Приложение № 1.9

к Протоколу № 14/2021 заседания Наблюдательного совета

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

**VIII.1. Изменения, связанные с уточнением порядка контроля участия ГЭС во вторичном регулировании**

**Приложение № 1.9**

**Инициатор:** АО «СО ЕЭС».

**Обоснование:** предлагается внести изменения в Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) в части уточнения порядка оценки результатов участия ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности, включая детализацию порядка оценки результатов участия ГЭС установленной мощностью более 100 МВт в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ).

**Дата вступления в силу:** 1 сентября 2021 года.

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

| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **3.3** | Участие генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощностиВ соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности участники оптового рынка, имеющие в собственности гидрогенерирующее оборудование по каждой ГТП генерации ГЭС (ГАЭС в генераторном режиме) обязаны предоставить указанное оборудование для участия во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности (далее – вторичное регулирование), а ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт, кроме того, должны иметь возможность участвовать в автоматическом вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности (АВРЧМ). Требование участия в АВРЧМ не распространяется на контррегулирующие ГЭС, к которым относятся гидроэлектростанции установленной мощностью более 200 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом краткосрочного регулирования, необходимым для перераспределения переменных расходов воды вышележащей гидроэлектростанции в равномерный расход воды в свой нижний бьеф в целях обеспечения участия вышележащей регулирующей высоконапорной гидроэлектростанции установленной мощностью 1000 МВт и более либо 600 МВт и более, если правилами использования водных ресурсов водохранилища допустимый диапазон изменения верхнего бьефа контррегулирующей ГЭС не установлен или составляет менее 1,5 метра, в покрытии суточной и (или) недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий неподтопления населенных пунктов.Технические требования по участию во вторичном регулировании гидрогенерирующего оборудования определяются Техническими требованиями и Порядком установления соответствия, содержащими, в том числе требования к техническим условиям обеспечения мониторинга участия электростанций в оперативном и автоматическом вторичном регулировании (в том числе обязательные технические требования к устройствам регистрации и передачи данных на объектах генерации и сетевом оборудовании), критерии оценки качества участия электростанций во вторичном регулировании и порядок регистрации фактов неучастия. По итогам расчетного месяца *m* СО для каждой ГТП генерации *j*, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования ГЭС или ГАЭС, в соответствии с настоящим пунктом определяет показатели фактического участия в оперативном (неавтоматическом) вторичном регулировании  и фактического участия в АВРЧМ .  СО оценивает участие генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании как в автоматическом, так и в оперативном режимах на основании исходной информации о генерирующем оборудовании, предоставляемой в соответствии с Техническими требованиями, и данных систем мониторинга о режиме работы электростанций. | Участие генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощностиВ соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности участники оптового рынка, имеющие в собственности гидрогенерирующее оборудование по каждой ГТП генерации ГЭС (ГАЭС в генераторном режиме) обязаны предоставить указанное оборудование для участия во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности (далее – вторичное регулирование).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 ГРАМ ГЭС заданий вторичной мощности от централизованной (центральной координирующей) системы автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и перетокам мощности (ЦС (ЦКС) АРЧМ).Требование участия в АВРЧМ не распространяется на контррегулирующие ГЭС, к которым относятся гидроэлектростанции установленной мощностью более 200 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом краткосрочного регулирования, необходимым для перераспределения переменных расходов воды вышележащей гидроэлектростанции в равномерный расход воды в свой нижний бьеф в целях обеспечения участия вышележащей регулирующей высоконапорной гидроэлектростанции установленной мощностью 1000 МВт и более либо 600 МВт и более, если правилами использования водных ресурсов водохранилища допустимый диапазон изменения верхнего бьефа контррегулирующей ГЭС не установлен или составляет менее 1,5 метра, в покрытии суточной и (или) недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий неподтопления населенных пунктов. По итогам расчетного месяца *m* СО для каждой ГТП генерации *j*, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования ГЭС или ГАЭС, в соответствии с настоящим пунктом определяет показатели фактического участия в оперативном (неавтоматическом) вторичном регулировании  и фактического участия в АВРЧМ .   1. СО оценивает участие генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании как в автоматическом, так и в оперативном режимах на основании исходной информации о генерирующем оборудовании, предоставляемой в соответствии с Техническими требованиями, и данных систем мониторинга о режиме работы электростанций. Оценка участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании осуществляется в порядке, определенном настоящим Регламентом, Техническими требованиями и Порядком установления соответствия. |
| **3.3.1** | Оценка участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулированииОценка участия генерирующего оборудования ГЭС в оперативном вторичном регулировании производится в период действия команд диспетчера по изменению активной нагрузки с использованием данных СОТИАССО. Оценка качества участия электростанций в АВРЧМ производится с использованием централизованных систем АРЧМ.  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.  Диспетчером соответствующего диспетчерского центра СО, в операционной зоне которого находится ГЭС, определяется тип участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании (оперативное и/или автоматическое) и регистрируются команды на изменение активной мощности ГЭС оперативного вторичного регулирования.  Для оценки участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании СО контролирует 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 централизованных систем АРЧМ или 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.  Контроль участия генерирующего оборудования ГЭС в оперативном вторичном регулировании осуществляется в соответствии с Техническими требованиями.  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.  Регистрируется невыполнение команд диспетчера по изменению активной мощности генерирующего оборудования ГЭС, изменяющих значение активной нагрузки по отношению к плановым графикам генерации. Исполнение команд, задающих работу генерирующего оборудования ГЭС по плановым графикам генерации и возвращающих на работу по плановым графикам, а также команд на максимум/минимум генерации не контролируется в рамках контроля исполнения команд оперативного вторичного регулирования.  Оценка точности поддержания и точности набора/сброса нагрузки осуществляется по данным СОТИАССО.  Точность набора/сброса нагрузки контролируется 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 контролируется 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.  Определение средних за интервал контроля значений активной мощности выполняется в соответствии с Порядком установления соответствия.  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 контролируется. В период работы оборудования ГАЭС в насосном режиме при напорах более расчетного точность поддержания заданной величины активной мощности не контролируется.  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.  Все ремонтно-наладочные работы на оборудовании, обеспечивающем участие генерирующего оборудования ГЭС в АВРЧМ, должны быть оформлены заявками в СО с указанием причины и сроков вывода-ввода.  В согласованный с СО период проведения ремонтно-наладочных работ устройств автоматического вторичного регулирования контроль участия генерирующего оборудования ГЭС в АВРЧМ осуществляется начиная с 46 (сорок шестых) суток фактического совокупного периода указанного ремонта. Совокупный период рассчитывается с 1 января текущего года, а в отношении 2016 года – с 1 августа 2016 года. При этом в течение всего срока проведения ремонтно-наладочных работ устройств автоматического вторичного регулирования осуществляется контроль оперативного вторичного регулирования.  Требование участия в АВРЧМ не распространяется:   1. на вводимые в эксплуатацию гидроэлектростанции с установленной мощностью более 100 МВт на этапе начального наполнения (заполнения) водохранилища:  * в течение 3 месяцев с момента достижения расчетного по мощности напора гидроэлектростанции, если установленная мощность ГЭС составляет от 100 до 500 МВт; * в течение 6 месяцев с момента достижения расчетного по мощности напора гидроэлектростанции, если установленная мощность ГЭС составляет более 500 МВт;  1. до 1 ноября 2019 года – на генерирующее оборудование гидроэлектростанций, функционирующих на территориях, ранее являвшихся технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами или относившихся к территориям, технологически не связанным с ЕЭС России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, в период выполнения согласованного с СО плана-графика проведения технических мероприятий по приведению оборудования ГЭС в соответствие установленным требованиям по участию в АВРЧМ.   Расчетный по мощности напор гидроэлектростанции определяется в соответствии с правилами использования соответствующего водохранилища, утвержденными Федеральным агентством водных ресурсов. В отношении ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт неучастие в АВРЧМ не регистрируется в отношении части генерирующего оборудования такой ГЭС, по которой в установленном порядке подтверждена возможность участия в АВРЧМ. | Оценка участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании **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.  **3.3.1.2. Оценка участия генерирующего оборудования ГЭС в автоматическом вторичном регулировании (АВРЧМ)**  Оценка качества участия электростанций в АВРЧМ производится с использованием централизованных систем АРЧМ.  Для оценки участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании СО оценивает своевременность и точность реализации задания вторичной мощности, формируемого ЦС (ЦКС) АРЧМ СО.  Своевременность и точность реализации задания вторичной мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ СО определяется путем сопоставления направления, скорости и величины изменения мощности электростанций в пределах заданного вторичного резерва с заданием вторичной мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ СО.  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 в автоматическом вторичном регулировании регистрируется с учетом введенных ограничений.  Неисполнение задания вторичной мощности 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 период непривлечения ГЭС к участию в АВРЧМ осуществляется оценка участия генерирующего оборудования ГЭС в оперативном вторичном регулировании.  **3.3.1.3. Особенности оценки участия генерирующего оборудования ГЭС в АВРЧМ в период проведения ремонтно-наладочных работ на оборудовании, обеспечивающем участие генерирующего оборудования ГЭС в АВРЧМ**  Все ремонтно-наладочные работы на оборудовании, обеспечивающем участие генерирующего оборудования ГЭС в АВРЧМ, должны быть оформлены заявками в СО с указанием причины и сроков вывода-ввода.  В согласованный с СО период проведения ремонтно-наладочных работ устройств автоматического вторичного регулирования оценка участия генерирующего оборудования ГЭС в АВРЧМ осуществляется начиная с 46 (сорок шестых) суток фактического совокупного периода указанного ремонта. Совокупный период рассчитывается с 1 января текущего года. При этом в течение всего срока проведения ремонтно-наладочных работ устройств автоматического вторичного регулирования осуществляется оценка оперативного вторичного регулирования.  Требование участия в АВРЧМ не распространяется на вводимые в эксплуатацию гидроэлектростанции с установленной мощностью более 100 МВт на этапе начального наполнения (заполнения) водохранилища:   * в течение 3 месяцев с момента достижения расчетного по мощности напора гидроэлектростанции, если установленная мощность ГЭС составляет от 100 до 500 МВт; * в течение 6 месяцев с момента достижения расчетного по мощности напора гидроэлектростанции, если установленная мощность ГЭС составляет более 500 МВт.   **3.3.1.4.** Расчетный по мощности напор гидроэлектростанции определяется в соответствии с правилами использования соответствующего водохранилища, утвержденными Федеральным агентством водных ресурсов. |