

Изменения, вносимые в **Порядок отдачи и регистрации стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС» и его филиалов при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками**, в связи с изменениями в регламенты оптового рынка, утвержденными на заседании Наблюдательного совета Ассоциации «Некоммерческое партнерство Совет рынка» 24.07.2019.

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
6.2.	<p>Команды &lt;АРЧМ введено. Регулируете переток&gt;, &lt;АРЧМ введено. Регулируете частоту&gt; и &lt;АРЧМ выведено&gt; регистрируются <b>только</b> при включении/отключении центрального регулятора системы АРЧМ в режиме регулирования частоты или перетока как с включенными, так и отключенными автоматическими ограничителями перетоков (АОП).</p> <p><b>При работе системы АРЧМ только с включенными АОП при отключенном режиме регулирования частоты или перетока команды на включение / отключение АОП не документируются.</b></p>	<p>Команды &lt;АРЧМ введено. Регулируете переток&gt;, &lt;АРЧМ введено. Регулируете частоту&gt; и &lt;АРЧМ выведено&gt; регистрируются при включении/отключении центрального регулятора системы АРЧМ в режиме регулирования частоты или перетока как с включенными, так и отключенными автоматическими ограничителями перетоков (АОП), <b>а также при работе системы АРЧМ только с включенными АОП при отключенном режиме регулирования частоты или перетока.</b></p>
11.	<p>Изменение нагрузки активной мощности ГОУ ВИЭ, находящихся в управлении соответствующих диспетчерских центров, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд на ограничение (снижение) плановой нагрузки или на отключение генерирующего оборудования от сети или выдачи диспетчерских разрешений на отключение генерирующего оборудования от сети, с последующей их регистрацией. Отдача команд на ограничение (снижение) плановой нагрузки или на отключение генерирующего оборудования от сети в отношении ГОУ ВИЭ <b>допустима</b> в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.</p>	<p>Изменение нагрузки активной мощности ГОУ ВИЭ, находящихся в управлении соответствующих диспетчерских центров, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд на ограничение (снижение) плановой нагрузки или на отключение генерирующего оборудования от сети или выдачи диспетчерских разрешений на отключение генерирующего оборудования от сети, с последующей их регистрацией. Отдача команд на ограничение (снижение) плановой нагрузки или на отключение генерирующего оборудования от сети в отношении ГОУ ВИЭ <b>допускается только</b> в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима <b>электрической части энергосистемы при условии отсутствия возможности ввода параметров электроэнергетического режима энергосистемы в область допустимых значений за счет использования третичного резерва</b></p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
		на разгрузку генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС.
Приложение 2	<p>...</p> <p><b>1.1. Порядок взаимодействия Филиалов и Электростанций при формировании, обмене, согласовании и хранении Актов</b>  Формирование, обмен и согласование с <i>Электростанциями</i> и хранение <i>Актов</i> выполняет персонал <i>Филиала</i>, непосредственно осуществляющего управление генерацией электростанции.</p> <p>...</p> <p>Зарегистрированные диспетчерским персоналом <i>Филиала</i> команды, разрешения или сообщения подлежат оперативному доведению до персонала <i>Электростанций</i> путем публикации на Шлюзе СО.</p> <p><b>1.1.1. Порядок взаимодействия Филиалов и Электростанций при обмене Актами по факсимильной связи, по электронной почте (в сканированном виде) или в оригинале</b>  Настоящий порядок применяется по 30.06.2017 включительно в отношении электростанций, расположенных в операционных зонах <i>Филиалов</i> – ОДУ Востока, ОДУ Сибири, ОДУ Средней Волги, ОДУ Центра, ОДУ Юга и ОДУ Северо-Запада.</p> <p>В сутки X+1 (первый рабочий день, следующий за операционными сутками), ответственные исполнители <i>Филиала</i> формируют отчетный XLS-файл с зарегистрированными командами, разрешениями и сообщениями по всем ГОУ <i>Электростанции</i> и направляют его в электронном виде в адрес <i>Электростанции</i> для предварительного согласования. После предварительного согласования и подтверждения представителем <i>Электростанции</i> корректности данных <i>Акт</i> утверждается главным диспетчером <i>Филиала</i> (либо лицом его замещающим) и направляется по факсимильной связи, по электронной почте (в сканированном виде) или в оригинале на <i>Электростанцию</i> (Типовая форма <i>Акта</i> представлена в Приложении 1 к</p>	<p>...</p> <p><b>1.1. Порядок взаимодействия Филиалов и Электростанций при формировании, обмене, согласовании и хранении Актов</b>  Формирование, обмен и согласование с <i>Электростанциями</i> и хранение <i>Актов</i> выполняет персонал <i>Филиала</i>, непосредственно осуществляющего управление генерацией электростанции.</p> <p>...</p> <p>Зарегистрированные диспетчерским персоналом <i>Филиала</i> команды, разрешения или сообщения подлежат оперативному доведению до персонала <i>Электростанций</i> путем публикации на Шлюзе СО.</p> <p><b>1.1.1. Порядок взаимодействия Филиалов и Электростанций при обмене Актами в электронном виде с использованием ПАК «MODES-Terminal»</b>  Настоящий порядок применяется в отношении всех электростанций, расположенных в зонах оперативно-диспетчерского управления АО «СО ЕЭС».</p> <p>Формирование, согласование с <i>Электростанциями</i> и хранение <i>Актов согласования команд</i> осуществляется персоналом <i>Филиалов</i> в электронном виде с использованием ПАК «MODES-Terminal». Согласование команд осуществляется персоналом тех <i>Филиалов</i>, диспетчерским персоналом которых соответствующие команды были отданы.</p> <p>...</p> <p>Формирование <i>Актов согласования команд</i> для субъектов оптового рынка, имеющих зарегистрированные в отношении ГТП потребления таких субъектов оптового рынка электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничных рынках, в том числе электростанции промышленных предприятий, осуществляется в отношении конкретных отчетных суток при наличии запроса субъекта оптового рынка, в отношении</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>настоящему <i>Типовому порядку</i>).</p> <p>В сутки X+2 (второй рабочий день, следующий за операционными сутками) факсимильная копия <i>Акта</i> (либо его оригинал) должна быть подписана техническим руководителем <i>Электростанции</i> и направлена по факсимильной связи, по электронной почте (в сканированном виде) либо в оригинале в <i>Филиал</i>.</p> <p>Формирование <i>Актов</i> для субъектов оптового рынка, имеющих зарегистрированные в отношении ГТП потребления таких субъектов оптового рынка электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничных рынках, в том числе электростанции промышленных предприятий, осуществляется в отношении конкретных операционных суток при наличии запроса субъекта оптового рынка, в отношении ГТП потребления которого зарегистрирована соответствующая электростанция, направленного в сутки X+1 в соответствующий <i>Филиал</i>. В таком случае предварительное согласование <i>Актов</i> осуществляется в общем порядке в сутки X+2, а подписание <i>Актов</i> осуществляется в сутки X+3.</p> <p>Оформленные со стороны <i>Филиала</i> и <i>Электростанции</i> <i>Акты</i> (и их электронные копии) подлежат хранению в <i>Филиале</i> в течение 3-х лет.</p> <p><b>1.1.2. Порядок взаимодействия Филиалов и Электростанций при обмене Актами в электронном виде с использованием ПАК «MODES-Terminal»</b></p> <p>Настоящий порядок применяется с 14.06.2017 в отношении электростанций, расположенных в операционных зонах <i>Филиалов</i> – ОДУ Урала, а начиная с 01.07.2017 в отношении всех электростанций, расположенных в зонах оперативно-диспетчерского управления АО «СО ЕЭС».</p> <p>Формирование, согласование с <i>Электростанциями</i> и хранение <i>Актов согласования команд</i> осуществляется персоналом <i>Филиалов</i> в электронном виде с использованием ПАК «MODES-</p>	<p>ГТП потребления которого зарегистрирована соответствующая электростанция, направленного в сутки X+1 в <i>Филиал</i>, отдавший соответствующую команду. В таком случае согласование <i>Актов согласования команд</i> осуществляется в бумажном виде без использования ПАК «MODES-Terminal» в сутки X+2, а подписание <i>Актов согласования команд</i> осуществляется в сутки X+3 (Типовая форма Акта представлена в Приложении 1 к настоящему <i>Типовому порядку</i>).</p> <p>...</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>Terminal». Согласование команд осуществляется персоналом тех <i>Филиалов</i>, диспетчерским персоналом которых соответствующие команды были отданы.</p> <p>...</p> <p>Формирование <i>Актос согласования команд</i> для субъектов оптового рынка, имеющих зарегистрированные в отношении ГТП потребления таких субъектов оптового рынка электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничных рынках, в том числе электростанции промышленных предприятий, осуществляется в отношении конкретных отчетных суток при наличии запроса субъекта оптового рынка, в отношении ГТП потребления которого зарегистрирована соответствующая электростанция, направленного в сутки X+1 в <i>Филиал</i>, отдавший соответствующую команду. В таком случае согласование <i>Актос согласования команд</i> осуществляется в бумажном виде без использования ПАК «MODES-Terminal» в сутки X+2, а подписание <i>Актос согласования команд</i> осуществляется в сутки X+3.</p> <p>...</p>	
<p><b>Приложение 4</b></p>	<p>Признак участия в регулировании присваивается ГОУ в следующих случаях:</p> <p>1. во всех часах, в течение которых в отношении данного ГОУ действует диспетчерская команда &lt;АРЧМ введено. Регулирует переток&gt; или &lt;АРЧМ введено. Регулирует частоту&gt;, включая час окончания исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной мощности после регистрации диспетчерской команды &lt;АРЧМ выведено&gt;. Исключения составляют периоды (часы), в течение которых в установленном порядке зарегистрировано неудовлетворительное участие электростанции в автоматическом вторичном</p>	<p>Признак участия в регулировании присваивается ГОУ в следующих случаях:</p> <p>1. во всех часах, в течение которых данное ГОУ ГЭС находится под управляющим воздействием систем АРЧМ, при условии регистрации фактов срабатывания соответствующих автоматических устройств (ненулевое задание вторичной мощности), или при изменении по команде диспетчера задания плановой мощности данного ГОУ ГЭС в ГРАМ (ГРАРМ). Исключения составляют периоды (часы), в течение которых в установленном порядке зарегистрировано неудовлетворительное участие электростанции в автоматическом вторичном</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>регулировании;</p> <p>2. во всех часах, в течение которых в отношении данного ГОУ действует диспетчерская команда &lt;Регулируете переток&gt; или &lt;Регулируете частоту&gt;, включая час окончания исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной мощности;</p> <p>3. во всех часах изменения нагрузки ГОУ воздействием режимной и противоаварийной автоматики (включая воздействие систем ОНРЧ и т.п.), а также релейной защиты оборудования электрической сети, внешней по отношению к ГОУ, в том числе в случае отключения оборудования, начиная с часа, в котором зарегистрирован факт срабатывания соответствующих автоматических устройств, и включая час восстановления нормального режима работы ГОУ.</p> <p>При этом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• в случае работы систем АРЧМ только с включенными автоматическими ограничителями перетоков (АОП) при отключенном режиме регулирования частоты или перетока, признак участия в регулировании присваивается ГОУ с часа срабатывания АОП до часа окончания его работы;</li> <li>• при работе систем АРЧМ на ТЭС, участвующих в ННРЧ и АВРЧМ, признак участия в регулировании не регистрируется, а объем составляющей внешней инициативы отклонений, обусловленный управляющим воздействием соответствующей режимной автоматики, определяется в соответствии с п. 3.2. Приложения 3 к настоящему <i>Порядку отдачи и регистрации команд</i>;</li> <li>• в случае отключения оборудования действием противоаварийной автоматики, а также релейной защиты оборудования электрической сети, внешней</li> </ul>	<p>регулировании, или если в состав ГОУ входят РГЕ, используемые для оказания системной услуги по АВРЧМ;</p> <p>2. во всех часах, в течение которых в отношении данного ГОУ действует диспетчерская команда &lt;Регулируете переток&gt; или &lt;Регулируете частоту&gt;, включая час окончания исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной мощности;</p> <p>3. во всех часах изменения нагрузки ГОУ воздействием режимной и противоаварийной автоматики (включая воздействие систем ОНРЧ и т.п.), а также релейной защиты оборудования электрической сети, внешней по отношению к ГОУ, в том числе в случае отключения оборудования, начиная с часа, в котором зарегистрирован факт срабатывания соответствующих автоматических устройств, и включая час восстановления нормального режима работы ГОУ.</p> <p>При этом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• при работе систем АРЧМ на ТЭС, участвующих в ННРЧ и АВРЧМ, признак участия в регулировании не регистрируется, а объем составляющей внешней инициативы отклонений, обусловленный управляющим воздействием соответствующей режимной автоматики, определяется в соответствии с п. 3.2. Приложения 3 к настоящему <i>Порядку отдачи и регистрации команд</i>;</li> <li>• в случае отключения оборудования действием противоаварийной автоматики, а также релейной защиты оборудования электрической сети, внешней по отношению к ГОУ, и отклонении фактической нагрузки ГОУ от значения заданного УДГ данного ГОУ на величину, превышающую располагаемую мощность отключенного оборудования, объем дополнительного фактического отклонения</li> </ul>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>по отношению к ГОУ, и отклонении фактической нагрузки ГОУ от значения заданного УДГ данного ГОУ на величину, превышающую располагаемую мощность отключенного оборудования, объем дополнительного фактического отклонения относится на собственную инициативу.</p> <p>4. во всех часах, в течение которых в отношении данного ГОУ действует диспетчерская команда <i>&lt;Максимум генерации&gt;</i> и фактическая нагрузка ГОУ равна или выше величины включенной мощности, учтенной в действующем ПБР-NN, включая час окончания исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной мощности. В противном случае, для целей корректного расчета отклонений регистрируется команда на загрузку ГОУ до величины включенной мощности, учтенной в действующем ПБР-NN, с инициативой внешней. Для ГОУ, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, при формировании диспетчерского графика в период действия указанной команды учитывается актуальное на момент отдачи команды значение максимальной мощности;</p> <p>5. во всех часах, в течение которых в отношении данного ГОУ действует диспетчерская команда <i>&lt;Минимум генерации&gt;</i> (<i>&lt;Загрузить до минимума регулировочного диапазона&gt;</i>) и фактическая нагрузка ГОУ равна или ниже величины технического минимума, определенного в соответствии с <i>Порядком отдачи и регистрации команд</i> (величине технологического минимума, учтенной в действующем ПБР-NN), включая час окончания исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной мощности. В противном случае, для целей корректного расчета отклонений регистрируется команда на разгрузку ГОУ до величины технического</p>	<p>относится на собственную инициативу;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• в случае 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, признак участия в регулировании ГОУ не присваивается.</li> </ul> <p>4. во всех часах, в течение которых в отношении данного ГОУ действует диспетчерская команда <i>&lt;Максимум генерации&gt;</i> и фактическая нагрузка ГОУ равна или выше величины включенной мощности, учтенной в действующем ПБР-NN, включая час окончания исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной мощности. В противном случае, для целей корректного расчета отклонений регистрируется команда на загрузку ГОУ до величины включенной мощности, учтенной в действующем ПБР-NN, с инициативой внешней. Для ГОУ, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, при формировании диспетчерского графика в период действия указанной команды учитывается актуальное на момент отдачи команды значение максимальной мощности;</p> <p>5. во всех часах, в течение которых в отношении данного ГОУ действует диспетчерская команда <i>&lt;Минимум генерации&gt;</i> (<i>&lt;Загрузить до минимума регулировочного диапазона&gt;</i>) и фактическая нагрузка ГОУ равна или ниже величины технического минимума, определенного в соответствии с <i>Порядком отдачи и регистрации команд</i></p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>минимума (технологического минимума ГОУ, учтенного в действующем ПБР-NN), с инициативой внешней;</p> <p>6. во всех часах, в течение которых по данному ГОУ осуществляется набор/сброс нагрузки в соответствии с диспетчерской командой <i>&lt;Аварийно установить генерацию «N» МВт с максимально допустимой скоростью&gt;</i> и фактическая нагрузка ГОУ равна или выше диспетчерского графика (в случае набора нагрузки), равна или ниже диспетчерского графика (в случае снижения нагрузки), сформированного с учетом номинальной скорости набора нагрузки;</p> <p>7. во всех часах, в течение которых 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 (Загорская ГАЭС). ГОУ однозначно соответствует ГТП генерации ГАЭС в каком-либо часу суток, если в этом часу для оборудования ГАЭС не была задана работа в двигательном режиме (режиме потребления), в том числе частично. В часы работы ГАЭС в двигательном режиме (режиме потребления) признак участия в регулировании ГОУ ГАЭС не присваивается.</p> <p>8. в часах фактического изменения нагрузки в течение периода участия оборудования данного ГОУ в плановых специальных испытаниях в соответствии с согласованными с Системным оператором программами испытаний и разрешенными диспетчерскими заявками на проведение указанных испытаний. К плановым специальным испытаниям относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• испытания сетевого, основного и вспомогательного</li> </ul>	<p>(величине технологического минимума, учтенной в действующем ПБР-NN), включая час окончания исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной мощности. В противном случае, для целей корректного расчета отклонений регистрируется команда на разгрузку ГОУ до величины технического минимума (технологического минимума ГОУ, учтенного в действующем ПБР-NN), с инициативой внешней;</p> <p>6. во всех часах, в течение которых по данному ГОУ осуществляется набор/сброс нагрузки в соответствии с диспетчерской командой <i>&lt;Аварийно установить генерацию «N» МВт с максимально допустимой скоростью&gt;</i> и фактическая нагрузка ГОУ равна или выше диспетчерского графика (в случае набора нагрузки), равна или ниже диспетчерского графика (в случае снижения нагрузки), сформированного с учетом номинальной скорости набора нагрузки;</p> <p>7. во всех часах, в течение которых 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 (Загорская ГАЭС). ГОУ однозначно соответствует ГТП генерации ГАЭС в каком-либо часу суток, если в этом часу для оборудования ГАЭС не была задана работа в двигательном режиме (режиме потребления), в том числе частично. В часы работы ГАЭС в двигательном режиме (режиме потребления) признак участия в регулировании ГОУ ГАЭС не присваивается.</p> <p>8. в часах фактического изменения нагрузки в течение периода участия оборудования данного ГОУ в плановых</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>оборудования, инициированные Системным оператором;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• испытания средств режимной и противоаварийной автоматики, а также проводимые участником непосредственно в рамках сертификационных испытаний соответствия оборудования требованиям стандартов НПРЧ и АВРЧМ;</li> <li>• испытания релейной защиты.</li> </ul> <p>При этом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• объем отклонения фактической поставки электроэнергии, предусмотренный программой плановых специальных испытаний в рамках периода, указанного в разрешенной заявке на проведение испытаний и в пределах диапазона нагрузок, соответствующего согласованной программе испытаний (в т.ч. в случае полного отключения оборудования, если возможность такого отключения была указана в разрешенной заявке и программе испытаний), относится на внешнюю инициативу;</li> <li>• объем отклонения фактической поставки электроэнергии от объема, предусмотренного программой плановых специальных испытаний (за рамками периода указанного в разрешенной заявке на проведение испытаний и за пределами диапазона нагрузок, соответствующего согласованной программе испытаний) относится на собственную инициативу.</li> </ul> <p>Отклонения, обусловленные проведением иных, не предусмотренных настоящим пунктом, испытаний энергетического оборудования могут быть зарегистрированы только с собственной инициативой.</p>	<p>специальных испытаниях в соответствии с согласованными с Системным оператором программами испытаний и разрешенными диспетчерскими заявками на проведение указанных испытаний.</p> <p>К плановым специальным испытаниям относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• испытания сетевого, основного и вспомогательного оборудования, инициированные Системным оператором;</li> <li>• испытания средств режимной и противоаварийной автоматики, а также проводимые участником непосредственно в рамках сертификационных испытаний соответствия оборудования требованиям стандартов НПРЧ и АВРЧМ;</li> <li>• испытания релейной защиты.</li> </ul> <p>При этом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• объем отклонения фактической поставки электроэнергии, предусмотренный программой плановых специальных испытаний в рамках периода, указанного в разрешенной заявке на проведение испытаний и в пределах диапазона нагрузок, соответствующего согласованной программе испытаний (в т.ч. в случае полного отключения оборудования, если возможность такого отключения была указана в разрешенной заявке и программе испытаний), относится на внешнюю инициативу;</li> <li>• объем отклонения фактической поставки электроэнергии от объема, предусмотренного программой плановых специальных испытаний (за рамками периода, указанного в разрешенной заявке на проведение испытаний и за пределами диапазона нагрузок, соответствующего согласованной</li> </ul>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>При наличии признака участия в регулировании на собственную инициативу относится та часть объемов отклонений фактической поставки электроэнергии от объема, определенного в ПБР, которая обусловлена следующими причинами:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ограничениями диапазона регулирования активной мощности по техническим причинам, в том числе в связи с аварийными отключениями оборудования, в период времени до момента учета изменений состава/параметров генерирующего оборудования, вызванных указанными аварийными отключениями, в расчете ПБР-NN;</li> <li>– некорректной работой систем автоматического регулирования;</li> <li>– исполнением соответствующей диспетчерской команды не в полном объеме.</li> </ul>	<p>программе испытаний), относится на собственную инициативу.</p> <p>Отклонения, обусловленные проведением иных, не предусмотренных настоящим пунктом, испытаний энергетического оборудования могут быть зарегистрированы только с собственной инициативой.</p> <p>При наличии признака участия в регулировании на собственную инициативу относится та часть объемов отклонений фактической поставки электроэнергии от объема, определенного в ПБР, которая обусловлена следующими причинами:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ограничениями диапазона регулирования активной мощности по техническим причинам, в том числе в связи с аварийными отключениями оборудования, в период времени до момента учета изменений состава/параметров генерирующего оборудования, вызванных указанными аварийными отключениями, в расчете ПБР-NN;</li> <li>– некорректной работой систем автоматического регулирования;</li> <li>– исполнением соответствующей диспетчерской команды не в полном объеме.</li> </ul>
Приложение 6	<p>...</p> <p><b>1. Снижение потребления (поставки) электроэнергии, обусловленное управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики, а также вводом графиков аварийного ограничения потребления.</b></p> <p>1.1. Составляющая величины отклонения по внешней инициативе при наличии снижения потребления участника оптового рынка и/или прекращения/снижения поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта, обусловленных управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики, определяется Системным оператором только при наличии</p>	<p>...</p> <p><b>1. Снижение потребления (поставки) электроэнергии, обусловленное управляющими воздействиями противоаварийной автоматики, а также вводом графиков аварийного ограничения потребления электрической энергии (мощности).</b></p> <p>1.1. Составляющая величины отклонения по внешней инициативе при наличии снижения потребления участника оптового рынка и/или прекращения/снижения поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта определяется Системным оператором только при наличии представленного участником Акта</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>представленного участником <i>Акта расследования технологического нарушения</i>, ставшего причиной снижения поставки электроэнергии (далее <i>Акта расследования</i>).</p> <p>Порядок оформления Акта расследования установлен Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 №846 (далее по тексту - Правила), в соответствии с которыми расследование (выяснение) причины аварии проводится:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• органом федерального государственного энергетического надзора – в случае, если в результате аварии произошли события, перечисленные в п.4 <i>Правил</i>.</li> <li>• собственником, иным законным владельцем объекта электроэнергетики и (или) энергопринимающей установки либо эксплуатирующая их организация – в случае, если в результате аварии произошли события, перечисленные в п.5 <i>Правил</i>.</li> </ul> <p>...</p>	<p><i>расследования технологического нарушения</i>, ставшего причиной снижения поставки электроэнергии (далее <i>Акта расследования</i>) при условии, что снижение произошло из-за:</p> <p>- действия противоаварийной автоматики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• автоматики предотвращения нарушения устойчивости;</li> <li>• автоматики ограничения снижения напряжения;</li> <li>• автоматики ограничения перегрузки оборудования);</li> </ul> <p>- ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).</p> <p>Порядок оформления Акта расследования установлен Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 №846 (далее по тексту - Правила), в соответствии с которыми расследование (выяснение) причины аварии проводится:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• органом федерального государственного энергетического надзора – в случае, если в результате аварии произошли события, перечисленные в п.4 <i>Правил</i>.</li> <li>• собственником, иным законным владельцем объекта электроэнергетики и (или) энергопринимающей установки либо эксплуатирующая их организация – в случае, если в результате аварии произошли события, перечисленные в п.5 <i>Правил</i>.</li> </ul> <p>...</p>