



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

**УТВЕРЖДЕНО**  
Первым заместителем Председателя  
Правления АО «СО ЕЭС»

С.А. Павлушко

«29» декабря 2022 г.

**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

<b>Введен в действие с:</b>	01.01.2023
Листов:	101

Москва 2022

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1. Область применения .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Термины и определения .....</b>	<b>6</b>
<b>3. Групповые объекты управления .....</b>	<b>7</b>
<b>4. Стандартные документируемые диспетчерские команды, распоряжения, разрешения и сообщения.....</b>	<b>8</b>
4.1. Стандартная документируемая диспетчерская команда .....	8
4.1.1. Формат и реквизиты стандартной документируемой диспетчерской команды.....	8
4.1.2. Время отдачи, время начала исполнения и время окончания исполнения .....	9
4.1.3. Классификация инициативы отклонения.....	10
4.2. Стандартное документируемое диспетчерское разрешение.....	12
4.2.1. Формат и реквизиты стандартного документируемого диспетчерского разрешения .....	12
4.3. Стандартное документируемое диспетчерское сообщение.....	13
4.4. Классификация причины отдачи диспетчерских команд и выдачи диспетчерских разрешений и комментариев к ним.....	13
4.5. Регистрация стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений .....	13
<b>5. Диспетчерские графики генерации.....</b>	<b>14</b>
5.1. Плановый диспетчерский график.....	14
5.2. Уточненный диспетчерский график.....	16
<b>6. Общие принципы отдачи и регистрации стандартных документируемых диспетчерских команд .....</b>	<b>17</b>
6.1. Отдача команд с атрибутом собственной инициативы .....	21
6.2. Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности .....	22
6.3. Регулирование напряжения и изменение режима приема/выдачи реактивной мощности .....	24
6.4. Действия по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима.....	26
6.5. Регистрация сообщения «неисполнение команды диспетчера».....	29
6.6. Проверка фактического наличия резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании.....	30
6.7. Особенности управления режимом работы электростанций, генерирующее оборудование которых участвует в НПРЧ и/или АВРЧМ.....	31

6.8. Регистрация сообщений об отклонениях от заданного режима работы .....	32
<b>7. Общие принципы регистрации корректировок плановых графиков, согласованных с диспетчерским персоналом организаций, осуществляющих функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, и сообщений об особых технологических режимах работы ЕЭС России, влияющих на ГОУ внешних перетоков..</b>	<b>33</b>
7.1. Регистрация диспетчером Системного оператора согласованных корректировок плановых графиков по ГОУ внешних перетоков .....	33
7.2. Передача и регистрация сообщений об особых технологических режимах работы ЕЭС России, влияющих на ГОУ внешних перетоков .....	34
7.2.1. Действия диспетчера Системного оператора после передачи сообщения о возникновении (завершении) режима «остров нагрузки» в отдельных энергорайонах ЕЭС России .....	35
7.2.2. Действия диспетчера Системного оператора после передачи сообщения о факте срабатывания противоаварийной автоматики (ПА) в ЕЭС России и о факте аварийного отключения межгосударственной линии электропередачи с прекращением поставок электроэнергии в сечении экспорта/импорта .....	36
<b>8. Команды и разрешения на изменение эксплуатационного состояния генерирующего оборудования. ....</b>	<b>37</b>
8.1. Общие принципы отдачи и регистрации команд и разрешений на изменение эксплуатационных состояний генерирующего оборудования .....	37
8.2. Особенности изменения состава включенного генерирующего оборудования на территориях ценовых зон оптового рынка и второй неценовой зоны .....	40
8.2.1. Изменение состава включенного генерирующего оборудования по инициативе СО с целью обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима .....	40
8.2.2. Изменение эксплуатационного состояния генерирующего оборудования по инициативе участника .....	41
<b>9. Разрешения на проведение испытаний генерирующего оборудования</b>	<b>42</b>
<b>10. Управление режимами работы электростанций промышленных предприятий .....</b>	<b>43</b>
<b>11. Управление режимами работы квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии .....</b>	<b>43</b>
11.1. Отдача и регистрация команд и разрешений в отношении ГОУ ВИЭ .....	44
11.2. Особенности отдачи и регистрации команд ДУ в отношении ГОУ ВИЭ .....	47
11.3. Особенности применения Ранжированных таблиц на ограничение нагрузки объектов ВИЭ при отдаче команд в отношении ГОУ ВИЭ .....	47

<b>12. Перечень принятых сокращений.....</b>	<b>49</b>
<b>13. Перечень регламентирующих документов.....</b>	<b>51</b>
<b>Приложение 1 Перечень стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками.....</b>	<b>52</b>
<b>Приложение 2 .....</b>	<b>74</b>
<b>Приложение 3 Основные принципы определения внешней и собственной инициативы отклонений .....</b>	<b>79</b>
<b>Приложение 4 Порядок регистрации по ГОУ признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу .....</b>	<b>86</b>
<b>Приложение 5 Общие правила присвоения фактическим пускам генерирующего оборудования признака инициатора пуска (включения в сеть) .....</b>	<b>90</b>
<b>Приложение 6 Регламент взаимодействия Системного оператора и участников оптового рынка при оформлении Актов о снижении (изменении) потребления (поставки) электроэнергии по внешней инициативе .....</b>	<b>92</b>

## 1. Область применения

Настоящий Порядок отдачи и регистрации стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС» (далее – Системный оператор) и его филиалов при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками (далее – *Порядок отдачи и регистрации команд*) установлен в соответствии с требованиями Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и Правил оптового рынка электрической энергии и мощности.

Порядок отдачи и регистрации команд разработан в целях:

- определения основных принципов отдачи диспетчерским персоналом Системного оператора стандартных документируемых диспетчерских команд, а также соответствующих распоряжений, разрешений и сообщений;
- определения порядка регистрации диспетчерским персоналом Системного оператора стандартных документируемых диспетчерских команд, а также соответствующих распоряжений, разрешений и сообщений;
- определения порядка регистрации диспетчерским персоналом Системного оператора событий, связанных с дистанционным управлением (далее – ДУ) на электростанциях, являющихся объектами ВИЭ (солнце\ветер) (далее – электростанции ВИЭ);
- автоматического формирования уточненного диспетчерского графика (далее – УДГ) в ОИК диспетчерских центров;
- формирования исходных данных для определения:
  - составляющих величин отклонений фактических объемов производства (сальдо перетоков) электроэнергии от плановых почасовых объемов;
  - перечня фактических пусков генерирующего оборудования и присвоения признака инициатора пуска (включения в сеть);
  - показателей готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии;
  - объема фактически оказанных услуг по обеспечению системной надежности.

Требования к порядку ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом Системного оператора, в том числе с диспетчерским персоналом энергосистем иностранных государств, а также с оперативным персоналом, устанавливаются *Инструкцией о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом диспетчерского центра*.

## 2. Термины и определения

Термины и определения основных понятий в области электроэнергетики, относящиеся к электроэнергетическим системам, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оперативно-технологическому управлению, применяемые в настоящем *Порядке отдачи и регистрации команд*, соответствуют установленным национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения».

«**КИСУ**» – клиентская версия автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования, а также приема от СО плановых графиков и результирующей информации о составе, актуальных параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования участников оптового рынка, зарегистрированных СДК (консоль сбора данных об изменении системных условий).

«**Объект управления**» – объект генерации, относящийся к ГТП генерации (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой).

«**Остров нагрузки**» – особый технологический режим работы ЕЭС России при котором отдельный энергорайон на территории России временно работает изолированно от ЕЭС России параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России).

«**ПАК MODES-Terminal**» – автоматизированная система, предназначенная для информационного взаимодействия с участниками оптового рынка при подаче уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, доведении плановых диспетчерских графиков, а также для обмена иной информацией.

«**Режимная генерирующая единица (РГЕ)**» – группа единиц генерирующего оборудования, относящихся к одной группе точек поставки и привязанных к одному узлу расчетной модели.

«**Шлюз СО**» – специализированные децентрализованные технологические веб-сайты СО, обслуживаемые филиалами СО ОДУ и предназначенные для информационного взаимодействия с участниками оптового рынка при подаче уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, доведении плановых диспетчерских графиков, для обмена иной информацией в объеме и сроки, определенные Правилами оптового рынка и Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

«**Электронный журнал**» – специализированный программно-аппаратный комплекс предназначенный для регистрации диспетчерским персоналом стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых при управлении режимами генерации активной и реактивной мощности участников оптового рынка и внешними перетоками;

«**Электростанции промышленных предприятий**» – электростанции хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в области электроэнергетики преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд.

### 3. Групповые объекты управления

Групповым объектом управления (далее – ГОУ) является совокупность объектов управления, оперативный персонал которых по команде (с разрешения) диспетчера должен (может) изменить:

- нагрузку активной мощности;
- производство/потребление реактивной мощности и/или уровни напряжений в контрольных пунктах;
- эксплуатационное состояние оборудования (в отношении входящих в ГОУ агрегатов (единиц генерирующего оборудования)).

ГОУ ВИЭ являются объекты управления, которым соответствует генерирующее оборудование квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, для которых ограничение плановой нагрузки, изменение производства/потребления реактивной мощности или отключение генерирующего оборудования от сети осуществляется оперативным персоналом по команде (с разрешения) диспетчера, либо с использованием средств ДУ из диспетчерского центра (далее – команда ДУ).

Одной или нескольким режимным генерирующим единицам (далее – РГЕ), по которым в расчетной модели осуществляется планирование режима работы объекта управления, соответствует ГОУ нижнего уровня. ГОУ нижнего уровня объединяются в ГОУ верхнего уровня.

ГОУ внешних перетоков могут соответствовать:

- сечения экспорта/импорта;
- сальдо зарубежных энергосистем;
- межгосударственные сечения.

По территориальным (операционные зоны) и технологическим (параметры маневренности, типы генерации, коэффициенты эффективности влияния на параметры электроэнергетического режима и т.д.) принципам ГОУ группируются в Реестр групповых объектов управления (далее – *реестр ГОУ*).

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется диспетчерским персоналом каждого диспетчерского центра путем отдачи диспетчерских команд, в том числе команд ДУ, распоряжений, а также путем выдачи разрешений, в отношении ГОУ.

Диспетчерские команды, распоряжения, разрешения и сообщения отдаются диспетчером вышестоящего диспетчерского центра в отношении ГОУ диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или оперативному персоналу объектов электроэнергетики или организациям, осуществляющим функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, в соответствии с актуальным *реестром ГОУ*.

Порядок формирования, актуализации и ведения *реестра ГОУ* устанавливает Системный оператор. Реестр ГОУ утверждается Директором по управлению режимами ЕЭС – главным диспетчером АО «СО ЕЭС».

#### **4. Стандартные документируемые диспетчерские команды, распоряжения, разрешения и сообщения**

Стандартные документируемые диспетчерские команды, распоряжения, разрешения и сообщения, используемые при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками (далее – *СДК*), являются частью всех диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых Системным оператором при выполнении функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

*Перечень СДК* устанавливает Системный оператор в соответствии с настоящим *Порядком отдачи и регистрации команд*. *Перечень СДК* (Приложение 1) является обязательным для применения всеми диспетчерскими центрами Системного оператора.

##### **4.1. Стандартная документируемая диспетчерская команда**

###### **4.1.1. Формат и реквизиты стандартной документируемой диспетчерской команды**

Стандартная документируемая диспетчерская команда, регистрируемая диспетчерским персоналом Системного оператора, отданная в отношении ГОУ своей операционной зоны, должна иметь следующие реквизиты:

- Ф.И.О. диспетчера, отдавшего команду;
- Ф.И.О. лица, которому адресована команда;
- Время отдачи команды;
- Время начала исполнения;
- Время окончания исполнения;
- Наименование ГОУ (стандартное наименование ГОУ, на который распространяется действие команды);
- Содержание команды (стандартная формулировка содержания действия, стандартные наименования изменяемых параметров, величина предписанного изменения параметров или требуемое состояние оборудования);



- Классификация инициативы отклонения.

Указанные реквизиты являются обязательными при регистрации каждой отданной диспетчерской команды, с учетом предусмотренных настоящим порядком особенностей их регистрации.

Каждый реквизит диспетчерской команды имеет переменный параметр, отражающий значение реквизита на момент отдачи команды.

Формат зарегистрированной в отношении ГОУ диспетчерским персоналом Системного оператора стандартной документируемой диспетчерской команды в общем случае имеет следующий вид – набор стандартных реквизитов с актуальными значениями параметров:

*«<Ф.И.О. диспетчера>. <Ф.И.О. адресата> <Время отдачи команды> с <Время начала исполнения> к <Время окончания исполнения> по <Наименование ГОУ> <Содержание команды> Инициатива <Классификация инициативы отклонения>».*

При отдаче диспетчерской команды реквизит *<Время окончания исполнения>* указывается при необходимости. Регистрация указанного реквизита осуществляется в соответствии с настоящим *Порядком отдачи и регистрации команд*.

Отдача стандартной документируемой диспетчерской команды с реквизитом *«кроме <Наименование ГОУ>»* не допускается.

#### **4.1.2. Время отдачи, время начала исполнения и время окончания исполнения**

При регистрации команд на ГОУ, включающие в себя несколько ГОУ нижнего уровня, окончательное время исполнения команды регистрируется исходя из максимального времени исполнения команды заданного диспетчером соответствующего диспетчерского центра (по результатам оперативных переговоров).

Время начала исполнения команды – время, начиная с которого должно начать исполняться конкретное действие (действия), предусмотренное диспетчерской командой.

Время окончания исполнения команды – время, к которому должно быть исполнено конкретное действие (действия), предусмотренное диспетчерской командой.

По окончании исполнения команды ГОУ должен работать в технологическом режиме или генерирующее оборудование объекта электроэнергетики должно находиться в эксплуатационном состоянии в соответствии с отданной диспетчерской командой.

Время отдачи команды не может быть зарегистрировано одинаковым для двух и более команд в отношении одного ГОУ. Зарегистрированные времена отдачи двух разных команд должны формально отличаться не менее чем на одну минуту.

Время начала исполнения команды может отличаться от времени отдачи команды (отсрочка начала исполнения команды). (Например: Отдача диспетчером Системного оператора команды «...<11:35> с <12:00> к <13:00> по < N-ской ТЭЦ > <Работать по плановому диспетчерскому графику>...).

Если при отдаче команды временем начала исполнения команды является время отдачи команды, реквизит СДК <Время начала исполнения> может не указываться. В таком случае при регистрации команды < Время отдачи команды > и < Время начала исполнения> указываются одинаковыми.

Для команд, не требующих времени на исполнение <Время начала исполнения> и <Время окончания исполнения> могут быть указаны одинаковыми (Например: Регистрация диспетчером Системного оператора команды «...<11:35> с <11:35> к <11:35> по <N-ской ТЭЦ> <Регулируете частоту>...).

При регистрации команды, отданной организациям, осуществляющим функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, реквизиты <Время начала исполнения> и <Время окончания исполнения> должны быть указаны одинаковыми.

При отдаче команд оперативному персоналу электростанции на отключение от сети генерирующего оборудования объектов ВИЭ время окончания исполнения команды не указывается и не регистрируется.

При отдаче команд оперативному персоналу электростанции на включение агрегатов в работу в минимально возможный срок время окончания исполнения не указывается и не регистрируется.

При отдаче команд оперативному персоналу ГЭС должны использоваться нормированные времена продолжительности набора/сброса нагрузки ГЭС, относящихся к ГОУ (далее – Норматив). При этом время окончания исполнения команды:

1. может задаваться диспетчером в абсолютном значении исходя из режимных условий, но не менее определенного Нормативом;
2. может не задаваться диспетчером. В таком случае принимается время окончания исполнения команды, определенное Нормативом.

В первом случае при регистрации команды реквизит <Время окончания исполнения> указывается равным заданному времени, а во втором случае указывается равным времени, определенному Нормативом.

Нормированные времена набора/сброса нагрузки по ГЭС, относящимся к групповым объектам управления (ГОУ), утверждаются Директором по управлению режимами ЕЭС – главным диспетчером АО «СО ЕЭС».

#### **4.1.3. Классификация инициативы отклонения**

Каждой регистрируемой команде присваивается атрибут инициативы отклонения от планового диспетчерского графика:

- Инициатива собственная <ИС>. Присваивается командам, инициированным запросом участника оптового рынка на отклонение от планового (уточненного) диспетчерского графика по ГОУ нижнего уровня (ГТП) (с учетом особенностей присвоения атрибута инициативы по ГОУ внешних перетоков);
- Инициатива внешняя <ИВ>. Присваивается командам, инициированным Системным оператором;
- Инициатива не регистрируется <ИН>. Присваивается командам, не изменяющим значение планового (уточненного) диспетчерского графика активной мощности. (Например, команды на регулирование напряжения);
- Инициатива временно не определена <ВН>. Может временно присваиваться командам, отдаваемым организациям, осуществляющим функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, если в оперативном режиме невозможно квалифицировать инициативу отклонения. (Например: отдача команды по ГОУ внешних перетоков с причиной <Аварийное отключение межгосударственных линий электропередачи>).

Инициатива отклонения присваивается стандартным документируемым диспетчерским командам в соответствии с Основными принципами определения составляющих величин отклонений, относимых на внешнюю и собственную инициативу (Приложение 3 к настоящему *Порядку отдачи и регистрации команд*, далее – *Основные принципы определения инициатив*).

Реквизит СДК <Классификация инициативы отклонения> в обязательном порядке отдается голосом при отдаче следующих типов команд из Перечня СДК:

- команды по изменению активной нагрузки (команды № 1.1, 1.2, 1.3 и 1.4);
- команды регистрации изменения планового графика, согласованного с организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме (команды № 5.1, 5.2 и 5.3).

В остальных случаях при отдаче команд голосом реквизит <Классификация инициативы отклонения> не указывается, а при регистрации команды в обязательном порядке регистрируется параметр, используемый по умолчанию.

В случае если в каком-либо часе по ГОУ весь объем отклонения фактической поставки электроэнергии от объема, определенного плановым ДГ, должен быть отнесен на внешнюю инициативу, такому ГОУ Системным оператором присваивается признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу в соответствии с *Порядком регистрации по ГОУ признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу* (Приложение 4 к настоящему *Порядку отдачи и регистрации команд*).

## 4.2. Стандартное документируемое диспетчерское разрешение

### 4.2.1. Формат и реквизиты стандартного документируемого диспетчерского разрешения

Стандартное документируемое диспетчерское разрешение, регистрируемое диспетчерским персоналом Системного оператора в отношении ГОУ своей операционной зоны, должно иметь следующие реквизиты:

- Ф.И.О. диспетчера, выдавшего разрешение;
- Ф.И.О. лица, которому выдано разрешение;
- Время выдачи разрешения;
- Время окончания исполнения разрешенного действия;
- Наименование ГОУ (стандартное наименование ГОУ, на который распространяется действие разрешения);
- Содержание разрешения (стандартная формулировка содержания действия, стандартные наименования изменяемых параметров, величина предписанного изменения параметров или требуемое состояние оборудования).

Указанные реквизиты являются обязательными при регистрации каждого диспетчерского разрешения.

Каждый реквизит диспетчерского разрешения имеет переменный параметр, отражающий значение реквизита на момент выдачи разрешения.

Формат зарегистрированного в отношении ГОУ диспетчерским персоналом Системного оператора стандартного документируемого диспетчерского разрешения в общем случае имеет следующий вид – набор стандартных реквизитов с актуальными значениями параметров:

*«<Ф.И.О. диспетчера> <Ф.И.О. адресата> <Время выдачи разрешения > К <Время окончания исполнения разрешенного действия > по <Наименование ГОУ> РАЗРЕШАЮ <Содержание разрешения>».*

*(Например: Отдача диспетчером Системного оператора по ГОУ разрешения с реквизитами «...<16:53 > к <18:45> по <N-ской ГРЭС> <РАЗРЕШАЮ включить блок № 2 в работу>...»).*

При регистрации разрешения диспетчером вышестоящего диспетчерского центра диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или оперативному персоналу объекта электроэнергетики реквизит *<Время начала исполнения>* не указывается. Временем начала исполнения автоматически становится время выдачи разрешения.

При регистрации разрешения диспетчером вышестоящего диспетчерского центра диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или оперативному персоналу объекта электроэнергетики необходимость наличия реквизита *<Время окончания исполнения разрешенного действия>* определяется диспетчером.

### 4.3. Стандартное документируемое диспетчерское сообщение

Диспетчерское сообщение (далее – сообщение) – информация о технологических режимах и эксплуатационном состоянии или условиях работы объектов электроэнергетики, доводимая до сведения диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или оперативному персоналу объекта электроэнергетики.

Стандартное документируемое диспетчерское сообщение, регистрируемое диспетчерским персоналом Системного оператора в отношении ГОУ своей операционной зоны, должно иметь следующие реквизиты:

- Ф.И.О. диспетчера передавшего сообщение;
- Ф.И.О. адресата сообщения;
- Время передачи сообщения;
- Наименование ГОУ (стандартное наименование ГОУ, относительно которого передано сообщение);
- Содержание сообщения (стандартная формулировка содержания сообщения).

Указанные реквизиты должны присутствовать в каждом регистрируемом сообщении.

*(Например: Сообщение диспетчера Системного оператора об объявлении по ГОУ неисполнения команды диспетчера: «...<15:25> по <N-ской ТЭЦ> <Зарегистрирован факт «неисполнение команды диспетчера»>.)*

### 4.4. Классификация причины отдачи диспетчерских команд и выдачи диспетчерских разрешений и комментарии к ним

Реквизит *<Классификация причины возникновения>* является служебным, фиксирующим причину отдачи команды или выдачи разрешения. В случае необходимости произносится при отдаче команд (выдаче разрешений) диспетчером вышестоящего ДЦ диспетчеру нижестоящего ДЦ. До оперативного персонала энергообъектов указанные реквизиты не доводятся. Регистрируются в обязательном порядке для всех команд и разрешений.

Реквизит *<Комментарий>* является служебным, конкретизирующим причину отдачи команды (выдачи разрешения) для последующего анализа. До оперативного персонала энергообъектов указанные реквизиты не доводятся. Регистрируются для всех команд и разрешений за исключением СДК, для которых *Перечнем СДК* предусмотрена возможность регистрации произвольного комментария. В таком случае комментарий регистрируется при необходимости.

### 4.5. Регистрация стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений

Все отданные и зарегистрированные с помощью средств аудиозаписи диспетчерские команды, распоряжения, разрешения и сообщения, из числа

входящих в *Перечень СДК*, в обязательном порядке регистрируются диспетчерским персоналом в электронном журнале в соответствии с настоящим *Порядком отдачи и регистрации команд*.

Все параметры зарегистрированных *СДК* должны строго соответствовать параметрам команд, отданных голосом и зарегистрированных средствами аудиозаписи. Регистрация в электронном журнале параметров *СДК*, несоответствующих фактическим параметрам отданных команд, запрещается, за исключением случаев, указанных в п.4.1.3.

*СДК*, зарегистрированные в электронном журнале, подлежат согласованию в соответствии с Типовым порядком оформления Актов согласования команд, разрешений и сообщений, определяющим процедуру взаимодействия филиалов Системного оператора с электростанциями субъектов оптового рынка при оформлении Актов согласования команд, разрешений и сообщений (Приложение 2). В случае отдачи и регистрации в электронном журнале в отношении ГОУ ВИЭ команд на регулирование напряжения, указанные команды в Акты согласования команд, разрешений и сообщений не включаются и согласованию не подлежат.

## **5. Диспетчерские графики генерации**

Диспетчерские графики (далее – ДГ) генерации представляют собой траектории (графики), соединяющие отрезками прямых последовательные во времени значения активной мощности заданные для каждого ГОУ.

### **5.1. Плановый диспетчерский график**

Плановый диспетчерский график (далее – плановый ДГ) – диспетчерский график, соединяющий последовательные во времени значения активной мощности, заданные для ГОУ на момент окончания каждого часа. Плановые ДГ формируются Системным оператором по каждому объекту управления (в том числе по неценовым зонам) в сутки X-1 на операционные сутки X, а также в сутки X до конца суток X, и определяют на момент окончания каждого часа заданное значение активной мощности. Для объектов управления, расположенных на территориях ценовых зон, плановыми ДГ являются предварительный план балансирующего рынка (далее – ППБР) и планы балансирующего рынка (далее – ПБР-NN), для территорий не объединенных в ценовые зоны – доводимые диспетчерские графики (далее – ДДГ) ), а для второй неценовой зоны и уточненные доводимые диспетчерские графики (далее – УДДГ-NN).

В течение суток X Системный оператор осуществляет уточняющий расчет плановых ДГ для объектов генерации, расположенных в ценовых зонах и второй неценовой зоне.

В случае одобрения (акцепта) результатов расчета и присвоения его результатам статуса ПБР – NN (план балансирующего рынка часа – NN) или УДДГ-NN (уточненный доводимый диспетчерский график часа – NN) Системный оператор доводит новый плановый ДГ до объектов управления.

Плановые ДГ (ППБР/ПБР/ДДГ/УДДГ) доводятся вышестоящим диспетчерским центром до нижестоящих диспетчерских центров и до всех объектов управления, находящихся в управлении соответствующего диспетчерского центра, в виде диспетчерских распоряжений.

Диспетчерское распоряжение о вводе ППБР/ПБР–NN подписывается старшим диспетчером смены главного диспетчерского центра Системного оператора. Диспетчерское распоряжение о вводе ДДГ подписывается Директором по управлению режимами – главным диспетчером филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. Диспетчерское распоряжение о вводе УДДГ–NN подписывается старшим диспетчером смены филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока.

Диспетчерское распоряжение о вводе нового планового ДГ 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 диспетчерскому графику.

Диспетчерское распоряжение о вводе нового планового ДГ является обязательным к исполнению, если иное не задано диспетчерской командой.

Диспетчерское распоряжение о вводе нового планового ДГ доводится до персонала объекта электроэнергетики с использованием специализированного ПО, которым является терминал участника балансирующего рынка (ПО ТУБР) – клиентская версия автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования (консоль сбора данных об изменении системных условий – КИСУ), либо иное программное обеспечение, обеспечивающее, в том числе, прием от Системного оператора плановых диспетчерских графиков и результирующей информации о составе, актуальных параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования участников оптового рынка.

Для ГЭС, имеющих введенную в промышленную эксплуатацию информационно-управляющую систему доведения плановой мощности из диспетчерских центров Системного оператора до гидроэлектростанций по каналам ЦС (ЦКС) АРЧМ – ГРАМ ГЭС (далее – СДПМ), плановый диспетчерский график также доводится путем доведения значений активной мощности генерации на моменты окончания каждого часа до ГРАМ (ГРАРМ) ГЭС.

Если существуют ГОУ, которые должны работать с нагрузкой, отличной от планового ДГ, то для изменения режима работы ГОУ должна быть отдана и зарегистрирована стандартная документируемая диспетчерская команда по изменению режима генерации активной мощности.

При отдаче в отношении ГОУ (электростанции) команды *<Работать по плановому диспетчерскому графику>* ГОУ должен работать с графиком нагрузки, соответствующим актуальному ПБР–NN или УДДГ–NN (вернуться на плановый ДГ).

При вводе в эксплуатацию нового объекта генерации и доведении до нового объекта управления диспетчерского распоряжения о вводе первого планового ДГ в отношении такого ГОУ необходимо отдать и зарегистрировать формальную диспетчерскую команду *<Работать по плановому диспетчерскому графику>*.

При получении от диспетчера вышестоящего диспетчерского центра диспетчерского распоряжения о вводе нового планового ДГ (получении очередного ПБР-NN или УДДГ-NN), диспетчер в отношении ГОУ (электростанций), находящихся в управлении данного диспетчерского центра, осуществляет отдачу и регистрацию соответствующих команд и сообщений в следующем порядке:

1. В случае, когда ГОУ в соответствии с действующей командой работает по плановому ДГ и данному ГОУ необходимо продолжить работу по плановому ДГ после акцепта ПБР или УДДГ при доведении планового ДГ до объекта управления команды по данному ГОУ не отдаются и не регистрируются. В таком случае данный ГОУ должен, начиная с часа NN-1 до часа NN, осуществить переход на новый плановый ДГ;
2. В случае, когда ГОУ в соответствии с действующей командой работает по плановому ДГ, но в момент акцепта ПБР-NN ГОУ необходимо работать с графиком нагрузки, отличным от очередного ПБР-NN или УДДГ-NN (изменить режим работы по отношению к плановому ДГ), необходимо отдать и зарегистрировать соответствующую команду на изменение активной нагрузки;
3. В случае, когда ГОУ в соответствии с действующей командой работает с графиком нагрузки, отличным от планового ДГ, и при акцепте очередного ПБР-NN или УДДГ-NN необходимо вернуть указанный ГОУ на плановый ДГ, в отношении этого ГОУ необходимо отдать и зарегистрировать команду *<Работать по плановому диспетчерскому графику>*;
4. В случае, когда ГОУ в соответствии с действующей командой работает с графиком нагрузки, отличным от планового ДГ и при акцепте очередного ПБР-NN или УДДГ-NN данному ГОУ необходимо продолжать работу с нагрузкой, заданной действующей командой, при акцепте очередного ПБР-NN или УДДГ-NN команды по данному ГОУ не отдаются и не регистрируются. В таком случае данный ГОУ должен продолжить работу в соответствии с действующей командой;
5. В случае, если ГОУ работает с графиком нагрузки, отличным от планового ДГ, и при акцепте очередного ПБР-NN или УДДГ-NN данному ГОУ необходимо изменить график нагрузки, заданный действующей командой, необходимо отдать и зарегистрировать соответствующую команду на изменение активной нагрузки.

## **5.2. Уточненный диспетчерский график**

Уточненный диспетчерский график (далее – УДГ) – диспетчерский график, соединяющий последовательные во времени значения активной



мощности, заданные для ГОУ диспетчерскими командами относительно планового ДГ.

Для ГОУ, в отношении которого отдана и действует команда *<Работать по плановому диспетчерскому графику>*, плановый ДГ и УДГ совпадают.

УДГ для ГОУ, в отношении которых отданы команды в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима формируется в соответствии с актуальными скоростями набора/сброса нагрузки и значениями максимальной и минимальной включенной мощности, учтенными в действующем ПБР-NN. Для ГОУ, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, при формировании УДГ в период действия указанных команд учитывается актуальное на момент отдачи команды значение максимальной и минимальной мощности.

## **6. Общие принципы отдачи и регистрации стандартных документируемых диспетчерских команд**

Диспетчерский персонал Системного оператора при осуществлении действий по управлению режимами работы объектов генерации – отдаче и регистрации СДК, должен руководствоваться следующими принципами:

1. При управлении режимами работы объектов генерации диспетчер не должен отдавать заведомо неисполнимые СДК;
2. Команда *<Работать по плановому диспетчерскому графику>* формально не является неисполнимой;
3. Временем действия диспетчерской команды на изменение активной мощности является время от начала исполнения данной команды до начала исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной мощности;
4. Временем действия диспетчерской команды на регулирование напряжения является время до начала исполнения новой диспетчерской команды на регулирование напряжения, в том числе команды *<Работать по графику напряжений>*;
5. При наступлении новых суток действие диспетчерских команд на изменение активной мощности и на регулирование напряжения не прекращается;
6. При необходимости, в промежуток времени от отдачи команды до времени начала исполнения команды включительно, диспетчер вправе отдать по ГОУ команду, задающую иной режим работы (отличный от заданного предыдущей командой). Новая команда, вне зависимости от времени начала и/или окончания ее исполнения отменяет начало исполнения предыдущей команды с момента времени отдачи и действует до времени начала исполнения следующей команды;
7. Если существуют ГОУ, которые должны работать с нагрузкой, отличной от планового ДГ, то при изменении режима работы таких ГОУ должны

- быть отданы и зарегистрированы СДК. Изменение режима работы ГОУ производится в соответствии с ранжированными таблицами (далее – РЖТ), используемыми при управлении режимами работы ЕЭС России;
8. При необходимости увеличения генерации в первую очередь загружаются до планового ДГ электростанции, ранее разгруженные по внешней инициативе (если это допустимо по режиму), затем осуществляется загрузка электростанций выше планового ДГ в соответствии с РЖТ на загрузку;
  9. При необходимости снижения генерации в первую очередь разгружаются до планового ДГ электростанции, ранее загруженные по внешней инициативе (если это допустимо по режиму), затем осуществляется разгрузка электростанций ниже планового ДГ в соответствии с РЖТ на разгрузку;
  10. Изменение состава включенного генерирующего оборудования по команде диспетчера производится в порядке, определенном ранжированными перечнями на включение и отключение генерирующего оборудования, только при необходимости обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, вызванной изменениями балансовой и схемно-режимной ситуации относительно учтенной при актуализации расчетной модели;
  11. Изменение графиков генерации ГОУ в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима может осуществляться как с учетом, так и без учета РЖТ;
  12. Команды с атрибутом собственной инициативы регистрируются при наличии запроса оперативного персонала объекта электроэнергетики, поданного в установленном порядке, при этом новое заданное диспетчером значение генерации может отличаться от запрашиваемого. Если командой по ГОУ было задано отклонение от планового ДГ по собственной инициативе, то для возврата ГОУ по команде диспетчера на плановый ДГ по режимным условиям, наличие запроса оперативного персонала объекта электроэнергетики не требуется;
  13. Команды на изменение состава оборудования, в том числе на изменение времени пуска/останова оборудования, непосредственно не корректирующие УДГ (заданное значение активной нагрузки), регистрируются в электронном журнале с атрибутом инициативы <ИН>;
  14. Изменение состава или параметров оборудования корректирует регулировочный диапазон активной мощности, принятый при расчете планового ДГ. При необходимости отдачи команды на изменение режима генерации вследствие изменения состава оборудования, инициатива команде присваивается в соответствии с инициатором, заявившем о корректировке состава оборудования. При этом инициатором не согласованного (аварийного) изменения состава оборудования всегда является участник оптового рынка;

15. Если значение УДГ задано абсолютной величиной, и в какой-либо момент времени плановый ДГ пересекает заданный УДГ (плановый ДГ в абсолютном значении больше или меньше УДГ) более чем на один час, то, диспетчер должен либо подтвердить ранее отданную команду, либо отдать и зарегистрировать новую команду. Указанное требование не распространяется на диспетчерские команды, отдаваемые диспетчерским персоналом в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима;
16. Если командой по ГОУ было задано отклонение от планового ДГ по внешней (собственной) инициативе, то возврат на плановый ДГ должен осуществляться командой с инициативой, вызвавшей отклонение;
17. В случае если объект генерации загружен/разгружен выше/ниже планового ДГ и его необходимо разгрузить/загрузить ниже/выше планового ДГ по инициативе, отличной от инициативы, вызвавшей первоначальное отклонение, сначала необходимо осуществить возврат объекта генерации на плановый ДГ командой с инициативой, вызвавшей первоначальное отклонение;
18. При управлении режимами работы объектов генерации диспетчер должен отдавать команды на изменение генерации, по возможности избегая формирования одновременно разнонаправленных внешних инициатив (вверх/вниз) по ГОУ своей операционной зоны, за исключением случаев:
  - восстановления объемов вторичного и третичного резервов мощности (например, разгрузка ГЭС в целях наполнения сработавшего водохранилища, при соответствующей загрузке ТЭС для компенсации аварийно отключенной генерирующей мощности);
  - предотвращения и ликвидации перегрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования.
19. В общем случае, команда диспетчера на изменение нагрузки относительно планового ДГ по всем ГОУ, входящим в ГОУ вышестоящего уровня, должна быть однонаправлена с командой диспетчера вышестоящего уровня;
20. При управлении режимами работы объектов генерации диспетчер, в случае если требуется разнонаправленное изменение генерации в течение нескольких часов, должен отдавать команды на изменение генерации, по возможности избегая формирования «пилообразного» УДГ;
21. Допускается возникновение разнонаправленных инициатив у различных ГОУ в пределах одного часового интервала в условиях, когда в нормальном режиме для поддержания величины допустимых перетоков в двух и более контролируемых сечениях возникает необходимость работы одних ГОУ ниже планового ДГ, а других – выше планового ДГ. При этом загрузка/разгрузка электростанций должна осуществляться в соответствии с РЖТ на загрузку/разгрузку;

22. При отсутствии регулировочного диапазона диспетчером может быть отдана команда на загрузку ГОУ выше заявленного участником максимума или разгрузку ниже заявленного участником минимума, но не ниже технического минимума, до значения, рассчитанного диспетчером в соответствии с данными по оборудованию, имеющимися в распоряжении Системного оператора, либо до значения, согласованного с оперативным персоналом объекта электроэнергетики. В таком случае команду на увеличение/снижение генерации необходимо регистрировать с атрибутом внешней инициативы <ИВ>;
23. Команды на дальнейшую загрузку/разгрузку по внешней инициативе объектов генерации уже загруженных/разгруженных по собственной инициативе, могут быть отданы только при отсутствии регулировочного диапазона на других объектах генерации соответствующей операционной зоны;
24. В случае разгрузки/загрузки или отключения генерирующего оборудования противоаварийной автоматикой, команда диспетчера не регистрируется, а инициатива отклонения квалифицируется в соответствии с *Основными принципами определения инициатив*;
25. При отдаче команд на изменение режима работы ГОУ по команде диспетчера вышестоящего уровня, в качестве причины указывается причина, аналогичная причине, указанной в команде диспетчера вышестоящего уровня.
26. При исполнении в неполном объеме команды <Работать на N МВт выше планового диспетчерского графика> (<Генерация «N» МВт> при «N» МВт выше планового ДГ) по внешней инициативе, после получения от участника оптового рынка оперативного уведомления об изменении величины максимальной включенной мощности генерирующего оборудования в сторону снижения (не ниже значения планового ДГ), в общем случае должна быть отдана новая команда, изменяющая (уменьшающая) требуемую величину отклонения от планового ДГ, по внешней инициативе, за исключением случаев когда такое изменение режима работы ГОУ недопустимо по режимным условиям.
27. При исполнении в неполном объеме команды <Работать на N МВт ниже планового диспетчерского графика> (<Генерация «N» МВт> при «N» МВт ниже планового ДГ) по внешней инициативе, после получения от участника оптового рынка оперативного уведомления об изменении величины минимальной мощности включенного генерирующего оборудования в сторону увеличения (не выше значения планового ДГ), в общем случае должна быть отдана новая команда, изменяющая (уменьшающая) требуемую величину отклонения от планового ДГ, по внешней инициативе, за исключением случаев когда такое изменение режима работы ГОУ недопустимо по режимным условиям.

## 6.1. Отдача команд с атрибутом собственной инициативы

Запрос оперативного персонала объекта электроэнергетики на изменение графика генерации по собственной инициативе может быть подан исключительно в отношении ГОУ нижнего уровня (ГТП), в том числе в связи с аварийным отключением оборудования. Такой запрос может быть удовлетворен, в том числе, если при этом потребуется изменение генерации на других ГОУ по внешней инициативе.

Исключение составляют случаи, то есть запрос не может быть удовлетворен, когда команда на изменение графика генерации по собственной инициативе запрашивается в процессе предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима (например: планируются к вводу графики ограничения потребления, по ГОУ операционной зоны отдана команда *<Максимум генерации с учетом допустимого перегруза оборудования>*, отсутствуют резервы за сечением, фактические перетоки в котором близки к максимально-допустимым значениям, а запрос поступает на снижение генерации и т.п.).

Время начала исполнения команды с атрибутом собственной инициативы не может быть задано ранее времени поступления запроса на изменение графика генерации по собственной инициативе. В случае поступления в течение 20 минут после аварийного отключения оборудования запроса оперативного персонала объекта электроэнергетики на изменение графика генерации по собственной инициативе, допускается регистрация команды с атрибутом собственной инициативы с временем начала исполнения команды соответствующим времени аварийного отключения.

Присвоение инициатив при изменении плановых графиков сальдо перетоков мощности по ГОУ внешних перетоков осуществляется в соответствии с п.6 настоящего *Порядка отдачи и регистрации команд*.

Команда на изменение графика генерации ГОУ нижнего уровня (ГТП) по собственной инициативе может быть зарегистрирована диспетчером того диспетчерского центра, который непосредственно отдает команды оперативному персоналу электростанции.

При отдаче команд диспетчером вышестоящего ДЦ диспетчеру нижестоящего ДЦ, всегда регистрируется внешняя инициатива. Исключения составляют случаи регистрации корректировок плановых графиков по ГОУ внешних перетоков с уровня главного диспетчерского центра.

Если отклонение на загрузку или разгрузку, от значения, ранее заданного УДГ, по запросу оперативного персонала объекта электроэнергетики на изменение режима работы объекта генерации по собственной инициативе не превышает 50 МВт, и при этом изменение (отклонение) суммарной величины УДГ по вышестоящему ГОУ не превышает 50 МВт (в случае если по соответствующей операционной зоне не установлена меньшая величина), диспетчер имеет право отдать соответствующую команду на изменение активной нагрузки ГОУ нижнего уровня (ГТП) по собственной инициативе без

изменения графиков генерации других объектов электроэнергетики по внешней инициативе. В противном случае диспетчер соответствующего ДЦ должен запросить разрешение диспетчера вышестоящего уровня. Диспетчер вышестоящего ДЦ, получивший соответствующий запрос, должен:

1. либо согласовать изменение режима работы соответствующего объекта генерации по собственной инициативе и отдать команду на соответствующее изменение режима работы генерации по ГОУ своей операционной зоны, в который входит данный объект генерации;
2. либо согласовать изменение режима работы соответствующего объекта генерации по собственной инициативе с одновременным изменением режима работы объектов генерации, входящих в тот же ГОУ, что и объект генерации, режим работы которого изменяется по собственной инициативе, по инициативе внешней на аналогичный объем в соответствии с РЖТ (без изменения суммарного графика работы ГОУ);
3. либо, в случае невозможности по режимным условиям согласовать изменение режима генерации по собственной инициативе, дать указание отклонить соответствующий запрос оперативного персонала объекта электроэнергетики с указанием причины отказа в согласовании команды.

## **6.2. Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности**

Оперативное вторичное регулирование осуществляется по командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Командами вторичного регулирования являются:

- все команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС (ГАЭС) по внешней инициативе по отношению к плановым графикам генерации;
- команды на регулирование частоты и перетоков активной мощности из числа входящих в *Перечень СДК*.

В отношении команд вторичного регулирования всегда регистрируется внешняя инициатива за исключением команды *<АРЧМ выведено>*, для которой присваивается атрибут инициативы *<ИН>*.

При отдаче команд на регулирование частоты или перетоков активной мощности диспетчер должен задать уставки по частоте или активной мощности исходя из режимных условий. Уставки задаются голосом и регистрируются в аудиозаписи оперативных переговоров.

При управлении ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ изменение мощности должно осуществляться в соответствии с заданием вторичной мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ относительно задания плановой мощности ГЭС в пределах имеющихся резервов вторичного регулирования на ГА, подключенных к ГРАМ (ГРАРМ). 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) может осуществляться с использованием СДПМ или по

команде диспетчера. В этом случае изменения задания плановой мощности голосом команды регистрируются в аудиозаписи оперативных переговоров, фиксация СДК не требуется.

При работе ЦС (ЦКС) АРЧМ только с включенными АОП при отключенном режиме регулирования частоты или перетока, команды на изменение нагрузки ГЭС (УДГ) отдаются и регистрируются в общем порядке с помощью СДК.

Для команд *<АРЧМ введено. Регулируете переток>*, *<АРЧМ введено. Регулируете частоту>* и *<АРЧМ выведено>* временем окончания исполнения команды является время, к которому система АРЧМ должна быть введена/выведена в работу/из работы.

В случае отдачи команд *<АРЧМ введено. Регулируете переток>* или *<АРЧМ введено. Регулируете частоту>* оперативный персонал соответствующей ГЭС (ГАЭС) должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра, включать в работу и отключать гидрогенераторы ГЭС (ГАЭС) для обеспечения заданного значения резерва активной мощности на загрузку/разгрузку (количества агрегатов, включенных в сеть). Резерв активной мощности на загрузку/разгрузку, необходимый для работы АРЧМ, может быть задан диспетчерскими командами или диспетчерскими распоряжениями (диспетчерскими инструкциями), а также может быть задан как необходимое количество агрегатов, включенных в сеть.

В случае выделения на изолированную работу энергорайонов в одной или нескольких операционных зонах диспетчерского управления, диспетчером должны быть отданы команды *<Регулируете частоту>* или *<АРЧМ введено. Регулируете частоту>* на ГОУ, соответствующие объектам генерации, регулирующим частоту в изолированных энергорайонах.

После отдачи команды *<АРЧМ выведено>* режим дальнейшей работы соответствующего ГОУ должен быть задан диспетчером с использованием стандартных формулировок диспетчерских команд по изменению активной мощности с присвоением атрибута инициативы *<ИВ>*.

Команды *<АРЧМ введено. Регулируете переток>*, *<АРЧМ введено. Регулируете частоту>* и *<АРЧМ выведено>* регистрируются при включении/отключении центрального регулятора системы АРЧМ в режиме регулирования частоты или перетока как с включенными, так и отключенными автоматическими ограничителями перетоков (АОП), а также при работе системы АРЧМ только с включенными АОП при отключенном режиме регулирования частоты или перетока.

Квалификация инициативы отклонения и присвоение ГОУ признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу осуществляется в соответствии с *Основными принципами определения инициатив* и *Порядком регистрации по ГОУ признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу*.

### 6.3. Регулирование напряжения и изменение режима приема/выдачи реактивной мощности

Команды на регулирование напряжения отдаются или на поддержание заданного уровня напряжения (диапазона напряжений) на соответствующих шинах, или на изменение величины принимаемой/выдаваемой реактивной мощности генерирующим оборудованием.

Диспетчерская команда *<Работать по графику напряжения>* может быть отдана только в отношении ГОУ, подключенных к системам шин электростанции, являющихся контрольными пунктами по напряжению.

Диспетчерская команда *<Отмена команды по реактивной мощности>* может быть отдана только в отношении объектов ВИЭ. Данная команда отменяет ранее выданную команду на регулирование напряжения, при этом выработка реактивной мощности электростанции ВИЭ должна возвращаться на уровень, необходимый для поддержания напряжения на шинах электростанции ВИЭ, определенный с использованием автоматической функции регулирования реактивной мощности при отклонении напряжения.

Диспетчерская команда *<Регулировать напряжение на шинах «XXX» кВ в диапазоне «XXX» – «XXX» кВ>* может быть отдана, в том числе, в отношении ГОУ, подключенных к системам шин электростанции, не являющихся контрольными пунктами по напряжению. При этом диапазон регулирования напряжения определяется диспетчером исходя из текущей и прогнозируемой режимной ситуации.

Диспетчерские команды *<Перевести в режим потребления с максимальным приемом реактивной мощности >*, *<Снизить выдачу реактивной мощности до минимума >* и *<Загрузить по реактивной мощности до максимума >* могут быть отданы в нормальном режиме для изменения величины принимаемой/выдаваемой реактивной мощности при необходимости обеспечения допустимых уровней напряжения, а также для предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

При исполнении команд на изменение величины принимаемой/выдаваемой реактивной мощности, должен быть обеспечен контроль напряжения в диапазоне от минимально допустимого напряжения до наибольшего рабочего напряжения (при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима – до допустимого с учетом допустимой величины и длительности превышения наибольшего рабочего напряжения).

При отдаче команд на изменение величины принимаемой/выдаваемой реактивной мощности принимается, что:

- загрузить по реактивной мощности до максимума – максимальная выдача реактивной мощности объектом управления;
- режим потребления с максимальным приемом реактивной мощности – максимальное потребление реактивной мощности объектом



управления, если режим работы с потреблением реактивной мощности допустим;

- снизить выдачу реактивной мощности до минимума – минимальная выдача реактивной мощности объектом управления (для объекта управления, для которого режим работы с потреблением реактивной мощности допустим, минимальная выдача реактивной мощности равна нулю).

СДК на регулирование напряжения должны выполняться при заданном значении активной мощности, и таким командам всегда присваивается атрибут инициативы <ИН>.

По запросу оперативного персонала объекта электроэнергетики, в случаях, если команда на регулирование напряжения не может быть исполнена без отклонения от планового (уточненного) диспетчерского графика (изменения значения активной мощности генерации (либо потребления для ГАЭС в насосном режиме), заданного командой диспетчера), диспетчером должна быть отдана одна из команд:

1. по изменению планового (уточненного) диспетчерского графика с атрибутом инициативы <ИВ> и соответствующим комментарием;
2. по изменению значения заданного уровня напряжения;
3. на перевод/включение генератора в режим работы СК для поддержания заданного уровня напряжения.

Кроме того, диспетчер имеет право перевести/включить генератор в режим работы СК, по режимным условиям с отдачей соответствующей команды с присвоением атрибута инициативы «ИН» и дополнительной отдачей и регистрацией команды на регулирование напряжения (при необходимости). Команда на перевод/включение генератора в режим работы СК изменяет только эксплуатационное состояние генерирующего объекта и командой на регулирование напряжения не является.

Перевод/включение генератора в режим работы СК может осуществлять оперативный персонал объекта электроэнергетики по условиям работы данного ГОУ, в случае выдачи и регистрации диспетчером, по запросу оперативного персонала объекта электроэнергетики, соответствующего разрешения.

Работа генератора в режиме СК завершается с момента перевода генератора по команде/разрешению диспетчера из режима работы СК в активный режим или в резерв, в том числе для ГЭС (ГАЭС).

При переводе генератора из режима работы СК в активный режим или в резерв, диспетчер по режимным условиям имеет право оставить без изменения или задать для соответствующего ГОУ с использованием стандартных формулировок СДК новое значение активной мощности генерации (либо потребления для ГАЭС в насосном режиме) с присвоением атрибута инициативы <ИВ> и/или новое значение поддерживаемого уровня напряжения.

#### 6.4. Действия по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима

В период предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима (далее – ликвидация аварии) в одной или нескольких операционных зонах диспетчерского управления команды в электронном журнале не регистрируются. Для целей расчетов отклонений команды в отношении ГОУ, режим работы которых был изменен относительно планового графика, должны быть зарегистрированы по факту завершения указанной ситуации на основании данных ОИК и средств звукозаписи. Зарегистрированным командам, отданным в процессе предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, присваивается атрибут <ИВ>.

По завершении выполнения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима необходимо отдать формальную команду <Работать по плановому ДГ> или задать необходимый режим работы ГОУ командой <Генерация «N» МВт>.

Командам, объявляющим окончание ликвидации нарушений нормального режима, присваивается внешняя инициатива <ИВ>.

Диспетчерская команда, отдаваемая диспетчерским персоналом Системного оператора по ГОУ в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима в случае необходимости незамедлительной загрузки станции с возможным перегрузом, изменения нагрузки станции с максимально допустимой скоростью, разгрузки станции до минимально возможной активной нагрузки и, связанной с этим невозможностью применения команды по изменению активной нагрузки (<Работать на «N» МВт выше планового диспетчерского графика>, <Работать на «N» МВт ниже планового диспетчерского графика>, <Генерация «N» МВт>), должна иметь следующую формулировку <Максимум генерации с учетом допустимого перегруза оборудования>, <Минимум генерации> или <<Аварийно установить генерацию «N» МВт с максимально допустимой скоростью> с обязательным указанием реквизита <Время отдачи команды> как времени начала исполнения команды. Для диспетчерских команд, отдаваемых в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, в том числе команд на пуск генерирующего оборудования в минимально возможный срок, временем начала исполнения команды всегда является время отдачи команды.

При этом:

- Максимум генерации – работа с максимально возможной активной нагрузкой, включая допустимый перегруз оборудования. Достижение максимума генерации осуществляется с максимально допустимой скоростью;
- Минимум генерации – работа с минимальной активной нагрузкой, определяемой по наименьшему из величин технического или технологического минимумов. Достижение минимума генерации осуществляется с максимально допустимой скоростью;

- Аварийно установить генерацию «N» МВт с максимально допустимой скоростью – загрузить/разгрузить ГОУ до величины N МВт с максимально допустимой скоростью. Под максимальной допустимой скоростью изменения нагрузки генерирующего оборудования понимается скорость, с которой может быть выполнено изменение мощности генератора путем воздействия оперативного персонала на органы управления без применения систем противоаварийного управления (АСАРБ, ЧДА, СУЗ и т.п.).

Для конденсационных и теплофикационных энергоблоков под максимумом генерации понимается максимальная загрузка, включая допустимый перегруз оборудования и работу со снижением, при необходимости, выдачи реактивной мощности, не приводящим к снижению напряжения на шинах электростанции ниже минимально допустимого значения. При этом для теплофикационных энергоблоков, осуществляющих отпуск пара и тепла, максимальная загрузка возможна, в том числе, с изменением температуры теплосети и (или) расхода пара на производство.

В период ликвидации аварии в одной или нескольких операционных зонах диспетчерского управления, для обеспечения максимальной оперативности, в случае необходимости загрузки с допустимым перегрузом всего включенного генерирующего оборудования электростанции, допускается отдача голосом команды на загрузку до максимума генерации с учетом допустимого перегруза оборудования в целом на электростанцию. Данная команда означает, что команда *<Максимум генерации с учетом допустимого перегруза оборудования>* отдана на каждый ГОУ в составе указанной электростанции. При этом регистрация команд производится с указанием всех необходимых параметров отдельно по каждому ГОУ.

Если после получения команды *<Максимум генерации с учетом допустимого перегруза оборудования>* участник рынка уведомил диспетчера об изменении (снижении) величины максимальной включенной мощности генерирующего оборудования, требование поддержания максимально возможной нагрузки продолжает действовать, УДГ не изменяется до ликвидации нарушения нормального режима. Уведомление о снижении максимальной мощности учитывается при отдаче диспетчером следующей команды, формирующей УДГ по ГОУ.

Для конденсационных и теплофикационных энергоблоков под минимумом генерации понимается минимально возможная нагрузка с возможным (допустимым) отключением вспомогательного оборудования, без отключения основного энергетического оборудования, включая корпуса энергетических котлов). При этом для теплофикационных блоков, осуществляющих отпуск пара и тепла, разгрузка до минимума генерации возможна, в том числе, со снижением температуры теплосети или расхода пара на производство.

Для ТЭС с поперечными связями по пару под минимумом генерации понимается минимально возможная нагрузка турбоагрегатов, без отключения

основного генерирующего оборудования, соответствующая минимально допустимой паропроизводительности включенных на момент отдачи команды котлоагрегатов без их отключения. При этом для теплофикационных турбин, осуществляющих отпуск пара и тепла, разгрузка до минимума генерации возможна, в том числе, со снижением температуры теплосети или расхода пара на производство.

Для ГОУ, в составе которых имеется как энергоблочное оборудование, так и оборудование с поперечными связями по пару, в случае отдачи команды *<Минимум генерации>* разгрузка блочной части ГОУ должна осуществляться до технического минимума в соответствии с требованиями к энергоблочному оборудованию, неблочной части ГОУ – в соответствии с требованиями к разгрузке ТЭС с поперечными связями.

По завершении выполнения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима осуществляется оценка фактического наличия резервов на загрузку/разгрузку при исполнении команд *<Максимум генерации с учетом допустимого перегруза оборудования>* и/или *<Минимум генерации>* в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

Доведение до участников оптового рынка результатов оценки исполнения указанных диспетчерских команд производится в соответствии с *Типовым порядком оформления Актов и Уведомлений* (Приложение 2 к настоящему *Порядку отдачи и регистрации команд*).

Команда *<Аварийно установить генерацию «N» МВт с максимально допустимой скоростью>* отдается для максимально быстрого изменения нагрузки в пределах актуального диапазона регулирования (для АЭС согласованного допустимого диапазона регулирования) в условиях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима. В любых иных случаях команда не применяется.

Для ГОУ, расположенных в неценовых зонах оптового рынка (при отсутствии внутрисуточной актуализации плановых ДГ), в случае отдачи команды *<Аварийно установить генерацию «N» МВт с максимально допустимой скоростью>* и необходимости по завершению выполнения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима продолжения работы с заданной нагрузкой, необходимо отдать команду *<Генерация «N» МВт>*.

Команда *<Загрузить до минимума регулировочного диапазона>* отдается в отношении энергоблочного оборудования, разгруженного до технического минимума (работающего ниже величины нижнего предела регулировочного диапазона, определяемого для теплофикационных энергоблоков в конденсационном режиме), в целях восстановления маневренных характеристик оборудования при переходе к нормальному режиму после выполнения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима. Команде *<Загрузить до минимума регулировочного диапазона>* всегда присваивается инициатива внешняя.

При этом оперативным персоналом объекта электроэнергетики должно быть согласовано время, необходимое для восстановления маневренных характеристик и выхода на нижний предел регулировочного диапазона, в течение которого оперативным персоналом будут проводиться операции по вводу в работу вспомогательного оборудования и регуляторов, отключенных в целях достижения величины технического минимума.

По факту выполнения команды *<Загрузить до минимума регулировочного диапазона>* режим дальнейшей работы соответствующего ГОУ должен быть задан диспетчером с использованием стандартных формулировок СДК по изменению активной мощности с присвоением атрибута внешней инициативы *<ИВ>*, в случае отличия планового ДГ от минимума регулировочного диапазона.

### **6.5. Регистрация сообщения «неисполнение команды диспетчера»**

Если при контроле фактического режима работы (по данным телеметрии) диспетчером регистрируется не согласованное с Системным оператором отклонение, превышающее 5% от значения генерации, заданного командой диспетчера (уточненного диспетчерского графика) или скорости изменения нагрузки при неоднократном участии в суточном регулировании, и такое отклонение недопустимо по фактически складывающимся режимным условиям, диспетчер может объявить предупреждение о регистрации «неисполнение команды диспетчера». В таком случае, диспетчерское сообщение, отдаваемое диспетчерским персоналом Системного оператора по ГОУ (оперативному персоналу объекта электроэнергетики и объектов потребления с регулируемой нагрузкой) должно иметь следующую формулировку:

*«<Ф.И.О. диспетчера> <Время отдачи сообщения> по <Наименование ГОУ> <Объявляется предупреждение о регистрации факта «неисполнение команды диспетчера»> Причина <Недопустимое отклонение от УДГ>».*

После объявления предупреждения о регистрации «неисполнения команды диспетчера», диспетчер должен повторно отдать команду на изменение режима работы ГОУ, неисполнение которой было выявлено, и доложить об объявлении предупреждения о регистрации «неисполнение команды диспетчера» в вышестоящий диспетчерский центр.

Через 15 минут после объявления предупреждения, при повторном неисполнении отданной команды, диспетчер Системного оператора по согласованию с вышестоящим диспетчерским центром имеет право объявить регистрацию «неисполнение команды диспетчера». В таком случае диспетчерское сообщение, отдаваемое диспетчерским персоналом Системного оператора по ГОУ оперативному персоналу объекта электроэнергетики, должно иметь следующую формулировку:

*«<Ф.И.О. диспетчера> <Время отдачи сообщения> по <Наименование ГОУ> <Зарегистрирован факт «неисполнение команды диспетчера»> Причина <Недопустимое отклонение от УДГ>».*

Факт «неисполнение команды диспетчера» должен быть зарегистрирован на период не менее одного часа и до конца операционных суток X, в которых зафиксировано недопустимое отклонение от режима, заданного Системным оператором.

При неисполнении команд вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности и команд регулирования напряжения «неисполнение команды диспетчера» не регистрируется. Контроль исполнения команд вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности и команд регулирования напряжения осуществляется в соответствии с *Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*, утвержденным Системным оператором (далее *Порядок установления соответствия*).

В случае продолжающегося недопустимого отклонения режима генерации от режима заданного Системным оператором с 00-00 часов суток X+1, процедура регистрации факта «неисполнения команды диспетчера» должна быть выполнена заново.

#### **6.6. Проверка фактического наличия резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании**

При выявлении недостоверности заявленных участником оптового рынка данных о максимальной включенной мощности генерирующего оборудования, в том числе при проведении мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций на основании *Порядка установления соответствия*, диспетчер имеет право осуществить загрузку соответствующего генерирующего оборудования в целях проверки наличия фактических резервов до максимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах оборудования.

В таких случаях загрузка генерирующего оборудования осуществляется путем отдачи диспетчерской команды *<Генерация «N» MВт>* с обязательным указанием причины *<Проверка фактических резервов мощности>* и присвоением атрибута внешней инициативы *<ИВ>*.

Команда на изменение активной мощности с причиной *<Проверка фактических резервов мощности>* может быть отдана без учета РЖТ на загрузку. Стандартный период проверки наличия фактических резервов должен составлять не менее 1 (одного) часа, от времени окончания исполнения команды на загрузку генерирующего оборудования в целях проверки наличия фактических резервов. При необходимости действие такой команды может быть продлено на период не более 3 (трех) часов.

Проверка фактических резервов мощности может быть осуществлена не более 3 (трех) раз в течение календарного месяца (отдано и зарегистрировано не более 3 (трех) команд) в отношении любого ГОУ нижнего уровня. Отдача команды на изменение активной мощности с причиной *<Проверка фактических резервов мощности>* в отношении ГОУ верхнего уровня означает отдачу аналогичной команды в отношении всех ГОУ нижнего уровня, входящих в

данный ГОУ верхнего уровня. Команды на изменение активной мощности с причиной *<Проверка фактических резервов мощности>* целесообразно отдавать в период неизменной максимальной мощности и постоянного состава оборудования.

Фактическое подтверждение способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии и оценка исполнения команд, отданных в целях проверки наличия фактических резервов мощности, осуществляется в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

Доведение до участников оптового рынка результатов оценки исполнения указанных диспетчерских команд производится в соответствии с *Типовым порядком оформления Актов и Уведомлений* (Приложение 2 к настоящему *Порядку отдачи и регистрации команд*).

По окончании проверки наличия фактических резервов на загрузку дальнейший режим работы соответствующего ГОУ должен быть задан диспетчером с использованием стандартных формулировок СДК по изменению активной мощности с присвоением атрибута внешней инициативы *<ИВ>* с учетом соответствующих РЖТ. Участник оптового рынка до окончания исполнения команды, отданной в целях проверки наличия фактических резервов, имеет право в устном оперативном уведомлении заявить о невозможности загрузки (разгрузки) до значения, заданного соответствующей командой диспетчера, с указанием нового актуального значения максимальной или минимальной мощности. В таком случае, в соответствии с *Порядком установления соответствия*, регистрируется отказ от загрузки и для данного ГОУ целесообразно отдать команду *«Работать по плановому диспетчерскому графику»*. В случае необходимости дальнейший режим работы соответствующего ГОУ может быть задан диспетчером с использованием стандартных формулировок СДК по изменению активной мощности в соответствии с настоящим *Порядком отдачи и регистрации команд*.

В случае неуспешной проверки фактических резервов мощности оперативный персонал объекта электроэнергетики имеет право подать запрос на загрузку для подтверждения максимальной мощности. В таких случаях загрузка генерирующего оборудования осуществляется путем отдачи диспетчерской команды *<Генерация «N» МВт>*) с обязательным указанием причины *<Подтверждение максимальной мощности>* и присвоением атрибута собственной инициативы *<ИС>*. Запрос на подтверждение максимальной мощности может быть не согласован, если такое изменение режима работы ГОУ недопустимо по режимным условиям.

#### **6.7. Особенности управления режимом работы электростанций, генерирующее оборудование которых участвует в НПРЧ и/или АВРЧМ**

При работе систем АРЧМ на ТЭС, участвующих в НПРЧ и АВРЧМ, команды на включение/отключение систем АРЧМ не документируются.

В случае если генерирующему оборудованию, участвующему в НПРЧ и/или АВРЧМ, необходимо изменить заданное (плановое) значение активной

мощности, продолжая реагировать на отклонения частоты, режим работы соответствующего ГОУ должен быть задан диспетчером с использованием стандартных формулировок диспетчерских команд по изменению активной мощности. При этом генерирующее оборудование из НПРЧ и/или АВРЧМ не выводится.

В случае если генерирующему оборудованию необходимо поддерживать конкретное заданное значение активной мощности и не реагировать на отклонения частоты режим работы соответствующего ГОУ должен быть задан диспетчером с использованием стандартных формулировок диспетчерских команд по изменению активной мощности с предварительным выводом генерирующего оборудования из НПРЧ и/или АВРЧМ.

При получении команды *<Максимум генерации с учетом допустимого перегруза оборудования>* или *<Минимум генерации>* оперативный персонал электростанций, генерирующее оборудование которых участвует в НПРЧ и/или АВРЧМ, должен действовать в следующем порядке:

- завершить участие генерирующего оборудования в НПРЧ и/или АВРЧМ;
- обеспечить исполнение команды *<Максимум генерации с учетом допустимого перегруза оборудования>* (*<Минимум генерации>*).

При последующем получении команды *<Работать по плановому ДГ>* или команды *<Генерация «N» МВт>* оперативный персонал электростанции должен действовать в следующем порядке:

- обеспечить исполнение полученной команды *<Работать по плановому ДГ>* (*<Генерация «N» МВт>*);
- уведомить диспетчера соответствующего диспетчерского центра о возможности возобновлении участия в НПРЧ и/или АВРЧМ;
- при получении разрешения диспетчера обеспечить участие генерирующего оборудования в НПРЧ и/или АВРЧМ.

## **6.8. Регистрация сообщений об отклонениях от заданного режима работы**

Если при наблюдении за фактическим режимом работы объекта (по данным телеметрии), в том числе при работе по плановому диспетчерскому графику (за исключением периодов работы генерирующего оборудования с максимальной нагрузкой по командам, отданным в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима в одной или нескольких операционных зонах диспетчерского управления, либо по командам, отданным в целях проверки фактического наличия заявленных резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании), диспетчером выявлено не согласованное с Системным оператором отклонение от заданного значения, превышающее 3 МВт или 2% от заявленной максимальной включенной мощности, но не менее чем на 1 МВт, то диспетчер может повторно отдать ранее отданную команду и потребовать ее выполнения. При неисполнении требования диспетчера по устранению фактического отклонения нагрузки от заданного значения, диспетчер в установленном порядке должен



довести до оперативного персонала объекта электроэнергетики и зарегистрировать сообщение <Зарегистрирован факт «отклонение от заданного режима работы»>.

## **7. Общие принципы регистрации корректировок плановых графиков, согласованных с диспетчерским персоналом организаций, осуществляющих функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, и сообщений об особых технологических режимах работы ЕЭС России, влияющих на ГОУ внешних перетоков**

### **7.1. Регистрация диспетчером Системного оператора согласованных корректировок плановых графиков по ГОУ внешних перетоков**

Взаимодействие диспетчера Системного оператора с диспетчерским персоналом организаций, осуществляющих функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах (далее – диспетчер зарубежной энергосистемы), в процессе управления режима регламентируются подписанными сторонами документами: договорами (соглашениями) о параллельной работе электроэнергетических систем России и зарубежных государств, положениями об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и зарубежных энергосистем, инструкциями по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима энергосистем сторон, договорами поставки электроэнергии в рамках оказания аварийной взаимопомощи.

Плановыми графиками сальдо перетоков мощности по ГОУ внешних перетоков являются графики, сформированные и согласованные на этапе суточного планирования в сутки Х-1 в соответствии с положениями по планированию режимов параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем (за исключением энергосистем, с которыми документами, регламентирующими процедуры планирования, предусмотрены внутрисуточные расчеты графика ПБР по сечениям экспорта/импорта).

Все изменения плановых графиков по ГОУ внешних перетоков должны быть в обязательном порядке согласованы диспетчером Системного оператора с диспетчером зарубежной энергосистемы в соответствии с *Инструкцией о порядке изменения плановых графиков по ГОУ внешних перетоков в процессе управления режимами ЕЭС России в реальном времени*.

Регистрация согласованных изменений плановых графиков по ГОУ внешних перетоков по параметру «сальдо перетоков» осуществляется в виде стандартных диспетчерских команд в соответствии с приложением 1 к настоящему *Порядку отдачи и регистрации команд*, при этом:

1. При регистрации согласованной корректировки <Работать по сальдо перетоков «N» МВт> значение активной мощности «N» МВт задается со знаком:

- «+» означает:

- экспорт из ЕЭС России – для ГОУ внешних перетоков, соответствующих перетоку электроэнергии между Россией и зарубежной энергосистемой(ами);
  - импорт – для ГОУ внешних перетоков, представляющих «сальдо зарубежной энергосистемы».
- «←» означает:
    - импорт в ЕЭС России – для ГОУ внешних перетоков, соответствующих перетоку электроэнергии между Россией и зарубежной энергосистемой(ами);
    - экспорт – для ГОУ внешних перетоков, представляющих «сальдо зарубежной энергосистемы».
2. При регистрации согласованной корректировки *<Работать с отклонением «N» МВт от планового графика сальдо перетоков>* отклонение на «N» МВт также задается со знаком «+» или «←». В этом случае выбор знака зависит от знака планового значения, которое надо изменить, и требуемого значения скорректированного графика.
  3. Согласованная корректировка планового графика регистрируется:
    - с указанием инициативы:
      - по запросу диспетчера Системного оператора - с атрибутом инициативы <ИВ>;
      - по запросу диспетчера зарубежной энергосистемы - с атрибутом инициативы <ИС>.
    - с указанием причины в соответствии с приложением 1 настоящего *Порядка отдачи и регистрации команд*.
  4. Возврат на плановый график работы ГОУ внешних перетоков должен регистрироваться с указанием той же инициативы, с которой было зарегистрировано изменение планового графика.
  5. При регистрации корректировки планового графика работы ГОУ внешних перетоков в комментарии должны быть отмечены изменения режимных условий, которые вызвали соответствующую корректировку.

## **7.2. Передача и регистрация сообщений об особых технологических режимах работы ЕЭС России, влияющих на ГОУ внешних перетоков**

Диспетчер Системного оператора осуществляет доведение до диспетчеров зарубежных энергосистем сообщений об особых технологических режимах работы ЕЭС России, влияющих на режим работы ГОУ внешних перетоков. К таким сообщениям относятся:

- сообщения о фактическом возникновении режима «остров нагрузки» в отдельных энергорайонах ЕЭС России;

- сообщения о фактическом завершении режима «остров нагрузки» в отдельных энергорайонах ЕЭС России;
- сообщения о фактах срабатывания противоаварийной автоматики (ПА) в ЕЭС России;
- сообщения о фактах аварийного отключения межгосударственной линии электропередачи с прекращением поставок электроэнергии в сечении экспорта/импорта.

Сообщения об особых технологических режимах работы ЕЭС России должны быть доведены до диспетчера зарубежной энергосистемы и зарегистрированы в электронном журнале в соответствии с настоящим *Порядком отдачи и регистрации команд*.

### **7.2.1. Действия диспетчера Системного оператора после передачи сообщения о возникновении (завершении) режима «остров нагрузки» в отдельных энергорайонах ЕЭС России**

В отдельных энергорайонах ЕЭС России (сечения экспорта/импорта «Россия – Азербайджан», Россия (Белиджи) – Азербайджан, «Россия (Кубань) – Грузия (Салхино)», «Россия (Омская область) – Северный Казахстан (Юнино)», «Россия (Оренбургская область) – Западный Казахстан (Уральскэнерго)» и «Россия (Челябинская область) – «Северный Казахстан+Актюбинск») возможен режим «остров нагрузки», под которым понимается поставка электроэнергии, при которой указанные энергорайоны временно работают изолированно от ЕЭС России и параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью. При этом:

1. После доведения до диспетчера зарубежной энергосистемы и регистрации сообщения о фактическом возникновении режима «остров нагрузки» при необходимости диспетчер Системного оператора согласовывает с диспетчером зарубежной энергосистемы режим работы соответствующего ГОУ внешних перетоков, который регистрирует с указанием внешней инициативы <ИВ> и причины <Режим аварийной помощи>.
2. После доведения до диспетчера зарубежной энергосистемы и регистрации сообщения о фактическом завершении режима «остров нагрузки» по согласованию с диспетчером зарубежной энергосистемы диспетчер Системного оператора реализует и регистрирует один из вариантов режима работы ГОУ:
  - работать по плановому графику сальдо перетоков по внешней инициативе «ИВ»;
  - работать по согласованному графику сальдо перетоков, с указанием соответствующей инициативы и причины.

### **7.2.2. Действия диспетчера Системного оператора после передачи сообщения о факте срабатывания противоаварийной автоматики (ПА) в ЕЭС России и о факте аварийного отключения межгосударственной линии электропередачи с прекращением поставок электроэнергии в сечении экспорта/импорта**

После доведения до диспетчера зарубежной энергосистемы и регистрации сообщения о факте срабатывания ПА в ЕЭС России диспетчер Системного оператора в соответствии с инструкциями по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима и конкретными режимными условиями по согласованию с диспетчером зарубежной энергосистемы устанавливает необходимый режим работы соответствующего ГОУ внешних перетоков.

После доведения до диспетчера зарубежной энергосистемы и регистрации сообщения о факте аварийного отключения межгосударственной линии электропередачи с прекращением поставок электроэнергии в сечении экспорта/импорта, регистрация режима работы соответствующего ГОУ внешних перетоков осуществляется только в случае последующего успешного включения межгосударственной линии электропередачи после аварийного отключения. Диспетчер Системного оператора, исходя из конкретных режимных условий, должен согласовать с диспетчером зарубежной энергосистемы режим работы соответствующего ГОУ внешних перетоков.

Задание и регистрация согласованного с диспетчером зарубежной энергосистемы режима работы соответствующего ГОУ внешних перетоков осуществляется в следующем порядке:

В случае возврата на работу по плановому графику:

- в случае одноэтапного возврата на плановый график регистрируется - «Работать по плановому графику сальдо перетоков» с указанием инициативы «ВН»;
- в случае возврата на плановый график путем задания промежуточных значений диспетчерского графика:
  - сначала регистрируются задания промежуточных значений графика - «Работать по сальдо перетоков «N» МВт» с указанием инициативы «ВН» и комментария «Возврат на плановый график»;
  - переход с последнего промежуточного значения на плановый график регистрируется - «Работать по плановому графику сальдо перетоков» с указанием инициативы «ВН».

В случае невозможности возврата на работу по плановому графику регистрация согласованного графика сальдо перетоков осуществляется в соответствии с п.7.1. с указанием инициативы отклонения «ИВ» или «ИС», причины и комментария о фактически сложившейся ситуации.

## **8. Команды и разрешения на изменение эксплуатационного состояния генерирующего оборудования.**

### **8.1. Общие принципы отдачи и регистрации команд и разрешений на изменение эксплуатационных состояний генерирующего оборудования**

Любое изменение состава генерирующего оборудования, приводящее к изменению величины фактической включенной мощности, должно быть зарегистрировано с использованием формулировок СДК из *Перечня СДК*.

Данное требование не распространяется на отключение и включение в работу агрегатов ГЭС/ГАЭС, не приводящие к изменению величины фактической включенной мощности генерирующего оборудования. Решение об отключении и включении в работу таких агрегатов принимается оперативным персоналом электростанции оперативно в соответствии с УДГ. В таком случае, оперативный персонал соответствующей электростанции должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра включать в работу или отключать гидрогенераторы ГЭС/ГАЭС, для обеспечения заданного значения активной мощности. Команды и разрешения на пуск/останов генерирующего оборудования ГЭС (ГАЭС) в электронном журнале не регистрируются. Команды и согласования (разрешения) на пуск из ремонта (вынужденного простоя), останов в ремонт (вынужденный простой) генерирующего оборудования ГЭС (ГАЭС) регистрируются в общем порядке.

Не регистрируются команды и разрешения на отключение и подключение котлоагрегатов, включая корпуса энергетических котлов. Если изменение паропроизводительности котлов приводит к изменению (требует изменения) состава включенного генерирующего оборудования, команды или разрешения на включение или отключение генерирующего оборудования регистрируются в общем порядке.

Во всех остальных случаях при неплановом изменении состава генерирующего оборудования по решению диспетчера Системного оператора регистрации подлежит соответствующая команда на изменение эксплуатационного состояния и разрешение на включение в сеть/ отключение от сети.

В случае необходимости изменения диспетчером (по режиму работы энергосистемы) времени включения в сеть единицы генерирующего оборудования (далее – ЕГО) относительно времени, заданного ранее отданной командой, требуется отдача и регистрация новой команды на включение ЕГО в сеть, отменяющей ранее отданную команду.

Включение дополнительного генерирующего оборудования производится с учетом возможности набора максимальной мощности включаемого генерирующего оборудования до наступления соответствующего суточного максимума потребления энергосистемы.

Разрешения на включение в сеть (синхронизацию с сетью)/ отключение от сети генерирующего оборудования в обязательном порядке регистрируются по

запросу оперативного персонала электростанции для всех разрешенных пусков и остановов генерирующего оборудования, в том числе для проведения испытаний.

Команды на изменение эксплуатационного состояния при неплановых изменениях состава генерирующего оборудования по запросу оперативного персонала не отдаются и не регистрируются.

Разрешения на включение в сеть генерирующего оборудования не используются при согласовании запросов оперативного персонала электростанции на начало пусковых операций при проведении плановых или неплановых пусков генерирующего оборудования.

Команды или разрешения при аварийных отключениях генерирующего оборудования от сети не отдаются и не регистрируются.

При изменении состава генерирующего оборудования, учтенного при актуализации расчетной модели (при формировании ПДГ), в обязательном порядке выдается и регистрируется разрешение на включение в сеть/отключение от сети.

При изменении (переносе) по решению диспетчера Системного оператора (по режиму работы энергосистемы) времени включения в сеть/отключения от сети генерирующего оборудования, учтенного при формировании ПДГ, регистрации подлежат соответствующие команды на изменение эксплуатационного состояния и разрешения на включение в сеть/отключение от сети.

Время исполнения команд и разрешений на пуск/останов генерирующего оборудования устанавливается дежурным диспетчером в соответствии с ПДГ и/или по режимным условиям.

Выполненный по команде диспетчера или учтенный в плановом графике пуск (включение в сеть) ЕГО считается фактически состоявшимся в данном часе, если на конец соответствующего часового интервала было зарегистрировано фактическое включенное состояние данной ЕГО.

При необходимости (невозможности) включения генерирующего оборудования в сеть (отключения от сети) ранее (позднее) сроков, заданных командой диспетчера, оперативный персонал объекта электроэнергетики обязан подать соответствующее уведомление.

Команды на включение в сеть генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима означают необходимость включения генерирующего оборудования в сеть в срок, не превышающий нормативное время включения в сеть, определенное в соответствии с *Техническими требованиями к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (далее – Технические требования)*.

В отношении генерирующего оборудования, для которого в ПДГ запланировано включение в сеть или отключение от сети задано командой

диспетчера, участник оптового рынка имеет право 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, подать запрос на согласование отступления от запланированного времени включения в сеть или уведомить о прекращении пусковых операций.

В случае отдачи диспетчерской команды на включение в сеть генерирующего оборудования в минимально возможный срок, участник оптового рынка имеет право в течение одного часа после отдачи команды подать запрос на согласование отступления от нормативного времени включения в сеть или уведомить о прекращении пусковых операций.

В случае согласования времени отступления от нормативного времени включения в сеть при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ или 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, должно быть зарегистрировано соответствующее разрешение на включение в работу с отступлением от нормативного времени пуска с указанием согласованного времени отступления от норматива.

Отсутствие зарегистрированного разрешения на включение в работу с отступлением от нормативного времени пуска означает отсутствие согласования.

После получения сообщения о включении (отключении) ЕГО, диспетчер регистрирует в установленном порядке время фактического включения (отключения) ЕГО.

Команды и разрешения на изменение эксплуатационного состояния генерирующего оборудования подлежат обязательному согласованию с вышестоящим диспетчерским центром, в ведении которого оно находится. Команды и разрешения на включение/останов генерирующего оборудования регистрируются диспетчером исключительно того диспетчерского центра, который непосредственно отдает команды и разрешения на изменение эксплуатационного состояния энергоблока (турбоагрегата) оперативному персоналу электростанции.

С момента включения (отключения/не отключения) генерирующего оборудования в сеть (от сети) режим дальнейшей работы включенного агрегата (учет отключенного агрегата) определяется режимом работы соответствующего ГОУ, который должен быть задан с использованием СДК.

Если изменение состава оборудования учтено (заложено) при формировании ПДГ, то дополнительные команды, определяющие графики активной мощности данного объекта генерации, не отдаются и не регистрируются, за исключением регистрации команд на изменение графика активной нагрузки ГОУ по собственной инициативе при поступлении

соответствующего запроса от оперативного персонала объекта электроэнергетики.

Если включение/отключение генерирующего оборудования производится непланово по режимным условиям (по решению Системного оператора, в том числе при переносе времени включения/останова генерирующего оборудования, учтенного при формировании ПДГ) или по согласованному Системным оператором запросу оперативного персонала объекта электроэнергетики, при невозможности выполнения планового ДГ в обязательном порядке необходимо отдавать и регистрировать команды, устанавливающие новые графики активной мощности для ГОУ, в состав которых входит указанное оборудование.

Команды и разрешения на изменение эксплуатационного состояния ЕГО не приводят к возникновению отклонений по активной нагрузке и имеют атрибут инициативы – <ИН>.

При этом командам по управлению активной нагрузкой, отданным по решению Системного оператора, присваивается атрибут внешней инициативы <ИБ>. Командам по изменению активной нагрузки, отданным по согласованному Системным оператором запросу оперативного персонала объекта электроэнергетики, присваивается атрибут собственной инициативы <ИС>.

## **8.2. Особенности изменения состава включенного генерирующего оборудования на территориях ценовых зон оптового рынка и второй неценовой зоны**

### **8.2.1. Изменение состава включенного генерирующего оборудования по инициативе СО с целью обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима**

Корректировка состава включенного генерирующего оборудования относительно учтенного при формировании ПДГ при управлении режимом работы ЕЭС России возможна только по инициативе СО при необходимости обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, вызванной изменениями балансовой и схемно-режимной ситуации и осуществляется в порядке, определенном ранжированными перечнями на включение и отключение генерирующего оборудования.

Исключение составляют предусмотренные п. 8.2.2. настоящего *Порядка отдачи и регистрации команд* случаи включения в сеть генерирующего оборудования по инициативе участника (запросу оперативного персонала электростанции).

В случае необходимости по режиму работы энергосистемы оставить ЕГО в работе после планового времени останова, учтенного при формировании ПДГ или заданного командой диспетчера, диспетчер должен отдать соответствующую команду оставить ЕГО в работе.

В случае необходимости по режиму работы энергосистемы оставить ЕГО в холодном резерве после времени включения в сеть:



- учтенного при формировании ПДГ;
- заданного командой диспетчера, в том числе командой на включение в минимально возможный срок;
- согласованного в разрешении на включение в работу с отступлением от нормативного времени пуска,

диспетчер должен отдать команду оставить соответствующую ЕГО в холодном резерве.

В случае невозможности по режиму работы энергосистемы включения генерирующего оборудования в срок, учтенный при формировании ПДГ, диспетчер должен, в соответствии с *Инструкцией о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом диспетчерского центра*, заблаговременно проинформировать оперативный персонал электростанции о причинах невозможности включения и ожидаемом (возможном) сроке их устранения.

### **8.2.2. Изменение эксплуатационного состояния генерирующего оборудования по инициативе участника**

Изменение состава ЕГО относительно учтенного при формировании ПДГ по запросу оперативного персонала объекта электроэнергетики не допускается если:

- диспетчерская заявка (на аварийный ремонт, вынужденный простой, заявленный режим работы), обосновывающая необходимость изменения, не подана;
- диспетчерская заявка, обосновывающая необходимость изменения подана, но отказана.

Если соответствующая диспетчерская заявка не рассмотрена, решение о разрешении изменения принимается диспетчером на основании действующего *Положения о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации*.

В случае окончания ремонта ранее срока, указанного в разрешенной диспетчерской заявке, досрочное включение генерирующего оборудования, функционирующего на территориях ценовых зон оптового рынка и второй неценовой зоны, не учтенное при формировании ПДГ, не разрешается.

После кратковременного не скомпенсированного аварийного отключения генерирующего оборудования допускается выдача разрешения на включение в сеть по инициативе участника (запросу оперативного персонала электростанции):

- ранее аварийно отключившейся ЕГО;
- другого генерирующего оборудования этой же электростанции в целях компенсации аварийно отключившейся ЕГО.

Если аварийное отключение генерирующего оборудования уже скомпенсировано включением по инициативе СО, включение в сеть по инициативе участника в целях компенсации не разрешается.

После успешного завершения испытаний в течение срока ремонта и закрытия диспетчерской заявки на ремонт, генерирующее оборудование должно быть переведено в холодный резерв с оформлением диспетчерской заявки. Допускается оставить агрегат в работе по инициативе участника с регистрацией соответствующего разрешения при условии, что пуск учтен при формировании ПДГ на текущие операционные сутки.

## **9. Разрешения на проведение испытаний генерирующего оборудования**

Разрешение на проведение испытаний генерирующего оборудования регистрируется при их проведении в период, указанный в разрешенной диспетчерской заявке, в том числе при проведении испытаний генерирующего оборудования с включением в сеть в течение ремонта по разрешенным диспетчерским заявкам. Допускается неоднократная выдача и регистрация разрешений на проведение испытаний генерирующего оборудования для каждого из этапов испытаний в течение разрешенного в диспетчерской заявке периода проведения испытаний.

В разрешении на проведение испытаний (каждого из этапов испытаний) указывается фактическое время начала и плановое время окончания испытаний, в соответствии с разрешенной диспетчерской заявкой.

Команды и разрешения на включение и отключение генерирующего оборудования для проведения испытаний генерирующего оборудования в случае неоднократных включений оборудования по программам испытаний, неучтенных при актуализации расчетной модели (формировании ПДГ) не регистрируются. В таких случаях необходимо выдать и зарегистрировать разрешение на проведение испытаний.

С момента начала проведения испытаний диапазон изменения нагрузок должен соответствовать программе испытаний, согласованной в установленном порядке Системным оператором, а при ее отсутствии – режимным указаниям в диспетчерской заявке на проведение испытаний.

Режим работы ГОУ должен соответствовать согласованной программе испытаний или разрешенной диспетчерской заявке или может быть задан с использованием *СДК*.

Временем завершения испытаний является время закрытия диспетчерской заявки на проведение испытаний, в том числе для генерирующего оборудования которое по завершении испытаний остается в работе.

Квалификация инициативы отклонения в период проведения согласованных испытаний осуществляется в соответствии с *Основными принципами определения инициатив* (Приложение 3 к настоящему *Порядку отдачи и регистрации команд*).

## **10. Управление режимами работы электростанций промышленных предприятий**

Управление нагрузкой объектов генерации, осуществляющих поставку электрической энергии на розничных рынках, в том числе, электростанциями хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в области электроэнергетики преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд (далее – электростанции промышленных предприятий), находящихся в управлении диспетчерских центров, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд в отношении соответствующих ГОУ на изменение активной нагрузки, с последующей регистрацией отданных команд. Отдача команд на такие объекты генерации допустима в исключительных случаях в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима. Отдача команд на изменение потребления или сальдо потоков отдельных потребителей, имеющих в своем составе электростанции промышленных предприятий, не допускается.

При отдаче команд на изменение нагрузки электростанций промышленных предприятий диспетчер должен использовать имеющуюся информацию о составе и параметрах генерирующего оборудования и особенностях технологического режима работы таких объектов электроэнергетики, обусловленных техническими и технологическими режимами работы оборудования основного промышленного производства потребителя.

## **11. Управление режимами работы квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии**

Изменение активной мощности ГОУ ВИЭ, находящихся в управлении соответствующих диспетчерских центров, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд, в том числе команд ДУ, на ограничение (снижение) активной мощности, изменение производства/потребления реактивной мощности, или на полное прекращение выдачи мощности (отключение генерирующего оборудования от сети).

Отдача команд, в том числе команд ДУ, на изменение активной мощности ГОУ ВИЭ допускается в следующих случаях:

- 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;
- в целях предотвращения перегрузки отходящих от шин электростанции линий электропередачи классом напряжения 110 киловольт и ниже.

Для объектов генерации ВИЭ в энергорайонах, имеющих сетевые ограничения и избыточную совокупную активную мощность генерации, для оптимизации нагрузки управление по ГОУ ВИЭ может осуществляться от ЦС (ЦКС) АРЧМ путем изменения мощности (разгрузки) в соответствии с заданием вторичной мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ. В отношении ГОУ ВИЭ при включении/отключении централизованного управления от ЦС (ЦКС) АРЧМ обязательно отдаются и регистрируются команды *<АРЧМ введено>* / *<АРЧМ выведено>*.

Регулирование напряжения и изменение режима приема/выдачи реактивной мощности ГОУ ВИЭ, находящихся в управлении соответствующих диспетчерских центров, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд, в том числе команд ДУ. Отдача команд, в том числе команд ДУ, на регулирование напряжения и изменение режима приема/выдачи реактивной мощности ГОУ ВИЭ допускается как при нормальном режиме работы электрической части энергосистемы, так и в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

Регулирование напряжения и изменение режима приема/выдачи реактивной мощности ГОУ ВИЭ в нормальном режиме работы должно выполняться при заданном значении активной мощности.

В случае отдачи в отношении ГОУ ВИЭ команды (команды ДУ) на регулирование напряжения или изменение режима приема/выдачи реактивной мощности в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и невозможности ее исполнения без отклонения от планового (уточненного) диспетчерского графика, диспетчером может быть отдана команда (команда ДУ) на ограничение (снижение) активной мощности с атрибутом инициативы *<ИВ>*.

### **11.1. Отдача и регистрация команд и разрешений в отношении ГОУ ВИЭ**

При вводе в эксплуатацию нового объекта генерации ВИЭ в отношении такого ГОУ необходимо отдать и зарегистрировать формальную диспетчерскую команду *<Разрешена выдача активной мощности>* с атрибутом инициативы *<ИВ>*. В таком случае оперативный персонал соответствующей электростанции ВИЭ начиная с заданного момента времени без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра может включать в работу генерирующее оборудование с обеспечением нагрузки активной мощности исходя из планового диспетчерского графика и текущих параметров окружающей среды (уровень инсоляции, скорость ветра). При отдаче команд оперативному персоналу электростанции ВИЭ *<Разрешена выдача активной мощности>* время окончания исполнения не указывается и не регистрируется.

В целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима диспетчером должна быть отдана команда *<Генерация не более «0» МВт>* для полного прекращения выдачи мощности генерирующим оборудованием электростанции ВИЭ. При исполнении указанной команды оперативный персонал ГОУ ВИЭ должен обеспечить полное прекращение выдачи мощности.

Допускается отдача команды *<Генерация не более «N» МВт>*. При этом, отдача указанной команды в отношении отдельной электростанции ВИЭ означает, что данная команда отдана в отношении суммарной нагрузки всех ГОУ в составе указанной электростанции. Распределение нагрузки между ГОУ осуществляется оперативным персоналом электростанции ВИЭ с последующим уведомлением диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

При необходимости ограничить нагрузку ГОУ ВИЭ в целях предотвращения перегрузки отходящей от шин электростанции линии электропередачи классом напряжения 110 кВ 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, диспетчером может быть отдана и зарегистрирована команда *<Генерация не более «N» МВт>* с причиной отдачи команды *<Предотвращение возможного отключения объекта ВИЭ>* и соответствующим комментарием.

При отдаче команды *<Генерация не более «N» МВт>* новое заданное значение нагрузки должно быть не более величины, определенной плановым графиком (ПБР).

При исполнении команды *<Генерация не более «N» МВт>* оперативный персонал электростанции ВИЭ должен обеспечить снижение нагрузки соответствующего ГОУ до величины, не превышающей указанного значения к заданному командой моменту времени.

В случае, если по данным СОТИАССО к заданному моменту времени команда *<Генерация не более «N» МВт>*, в том числе команда *<Генерация не более «0» МВт>*, не исполнена, диспетчером может быть отдана команда *<Отключить генерирующее оборудование ВИЭ (наименование объекта ВИЭ/ГОУ ВИЭ)>* при этом время окончания исполнения не указывается и не регистрируется. Для таких команд временем, заданным командой СО, (временем исполнения команды) является время окончания 10-той минуты со времени отдачи команды. При исполнении указанной команды оперативный персонал ГОУ ВИЭ должен обеспечить полное прекращение выдачи мощности и/или отключить генерирующее оборудование от сети.

В случае, если по причине вывода из работы или изменения режима работы электротехнического ( сетевого) оборудования разрешена диспетчерская заявка на ограничение возможной нагрузки ГОУ ВИЭ или в режимных указаниях разрешенной заявки на вывод из работы электротехнического ( сетевого) оборудования указана необходимость ограничения нагрузки ГОУ ВИЭ, диспетчером может быть отдана и зарегистрирована команда *<Генерация не более планового диспетчерского графика>*. Допускается отдача команды *<Генерация не более планового диспетчерского графика>* в отношении ГОУ ВИЭ, управление которых осуществляется от ЦС (ЦКС) АРЧМ, при работе с отключенными автоматическими ограничителями перетоков (АОП) системы АРЧМ. При исполнении указанной команды оперативный персонал электростанции ВИЭ должен обеспечить снижение нагрузки соответствующего

ГОУ до величины, не превышающей указанного в плане балансирующего рынка значения, к заданному командой моменту времени.

Для объектов ВИЭ допускается отдача команд в целом на электростанцию ВИЭ. При этом:

- в случае отключения оборудования команда *<Отключить генерирующее оборудование ВИЭ (наименование объекта ВИЭ)>* означает, что данная команда отдана в отношении каждого ГОУ, входящего в состав указанной электростанции. Регистрация таких команд производится с указанием всех необходимых реквизитов отдельно по каждому ГОУ;
- в случае полного прекращения выдачи мощности команда *<Генерация не более «0» МВт>* означает, что данная команда отдана в отношении всех ГОУ в составе указанной электростанции. Регистрация команд производится с указанием всех необходимых реквизитов отдельно по каждому ГОУ с распределением нагрузки по ГОУ;
- в случае ограничения нагрузки команда *<Генерация не более «N» МВт>* означает, что данная команда отдана в отношении суммарной нагрузки всех ГОУ в составе указанной электростанции. Регистрация команд производится с указанием всех необходимых реквизитов отдельно по каждому ГОУ с распределением нагрузки по ГОУ;
- в случае ограничения нагрузки команда *<Генерация не более планового диспетчерского графика>* означает, что такая команда отдана в отношении каждого ГОУ в составе указанной электростанции. Регистрация команд производится с указанием всех необходимых реквизитов отдельно по каждому ГОУ.

По завершению выполнения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима диспетчер должен отдать формальную команду *<Разрешена выдача активной мощности>* с атрибутом инициативы *<ИВ>*.

Иные команды на изменение нагрузки активной мощности в отношении указанных объектов не отдаются и не регистрируются.

По запросу оперативного персонала электростанции ВИЭ диспетчер соответствующего диспетчерского центра имеет право выдать разрешение на включение в сеть/ отключение от сети генерирующего оборудования электростанции ВИЭ с его последующей обязательной регистрацией в электронном журнале в соответствии с настоящим *Порядком отдачи и регистрации команд*.

В случае необходимости в отношении ГОУ ВИЭ команды на регулирование напряжения отдаются в общем порядке в соответствии с п.6.3 настоящего *Порядка* и *Перечнем СДК*.

По запросу оперативного персонала объекта электроэнергетики, в случаях, если команда на регулирование напряжения не может быть исполнена без отклонения от планового (уточненного) диспетчерского графика, диспетчером должна быть отдана команда по изменению значения заданного уровня напряжения (диапазона напряжений), или команда на изменение принимаемой/выдаваемой реактивной мощности.

### **11.2. Особенности отдачи и регистрации команд ДУ в отношении ГОУ ВИЭ**

Отдача команд ДУ допускается только в отношении ГОУ ВИЭ, имеющих в актуальном *реестре ГОУ* признак возможности получения команды ДУ. При отдаче команд ДУ по активной мощности инициатива отклонения всегда внешняя.

Для ГОУ ВИЭ, на которых реализована возможность дистанционного управления технологическим режимом работы оборудования из диспетчерского центра СО, изменение режима работы соответствующего ГОУ и/или отключение генерирующего оборудования от сети может осуществляться посредством выдачи команд ДУ из соответствующего ДЦ.

Информация о выдаче команд ДУ на АСУ ТП электростанций ВИЭ регистрируется в электронном журнале с помощью стандартных документируемых диспетчерских команд.

*СДК* о событиях, связанных с ДУ, регистрируемые диспетчерским персоналом Системного оператора в отношении ГОУ ВИЭ имеют следующие особенности:

- Вместо *<Ф.И.О. адресата сообщения>* указывается *<АСУ ТП электростанции ВИЭ>*;
- В поле *<Время отдачи команды>* регистрируется время управляющего воздействия;
- Реквизиты *<Время отдачи команды>* и *<Время начала исполнения>* должны быть указаны одинаковыми.

### **11.3. Особенности применения Ранжированных таблиц на ограничение нагрузки объектов ВИЭ при отдаче команд в отношении ГОУ ВИЭ**

Для каждой операционной зоны диспетчерских центров формируются *Ранжированные таблицы на ограничение нагрузки объектов ВИЭ* (далее – РЖТ ВИЭ), содержащие информацию по объему и последовательности ограничения нагрузки объектов ВИЭ.

При необходимости ограничения нагрузки объектов ВИЭ в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима диспетчер ДЦ, в управлении которого находятся несколько объектов ВИЭ и/или ВИЭ несколько операционных зон РДУ, на основании РЖТ своей операционной зоны:

- отдает команду на прекращение выдачи мощности в отношении одной или нескольких электростанций ВИЭ, ГОУ которых находятся в управлении соответствующего диспетчерского центра;

- отдает команду диспетчерам нижестоящих ДЦ на ограничение в требуемом объеме суммарной нагрузки ГОУ ВИЭ одной или нескольких операционных зон. Диспетчер нижестоящего диспетчерского центра в очередности, предусмотренной соответствующей РЖТ ВИЭ, отдает команды на прекращение выдачи мощности электростанциям ВИЭ, суммарная фактическая нагрузка которых больше либо равна требуемому объему разгрузки, запрошенному вышестоящим диспетчерским центром.



## 12. Перечень принятых сокращений

АВРЧМ	автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности;
АЭС	атомная электростанция;
АОП	автоматический ограничитель перетоков;
АРЧМ	автоматическое регулирование частоты и мощности;
АТ	автотрансформатор;
ЛЭП	линия электропередачи;
ВН	инициатива временно не определена;
ГОУ	групповой объект управления;
ГЭС	гидроэлектростанция;
ДДГ	доводимый диспетчерский график;
ДГ	диспетчерский график;
ЕЭС России	Единая энергетическая система России;
ЕГО	единица генерирующего оборудования;
ИВ	инициатива внешняя;
ИС	инициатива собственная;
ИН	инициатива не регистрируется;
НПРЧ	нормированное первичное регулирование частоты;
ОИК	оперативно-информационный комплекс;
ОЭС	объединенная энергосистема;
ПА	противоаварийная автоматика;
ПБР – NN	план балансирующего рынка часа NN;
ПДГ	прогнозный диспетчерский график;
ПС	подстанция;
ППБР	предварительный план балансирующего рынка;
РГЕ	режимная генерирующая единица;
РЖТ	ранжированные таблицы на изменение режима работы объектов управления;
СДК	стандартные документируемые диспетчерские команды, распоряжения, разрешения и сообщения;
Сутки X	операционные сутки;
ТГ	турбогенератор;

ТЭС

теплоэлектростанция;

УДГ

уточненный диспетчерский график.

### 13. Перечень регламентирующих документов

- Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854;
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;
- Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172;
- Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 06.06.2013 № 290 «Об утверждении Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики»;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2003 № 229 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ)»;
- Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка;
- Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка;
- Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям;
- Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации;
- Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом диспетчерского центра.

## Приложение 1

Перечень стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками

№	Формулировка команды	Инициатива	Причина отклонения	Комментарий
<b>1. Команды по изменению активной нагрузки</b>				
<b>1.1</b>	<b>Работать по плановому диспетчерскому графику</b>	ИВ	Работа по плановому диспетчерскому графику	Произвольный комментарий
		ИС		
<b>1.2</b>	<b>Работать на «N» МВт выше планового диспетчерского графика</b>	ИВ	Неплановое изменение генерации	Неплановое отключение блока/генератора (наименование станции ТЭС, ГЭС, АЭС) с нагрузкой «N» МВт
				Нагрузка станции (наименование) ниже планового ДГ на «N» МВт по ИС
			Ограничения по электрической сети	Неплановое отключение ЛЭП (диспетчерское наименование)
				Ограничение по ЛЭП по оборудованию, по сечению (диспетчерское наименование ПС, станции, ЛЭП, оборудования, сечения)
				Нарушение допустимого уровня напряжения «U» кВ (наименование объекта)
				Задержка ввода оборудования в работу (диспетчерское наименование ПС, станции)
				Задержка вывода оборудования из работы (диспетчерское наименование ПС, станции)
Неисправность ПА (наименование), потеря канала противоаварийной автоматики по ЛЭП (частота канала, диспетчерское наименование ЛЭП)				

№	Формулировка команды	Инициатива	Причина отклонения	Комментарий
			Ограничения по энергоресурсу	Интегральное ограничение по режиму топливоиспользования
				Ограничения по режиму водопользования ГЭС
			Отклонение по потреблению	Потребление ЕЭС России выше прогноза на «N» МВт
			Изменение импорта/экспорта	Произвольный комментарий
			Восстановление режима работы ГЭС	Восстановление регулировочного диапазона ГЭС
				Обеспечение заданной выработки ГЭС
			Регулирование частоты и перетоков активной мощности	Произвольный комментарий
		ИС	Неплановое изменение генерации	Без изменения состава оборудования
				Включение «наименование агрегата» в работу
			Ограничения по электрической сети	Произвольный комментарий
			Ограничения по энергоресурсу	Произвольный комментарий
			Технологические ограничения	Произвольный комментарий
			Прочие причины	Произвольный комментарий
1.3	<b>Работать на «N» МВт ниже планового</b>	ИВ	Неплановое изменение	Неплановое включение блока/генератора (наименование станции ТЭС, ГЭС, АЭС) с нагрузкой «N» МВт

№	Формулировка команды	Инициатива	Причина отклонения	Комментарий
	диспетчерского графика		генерации	Нагрузка станции (наименование) выше планового ДГ на «N» МВт по ИС
			Ограничения по электрической сети	Неплановое отключение ЛЭП (диспетчерское наименование)
				Ограничение по ЛЭП по оборудованию, по сечению (диспетчерское наименование ПС, станции, ЛЭП, оборудования, сечения)
				Нарушение допустимого уровня напряжения «U» кВ (наименование объекта)
				Задержка ввода оборудования в работу (диспетчерское наименование ПС, станции)
				Задержка вывода оборудования из работы (диспетчерское наименование ПС, станции)
				Неисправность ПА (наименование), потеря канала противоаварийной автоматики по ЛЭП (частота канала, диспетчерское наименование ЛЭП)
			Ограничения по энергоресурсу	Интегральное ограничение по режиму топливоиспользования
				Ограничения по режиму водопользования ГЭС
			Отклонение по потреблению	Потребление ЕЭС России ниже прогноза на «N» МВт
			Изменение импорта/экспорта	Произвольный комментарий
			Восстановление режима работы ГЭС	Восстановление регулировочного диапазона ГЭС
				Обеспечение заданной выработки ГЭС
			Регулирование частоты и перетоков активной мощности	Произвольный комментарий

№	Формулировка команды	Инициатива	Причина отклонения	Комментарий
		ИС	Неплановое изменение генерации	Без изменения состава оборудования
				Отключение «наименование агрегата» из работы
			Ограничения по электрической сети	Произвольный комментарий
			Ограничения по энергоресурсу	Произвольный комментарий
			Технологические ограничения	Произвольный комментарий
			Прочие причины	Произвольный комментарий
1.4	Генерация «N» МВт	ИВ	Неплановое изменение генерации	Неплановое включение «указание агрегата» (наименование станции ТЭС, ГЭС, АЭС) с нагрузкой «N» МВт
				Неплановое отключение «указание агрегата» (наименование станции ТЭС, ГЭС, АЭС) с нагрузкой «N» МВт
				Нагрузка станции (наименование) выше планового ДГ на «N» МВт
				Нагрузка станции (наименование) ниже планового ДГ на «N» МВт
			Ограничения по электрической сети	Неплановое отключение ЛЭП (диспетчерское наименование)
				Ограничение по ЛЭП по оборудованию, по сечению (диспетчерское наименование ПС, станции, ЛЭП, оборудования, сечения)
				Нарушение допустимого уровня напряжения «U» кВ (наименование объекта)
				Задержка ввода оборудования в работу (диспетчерское наименование ПС, станции)
				Задержка вывода оборудования из работы (диспетчерское наименование ПС,

№	Формулировка команды	Инициатива	Причина отклонения	Комментарий
				станции)
				Неисправность ПА (наименование), потеря канала противоаварийной автоматики по ЛЭП (частота канала, диспетчерское наименование ЛЭП)
			Ограничения по энергоресурсу	Интегральное ограничение по режиму топливоиспользования
				Ограничения по режиму водопользования ГЭС
			Отклонение по потреблению	Потребление ЕЭС России выше прогноза на «N» МВт
				Потребление ЕЭС России ниже прогноза на «N» МВт
			Изменение импорта/экспорта	Произвольный комментарий
			Восстановление режима работы ГЭС	Восстановление регулировочного диапазона ГЭС
				Обеспечение заданной выработки ГЭС
			Регулирование частоты и перетоков активной мощности	Произвольный комментарий
		Проверка фактических резервов мощности	Произвольный комментарий	
		ИС	Неплановое изменение генерации	Без изменения состава оборудования
				Включение «наименование агрегата» в работу
				Отключение «наименование агрегата» из работы



№	Формулировка команды	Инициатива	Причина отклонения	Комментарий
			Ограничения по электрической сети	Произвольный комментарий
			Ограничения по энергоресурсу	Произвольный комментарий
			Технологические ограничения	Произвольный комментарий
			Подтверждение максимальной мощности	Произвольный комментарий
			Прочие причины	Произвольный комментарий
1.5	Генерация не более «N» МВт <sup>1</sup>	ИВ	Неплановое изменение генерации	Произвольный комментарий
			Ограничения по электрической сети	Произвольный комментарий
			Отклонение по потреблению	Произвольный комментарий
			Изменение импорта/экспорта	Произвольный комментарий
			Восстановление режима работы ГЭС	Произвольный комментарий

<sup>1</sup> Только для объектов ВИЭ

№	Формулировка команды	Инициатива	Причина отклонения	Комментарий
			Регулирование частоты и перетоков активной мощности	Произвольный комментарий
			Предотвращение возможного отключения объекта ВИЭ	Произвольный комментарий
		ИС	По запросу оперативного персонала объекта ВИЭ	Произвольный комментарий
1.6	Разрешена выдача активной мощности <sup>2</sup>	ИВ	Разрешена выдача мощности	Произвольный комментарий
ИС				
1.7	Генерация не более планового диспетчерского графика <sup>3</sup>	ИВ	Ограничения по электрической сети	Произвольный комментарий

<sup>2</sup> Только для объектов ВИЭ

<sup>3</sup> Только для объектов ВИЭ

<b>2. Команды на регулирование частоты и перетоков активной мощности <sup>4</sup></b>				
2.1	<b>АРЧМ введено. Регулируете частоту</b>	ИВ	Регулирование частоты	Запланированный режим работы ЕЭС России (ОЭС)
				Аварийное отделение энергосистемы (региона) от ЕЭС России (ОЭС)
				Аварийное разделение ЕЭС России (ОЭС) на несинхронные части
2.2	<b>АРЧМ введено. Регулируете переток</b>	ИВ	Ограничение перетока	Отклонение значения перетока сети от максимально допустимого значения
			Регулирование перетока	Поддержание заданного перетока по команде диспетчера вышестоящего уровня
2.3	<b>АРЧМ выведено</b>	ИН	Окончание регулирования в автоматическом режиме	Произвольный комментарий
2.4	<b>Регулируете частоту</b>	ИВ	Регулирование частоты	Запланированный режим работы ЕЭС России (ОЭС)
				Аварийное разделение ЕЭС России (ОЭС) на несинхронные части
				Аварийное отделение энергосистемы (региона) от ЕЭС России (ОЭС)
2.5	<b>Регулируете переток</b>	ИВ	Ограничение перетока	Отклонение значения перетока сети от максимально допустимого значения
			Регулирование перетока	Поддержание заданного перетока по команде диспетчера вышестоящего уровня

<sup>4</sup> При отдаче команд на вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности уставки по частоте и мощности задаются голосом и регистрируются средствами аудиозаписи

<b>3. Команды на регулирование напряжения</b>				
3.1	<b>Работать по графику напряжений</b>	ИН	Регулирование напряжения	Произвольный комментарий
3.2	<b>Установить напряжение на шинах «XXX» кВ – «XXX» кВ</b>	ИН	Регулирование напряжения	Нарушение графика (допустимого уровня) напряжения «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Для снижения (повышения) напряжения на шинах «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Нарушение верхнего (нижнего) оптимального уровня напряжения «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Для производства переключений
				Для снижения токовой загрузки (наименование сетевого элемента) на (наименование объекта)
				Перегрузка оборудования по току
				Произвольный комментарий
3.3	<b>Регулировать напряжение на шинах «XXX» кВ в диапазоне «XXX» – «XXX» кВ</b>	ИН	Регулирование напряжения	Произвольный комментарий
3.4	<b>Снизить выдачу реактивной мощности до минимума</b>	ИН	Регулирование напряжения	Нарушение графика (допустимого уровня) напряжения «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Для снижения напряжения на шинах «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Нарушение верхнего (нижнего) оптимального уровня напряжения «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)

				Перегрузка оборудования по току
				Произвольный комментарий
3.5	Перевести в режим потребления с максимальным приемом реактивной мощности	ИН	Регулирование напряжения	Нарушение графика (допустимого уровня) напряжения «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Для снижения напряжения на шинах «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Нарушение верхнего (нижнего) оптимального уровня напряжения «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Перегрузка оборудования по току
				Произвольный комментарий
3.6	Загрузить по реактивной мощности до максимума	ИН	Регулирование напряжения	Нарушение графика (допустимого уровня) напряжения «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Для повышения напряжения на шинах «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Нарушение верхнего (нижнего) оптимального уровня напряжения «U» кВ (наименование контрольного пункта по напряжению)
				Перегрузка оборудования по току
				Произвольный комментарий
3.7	Отмена команды по реактивной мощности <sup>5</sup>	ИН	Регулирование напряжения	Произвольный комментарий

<sup>5</sup> Только для объектов ВИЭ

<b>4. Специальные стандартные документируемые диспетчерские команды</b>				
<b>4.1</b>	<b>Максимум генерации с учетом допустимого перегруза оборудования</b>	ИВ	Ликвидация аварии <sup>6</sup>	Произвольный комментарий
<b>4.2</b>	<b>Минимум генерации</b>	ИВ	Ликвидация аварии	Произвольный комментарий
<b>4.3</b>	<b>Аварийно установить генерацию «N» МВт с максимально допустимой скоростью<sup>7</sup></b>	ИВ	Ликвидация аварии	Произвольный комментарий
<b>4.4</b>	<b>Загрузить до минимума регулировочного диапазона</b>	ИВ	Ликвидация аварии	Произвольный комментарий

<sup>6</sup> Причина применяется в отношении команд, отдаваемых в периоды предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и/или аварийных ситуаций

<sup>7</sup> Под максимально допустимой скоростью изменения нагрузки генерирующего оборудования понимается скорость, с которой может быть выполнено изменение мощности генератора путем воздействия оперативного персонала на органы управления без применения систем противоаварийного управления (АСАРБ, ЧДА, СУЗ и т.п.)

<b>5. Регистрация изменения планового графика, согласованного с организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме</b>				
5.1	<b>Работать по плановому графику сальдо перетоков</b>	ИВ	Работа по плановому графику	Произвольный комментарий
				Возврат на плановый график
		ИС	Работа по плановому графику	Произвольный комментарий
				Возврат на плановый график
		ВН	Работа по плановому графику	Произвольный комментарий
				Возврат на плановый график
5.2	<b>Работать по сальдо перетоков «N» МВт<sup>8</sup></b>	ИВ	Согласованное изменение заданного графика сальдо перетоков	Произвольный комментарий
			Режим аварийной помощи	Произвольный комментарий
		ИС	Согласованное изменение заданного графика сальдо перетоков	Произвольный комментарий
			Режим аварийной помощи	Произвольный комментарий

<sup>8</sup> «N» задается со знаком.

		ВН	Неплановое включение/ отключение межгосударственных линий электропередачи	Произвольный комментарий
			Аварийное отключение межгосударственных линий электропередачи	Произвольный комментарий
5.3	<b>Работать с отклонением «N» МВт от планового графика сальдо перетоков<sup>9</sup></b>	ИВ	Согласованное изменение заданного графика сальдо перетоков	Произвольный комментарий
			Режим аварийной помощи	Произвольный комментарий
		ИС	Согласованное изменение заданного графика сальдо перетоков	Произвольный комментарий
			Режим аварийной помощи	Произвольный комментарий
		ВН	Неплановое включение/ отключение межгосударственных линий электропередачи	Произвольный комментарий
			Аварийное отключение межгосударственных линий электропередачи	Произвольный комментарий

<sup>9</sup> «N» задается со знаком.



**6. Команды на изменение эксплуатационного состояния генерирующего оборудования**

<b>6. Команды на изменение эксплуатационного состояния генерирующего оборудования</b>				
<b>6.1</b>	<b>Включить (блок №, ТГ №) в работу к (указать время)</b>	ИН	Обеспечение в ЕЭС России нормативного резерва мощности на загрузку	Неплановое отключение блока/генератора (наименование станции ТЭС, ГЭС, АЭС) с нагрузкой «N» МВт
				Неплановое отключение ЛЭП (диспетчерское наименование)
				Ограничение по ЛЭП по оборудованию, по сечению (диспетчерское наименование ПС, станции, ЛЭП, оборудования, сечения)
				Задержка ввода оборудования в работу (диспетчерское наименование ПС, станции)
				Неисправность ПА (наименование), потеря канала противоаварийной автоматики по ЛЭП (частота канала, диспетчерское наименование ЛЭП)
				Произвольный комментарий
<b>6.2</b>	<b>Включить (блок №, ТГ №) в работу в минимально возможный срок</b>	ИН	Ликвидация аварии	Неплановое отключение блока/генератора (наименование станции ТЭС, ГЭС, АЭС) с нагрузкой «N» МВт
				Обеспечение в ЕЭС России нормативного резерва мощности на загрузку при прогнозируемом потреблении.
				Неплановое отключение ЛЭП (диспетчерское наименование)
				Ограничение по ЛЭП по оборудованию, по сечению (диспетчерское наименование ПС, станции, ЛЭП, оборудования, сечения)
				Нарушение допустимого уровня напряжения «U» кВ (наименование объекта)
				Задержка ввода оборудования в работу (диспетчерское наименование ПС, станции)
				Неисправность ПА (наименование), потеря канала противоаварийной автоматики по ЛЭП (частота канала, диспетчерское наименование ЛЭП)

*Порядок отдачи и регистрации диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений*

				Произвольный комментарий
6.3	Отключить (блок №, ТГ №) к (указать время)	ИН	Отклонение по потреблению	Обеспечение в ЕЭС России нормативного резерва мощности на разгрузку при прогнозируемом потреблении
			Ограничения по электрической сети	Неплановое отключение ЛЭП (диспетчерское наименование)
			По балансу ЕЭС России	Произвольный комментарий
6.4	Перевести/включить генератор № «___» в режим работы СК	ИН	Регулирование напряжения	Прием/выдача реактивной мощности
6.5	Перевести генератор № «___» из режима СК в активный режим	ИН	Регулирование напряжения	Прекращение приема/выдача реактивной мощности
6.6	Перевести генератор № «___» из режима СК в резерв	ИН	Регулирование напряжения	Прекращение приема/выдача реактивной мощности
6.7	Оставить (блок №, ТГ №) в работе	ИН	Обеспечение в ЕЭС России нормативного резерва мощности на загрузку	Неплановое отключение блока/генератора (наименование станции ТЭС, ГЭС, АЭС) с нагрузкой «N» МВт
				Неплановое отключение ЛЭП (диспетчерское наименование)
				Ограничение по ЛЭП по оборудованию, по сечению (диспетчерское наименование ПС, станции, ЛЭП, оборудования, сечения)
				Задержка ввода оборудования в работу (диспетчерское наименование ПС, станции)

				Неисправность ПА (наименование), потеря канала противоаварийной автоматики по ЛЭП (частота канала, диспетчерское наименование ЛЭП)
				Произвольный комментарий
6.8	Оставить (блок №, ТГ №) в резерве	ИН	Обеспечение в ЕЭС России нормативного резерва мощности на разгрузку	Неплановое отключение блока/генератора (наименование станции ТЭС, ГЭС, АЭС) с нагрузкой «N» МВт
				Неплановое отключение ЛЭП (диспетчерское наименование)
				Ограничение по ЛЭП по оборудованию, по сечению (диспетчерское наименование ПС, станции, ЛЭП, оборудования, сечения)
				Задержка ввода оборудования в работу (диспетчерское наименование ПС, станции)
				Неисправность ПА (наименование), потеря канала противоаварийной автоматики по ЛЭП (частота канала, диспетчерское наименование ЛЭП)
				Произвольный комментарий
6.9	Отключить генерирующее оборудование ВИЭ (наименование объекта ВИЭ/ГОУ ВИЭ)	ИВ	Ликвидация аварии	Произвольный комментарий

<b>7. Разрешения на изменение эксплуатационного состояния генерирующего оборудования</b>				
7.1	<b>РАЗРЕШАЮ</b> включить (блок №, ТГ №) в работу	ИН	Плановое изменение состояния	Произвольный комментарий
			Неплановое изменение состояния <sup>10</sup>	Произвольный комментарий
7.2	<b>РАЗРЕШАЮ</b> отключить (блок №, ТГ №) в резерв	ИН	Плановое изменение состояния	Произвольный комментарий
			Неплановое изменение состояния	Произвольный комментарий
7.3	<b>РАЗРЕШАЮ</b> отключить (блок №, ТГ №) в ремонт	ИН	Плановое изменение состояния	Произвольный комментарий
			Неплановое изменение состояния	Произвольный комментарий
7.4	<b>РАЗРЕШАЮ</b> отключить (блок №, ТГ №) в консервацию	ИН	Плановое изменение состояния	Произвольный комментарий
			Неплановое изменение состояния	Произвольный комментарий

<sup>10</sup> При согласовании неплановых изменений эксплуатационных состояний наличие произвольного комментария с указанием причины является обязательным.

7.5	<b>РАЗРЕШАЮ отключить (блок №, ТГ №) в вынужденный простой</b>	ИН	Плановое изменение состояния	Произвольный комментарий
			Неплановое изменение состояния	Произвольный комментарий
7.6	<b>РАЗРЕШАЮ Включить (блок №, ТГ №) в работу с отступлением от нормативного времени пуска на «__» минут</b>	ИН	Запрос оперативного персонала электростанции	Произвольный комментарий
7.7	<b>РАЗРЕШАЮ перевести/включить генератор № «__» в режим работы СК</b>	ИН	Запрос оперативного персонала электростанции	Произвольный комментарий
7.8	<b>РАЗРЕШАЮ перевести генератор № «__» из режима СК в активный режим</b>	ИН	Запрос оперативного персонала электростанции	Произвольный комментарий
7.9	<b>РАЗРЕШАЮ перевести генератор № «__» из режима СК в резерв</b>	ИН	Запрос оперативного персонала электростанции	Произвольный комментарий
7.10	<b>РАЗРЕШАЮ оставить в работе (блок №, ТГ №)</b>	ИН	По окончании разрешенных испытаний во время ремонта	Произвольный комментарий
			После планового срока останова	Произвольный комментарий

7.11	<b>РАЗРЕШАЮ</b> включить объект ВИЭ (наименование объекта ВИЭ) в работу	ИН	Плановое изменение состояния	Произвольный комментарий
			Неплановое изменение состояния	Произвольный комментарий
7.12	<b>РАЗРЕШАЮ</b> отключить объект ВИЭ (наименование объекта ВИЭ) в ремонт	ИН	Плановое изменение состояния	Произвольный комментарий
			Неплановое изменение состояния	Произвольный комментарий

**8. Разрешение проведения испытаний генерирующего оборудования**

8.1	<b>РАЗРЕШАЮ</b> проведение испытаний (блока №, ТГ №)	ИН	Проведение испытаний генерирующего оборудования по разрешенной диспетчерской заявке	Произвольный комментарий
-----	------------------------------------------------------------	----	-------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------

<b>9. Диспетчерские сообщения об исполнении диспетчерских команд</b>				
<b>9.1</b>	<b>Объявляется предупреждение о регистрации факта «неисполнение команды диспетчера»</b>	ИН	Недопустимое отклонение от УДГ	Произвольный комментарий
<b>9.2</b>	<b>Зарегистрирован факт «неисполнение команды диспетчера»</b>	ИН	Недопустимое отклонение от УДГ	Произвольный комментарий
<b>9.3</b>	<b>Зарегистрирован факт «отклонение от заданного режима работы»</b>	ИН	Отказ от загрузки	Произвольный комментарий
			Отказ от разгрузки	Произвольный комментарий



<b>10. Диспетчерские сообщения об особых технологических режимах работы ЕЭС России, влияющих на ГОУ внешних перетоков</b>				
<b>10.1</b>	<b>Возникновение режима «остров нагрузки»</b>	ИН	Возникновение фактического режима «островной нагрузки»	Сообщено диспетчеру зарубежной энергосистемы
<b>10.2</b>	<b>Окончание режима «остров нагрузки»</b>	ИН	Окончание фактического режима «островной нагрузки»	Сообщено диспетчеру зарубежной энергосистемы
<b>10.3</b>	<b>Срабатывание противоаварийной автоматики (ПА) в ЕЭС России</b>	ИН	Срабатывание противоаварийной автоматики (ПА) ЕЭС России	Сообщено диспетчеру зарубежной энергосистемы
<b>10.4</b>	<b>Аварийное отключение МГЛЭП с прекращением поставок в сечении экспорта/импорта</b>	ИН	Аварийное отключение межгосударственной линии электропередачи с прекращением поставок в сечении экспорта/импорта	Сообщено диспетчеру зарубежной энергосистемы

## Приложение 2

### Типовой порядок оформления Актов и Уведомлений

Настоящий Типовой порядок оформления Актов и Уведомлений (далее – *Типовой порядок*) определяет процедуру взаимодействия филиалов Системного оператора (далее – *Филиалы*) с электростанциями субъектов оптового рынка, в том числе зарегистрированными в отношении ГТП потребления субъектов оптового рынка (далее – *Электростанции*), при оформлении:

- Актов согласования команд, разрешений и сообщений (далее – *Акты*);
- Уведомлений о результатах оценки исполнения диспетчерских команд на загрузку/разгрузку, отданных в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, и команд, отданных в целях проверки фактического наличия заявленных резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании (далее – *Уведомления*).

#### 1.1. Порядок взаимодействия СО и Электростанций при формировании, обмене, согласовании и хранении Актов

##### 1.1.1. Порядок взаимодействия Филиалов и Электростанций при обмене Актами в электронном виде с использованием ПАК «MODES-Terminal»

Формирование, согласование с *Электростанциями* и хранение *Актов согласования команд* осуществляется персоналом *СО* в электронном виде с использованием ПАК «MODES-Terminal». Согласование команд осуществляется персоналом тех *Филиалов*, диспетчерским персоналом которых соответствующие команды были отданы.

Все команды, отданные диспетчерским персоналом *СО* в отношении *Электростанции* в отчетных сутках, включаются в состав *Акта согласования команд*, формируемого в электронном виде средствами ПАК «MODES-Terminal» и представляющего собой единый пакет команд, подлежащих рассмотрению и согласованию персоналом *Электростанции* (участника оптового рынка). *Акты согласования команд* подлежат публикации на Шлюзе *СО* в ОДУ для последующей загрузки и согласования *Электростанциями* (участниками оптового рынка).

*Акты согласования команд* формируются в отношении всех типов команд, разрешений и сообщений в соответствии с актуальным *Перечнем СДК*, а при их отсутствии – указывается «Не отдавались».

*Акты согласования команд* формируются по каждой *Электростанции* субъекта оптового рынка (либо по группе электростанций участника оптового рынка, расположенных в одной операционной зоне, при условии делегирования субъектом оптового рынка полномочий согласования указанного *Акта* по группе электростанций одному из своих подразделений) в соответствии с актуальным *Реестром ГОУ*. В отношении *Электростанции* (группы электростанций) за отчетные сутки *X* формируется один *Акт согласования команд* независимо от уровня *Филиала*, которым фактически отдавались команды на *Электростанцию*.

В операционные сутки *X* диспетчерский персонал *СО* регистрирует отданные оперативному персоналу *Электростанции* команды в соответствии с *Порядком*

*отдачи и регистрации команд*. Отданные и зарегистрированные в электронном журнале команды, разрешения и сообщения подлежат оперативному доведению до *Электростанций* (участников оптового рынка) путем автоматической публикации на Шлюзе СО по заданному расписанию.

Загрузка оперативно доводимых команд, а также *Актов согласования команд* осуществляется персоналом *Электростанций* (участников оптового рынка) со Шлюза СО с использованием КИСУ вручную, либо по заданному расписанию.

В сутки X+1 (первый рабочий день, следующий за отчетными сутками), до 17:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 17:00 хабаровского времени) ответственный исполнитель *Филиала* с использованием ПАК «MODES-Terminal» выполняет согласование (акцепт) зарегистрированных команд, разрешений и сообщений по всем ГОУ *Электростанции* (группы электростанций).

Все согласованные (акцептованные) ответственными исполнителями *Филиала* зарегистрированные в отчетных сутках команды, разрешения и сообщения включаются в состав *Акта согласования команд*. В случае отсутствия в отчетных сутках зарегистрированных команд, разрешений и сообщений по отдельным ГОУ *Электростанции* в *Акте согласования команд* для этих ГОУ указывается «Не отдавались».

После согласования и публикации на Шлюзе СО ОДУ зарегистрированных команд, разрешений и сообщений за отчетные сутки X, отданных в отношении соответствующей *Электростанции* (группы электростанций), *Акт согласования команд*, содержащий указанные команды, разрешения и сообщения, становится доступен для просмотра и согласования ответственным исполнителем *Электростанции* (участника оптового рынка). Формируемый СО *Акт согласования команд* подлежит подписанию электронно-цифровой подписью (ЭЦП) со стороны СО.

В сутки X+2 (второй рабочий день, следующий за операционными сутками) до 15:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 15:00 хабаровского времени) ответственный исполнитель *Электростанции* (участника оптового рынка) с использованием КИСУ выполняет согласование (акцепт) *Акта согласования команд*. Перечень персонала участника оптового рынка, имеющего право согласования команд от имени участника оптового рынка, определяется заявкой, поданной в соответствии с *Порядком получения доступа к информационным ресурсам Системного оператора для субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности*, опубликованном на сайте АО «СО ЕЭС» «Оптовый рынок электроэнергии и мощности» (<http://br.so-ups.ru>). Результаты рассмотрения *Акта согласования команд* подлежат подписанию электронно-цифровой подписью (ЭЦП) ответственным исполнителем *Электростанции* (участника оптового рынка) и направлению в СО.

При необходимости корректировки зарегистрированных команд, разрешений и сообщений в *Акте согласования команд* ответственный исполнитель *Электростанции* (участника оптового рынка) обращается в тот *Филиал*, диспетчерским персоналом которого была отдана соответствующая команда.

Формирование *Актов согласования команд* 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 *Филиал*, отдавший соответствующую команду. В таком случае согласование *Актов согласования команд* осуществляется в бумажном виде без использования ПАК «MODES-Terminal» в сутки X+2, а подписание *Актов согласования команд* осуществляется в сутки X+3 (Типовая форма Акта представлена в Приложении к настоящему Типовому порядку).

Оформленные и согласованные в электронном виде со стороны *СО* и *Электростанции* *Акты согласования команд* подлежат хранению в *Филиале* не менее 3 (трех) лет.

## **1.2. Порядок взаимодействия Филиалов и Электростанций при формировании и хранении Уведомлений**

Формирование *Уведомлений* выполняет персонал *Филиала*, непосредственно осуществляющего управление генерацией электростанции.

Уведомления формируются по итогам оценки исполнения диспетчерских команд *<Максимум генерации с учетом допустимого перегруза оборудования>* и/или *<Минимум генерации>* и/или команд, отданных в целях проверки фактического наличия заявленных резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании, за весь период действия указанных команд по каждой *Электростанции* субъекта оптового рынка (либо по группе электростанций субъекта оптового рынка, расположенных в одной операционной зоне, при условии делегирования субъектом оптового рынка полномочий получения указанного *Уведомления* по группе электростанций одному из своих подразделений).

*Уведомления* публикуются *СО* в персонифицированных разделах участников рынка на сайте оптового рынка электроэнергии и мощности Системного оператора (Сайт ОРЭМ *СО*).

**Приложение**  
к Типовому порядку оформления  
Актов и Уведомлений

**АКТ**  
согласования команд, разрешений и сообщений полученных от дежурного диспетчера  
за " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ года

№ п/п	Наименование ГОУ	Время отдачи команды	Время начала исполнения команды <sup>11</sup>	Время окончания исполнения команды <sup>12</sup>	Команда, разрешение и сообщение	Инициатива отклонения	Численное значение, МВт (кВ)	Примечание <sup>13</sup>
1	2	3	4	5	4	5	6	7
1	Наименование ГОУ 1	6:30	7:00	8:00	Генерация 750 МВт	ИН		Отклонение по потреблению
2	Наименование ГОУ 1	7:09	7:19	8:15	Генерация 900 МВт	ИВ	900	Отклонение по потреблению
3	Наименование ГОУ 1	8:20	8:20	-	Объявлено предупреждение о регистрации факта "неисполнение команды диспетчера"	ИН		Недопустимое отклонение от УДГ
4	Наименование ГОУ 1	8:35	8:35	-	Зарегистрирован факт "неисполнение команды диспетчера"	ИН		Недопустимое отклонение от УДГ
5	Наименование ГОУ 1	11:12	11:12	-	Включить БЛЗ в работу в мин.возможный срок	ИН		Предотвращение развития и ликвидации нарушений нормального режима
6	Наименование ГОУ 1	17:00	17:10	17:45	Работать на «300» МВт выше планового диспетчерского графика	ИВ	+ 300	Неплановое изменение генерации

<sup>11</sup> при отсутствии зарегистрированного времени начала исполнения команды, а также для специальных стандартных документированных команд и команды «Включить агрегат (блок №, ТГ №) в работу в минимально возможный срок» - в графе «время начала исполнения команды» указывается «время отдачи команды»

<sup>12</sup> графа «время окончания исполнения СДК» не заполняется для специальных стандартных документированных команд и команды «Включить агрегат (блок №, ТГ №) в работу в минимально возможный срок»

<sup>13</sup> Допускается свободный комментарий

7	Наименование ГОУ 1	18:01	18:15	18:30	Установить напряжение на шинах «330» кВ – «345» кВ	ИН		Регулирование напряжения
8	Наименование ГОУ 2	1:12	1:12	9:00	Включить БЛ1 в работу к 9:00	ИН		Обеспечение в ЕЭС нормативного резерва мощности на загрузку.
9	Наименование ГОУ 2	9:01	9:01	10:00	Работать по плановому диспетчерскому графику	ИВ		Работа по плановому диспетчерскому графику
10	Наименование ГОУ 2	10:10	10:15	12:00	РАЗРЕШАЮ перевести БЛ2 в ремонт	ИН		Плановое изменение состояния
11	Наименование ГОУ 3	14:26	14:40	-	АРЧМ введено. Регулируете частоту	ИВ		Регулирование частоты
12	Наименование ГОУ 3	15:45	15:45	16:00	АРЧМ выведено	ИН		Окончание регулирования в автоматическом режиме
13	Наименование ГОУ 3	16:17	16:25	16:45	Работать по плановому диспетчерскому графику	ИВ		Работа по плановому диспетчерскому графику

**Директор по управлению режимами -  
главный диспетчер**

**Главный инженер (название электростанции)**

## Приложение 3

### Основные принципы определения внешней и собственной инициативы отклонений

#### 1. Общие положения

Настоящие Основные принципы определения внешней и собственной инициативы отклонений определяют:

- принципы присвоения атрибута внешней или собственной инициативы стандартным документируемым диспетчерским командам;
- порядок отнесения на внешнюю инициативу отклонений фактических объемов производства электроэнергии от плановых почасовых объемов, возникших по не зависящей от субъектов оптового рынка причине в результате действия систем автоматического регулирования и противоаварийной автоматики.

#### 2. Общие принципы присвоения атрибута внешней или собственной инициативы стандартным документируемым диспетчерским командам

##### 2.1. Присвоение собственной инициативы

Диспетчерской команде на изменение режима генерации ГОУ может быть присвоен атрибут собственной инициативы <ИС> только при наличии соответствующего запроса оперативного персонала объекта электроэнергетики на изменение собственной генерации.

Если командой по ГОУ было задано отклонение от планового ДГ по собственной инициативе, то для возврата ГОУ по команде диспетчера на плановый ДГ по режимным условиям, наличие запроса оперативного персонала объекта электроэнергетики не требуется.

Атрибут собственной инициативы <ИС> присваивается диспетчерской команде в случаях, приводящих к невозможности выполнения заданного режима работы ГОУ, в том числе, по следующим причинам:

- изменение состава и/или параметров генерирующего оборудования, в том числе аварийное;
- изменение режима топливообеспечения;
- изменение параметров сетевого оборудования, принадлежащего данному участнику оптового рынка.

Решение о возможности изменения режима генерации ГОУ по собственной инициативе (решение об отдаче соответствующей команды) принимается диспетчерским персоналом исходя из фактически складывающихся режимных условий, при этом новое заданное диспетчером значение генерации может отличаться от запрашиваемого участником.

Если фактические режимные условия не препятствуют выполнению Системным оператором запроса оперативного персонала объекта электроэнергетики изменить график по инициативе собственной, то такой запрос может быть удовлетворен, в том числе, если при этом потребуется изменение генерации на других ГОУ по инициативе внешней.

Команды, необходимость которых обусловлена воздействием сторонних лиц на оборудование участника рынка (ошибочных действий персонала строительных, наладочных организаций и иных, в том числе физических лиц), следует регистрировать с инициативой собственной.

Если корректировка УДГ обусловлена необходимостью учета изменения параметров работы вспомогательного и дополнительного оборудования (температуры и расхода циркуляционной воды, температуры теплосети, параметров промышленных отборов пара и т.п.), то команды на изменение генерации в таком случае необходимо регистрировать с собственной инициативой.

## 2.2. Присвоение внешней инициативы

Диспетчерской команде на изменение режима генерации ГОУ отданной по причинам, не зависящим от участника оптового рынка и вызванным действиями иных участников оптового рынка, владельцев объектов электросетевого хозяйства, организации коммерческой инфраструктуры или СО, присваивается атрибут внешней инициативы (атрибут <ИВ>), в том числе в следующих случаях:

- необходимость компенсации отклонений других участников оптового рынка;
- необходимость компенсации отклонений, вызванных изменением режимных условий;
- необходимость компенсации отклонений, вызванных состоянием электроэнергетической системы, включая изменение сетевых ограничений, как во внешней, так и в принадлежащей участнику оптового рынка электрической сети, в случае, если изменение ограничения не является следствием изменения состава и/или параметров оборудования самого участника оптового рынка;
- срабатывания устройств режимной и противоаварийной автоматики, а также релейной защиты, из-за внешнего для объекта электроэнергетики участника оптового рынка события;
- форс-мажорные обстоятельства, вызванные состоянием внешних по отношению к объекту генерации электрических связей, приведшие к невозможности выполнения заданного режима.

В отношении команд на вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности всегда регистрируется внешняя инициатива.

По запросу оперативного персонала объекта электроэнергетики, в случаях, когда исполнение команды на регулирование напряжения приводит к отклонению от УДГ, диспетчером должна быть отдана соответствующая команда на изменение генерации ГОУ с атрибутом <ИВ> и соответствующим комментарием.

Команды на изменение генерации ГОУ относительно режима, заданного диспетчером Системного оператора, связанные с задержкой доведения до объекта диспетчерских распоряжений с новыми плановыми ДГ, должны регистрироваться с признаком <ИВ>, за исключением случаев, когда доведение распоряжения было невозможно в результате выявленной технической неготовности участника к получению диспетчерских команд и распоряжений.



## **2.3. Присвоение атрибута инициативы диспетчерским командам при управлении режимами**

### **2.3.1. Невозможность исполнения планового диспетчерского графика**

Если плановый диспетчерский график (далее – плановый ДГ) сформирован неисполнимым вследствие ошибки участника рынка, то команды на приведение его к исполнимому виду следует регистрировать с атрибутом <ИС>.

Если плановый ДГ сформирован неисполнимым вследствие иных причин, то команды на приведение его к исполнимому виду следует регистрировать с атрибутом <ИБ>.

При запросе оперативного персонала объекта электроэнергетики изменить режим работы относительно планового ДГ по причине технологической невозможности его исполнения, диспетчер при ведении режима регистрирует команду на изменение генерации ГОУ до согласованной с оперативным персоналом объекта электроэнергетики величины с указанием <ИС>.

В случае неакцепта очередного ПБР и получении запроса оперативного персонала объекта электроэнергетики изменить режим работы относительно планового ДГ по причине технологической невозможности его исполнения в связи с изменением состава и/или параметров оборудования, диспетчер при ведении режима регистрирует команду на изменение генерации с инициативой, соответствующей инициатору корректировки состава и/или параметров оборудования в ПБР.

### **2.3.2. Переключения**

Команды на изменение режима работы ГОУ относительно режима заданного Системным оператором, связанные с подготовкой и проведением переключений на элементах оборудования электрической сети, не принадлежащих данному участнику, должны быть зарегистрированы с указанием <ИБ>.

Команды на изменение режима работы ГОУ относительно режима, заданного Системным оператором, связанные с подготовкой и проведением переключений на элементах оборудования электрической сети, принадлежащих данному участнику, должны быть зарегистрированы с указанием <ИБ> в следующих случаях:

- при проведении плановых переключений, в части кратковременных отклонений, не учитываемых при расчете установившихся режимов, но необходимых для проведения переключений;
- при проведении неплановых переключений в случае, если такие переключения необходимы по режиму внешней для участника электрической сети и не требуются самому участнику рынка,

в остальных случаях с указанием инициативы собственной <ИС>.

### **2.3.3. Сетевые ограничения**

При возникновении любых сетевых ограничений (в т.ч. связанных с работой устройств режимной и противоаварийной автоматики и релейной защиты), источником которых является оборудование электрической сети, не принадлежащее данному участнику, команды на изменение режима генерации ГОУ должны быть отданы с указанием <ИБ>.

При возникновении сетевых ограничений, причиной возникновения которых является состояние оборудования электрической сети, принадлежащее данному участнику, команды на изменение режима генерации ГОУ должны быть зарегистрированы с указанием собственной инициативы <ИС>, за исключением случаев, когда ограничение обусловлено изменением Системным оператором состава оборудования, либо электрической схемы данного объекта электроэнергетики относительно принятой при формировании планового ДГ.

#### **2.3.4. Режимы топливообеспечения и водопользования**

При наличии запроса оперативного персонала объекта электроэнергетики на изменение активной нагрузки относительно заданного диспетчерского графика, в том числе, на загрузку до значения, определенного плановым ДГ или выше, по причине изменения режима топливообеспечения или водопользования, кроме перечисленных ниже случаев, команды на изменение генерации ГОУ должны быть зарегистрированы с указанием <ИС>.

Команда на загрузку/разгрузку ГЭС до значения, определенного плановым ДГ или выше/(ниже), может быть зарегистрирована с указанием <ИВ> в случае введения ограничений по режиму водопользования уполномоченными органами государственной власти или для выполнения ограничений, установленных Правилами водопользования, по уровням воды, интенсивности наполнения (сработки) водохранилища, среднесуточным расходам воды гидроэлектростанции и т.п.

При наличии запроса оперативного персонала ГЭС снизить/увеличить нагрузку ГОУ до значения, определенного плановым ДГ, или выше/ ниже планового ДГ, по режиму водопользования (при достижении уровнем воды предельных отметок, интенсивности сработки/наполнения водохранилища до предельно допустимого значения, обеспечения среднесуточных расходов для ГЭС – ограничений по режиму водопользования, установленных уполномоченными органами государственной власти или Правилами водопользования) при наличии на момент требования более чем 10% отклонений фактической выработки с начала суток от плановой, обусловленной выполнением предыдущих команд диспетчера, зарегистрированных с указанием <ИВ>, команда на разгрузку/загрузку может быть зарегистрирована с указанием <ИВ> для ГЭС суточного или недельного регулирования, в случае если отклонения от установленных расходов и уровней, возникающие при управлении режимом, не могут быть скомпенсированы при планировании режима ГЭС на следующие сутки.

По запросу оперативного персонала контррегулирующих 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 в покрытии суточной и (или) недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий неподтопления населенных пунктов, 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.

При наличии запроса оперативного персонала нижележащей ГЭС (в соответствии с каскадной схемой), при изменениях водного режима вышележащей ГЭС (в том числе в связи с участием в АВРЧМ и/или из-за отключения генерирующего оборудования), приводящих к невозможности выполнения заданного режима генерации нижележащей ГЭС по условию соблюдения критериев безопасности гидротехнического сооружения или приводящих к сужению регулировочного диапазона нижележащей ГЭС, команда на загрузку/разгрузку регистрируется с указанием <ИВ>.

### **2.3.5. Включение/отключение генерирующего оборудования**

В случае если плановым ДГ было предусмотрено включение оборудования, командам на изменение генерации, вызванным не включением (неуспешным включением) оборудования, должна быть присвоена <ИС>, за исключением случаев, когда диспетчером Системного оператора отдана команда, изменяющая время включения. В таком случае командам на изменение генерации, вызванным невключением оборудования, должна быть присвоена <ИВ>.

В случае если плановым ДГ было предусмотрено отключение оборудования, командам на изменение генерации, обусловленным неотключением оборудования, должна быть присвоена <ИС>, за исключением случаев, когда диспетчером Системного оператора отдана команда, изменяющая время отключения. В таком случае командам на изменение генерации, вызванным изменением времени отключения оборудования, должна быть присвоена <ИВ>.

В случае непланового включения/отключения генерирующего оборудования, инициированного Системным оператором, команды на изменение генерации ГОУ должны быть зарегистрированы с внешней инициативой <ИВ>.

При наличии запроса оперативного персонала энергообъекта на изменение режима генерации ГОУ по собственной инициативе в связи с аварийным отключением или изменением параметров оборудования, целесообразно зарегистрировать соответствующую команду с признаком <ИС> для приведения УДГ в соответствие с фактической нагрузкой.

Если установившийся после непланового изменения состава оборудования диапазон регулирования не позволяет обеспечить генерацию ГОУ, заданную плановым ДГ, то диспетчер Системного оператора должен получить от оперативного персонала объекта электроэнергетики новый диапазон регулирования (может быть указан в диспетчерской заявке) и зарегистрировать увеличение/снижение генерации до указанной величины с признаком <ИС> на период, для которого значение генерации, заданное в плановом ДГ, находится вне пределов нового диапазона регулирования.

В случае если участник рынка имеет возможность уменьшить объем отклонений, возникающих вследствие непланового отключения генерирующего оборудования за счет пуска непланово отключенного или другого, относящегося к той же ГТПГ, оборудования из резерва, то Системный оператор, при отсутствии системных ограничений, при условии что указанное неплановое отключение не было скомпенсировано включением другого генерирующего оборудования по инициативе СО, может разрешить/согласовать такое включение. При этом, до момента подъема нагрузки до значения, определенного плановым ДГ, либо иного значения, заданного Системным оператором исходя из режимных условий (не связанных с отключением оборудования, относящегося к данной ГТПГ), все команды на изменение генерации относительно планового ДГ должны регистрироваться с <ИС>.

### **3. Порядок отнесения на внешнюю инициативу отклонений от планового режима работы, возникших по не зависящей от объектов энергетики причине в результате действия систем автоматического регулирования и противоаварийной автоматики**

#### **3.1. Особенности учета воздействий противоаварийной автоматики и релейной защиты на объекты генерации**

В соответствии с п. 3.1. настоящих *Основных принципов определения инициатив* отклонения от планового режима работы ГОУ, вызванные срабатыванием средств противоаварийной автоматики, а также релейной защиты, в том числе, ложным и/или вызванным отключением сетевого оборудования, относятся на внешнюю инициативу, за исключением средств станционной автоматики. Команды, обусловленные последующим восстановлением режима, регистрируются с указанием атрибута <ИВ>.

При срабатывании средств противоаварийной автоматики, обусловленном ошибочными действиями персонала участника оптового рынка, а также вызванные воздействием сторонних лиц на оборудование участника рынка, отклонения относятся на собственную инициативу. С атрибутом <ИС> также регистрируются команды, обусловленные последующим восстановлением режима.

#### **3.2. Формирование объема отклонения от плановой выработки, относимого на внешнюю инициативу в период участия ТЭС в НПРЧ и АВРЧМ**

При работе систем АРЧМ на ТЭС, участвующих в НПРЧ и АВРЧМ, отклонения, обусловленные управляющим воздействием соответствующей режимной автоматики, по ГОУ, в которые входят энергоблоки, подключенные к ЦКС или ЦС АРЧМ, относятся на внешнюю инициативу в объеме управляющих воздействий.

Объем отклонения от плановой выработки по внешней инициативе регистрируется в периоды непосредственной выработки управляющих воздействий от ЦКС (ЦС) АРЧМ на соответствующие энергоблоки при включенном управлении энергоблоком от ЦКС (ЦС) АРЧМ, что определяется на основании телесигналов:

- ключ ЦКС (ЦС) АРЧМ в положении «вкл»,
- ключ АРЧ (АРПЧ) и/или АОП в ЦКС (ЦС) АРЧМ в положении «вкл»,
- сигнал готовности энергоблока к управлению от ЦКС (ЦС) АРЧМ,
- сигнал централизованного управления энергоблоком от ЦКС (ЦС) АРЧМ,
- сигнал исправности связи от ЦКС (ЦС) АРЧМ до САУМ (САРЧМ) энергоблока.

В случае отключения централизованного управления энергоблоком от ЦКС (ЦС) АРЧМ внешняя инициатива регистрируется до момента отдачи диспетчерской команды по восстановлению исходной плановой или иной нагрузки электростанции.

Объем отклонения от плановой выработки по внешней инициативе за час определяется расчетным путем по информации, поступающей в ЦКС (ЦС) АРЧМ от САУМ (САРЧМ) энергоблоков.

### **4. Определение составляющей величины отклонения фактического потребления (поставки) электроэнергии от планового почасового объема по внешней инициативе**

В случае снижения потребления (поставки) электроэнергии участнику оптового рынка, обусловленного управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики (Перечень противоаварийной и режимной автоматики приведен в *Порядке*

установления соответствия) из-за внешнего для электроэнергетического объекта участника оптового рынка события, а также вводом графиков временного отключения и аварийного ограничения потребления, соответствующий объем отклонений относится на внешнюю инициативу.

В таких случаях снижение потребления (поставки) электроэнергии оформляется Актами в соответствии с Приложением 6 к настоящему *Порядку отдачи и регистрации команд*.

Отклонение, возникающее при выполнении команд на изменение нагрузки объектов генерации, функционирующих на розничных рынках (включая электростанции промышленных предприятий), может быть зарегистрировано как отклонение по потреблению участника оптового рынка, в акте о согласовании ГТП потребления которого указаны такие объекты генерации. Отклонение по потреблению для участника оптового рынка подтверждается только в случае соответствующего обращения участника оптового рынка и в объеме, не превышающем заданную командами Системного оператора величину изменения нагрузки объекта генерации, с учетом знака изменения нагрузки (загрузка/разгрузка).

Увеличение/снижение потребления электроэнергии участника оптового рынка оформляется Системным оператором Актом в соответствии с Приложением 6 к настоящему *Порядку отдачи и регистрации команд*.

## **5. Порядок отнесения на внешнюю и собственную инициативу отклонений от планового режима работы, вызванных включением в сеть/отключением от сети генерирующего оборудования электростанций ВИЭ**

С момента начала действия отданной и зарегистрированной команды <Отключить объект ВИЭ (название объекта ВИЭ)> и до начала действия отданной и зарегистрированной формальной команды <Разрешена выдача активной мощности> для ГОУ ВИЭ значение УДГ принимается равным нулю. Все отклонения УДГ от планового диспетчерского графика относятся на внешнюю инициативу.

При работе систем АРЧМ на объектах генерации ВИЭ, отклонения, обусловленные управляющим воздействием соответствующей режимной автоматики, по ГОУ, в которые входит оборудование, подключенное к ЦКС или ЦС АРЧМ, относятся на внешнюю инициативу в объеме управляющих воздействий, с учетом особенностей, предусмотренных *Регламентом определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

С момента начала действия выданного и зарегистрированного разрешения на отключение от сети и до начала действия отданного и зарегистрированного разрешения на включение в сеть для ГОУ ВИЭ значение УДГ не изменяется. Фактические отклонения от планового диспетчерского графика в таком случае относятся на собственную инициативу.

**Приложение 4****Порядок регистрации по ГОУ признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу**

Признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу присваивается ГОУ в следующих случаях:

1. по ГОУ сформирован признак участия в регулировании 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, а также с помощью СДПМ, задания плановой мощности данного ГОУ ГЭС в ГРАМ (ГРАРМ) по отношению к плановому диспетчерскому графику. Исключения составляют периоды (часы), в течение которых в установленном порядке зарегистрировано неудовлетворительное участие электростанции в автоматическом вторичном регулировании, или если в состав ГОУ входят РГЕ, используемые для оказания системной услуги по АВРЧМ;
2. по ГОУ сформирован признак участия в регулировании во всех часах, в течение которых в отношении данного ГОУ действует диспетчерская команда *<Регулируете переток>* или *<Регулируете частоту>*, включая час окончания исполнения следующей диспетчерской команды на изменение активной мощности;
3. по ГОУ сформирован признак внешнего воздействия 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.

При этом:

- 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 *Порядку отдачи и регистрации команд*;
- при работе систем АРЧМ на СЭС/ВЭС признак участия в регулировании не регистрируется, а объем составляющей внешней инициативы отклонений, обусловленный управляющим воздействием соответствующей режимной автоматики, определяется в соответствии с п. 5. Приложения 3 к настоящему *Порядку отдачи и регистрации команд*;
- 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 относится на собственную инициативу;

- 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.
4. по ГОУ сформирован признак участия в регулировании во всех часах, в течение которых в отношении данного ГОУ действует диспетчерская команда *<Максимум генерации>* 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;
  5. по ГОУ сформирован признак участия в регулировании во всех часах, в течение которых в отношении данного ГОУ действует диспетчерская команда *<Минимум генерации>* (*<Загрузить до минимума регулировочного диапазона>*) и фактическая нагрузка ГОУ равна или ниже величины технического минимума, определенного в соответствии с *Порядком отдачи и регистрации команд* (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;
  6. по ГОУ сформирован признак участия в регулировании во всех часах, в течение которых по данному ГОУ осуществляется набор/сброс нагрузки в соответствии с диспетчерской командой *<Аварийно установить генерацию «N» МВт с максимально допустимой скоростью>* 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;
  7. по ГОУ сформирован признак участия в регулировании 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.

8. по ГОУ сформирован признак участия в плановых специальных испытаниях в часы 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. При этом период плановых специальных испытаний не может превышать 120 часов.

К плановым специальным испытаниям относятся:

- испытания сетевого, основного и вспомогательного оборудования, инициированные Системным оператором;
- испытания устройств (комплексов) режимной и противоаварийной автоматики, а также проводимые участником непосредственно в рамках сертификационных испытаний соответствия оборудования требованиям стандартов НПРЧ и АВРЧМ.

При этом:

- 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), относится на внешнюю инициативу;
- 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;
- признак участия в плановых специальных испытаниях не присваивается ГОУ в часы в течение которых в отношении ГОУ действовала команда на изменение графика генерации, отданная диспетчером СО по запросу оперативного персонала электростанции.

Отклонения, обусловленные проведением иных, не предусмотренных настоящим пунктом, испытаний энергетического оборудования могут быть зарегистрированы только с собственной инициативой.

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:

- 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;

- некорректной работой систем автоматического регулирования;
- исполнением соответствующей диспетчерской команды не в полном объеме.

## Приложение 5

### Общие правила присвоения фактическим пускам генерирующего оборудования признака инициатора пуска (включения в сеть)

Настоящие Общие правила присвоения фактическим пускам генерирующего оборудования признака инициатора пуска (включения в сеть) (далее – *Общие правила присвоения признака пуска*) определяют порядок присвоения Системным оператором по итогам каждых операционных суток в отношении каждого фактического включения в сеть генерирующего оборудования одного из следующих признаков:

- ПВ – пуск по внешней инициативе;
- ПС – пуск по собственной инициативе.

К пускам по внешней инициативе (ПВ) относятся включения в сеть генерирующего оборудования, инициированные Системным оператором при планировании или управлении режимом работы ЕЭС России.

Признак ПВ присваивается в случаях:

- включения генерирующего оборудования в сеть по команде диспетчера СО, в том числе после ремонтов;
- планового включения генерирующего оборудования в сеть, учтенного на этапе актуализации расчетной модели (формирования ПДГ) и при наличии статуса «режимный генератор», присвоенного на этапе ВСВГО;
- планового включения генерирующего оборудования в сеть, предусмотренного на этапе актуализации расчетной модели (формирования ПДГ), включение которого является результатом расчета ВСВГО или осуществлено с применением ранжированных перечней на включение и отключение генерирующего оборудования.

К пускам по собственной инициативе (ПС) относятся включения в сеть генерирующего оборудования, инициированные участниками оптового рынка.

Признак ПС присваивается в случаях:

- планового включения в сеть для проведения приемо-сдаточных испытаний после капитального или среднего ремонта;
- планового включения генерирующего оборудования в сеть, предусмотренного на этапе актуализации расчетной модели (формирования ПДГ), при наличии признака «вынужденное состояние», учтенного при планировании, в том числе по условиям обеспечения минимального уровня нагрузки или минимально необходимого состава оборудования по требованию участника оптового рынка;
- непланового включения генерирующего оборудования в сеть, по запросу участника оптового рынка: для работы в теплофикационном режиме, для проведения испытаний генерирующего оборудования, кроме плановых специальных испытаний, по условиям топливообеспечения, в связи с режимом работы связанного промышленного оборудования и т.п.;
- разрешенного Системным оператором по запросу участника фактического пуска генерирующего оборудования позднее времени, учтенного в ПДГ (с часа N) или

заданного командой диспетчера (в часовом интервале от N-1 до N).

Разрешенный Системным оператором по запросу участника фактический пуск генерирующего оборудования ранее времени, учтенного в ПДГ или заданного командой диспетчера, в том числе после ремонтов или для целей проведения испытаний с последующим согласованным с Системным оператором оставлением ЕГО в работе, но в пределах соответствующих операционных суток, считается соответствующим запланированному или заданному командой и не изменяет признак инициатора пуска.

Заданный командой диспетчера или учтенный в плановом графике пуск 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.

## Приложение 6

### Регламент взаимодействия Системного оператора и участников оптового рынка при оформлении Актов о снижении (изменении) потребления (поставки) электроэнергии по внешней инициативе

Настоящий *Регламент* устанавливает:

– порядок определения составляющей величины отклонения фактического потребления электроэнергии/сальдо перетоков электроэнергии по сечению экспорта-импорта от планового почасового объема, обусловленного управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики из-за внешнего для электроэнергетического объекта участника оптового рынка события, а также вводом графиков временного отключения и аварийного ограничения потребления (отклонение по внешней инициативе);

– процедуру взаимодействия Системного оператора и участника оптового рынка при оформлении *Актов о снижении потребления электроэнергии по внешней инициативе, обусловленном управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики, а также вводом графиков аварийного ограничения потребления, Актов о снижении поставки электроэнергии по внешней инициативе по сечению экспорта-импорта, обусловленном управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики, Актов об изменении поставки электроэнергии по внешней инициативе, обусловленном изменением нагрузки объекта генерации, осуществляющего поставку электрической энергии на розничном рынке.*

#### **1. Снижение потребления (поставки) электроэнергии, обусловленное управляющими воздействиями противоаварийной автоматики, а также вводом графиков аварийного ограничения потребления**

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 представленного участником *Акта расследования технологического нарушения*, ставшего причиной снижения поставки электроэнергии (далее *Акта расследования*) при условии, что снижение произошло из-за:

- действия противоаварийной автоматики:
  - автоматики предотвращения нарушения устойчивости;
  - автоматики ограничения повышения напряжения;
  - автоматики ограничения снижения напряжения;
  - автоматики ограничения перегрузки оборудования,
- ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

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:

- органом федерального государственного энергетического надзора – в случае, если в результате аварии произошли события, перечисленные в п.4 *Правил*.
- 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 *Правил*.

В случае ввода графиков временного отключения и аварийного ограничения потребления участник оптового рынка направляет запрос в соответствующие сетевые организации, энергоснабжающие организации, собственникам и иным законным владельцам электрических станций, к шинам или распределительным устройствам которых присоединены энергопринимающие устройства потребителей, осуществляющим фактические действия по вводу аварийных ограничений по команде (распоряжению) Системного оператора, о предоставлении *Акта о почасовых объемах фактически введенных ограничений* (далее – *Акт введенных ограничений*).

1.2. Не позднее чем через 60 суток со дня снижения потребления (прекращения/снижения поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта) участник оптового рынка представляет в диспетчерский центр Системного оператора (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ или ОДУ):

1.2.1. в отношении ГТП потребления:

- копию *Акта расследования* или *Акта введенных ограничений*;
- почасовые величины отклонений фактических почасовых объемов потребления электроэнергии от величины планового почасового потребления электроэнергии

1.2.2. в отношении сечения экспорт/импорта:

- копию *Акта расследования*,
- почасовые величины отклонений фактических почасовых объемов сальдо перетоков электроэнергии по сечению экспорта-импорта от плановых величин.

1.3. Рассмотрение обращения участника выполняется:

- при снижении потребления - диспетчерским центром Системного оператора (Филиалом АО «СО ЕЭС» РДУ), в операционной зоне которого расположены соответствующие группы точек поставки потребления участника.
- в случае прекращения/снижения поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта - диспетчерским центром Системного оператора (Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ или РДУ), в оперативном управлении которого находится сечение экспорта-импорта, по которому произошло снижение поставки электроэнергии.

1.4. В течение 3 (трех) рабочих дней после представления участником оптового рынка документов, указанных в п.1.2:

1.4.1. Соответствующий диспетчерский центр Системного оператора (Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ или РДУ):

- определяет величины отклонений по электроэнергии, используя:

- имеющуюся оперативную информацию за период действия противоаварийной автоматики и/или ввода ограничений;
- данные телеинформации (ТИ), автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ),

– оформляет:

- при снижении потребления - *Акт о снижении потребления электроэнергии по внешней инициативе, обусловленном управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики, а также вводом графиков аварийного ограничения потребления* (далее - *Акт о снижении потребления*) в соответствии с Приложением I к настоящему Регламенту;
- при прекращении/снижении поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта - *Акт о снижении поставки электроэнергии по внешней инициативе по сечению экспорта-импорта, обусловленном управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики* (далее - *Акт о снижении поставки по сечению экспорта-импорта*) в соответствии с Приложением II к настоящему Регламенту,

– обеспечивает согласование оформленного со своей стороны *Акта о снижении потребления* или *Акта о снижении поставки по сечению экспорта-импорта* с вышестоящим диспетчерским центром Системного оператора (Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ) и направляет на согласование участнику оптового рынка, либо направляет участнику оптового рынка мотивированный отказ в его оформлении.

1.4.2. После получения подписанного всеми сторонами *Акта о снижении потребления* или *Акта о снижении поставки по сечению экспорта-импорта*, Системный оператор направляет Коммерческому оператору

при снижении потребления:

- данные об отклонении потребления по внешней инициативе в виде документа установленного формата с использованием электронной подписи;
- копию *Акта о снижении потребления* с приложением копии *Акта расследования и/или Акта введенных ограничений*.

при прекращении/снижении поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта:

- копию *Акта о снижении поставки по сечению экспорта-импорта* и копию Акта расследования.

## **2. Изменение поставки электроэнергии, обусловленное изменением нагрузки объекта генерации, осуществляющего поставку электрической энергии на розничном рынке**

2.1. Участник оптового рынка, имеющий в составе ГТП потребления зарегистрированные электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничном рынке, в том числе, электростанции промышленных предприятий, при наличии снижения/увеличения поставки электроэнергии, обусловленных изменением нагрузки командами Системного оператора, в случае необходимости в течение 1 (одного) рабочего дня, следующего за днем изменения нагрузки по требованию Системного оператора, направляет запрос в диспетчерский центр Системного оператора (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ) на оформление *Акта согласования команд, разрешений и сообщений*, в соответствии с настоящим *Порядком отдачи и регистрации команд*.

Системный оператор (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ) в течение 1 (одного) рабочего дня, следующего за днем получения запроса, оформляет *Акт согласования команд, разрешений и сообщений* в соответствии с порядком, установленном в Приложении 2 к настоящему *Порядку отдачи и регистрации команд*, и направляет подписанный Акт участнику или мотивированный отказ в его оформлении.

На основании согласованного с участником *Акта согласования команд, разрешений и сообщений* Системный оператор (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ) оформляет *Акт об изменении поставки электроэнергии по внешней инициативе, обусловленном изменением нагрузки объекта генерации, осуществляющего поставку электрической энергии на розничном рынке* (далее – *Акт об изменении нагрузки объекта генерации на розничном рынке*) в соответствии с Приложением III к настоящему Регламенту, согласовывает его с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ и направляет участнику.

2.2. В течение 3 (трех) рабочих дней после получения оформленного всеми сторонами *Акта об изменении нагрузки объекта генерации на розничном рынке* Системный оператор обеспечивает передачу в Коммерческий оператор данных об отклонении потребления по внешней инициативе по ГТП потребления участника оптового рынка в виде документа установленного формата с использованием электронной подписи.

### **3. Порядок учета и хранения документов**

Допускается согласование *Актов о снижении потребления, Актов о снижении поставки по сечению экспорта-импорта, Актов об изменении нагрузки объекта генерации на розничном рынке* с использованием факсимильной связи или электронной почты (в сканированном виде) с последующей передачей оригиналов документов в соответствующий диспетчерский центр Системного оператора (Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ или РДУ).

Диспетчерский центр Системного оператора (Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ или РДУ) обеспечивает хранение *Актов о снижении потребления, Актов о снижении поставки по сечению экспорта-импорта, Актов об изменении нагрузки объекта генерации на розничном рынке*, а также представленных участником в соответствии с пп.1.2, 2.1 документов в течение 3-х лет с даты передачи Коммерческому оператору.

Приложение I  
к Регламенту взаимодействия  
Системного оператора и участников  
оптового рынка при оформлении Акта о  
снижении (изменении) потребления  
(поставки) электроэнергии по внешней  
инициативе

### АКТ

о снижении потребления электроэнергии по внешней инициативе, обусловленном управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики, а также вводом графиков аварийного ограничения потребления

Настоящий Акт составлен по факту (описание ситуации с обязательным указанием даты и номера Акта расследования технологического нарушения в работе электростанции, сети или энергосистемы) \_\_\_\_\_

В ходе расследования зафиксированы следующие обстоятельства:

1. Время начала снижения потребления электроэнергии вследствие (описание основания оформления Акта) - (время, дата);
2. Время окончания снижения потребления электроэнергии вследствие (описание основания оформления Акта) - (время, дата);
3. Участник оптового рынка;
4. ГТП потребления;
5. Данные для каждого активируемого интервала:

	час	час	час
Планируемое почасовое потребление (ППП) <sup>1</sup> (МВт*час)			
Фактическое потребление <sup>2</sup> (Факт) (МВт*час)			
Величина отклонения электроэнергии (ППП-Факт) (МВт*час)			
Величина мощности потребителей, отключенная действием противоаварийной автоматики <sup>3</sup> (МВт)			
Длительность действия автоматики (мин)			
Объем потребления электроэнергии, отключенный автоматикой <sup>4</sup> (МВт*час)			
Длительность действия отключений/ограничений (мин)			

<sup>1</sup> ППП – торговый график для ценовых зон оптового рынка, предварительный диспетчерский график для неценовых зон оптового рынка.

<sup>2</sup> Факт – объем потребления электрической энергии по данным акта оборота электроэнергии, предоставленного участником оптового рынка. При отсутствии на момент формирования Акта снижения потребления оформленного Акта оборота электроэнергии указываются имеющиеся в распоряжении Системного оператора данные АИИС КУЭ, либо оперативные данные.

<sup>3</sup> Величина мощности потребителей, отключенная действием противоаварийной автоматики, длительность действия автоматики, длительность отключений/ограничений, объем заданных Системным оператором отключений/ограничений, указывается на основании выписки из оперативной документации и/или Акта расследования.

<sup>4</sup> Объем потребления электроэнергии, отключенный автоматикой, определяется расчетным путем, исходя из величины мощности потребителей, отключенных действием противоаварийной автоматики и длительности действия автоматики, но не более фактической величины отклонения электроэнергии.



Объем ограничений/отключений заданный Системным оператором (МВт)			
Объем фактически введенных ограничений/отключений <sup>5</sup> (МВт*час)			
ΔО ИВА <sub>СО</sub> <sup>6</sup> (МВт*час)			

6. Перечень сработавших устройств противоаварийной и/или режимной автоматики:

-

7. Введенные очереди ограничений и отключений:

-

- Приложения:
1. Выписка из оперативной документации за период действия противоаварийной автоматики (ксерокопия оперативного журнала смены с (время, дата) до (время, дата)).
  2. Акт расследования технологического нарушения в работе электростанции, сети или энергосистемы от (дата).
  3. Акт введенных ограничений, представленный сетевой компанией (дата).

Представитель  
участника оптового рынка

Директор  
Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ

<sup>5</sup> Объем фактически введенных ограничений определяется на основании представленного сетевой компанией Акта введенных ограничений. Объем фактических отключений определяется исходя из заданного Системным оператором объема отключений и длительности действия отключений, но не более фактической величины отклонения электроэнергии.

<sup>6</sup> Величина ΔО ИВА<sub>СО</sub> определяется как сумма объема потребления электроэнергии, отключенного автоматикой, и объема фактически введенных ограничений/отключений потребления (но не более фактической величины отклонения электроэнергии).

Приложение II  
к Регламенту взаимодействия Системного  
оператора и участников оптового рынка при  
оформлении Акта о снижении (изменении)  
потребления (поставки) электроэнергии по  
внешней инициативе

АКТ

о снижении поставки электроэнергии по внешней инициативе по сечению  
экспорта - импорта, обусловленном управляющими воздействиями  
противоаварийной и режимной автоматики

Настоящий Акт составлен по факту (описание ситуации с обязательным указанием  
даты и номера Акта расследования технологического нарушения в работе электростанции,  
сети \_\_\_\_\_ или \_\_\_\_\_ энергосистемы) \_\_\_\_\_

В ходе расследования зафиксированы следующие обстоятельства:

1. Время начала снижения поставки электроэнергии вследствие (описание основания оформления Акта) - (время, дата);
2. Время окончания снижения поставки электроэнергии вследствие (описание основания оформления Акта) - (время, дата);
3. Участник оптового рынка;
4. Сечение экспорта - импорта;
5. Данные для каждого актируемого интервала:

	час	Час	час
Планируемое почасовое сальдо перетоков по сечению экспорта - импорта (План) (МВт*час)			
Фактическое почасовое сальдо перетоков по сечению экспорта - импорта (Факт) (МВт*час)			
Величина отклонения электроэнергии (План-Факт) (МВт*час)			
Величина мощности, отключенная действием противоаварийной автоматики (МВт)			
Длительность действия автоматики (мин)			
Объем сальдо перетоков электроэнергии, отключенный автоматикой (МВт*час)			
$\Delta O_{ИВА_{CO}}^1$ (МВт*час)			

6. Перечень сработавших устройств противоаварийной и/или режимной автоматики:

-

<sup>1</sup> Величина  $\Delta O_{ИВА_{CO}}$  определяется как объем снижения сальдо перетоков электроэнергии по сечению экспорта - импорта, обусловленного управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики (но не более фактической величины отклонения электроэнергии).

- Приложения: 1. Выписка из оперативной документации за период действия противоаварийной автоматики (ксерокопия оперативного журнала смены с (время, дата) до (время, дата)).
2. Акт расследования технологического нарушения в работе электростанции, сети или энергосистемы от (дата).

Представитель  
участника оптового рынка

Директор  
Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ

---

---

СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ

---

## Приложение III

*к Регламенту взаимодействия Системного оператора и участников оптового рынка при оформлении Акта о снижении (изменении) потребления (поставки) электроэнергии по внешней инициативе*

## АКТ

об изменении поставки электроэнергии по внешней инициативе, обусловленном изменением нагрузки объекта генерации, осуществляющего поставку электрической энергии на розничном рынке

Настоящий Акт составлен по факту (описание ситуации с обязательным указанием даты и номера Акта согласования команд, разрешений и сообщений)

В ходе расследования зафиксированы следующие обстоятельства:

1. Время действия команды диспетчера Системного оператора на изменение нагрузки объекта генерации, осуществляющего поставку электрической энергии на розничном рынке, с указанием причины отдачи команды;
2. Участник оптового рынка;
3. ГТП потребления;
4. Данные для каждого активируемого интервала:

	час	Час	час
Планируемое почасовое потребление (ППП) <sup>7</sup> (МВт*час)			
Плановый диспетчерский график (ПДГ) <sup>8</sup> (МВт*час)			
Уточненный диспетчерский график (УДГ) <sup>9</sup> (МВт)			
Величина отклонения электроэнергии объекта генерации, осуществляющего поставку электрической энергии на розничном рынке и зарегистрированного в составе ГТП потребления участника оптового рынка (УДГ-ПДГ) (МВт*час)			
ΔО ИВА <sub>СО</sub> <sup>10</sup> (МВт*час)			

<sup>7</sup> ППП – для ГТП потребления - торговый график для ценовых зон оптового рынка, предварительный диспетчерский график для неценовых зон оптового рынка

<sup>8</sup> ПДГ – плановый диспетчерский график объекта генерации, осуществляющего поставку электрической энергии на розничном рынке и зарегистрированного в составе ГТП потребления участника оптового рынка.

<sup>9</sup> УДГ – диспетчерский график (график нагрузки) объекта генерации, осуществляющего поставку электрической энергии на розничном рынке, заданный командами диспетчера Системного оператора.

Приложения: Акт согласования команд, разрешений и сообщений от (дата).

Представитель  
участника оптового рынка

Директор  
Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ

\_\_\_\_\_  
СОГЛАСОВАНО  
Генеральный директор  
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ

---

<sup>10</sup> Величина  $\Delta O_{ИВА_{CO}}$  определяется как величина отклонения электроэнергии объекта генерации, осуществляющего поставку электрической энергии на розничном рынке и зарегистрированного в составе ГТП потребления участника оптового рынка, взятая с обратным знаком.