданной в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, и выполнении в период действия указанных команд хотя бы на одном минутном интервале *t* условия:   *,*  где – фактическая среднеминутная нагрузка по данным СОТИАССО на минутном интервале *t* часа *h*;  – максимальная мощность (Рмакс), заявленная в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования и учтенная в ПБР до отдачи соответствующей команды. Для минутных интервалов *t*, не приходящихся на конец часового интервала, значения максимальной мощности определяются путем линейной интерполяции значений, заявленных в уведомлениях на конец предшествующего *h-1* и текущего часовых интервалов *h*.  При выполнении указанного условия СО регистрирует  во всех часах *h*, входящих в период действия указанной команды , в объеме максимальной на минутных интервалах, входящих в период действия команды, разницы между значениями и :  При одновременной регистрации в отношении ГТП *j* снижения , обусловленного ОЗР, и иных относимых к дополнительных снижений максимальной мощности, регистрация  осуществляется в объеме, соответствующем суммарному значению данных снижений.  При возникновении одного из следующих случаев, связанных с увеличением минимальной мощности в отношении ГТП, в состав которых входит только блочное генерирующее оборудование, СО регистрирует признак отклонения от заданного режима работы (ОЗР) на разгрузку:   1. в одном из следующих случаев:  * при заявлении участником оптового рынка до окончания исполнения команды диспетчера СО на разгрузку или по факту ее невыполнения о невозможности разгрузки до значения, заданного командой диспетчера СО; * при увеличении фактической нагрузки по данным СОТИАССО от значения, заданного командой диспетчера СО (в т.ч. при работе по плановому диспетчерскому графику), на величину более чем , и неисполнении зафиксированного средствами аудиозаписи требования диспетчера СО по устранению фактического увеличения нагрузки.   При этом СО в указанных случаях регистрирует величину в период с часа возникновения соответствующих событий и до наступления одного из следующих событий:   * до часа подачи оперативного уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, предусматривающего увеличение минимальной мощности, и в течение 4 (четырех) последующих часов (если соответствующее увеличение минимальной мощности было учтено в ранее поданных уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования – до часа *n*, в котором такое увеличение было учтено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном до часа *(n-4)*); * до момента фактического снижения величины среднеминутной нагрузки по данным СОТИАССО на конец часового интервала *h* до значения, не превышающего значение минимальной мощности, заявленной и учтенной в ПБР до регистрации ОЗР.   В первый час начала регистрации соответствующего события () снижение регистрируется в объеме:  *,*  в последующих часах указанного периода снижение регистрируется в объеме:  ,  где – значение минимальной мощности (Рмин), заявленное в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (в т.ч. в оперативном уведомлении), учтенном в ПБР в часе *h* до регистрации ОЗР;  – значение минимальной мощности (Рмин), заявленное в последнем уведомлении, актуальном на час *h*.   1. при отдаче диспетчером СО команды на разгрузку до минимальной мощности, отданной в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, и превышении в период действия указанной команды на любом минутном интервале *t* отклонения фактической нагрузки по данным СОТИАССО от минимальной мощности (), на величину более чем .   При наличии такого превышения СО регистрирует во всех часах *h*, входящих в период действия указанной команды , в объеме максимальной на минутных интервалах, входящих в период действия команды, разницы между значениями и :    где – минимальная мощность (Рмин), заявленная в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (в т.ч. в оперативном уведомлении), учтенная в ПБР, до отдачи соответствующей команды. Для минутных периодов *t*, не приходящихся на конец часового интервала, значения минимальной мощности определяются путем линейной интерполяции значений, заявленных на конец предшествующего *h-1* и текущего часовых интервалов *h*.  …  Час соответствует последнему часу периода с часа начала регистрации  в связи с фиксацией неоднократного ОЗР до часа, в котором величина .   * при отдаче 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*): * 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 Рмакс и Рхр) на момент отдачи соответствующей команды; * ; * 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 Рмакс и Рхр) на момент отдачи соответствующей команды, и установленной мощности, сниженной на величину ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 настоящего Регламента; * .   … | где – максимальная мощность входящего в состав ГТП включенного генерирующего оборудования, определенная с учетом предусмотренных настоящим Регламентом, *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия* особенностей на основании максимума по ГТП (Рмакс\_акт), заявленного участником ОРЭМ в последнем поданном до часа *h* уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (без учета снижения максимума, обусловленного размещением диапазона НПРЧ и (или) АВРЧМ на генерирующем оборудовании, участвующем в НПРЧ и (или) АВРЧМ), диспетчерских заявок и зафиксированных средствами аудиозаписи сообщений о фактах снижения максимальной мощности, в том числе невозможности загрузки до значения, заданного диспетчерской командой;  – мощность генерирующего оборудования ГТП, находящегося в холодном резерве, определенная с учетом предусмотренных настоящим Регламентом, *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия* особенностей на основании величины холодного резерва по ГТП (Рхр), заявленной в последнем поданном участником ОРЭМ до часа *h* уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (за исключением объема, обусловленного размещением диапазона НПРЧ и (или) АВРЧМ на генерирующем оборудовании, участвующем в НПРЧ и (или) АВРЧМ), диспетчерских заявок и зафиксированных средствами аудиозаписи сообщений о фактах снижения максимальной мощности, в том числе невозможности загрузки до значения, заданного диспетчерской командой;  – значение фактической среднеминутной нагрузки ГТП по данным СОТИАССО на конец часа *h*.  …  где – минимальная мощность входящего в состав ГТП включенного генерирующего оборудования, определенная с учетом предусмотренных настоящим Регламентом, *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия* особенностей на основании минимума по ГТП (Рмин\_акт), заявленного участником ОРЭМ в последнем поданном до часа *h* уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (без учета увеличения минимума, обусловленного размещением диапазона НПРЧ и (или) АВРЧМ на генерирующем оборудовании, участвующем в НПРЧ и (или) АВРЧМ), диспетчерских заявок и зафиксированных средствами аудиозаписи сообщений о фактах увеличения минимальной мощности, в том числе невозможности разгрузки до значения, заданного диспетчерской командой;  …  О регистрирует в соответствии с настоящим Регламентом, *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия* величину  или  и/или  в случае снижения величины максимальной мощности (увеличения минимальной мощности, в том числе в связи с включением по требованию участника оптового рынка генерирующего оборудования, отключенного ранее), подтвержденного данными СОТИАССО при отсутствии диспетчерской заявки (оперативного уведомления), поданного не позднее чем за 4 часа до часа фактической поставки, в том числе в случае невыполнения участником диспетчерской команды (команды дистанционного управления), на загрузку/разгрузку генерирующего оборудования или диспетчерской команды (команды дистанционного управления) на работу в соответствии с плановым диспетчерским графиком в пределах заявленного участником оптового рынка диапазона регулирования.  При этом в качестве величины минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного ранее и включаемого по требованию участника оптового рынка, используется максимальное значение из величины минимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном позднее 4 часов до часа фактической поставки, в случае его подачи, и значения нижнего предела регулировочного диапазона, представленного участником оптового рынка Коммерческому оператору в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12 (приложение 1 к данному Положению).  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 (); * 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 возникновении одного из следующих случаев, связанных со снижением максимальной мощности, СО регистрирует признак отклонения от заданного режима работы (ОЗР) на загрузку:   1. в одном из следующих случаев:  * при заявлении участником оптового рынка до окончания исполнения диспетчерской команды (команды дистанционного управления) на загрузку или по факту ее невыполнения о невозможности загрузки до значения, заданного диспетчерской командой (командой дистанционного управления); * при снижении фактической нагрузки по данным СОТИАССО от значения, заданного диспетчерской командой (командой дистанционного управления) (в т.ч. при работе по плановому диспетчерскому графику), на величину более чем 3 МВт или 2 % от максимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, но не менее чем на 1 МВт (), и неисполнении зафиксированного средствами аудиозаписи требования диспетчера СО по устранению фактического снижения нагрузки.   …   1. при отдаче диспетчером СО диспетчерской команды на загрузку в целях проверки наличия фактических резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании или при отдаче диспетчером СО диспетчерской команды на загрузку до максимальной мощности, отданной в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, и выполнении в период действия указанных команд хотя бы на одном минутном интервале *t* условия:   *,*  где – фактическая среднеминутная нагрузка по данным СОТИАССО на минутном интервале *t* часа *h*;  – максимальная мощность (Рмакс), заявленная в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования и учтенная в ПБР до отдачи соответствующей команды. Для минутных интервалов *t*, не приходящихся на конец часового интервала, значения максимальной мощности определяются путем линейной интерполяции значений, заявленных в уведомлениях на конец предшествующего *h-1* и текущего часовых интервалов *h*.  При выполнении указанного условия СО регистрирует  во всех часах *h*, входящих в период действия указанной диспетчерской команды , в объеме максимальной на минутных интервалах, входящих в период действия этой диспетчерской команды, разницы между значениями и :  При одновременной регистрации в отношении ГТП *j* снижения , обусловленного ОЗР, и иных относимых к дополнительных снижений максимальной мощности, регистрация  осуществляется в объеме, соответствующем суммарному значению данных снижений.  При возникновении одного из следующих случаев, связанных с увеличением минимальной мощности в отношении ГТП, в состав которых входит только блочное генерирующее оборудование, СО регистрирует признак отклонения от заданного режима работы (ОЗР) на разгрузку:   1. в одном из следующих случаев:  * при заявлении участником оптового рынка до окончания исполнения диспетчерской команды (команды дистанционного управления) на разгрузку или по факту ее невыполнения о невозможности разгрузки до значения, заданного диспетчерской командой (командой дистанционного управления); * при увеличении фактической нагрузки по данным СОТИАССО от значения, заданного диспетчерской командой (командой дистанционного управления) (в т.ч. при работе по плановому диспетчерскому графику), на величину более чем , и неисполнении зафиксированного средствами аудиозаписи требования диспетчера СО по устранению фактического увеличения нагрузки.   При этом СО в указанных случаях регистрирует величину в период с часа возникновения соответствующих событий и до наступления одного из следующих событий:   * до часа подачи оперативного уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, предусматривающего увеличение минимальной мощности, и в течение 4 (четырех) последующих часов (если соответствующее увеличение минимальной мощности было учтено в ранее поданных уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования – до часа *n*, в котором такое увеличение было учтено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном до часа *(n-4)*); * до момента фактического снижения величины среднеминутной нагрузки по данным СОТИАССО на конец часового интервала *h* до значения, не превышающего значение минимальной мощности, заявленной и учтенной в ПБР до регистрации ОЗР.   В первый час начала регистрации соответствующего события () снижение регистрируется в объеме:  *,*  в последующих часах указанного периода снижение регистрируется в объеме:  ,  где – значение минимальной мощности (Рмин), заявленное в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (в т.ч. в оперативном уведомлении), учтенном в ПБР в часе *h* до регистрации ОЗР;  – значение минимальной мощности (Рмин), заявленное в последнем уведомлении, актуальном на час *h*.   1. при отдаче диспетчером СО диспетчерской команды на разгрузку до минимальной мощности, отданной в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, и превышении в период действия указанной команды на любом минутном интервале *t* отклонения фактической нагрузки по данным СОТИАССО от минимальной мощности (), на величину более чем .   При наличии такого превышения СО регистрирует во всех часах *h*, входящих в период действия указанной диспетчерской команды , в объеме максимальной на минутных интервалах, входящих в период действия этой диспетчерской команды, разницы между значениями и :    где – минимальная мощность (Рмин), заявленная в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (в т.ч. в оперативном уведомлении), учтенная в ПБР, до отдачи соответствующей команды. Для минутных периодов *t*, не приходящихся на конец часового интервала, значения минимальной мощности определяются путем линейной интерполяции значений, заявленных на конец предшествующего *h-1* и текущего часовых интервалов *h*.  …  Час соответствует последнему часу периода с часа начала регистрации  в связи с фиксацией неоднократного ОЗР до часа, в котором величина .   * 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*): * 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 Рмакс и Рхр) на момент отдачи соответствующей диспетчерской команды; * ; * 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 Рмакс и Рхр) на момент отдачи соответствующей команды, и установленной мощности, сниженной на величину ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 настоящего Регламента; * .   … |
| **3.4.13** | **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 командой диспетчера 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».   В отношении ГТП, в состав которых входят квалифицированные генерирующие объекты ВИЭ (солнце/ветер), СО регистрирует факт «неисполнения команды диспетчера» за невыполнение требования по снижению объемов выработки электроэнергии в случае, если командой диспетчера задано предельное значение генерации и при контроле фактического режима поставки (по данным телеметрии) диспетчером регистрируются не согласованные с СО отклонения вверх, превышающее 5 % от заданного командой диспетчера значения генерации, и такое отклонение недопустимо в фактически складывающихся режимных условиях.  По окончании месяца для часов, в которых зарегистрирован факт «неисполнения команды диспетчера», СО осуществляет проверку по данным коммерческого учета о фактическом производстве электроэнергии в соответствующей ГТП генерации, представленным КО не позднее 7-го числа месяца, следующего за расчетным, в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), наличия отклонений поставки электроэнергии, превышающие 2 % от заданного значения генерации (УДГ) (в отношении ГТП, в состав которых входят квалифицированные генерирующие объекты ВИЭ (солнце/ветер), – наличия отклонений вверх). Факт «неисполнения команды диспетчера» считается подтвержденным при наличии для одного и более часов операционных суток вышеуказанных отклонений, при этом в отношении одних операционных суток не может быть зарегистрировано более одного такого факта. СО регистрирует общее количество фактов «неисполнения команд диспетчера». В случае, подтверждения факта «неисполнения команды диспетчера» значение фактической величины отклонения поставленной мощности  в расчетном месяце *m* рассчитывается: | **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 команды (команды 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».   В отношении ГТП, в состав которых входят квалифицированные генерирующие объекты ВИЭ (солнце/ветер), СО регистрирует факт «неисполнения команды диспетчера» за невыполнение требования по снижению объемов выработки электроэнергии в случае, если диспетчерской командой (командой дистанционного управления) задано предельное значение генерации и при контроле фактического режима поставки (по данным телеметрии) диспетчером регистрируются не согласованные с СО отклонения вверх, превышающее 5 % от заданного диспетчерской командой (командой дистанционного управления) значения генерации, и такое отклонение недопустимо в фактически складывающихся режимных условиях.  По окончании месяца для часов, в которых зарегистрирован факт «неисполнения команды диспетчера», СО осуществляет проверку по данным коммерческого учета о фактическом производстве электроэнергии в соответствующей ГТП генерации, представленным КО не позднее 7-го числа месяца, следующего за расчетным, в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), наличия отклонений поставки электроэнергии, превышающие 2 % от заданного значения генерации (УДГ) (в отношении ГТП, в состав которых входят квалифицированные генерирующие объекты ВИЭ (солнце/ветер), – наличия отклонений вверх). Факт «неисполнения команды диспетчера» считается подтвержденным при наличии для одного и более часов операционных суток вышеуказанных отклонений, при этом в отношении одних операционных суток не может быть зарегистрировано более одного такого факта. СО регистрирует общее количество фактов «неисполнения команд диспетчера». В случае, подтверждения факта «неисполнения команды диспетчера» значение фактической величины отклонения поставленной мощности  в расчетном месяце *m* рассчитывается: |
| **3′.2** | Диспетчер СО в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима имеет право отдать команду об отключении от сети генерирующего оборудования квалифицированного генерирующего объекта, функционирующего на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца или использования энергии ветра. В таком случае оперативный персонал такого генерирующего объекта должен обеспечить отключение генерирующего оборудования от сети с полным прекращением выдачи мощности, начиная с момента времени, заданного командой СО, и до момента времени разрешенного возврата на плановый диспетчерский график.  В случае регистрации команд на отключение генерирующего оборудования квалифицированного генерирующего объекта, функционирующего на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца или использования энергии ветра, СО через 1 минуту от времени отключения этого генерирующего оборудования, заданного командой СО, определяет соответствие фактического эксплуатационного состояния оборудования эксплуатационному состоянию, заданному СО (отключенному). В случае неотключения или несогласованного с СО включения в сеть генерирующего оборудования, зарегистрированного по данным СОТИАССО до момента времени разрешенного возврата на плановый диспетчерский график, СО регистрирует факт неисполнения команды диспетчера по соответствующей ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер).  При наличии зарегистрированных случаев неисполнения команды диспетчера СО на отключение генерирующего оборудования квалифицированного генерирующего объекта, функционирующего на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца или использования энергии ветра, значение объема невыполнения требований в соответствующей ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер)  в расчетном месяце *m* рассчитывается:  ,  где – количество зарегистрированных фактов неисполнения команды диспетчера по ГТП в месяце *m*. | Диспетчер СО в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима имеет право отдать диспетчерскую команду (команду дистанционного управления) об отключении от сети генерирующего оборудования квалифицированного генерирующего объекта, функционирующего на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца или использования энергии ветра. В таком случае оперативный персонал такого генерирующего объекта должен обеспечить отключение генерирующего оборудования от сети с полным прекращением выдачи мощности, начиная с момента времени, заданного указанной диспетчерской командой СО, и до момента времени разрешенного возврата на плановый диспетчерский график.  В случае регистрации диспетчерских команд (команд дистанционного управления) на отключение генерирующего оборудования квалифицированного генерирующего объекта, функционирующего на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца или использования энергии ветра, СО через 1 минуту от времени отключения этого генерирующего оборудования, заданного командой СО, определяет соответствие фактического эксплуатационного состояния оборудования эксплуатационному состоянию, заданному СО (отключенному). В случае неотключения или несогласованного с СО включения в сеть генерирующего оборудования, зарегистрированного по данным СОТИАССО до момента времени разрешенного возврата на плановый диспетчерский график, СО регистрирует факт неисполнения команды диспетчера по соответствующей ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер).  При наличии зарегистрированных случаев неисполнения диспетчерской команды (команды дистанционного управления) на отключение генерирующего оборудования квалифицированного генерирующего объекта, функционирующего на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца или использования энергии ветра, значение объема невыполнения требований в соответствующей ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер)  в расчетном месяце *m* рассчитывается:  ,  где – количество зарегистрированных фактов неисполнения диспетчерских команд и команд дистанционного управления по ГТП в месяце *m*. |
| **4.8.2** | Максимальная мощность генерирующего оборудования, находящегося в холодном резерве при одновременном проведении работ на находящемся в эксплуатационном обслуживании электростанции электротехническом оборудовании (системы (секции) шин, блочного трансформатора, генераторного выключателя и т.п.), влияющих на возможность включения генерирующего оборудования в сеть, при условии, что срок аварийной готовности, увеличенный на время, необходимое для проведения операций по включению соответствующего электротехнического оборудования в работу, не превышает определенное в соответствии с п. 3.4.11 настоящего Регламента нормативное время включения генерирующего оборудования в сеть по команде диспетчера СО на включение в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима при продолжительности простоя менее 8 часов, учитывается как мощность, готовая к выработке электроэнергии. При невыполнении указанного условия участником оптового рынка (электростанцией) должна быть оформлена в установленном порядке диспетчерская заявка на вынужденный простой соответствующего генерирующего оборудования с последующим определением СО максимальной мощности данного генерирующего оборудования в общем порядке. | Максимальная мощность генерирующего оборудования, находящегося в холодном резерве при одновременном проведении работ на находящемся в эксплуатационном обслуживании электростанции электротехническом оборудовании (системы (секции) шин, блочного трансформатора, генераторного выключателя и т.п.), влияющих на возможность включения генерирующего оборудования в сеть, при условии, что срок аварийной готовности, увеличенный на время, необходимое для проведения операций по включению соответствующего электротехнического оборудования в работу, не превышает определенное в соответствии с п. 3.4.11 настоящего Регламента нормативное время включения генерирующего оборудования в сеть по диспетчерской команде на включение в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима при продолжительности простоя менее 8 часов, учитывается как мощность, готовая к выработке электроэнергии. При невыполнении указанного условия участником оптового рынка (электростанцией) должна быть оформлена в установленном порядке диспетчерская заявка на вынужденный простой соответствующего генерирующего оборудования с последующим определением СО максимальной мощности данного генерирующего оборудования в общем порядке. |