

**УТВЕРЖДЕНО**  
**Первый заместитель**  
**Председателя Правления**  
**ОАО «СО ЕЭС»**

**Н.Г. Шульгинов**

**28 июля 2010 года**

**ПОРЯДОК**  
**установления соответствия генерирующего оборудования участников**  
**оптового рынка техническим требованиям**  
**(действует с 01 августа 2010 г.)**

**МОСКВА**

**2010**



Список регламентирующих документов .....	66
Приложение 1 .....	67
Приложение 2 .....	76
Приложение 3 .....	87



СО данных регистрируется по каждой единице генерирующего оборудования участника ОРЭ тип участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:

- *генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ.* Указанный признак регистрируется в случае, если участник ОРЭ заявил о неготовности к участию в ОПРЧ данного генерирующего оборудования и предоставил подтверждающие документы (паспортные данные, проектная документация, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов изготовителей, заключения специализированных организаций и т.д.), а также по генерирующему оборудованию, имевшему тип «готовое к участию в ОПРЧ», для которого за период актуальности указанного типа 3 раза было зарегистрировано неучастие (участие, не удовлетворяющее *Техническим требованиям*) в ОПРЧ до момента подтверждения готовности участия оборудования в ОПРЧ;
- *генерирующее оборудование, не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ.* Указанный признак регистрируется для единиц генерирующего оборудования не имеющих возможности участия в ОПРЧ по причине проектных технологических особенностей режимов работы такого оборудования;
- *генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ.* Указанный признак регистрируется в отношении генерирующего оборудования, для которого не зарегистрирован тип *генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ* или *генерирующее оборудование, не имеющее подтвержденной технической возможности участия в ОПРЧ.*

Отсутствие технической возможности участия в ОПРЧ может быть зарегистрировано СО в следующих случаях:

1. для турбин типа «Р», «ПР» и «ПТР»;
2. в период прохождения осенне-зимнего отопительного сезона – для всех турбоагрегатов ТЭЦ типов «Т» и «ПТ», работающих только в теплофикационном режиме (с полностью закрытой диафрагмой) и не имеющих технической возможности участия в ОПРЧ, в случае если

- неучастие данного ГО в ОПРЧ оформлено диспетчерской заявкой в соответствующий диспетчерский центр СО с указанием периода неучастия;
3. для электростанций, оформивших в установленном порядке Акты временных отступлений от ПТЭ и утвердившие планы мероприятий (сетевые графики) по обеспечению участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, в течение всего согласованного срока выполнения таких мероприятий;
  4. для оборудования, не имеющего возможности участия в ОПРЧ по причине проектных технологических особенностей режимов работы такого оборудования, при условии представления подтверждающих документов (паспортные данные, проектная документация, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов изготовителей, заключения специализированных организаций и т.д.).

Тип генерирующего оборудования, зарегистрированного как *готовое к участию* в ОПРЧ, может быть изменен по инициативе СО:

- если при проведении качественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев резких отклонений частоты в ЕЭС в пределах от 0,05 до 0,2 Гц было выявлено систематическое (более 50 % случаев за год) неучастие в первичном регулировании данного оборудования (отсутствие требуемого изменения мощности при указанных отклонениях частоты);
- если при определении количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев отклонения частоты более 0,2 Гц от номинальной зафиксировано 3 подряд случая неучастия (неудовлетворительного участия) в ОПРЧ.

## 2.2. Регистрация факта участия в ОПРЧ

СО осуществляет регистрацию и формирует данные о случаях участия/неучастия (участия, не соответствующего *Техническим требованиям* [7]) генерирующего оборудования в ОПРЧ на основании:

- данных систем мониторинга участия в ОПРЧ генерирующего оборудования, действующих на основе оперативно-информационных комплексов (далее



- $\Delta f_p \neq 0$  при отклонениях частоты превышающих зону нечувствительности (по абсолютной величине менее текущего отклонения частоты  $\Delta f = f - f_{\text{ном}}$  на величину зоны нечувствительности).

Статическая частотная характеристика энергоблока, электростанции при симметричном расположении зоны нечувствительности относительно уставки показана на рис 1.

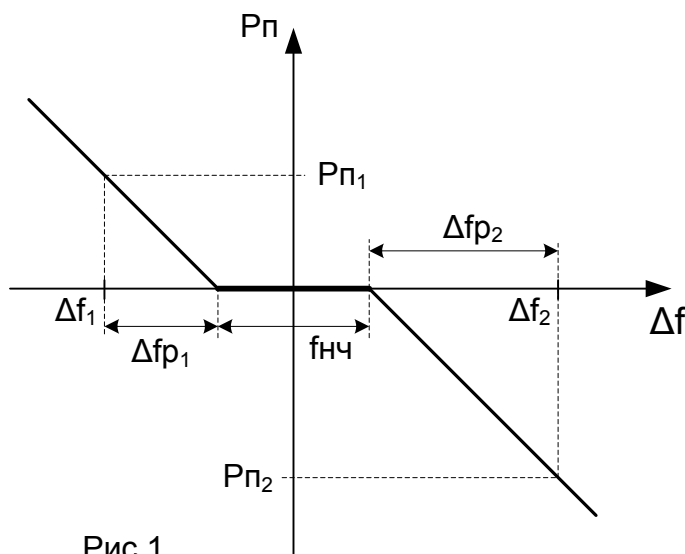


Рис.1

Для оценки требуемой величины первичной мощности в процентах от номинальной мощности турбины используется выражение:

$$P_{\text{тп}} = - \frac{200}{S\%} \cdot \Delta f_p, \% \quad (3).$$

Минус означает необходимость выдачи отрицательной (на разгрузку) первичной мощности при повышении частоты.

Нормируемая ПТЭ зона нечувствительности ( $f_{\text{нч}}$ ) АРС турбины достигает 0,3 % (0,15 Гц). Реальная зона нечувствительности зависит от многих факторов и может находиться в пределах  $0 \pm 0,15$  Гц в каждом из направлений отклонения частоты.

В связи с этим при нахождении текущей частоты в интервале:

$$50,0 \pm f_{\text{нч}} = 50,0 \pm 0,15, \text{ Гц} \quad (4),$$

фиксируемое АРС отклонение частоты может колебаться в пределах (по модулю):





величин фактического и требуемого изменения мощности энергоблоков, электростанций при зафиксированном отклонении частоты.

Оценка производится в отношении генерирующего оборудования, для которого зарегистрирован тип *готовое к участию в ОПРЧ*, в соответствии с действующим *Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников ОРЭ к выработке электроэнергии* [6].

При мониторинге следует учитывать, что на электростанциях, участвующих в ОПРЧ, не размещается первичный резерв, в связи с чем их участие в ОПРЧ дополнительно ограничено на загрузку при понижении и на разгрузку при повышении частоты соответственно при максимальной и минимальной плановой (исходной) мощности.

При сравнении величины фактической и требуемой первичной мощности электростанции, энергоблока при резких (скачкообразных) отклонениях частоты следует учитывать требования по динамике выдачи первичной мощности, указанные в *Технических требованиях* для ТЭС различного типа и ГЭС:

- если при возникновении аварийной ситуации максимальное отклонение частоты, превышающее  $\pm 0,20$  Гц, зафиксировано только в начальный момент времени, то расчетные величины отклонения частоты и фактической первичной мощности электростанций вычисляются по данным систем мониторинга как средние значения на интервале 10-20 сек. от начала аварии. При этом величина требуемой первичной мощности, определенная по формуле (2), принимается равной  $0,5P_n$  и  $0,7P_n$  для ТЭС и для ГЭС соответственно. Если последующее отклонение частоты превышает  $\pm 0,20$  Гц, то величина требуемой первичной мощности, определенная по формуле (2), должна соответствовать динамическим характеристикам выдачи первичной мощности для ТЭС и для ГЭС, представленным в *Технических требованиях*;
- если при возникновении аварийной ситуации максимальное отклонение частоты, превышающее  $\pm 0,20$  Гц, зафиксировано через время 0,5 и более минут, то расчетные величины отклонения частоты и фактической первичной мощности электростанций вычисляются по данным систем мониторинга как средние значения на интервале  $(t_{max}-10сек) \leq t_{max} \leq (t_{max}+10$

*Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*

сек.), где  $t_{\max}$  – время максимального отклонения частоты в результате аварии. При этом величина требуемой первичной мощности, определенная по формуле (2), должна соответствовать динамическим характеристикам выдачи первичной мощности для ТЭС и для ГЭС, представленным в *Технических требованиях*, для времени от начала аварии до  $t_{\max}$ ;

- величины исходной мощности энергоблоков, электростанций и исходной частоты принимаются как средние значения за последние 30 сек. перед аварийным отклонением частоты.

Оценка величины фактической первичной мощности электростанции, энергоблока должна производиться с учетом требуемой точности телеизмерений (не хуже 1% номинальной мощности электростанции, энергоблока).

До момента приведения в соответствие *Техническим требованиям* [7] системы обмена телеинформацией участников ОРЭ, при наличии в СО телеизмерений только суммарной мощности электростанции, величина требуемой первичной мощности определяется как сумма требуемых первичных мощностей готовых к ОНРЧ энергоблоков, включенных на момент отклонения частоты.

При отсутствии телеинформации о режиме работы электростанций, энергоблоков по причине проведения ремонтных работ на устройствах телемеханики и связи по разрешенной заявке, оценка участия электростанций, энергоблоков в ОНРЧ при наступлении условий участия должна производиться по данным системы мониторинга электростанций.

#### **2.4. Порядок оценки участия электростанций в ОНРЧ**

По факту участия/неучастия (участия, не соответствующего *Техническим требованиям* [7]) генерирующего оборудования в ОНРЧ СО устанавливает интегральный (за месяц) показатель участия ГО в ОНРЧ. Неучастие ГО в ОНРЧ фиксируется при отсутствии соответствующей реакции на указанные в п. 2.3. настоящего *Порядка установления соответствия* отклонения частоты.

Для генерирующего оборудования, имеющего тип *готовое к участию в ОНРЧ*, показатель участия ГО в ОНРЧ устанавливается по следующему правилу:

- «1», если в течение месяца:

- а) не возникало условий участия генерирующего оборудования в ОПРЧ либо ГО было отключено;
  - б) не было зафиксировано неучастие (неудовлетворительное участие) ГО в ОПРЧ при возникновении условий участия;
  - в) зафиксированное неучастие (неудовлетворительное участие) было вызвано техническим ограничением ГО на выдачу первичной мощности, а также невозможностью участия ГО в ОПРЧ из-за проведения ремонтных работ по заявке;
- «0» в остальных случаях.

Генерирующее оборудование, имеющее тип *готовое к участию в ОПРЧ* и для которого за отчетный месяц показатель фактического участия в ОПРЧ был установлен равным нулю (неудовлетворительное участие), сохраняют тип *готовое к участию в ОПРЧ* до тех пор, пока не будет зафиксировано три подряд случая неучастия (неудовлетворительного участия) ГО в ОПРЧ. В таком случае для ГО устанавливается тип *не готовое к участию в ОПРЧ* до момента подтверждения готовности к участию в ОПРЧ, с последующей возможностью изменения типа ГО *не готовое к участию в ОПРЧ* на тип *не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ* при составлении Акта о временном отступлении от ПТЭ [9] и утверждении плана мероприятий по обеспечению участия данного ГО в ОПРЧ, либо на тип *готовое к участию в ОПРЧ* при подтверждении готовности к участию в ОПРЧ.

ГО, сменившее в течение отчетного месяца свой тип (*не готовое, не имеющее технической возможности*) на тип *готовое к участию в ОПРЧ*, считается готовым к участию в ОПРЧ с первого числа отчетного месяца. При этом оценка участия такого ГО в ОПРЧ производится с момента его фактической готовности к участию в ОПРЧ, а интегральный показатель участия устанавливается за отчетный месяц.

Систематическое неучастие ГО в ОПРЧ (более 50% случаев в году) при резких отклонениях частоты в ЕЭС на величину  $\pm 0,05 \div 0,2$  Гц от номинальной является основанием для проверки ГО на готовность к ОПРЧ, по результатам которой ГО может быть установлен тип *не готовое к участию в ОПРЧ* или же сохранен тип *готовое к участию в ОПРЧ*.

*Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*

По окончании месяца по каждой ГТПГ участников ОРЭ формируются следующие данные:

- суммарное значение мощности  $N_{III}$  генерирующего оборудования, имеющего тип *готовое к участию в ОПРЧ*, в отношении которого установлен интегральный показатель участия в ОПРЧ равный нулю;
- суммарное значение мощности  $N_{HG}$  генерирующего оборудования, имеющего тип *не готовое к участию в ОПРЧ*;
- суммарное значение мощности  $N_{HB}$ , генерирующего оборудования, имеющего тип *не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ*.

## 2.5. Технические условия обеспечения мониторинга участия электростанций (энергоблоков, очередей) в ОПРЧ

Для целей оперативного контроля на каждой электростанции должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия каждого энергоблока в ОПРЧ.

Измеряется:

- Текущая мощность каждого энергоблока  $P$ , МВт с точностью не хуже 1% номинальной мощности;
- Текущая частота  $f$ , Гц с точностью не хуже 0,01 Гц.

Определяется:

- Текущее отклонение частоты  $\Delta f$ , Гц от номинального значения

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \text{ Гц} \quad (11).$$

- Отклонение текущей мощности энергоблока  $P$  от планового значения  $P_0$  (то есть текущая первичная мощность энергоблока  $P_{\Pi}$ )

$$P_{\Pi} = P - P_0, \text{ МВт} \quad (12).$$

Текущая первичная мощность энергоблока сравнивается с шаблоном, построенным в соответствии с рис.2.

Величина первичной мощности должна иметь требуемый знак и величину, не менее необходимой по шаблону.

На рис 2 приведен пример шаблона для ОПРЧ.

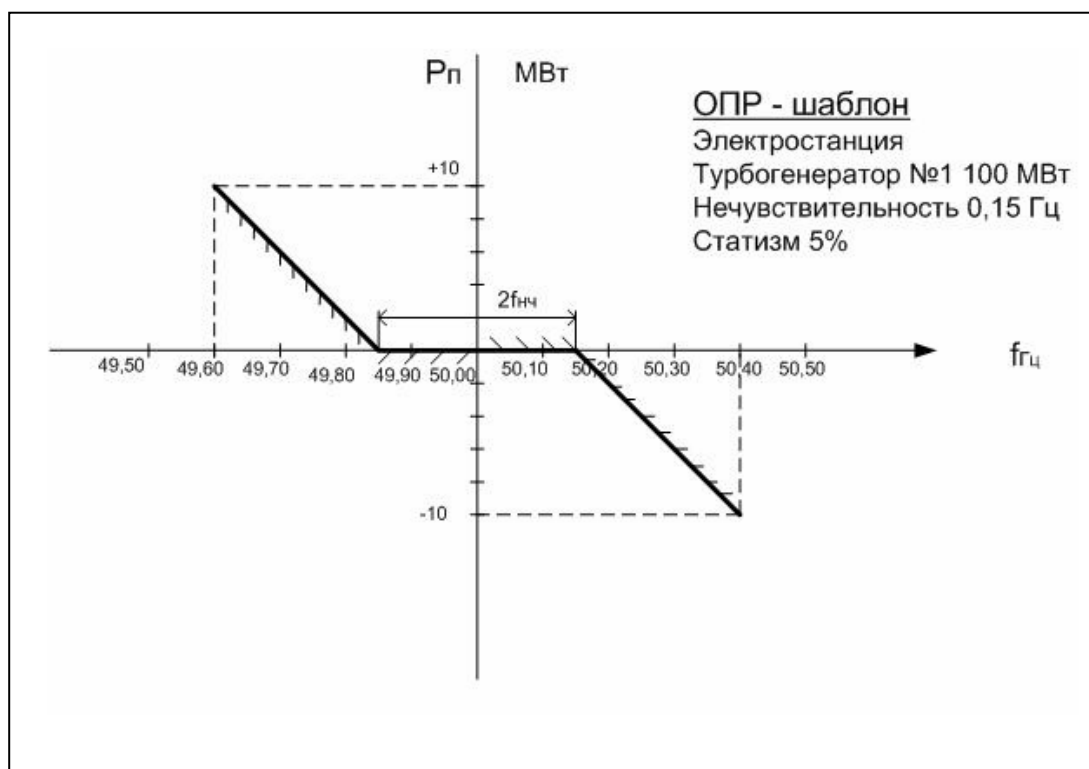


Рис 2

#### Шаблон мониторинга ОПРЧ на блоке.

При наличии АСУТП мониторинг должен быть автоматизирован, а информация мониторинга должна сохраняться не менее 1 месяца и представляться в табличном и графическом виде, позволяющем оценивать качество регулирования при отклонениях частоты. Данные мониторинга для случаев отклонения частоты  $\pm 0,20$  Гц и более должны храниться в виде архивов не менее 1 года.

Данные мониторинга должны направляться по запросу в соответствующий диспетчерский центр СО и НП «АТС».

СО и его филиалами должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия в ОПРЧ каждой электростанции, находящейся в соответствующей операционной зоне.

#### **Измеряется и фиксируется в базе данных ОИК:**

- Текущая мощность электростанций и энергоблоков с максимальной возможной точностью (не хуже 1% от номинальной) и с задержкой не более 10 секунд. (на основе прямых циклически работающих систем телеизмерения мощности).

- Текущая частота с точностью не хуже 0,002 Гц и цикличностью (задержкой) не более 10 секунд.

Зафиксированные в ОИК данные должны представляться в табличном и графическом виде с дискретностью по времени 5 – 10 секунд при объеме кадра мониторинга 30 – 40 минут.

Глубина архива данных мониторинга в ОИК должна составлять не менее одного месяца.

Данные мониторинга для случаев отклонения частоты  $\pm 0,20$  Гц и более должны храниться в виде архивов не менее 3 лет.

### **3. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности**

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования устанавливается Системным оператором в виде графических зависимостей допустимой реактивной мощности генерирующего оборудования от активной мощности, соответствующих табличных форм или расчетных выражений (аналитических зависимостей) на основании данных представленных участниками ОРЭ в соответствии с *Техническими требованиями* [7].

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования при фиксированной величине активной мощности определяется при номинальном напряжении генератора и номинальных параметрах системы охлаждения и ограничен допустимыми минимальным и максимальным значениями реактивной мощности в соответствии со всеми представленными и скорректированными участниками ОРЭ данными.

Диапазон регулирования реактивной мощности ГТПГ определяется суммой диапазонов регулирования реактивной мощности находящегося в работе генерирующего оборудования, входящего в ГТПГ.

Генерирующее оборудование участника ОРЭ должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с представленными данными.

Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования участника ОРЭ характеризуется следующими показателями:

- $R_{j,m}^{duan}$  – показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности по j-й ГТПГ в отчетном месяце m;
- $R_{Q_{j,m}}^{post}$  – показатель фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности по ГТПГ j в отчетном месяце m, определяемый на основании сформированных СО данных об отданных командах на изменение режима работы генерирующего оборудования участника ОРЭ по реактивной мощности –  $V_{com}$  и фактах их исполнения –  $b_{ncom}$ .

В случае заявленного участником ОРЭ сокращения диапазона регулирования реактивной мощности относительно диапазона, определенного СО по состоянию на 01.01.2006, СО регистрирует показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности оборудования s участника ОРЭ ( $R_{s,m}^{duan}$ ):

$$R_{s,m}^{duan} = \frac{Q_{акт}^{duan}}{Q_{нач}^{duan}} \quad (13),$$

где  $Q_{нач}^{duan}$ , Мвар – значение диапазона регулирования реактивной мощности по состоянию на 01.01.2006 или установленное после изменения номинальной активной мощности (например, при перемаркировке).

$Q_{акт}^{duan}$ , Мвар – актуальное средневзвешенное значение диапазона регулирования реактивной мощности после его снижения, определяемое соотношением:

$$Q_{акт}^{duan} = \frac{\sum_{i=1}^k (Q_{акт,i}^{duan} \times N_i)}{N_{мес}}, \quad (14)$$

где  $k$  – количество различных диапазонов регулирования реактивной мощности оборудования в отчетном месяце;



$N_i$  - число суток работы оборудования с диапазоном регулирования реактивной мощности  $i$  в отчетном месяце;

$N_{мес}$  - число суток в отчетном месяце;

Значения  $Q_{акт}^{дiан}$  и  $Q_{нач}^{дiан}$  определяются при номинальной активной мощности генерирующего оборудования (агрегата).

Показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности по соответствующей ГТПГ  $j$ , включающей оборудование  $s$ , при этом определяется как:

$$R_{j,m}^{дiан} = \frac{\sum_{s=1}^N Q_{акт}^{дiан}}{\sum_{s=1}^N Q_{нач}^{дiан}} \quad (15),$$

где  $N$  – общее количество генерирующего оборудования в ГТПГ  $j$ .

Регистрации подлежат команды на изменение режима работы по реактивной мощности генерирующего оборудования каждой ГТПГ  $j$  и полностью/частично неисполненные команды по каждой ГТПГ  $j$ .

Для каждой ГТПГ участников ОРЭ в отчетном месяце  $m$  СО определяет:

- общее количество отданных в отчетном месяце  $m$  команд на изменение режима работы по реактивной мощности ( $V_{com}$ );
- количество исполненных в отчетном месяце  $m$  команд на изменение режима работы по реактивной мощности;
- количество полностью/частично неисполненных в отчетном месяце  $m$  команд на изменение режима работы по реактивной мощности ( $b_{ncom}$ ).

Неисполнение команды на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности может быть зарегистрировано, если по истечении времени, заданного диспетчером при регистрации команды:

- отклонение напряжения от заданного значения превышает  $\pm 2$  кВ в условиях использования менее 90% имеющегося резерва по реактивной мощности;
- фактическое изменение реактивной мощности составило менее 90% от заданного значения.

Оценка предоставления диапазона регулирования реактивной мощности производится с использованием систем мониторинга, действующих на основе оперативно-информационных комплексов СО

#### **4. Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании**

СО оценивает участие генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности (далее вторичное регулирование), как в автоматическом, так и в оперативном режимах, на основании исходной информации о генерирующем оборудовании, предоставляемой в соответствии с *Техническими требованиями* и данных систем мониторинга о режиме работы электростанций.

Оценка участия ГО ГЭС в оперативном вторичном регулировании производится с использованием систем мониторинга, действующих на основе оперативно-информационных комплексов СО (далее ОИК), и на основе информации о зафиксированных командах диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Оценка качества участия электростанций в автоматическом вторичном регулировании производится с использованием централизованных систем АРЧМ.

На основе заявок ГЭС для каждой ГТПГ СО устанавливает диапазон, в пределах которого возможно изменение нагрузки ГЭС по командам из диспетчерского центра СО, с учетом количества готовых к пуску/останову гидроагрегатов, складывающейся гидрологической обстановки, обеспечения требуемой выработки электроэнергии, требуемого уровня водохранилищ и т.д.

Диспетчером соответствующего диспетчерского центра, в операционной зоне которого находится ГЭС, определяется тип участия ГО ГЭС во вторичном регулировании (оперативное и/или автоматическое) и регистрируются команды на изменение активной мощности ГЭС оперативного вторичного регулирования.

Для оценки участия ГО ГЭС во вторичном регулировании СО контролирует своевременность и точность исполнения диспетчерских команд по управлению нагрузкой ГЭС вторичного регулирования.

Своевременность исполнения ГЭС команд централизованных систем АРЧМ или диспетчера соответствующего диспетчерского центра СО определяется путем сопоставления направления, скорости и величины изменения мощности электростанций в пределах заданного вторичного резерва со знаком и заданной командой величиной изменения мощности ГЭС.

Контроль участия ГО ГЭС в оперативном вторичном регулировании осуществляется в соответствии с *Техническими требованиями* [7].

Критериями оценки соответствия ГО ГЭС *Техническим требованиям* [7] при исполнении команды диспетчера по вторичному регулированию являются:

- соблюдение времени набора / сброса нагрузки;
- точность набора / сброса заданной величины активной мощности;
- точность поддержания заданной величины активной мощности.

Невыполнение команды оперативного вторичного регулирования регистрируется при нарушении любого из требований.

Регистрируется невыполнение команд диспетчера по изменению активной мощности ГЭС изменяющих значение активной нагрузки по отношению к плановым графикам генерации, в том числе планам балансирующего рынка (далее ПБР). Исполнение команд задающих работу ГЭС по плановым графикам генерации, в том числе ПБР, и возвращающих на работу по плановым графикам, а также команд на максимум/минимум генерации контролируется не в рамках контроля исполнения команд оперативного вторичного регулирования.

Точность набора/сброса заданной величины активной мощности регистрируются по фактическому мгновенному значению на момент окончания заданного времени исполнения команды.

Точность поддержания заданной величины активной мощности определяется как отклонение среднего значения фактической нагрузки (рассчитанного по данным телеизмерений ОИК) от значения заданного уточненным диспетчерским графиком (далее УДГ) на всех прямых участках УДГ на каждом часовом интервале (диспетчерском часе). Кроме того точность поддержания заданной величины активной мощности контролируется на отсутствие флуктуаций. Контроль точности поддержания заданной величины активной мощности не осуществляется в периоды

времени набора/сброса нагрузки, в том числе, если период набора/сброса нагрузки задан диспетчерской командой в течение часа и более.

При контроле точности набора/сброса нагрузки отклонения не должны превышать одновременно обоих граничных условий и  $\pm 3\%$  и  $\pm 9$  МВт от текущего задания на момент окончания выполнения команды.

При контроле точности поддержания заданной величины активной мощности на каждом часовом интервале за исключением времени набора / сброса нагрузки:

- среднечасовые отклонения должны быть в пределах, не превышающих  $\pm 3\%$  от текущего задания;
- флуктуации не должны превышать одновременно обоих граничных условий и  $\pm 5\%$  и  $\pm 15$  МВт. То есть на каждый момент времени действует большее из двух ограничений.

В случае введения ограничений в пределах своей компетенции органами исполнительной власти, органами местного самоуправления, уполномоченными водным законодательством, а также иным законодательством Российской Федерации регулировать режимы использования водных объектов, участие ГЭС во вторичном регулировании регистрируется с учетом введенных ограничений.

В период работы оборудования ГАЭС в генераторном режиме, при напорах менее расчётного, точность поддержания заданной величины активной мощности не контролируется.

В случае возникновения неисправностей в ОИК ГЭС обязана представить СО документы, подтверждающие выполнение команд диспетчера соответствующего диспетчерского центра, за время отсутствия передачи данных в ОИК. В противном случае регистрируется невыполнение диспетчерских команд.

При представлении СО документов, подтверждающих выполнение станцией команд диспетчера за время неисправного состояния ОИК, регистрация невыполнения диспетчерских команд для ГЭС отменяется по всем исполненным командам за период времени, указанный в этих документах.

При наличии недопустимых отклонений от диспетчерского графика или от заданной диспетчерской командой величины нагрузки ГЭС, вследствие внезапно возникших технологических ограничений по вине ГЭС, регистрируется невыполнение диспетчерской команды.

*Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*

Невыполнение диспетчерской команды не регистрируется в случае, если отклонение нагрузки ГЭС от заданной величины произошло вследствие изменения режима в энергосистеме не по вине ГЭС (например: при аварийных отклонениях частоты и участии ГЭС в ОПрЧ, непрогнозируемых изменений водного режима) или при работе противоаварийной автоматики на загрузку/разгрузку ГЭС.

В случае если диспетчерская команда не могла быть исполнена, в том числе по условиям эксплуатации ГЭС, ГЭС обязана представить СО документы, подтверждающие невозможность выполнения такой команды диспетчера соответствующего диспетчерского центра. В противном случае регистрируется невыполнение диспетчерской команды.

Все ремонтно-наладочные работы на оборудовании, обеспечивающем участие ГЭС в автоматическом вторичном регулировании, должны быть оформлены заявками в СО и по подведомственности в его филиалы с указанием причины и сроков вывода-ввода. Контроль участия ГО ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты в согласованный с СО период проведения ремонтно-наладочных работ устройств автоматического вторичного регулирования не производится. При этом в указанный период осуществляется контроль неавтоматического (оперативного) вторичного регулирования.

Контроль участия ГЭС установленной мощностью 100 и более МВт в автоматическом вторичном регулировании в случае согласованного с СО и заявленного в НП «АТС» периода установки системы автоматического вторичного регулирования осуществляется с даты его окончания, но не позднее:

- для ГЭС установленной мощностью 400 и более МВт – 01.12.2007, за исключением ГЭС, расположенных на территории ОЭС Средней Волги и ОЭС Юга;
- для ГЭС установленной мощностью более 100 МВт и менее 400 МВт – 01.12.2008, за исключением ГЭС, расположенных на территориях ОЭС Центра и ОЭС Юга;
- для ГЭС установленной мощностью 400 и более МВт, расположенных на территории ОЭС Средней Волги и ОЭС Юга и ГЭС, установленной

мощностью более 100 МВт и менее 400 МВт, расположенных на территориях ОЭС Центра и ОЭС Юга – 01.12.2010.

Требование участия в автоматическом вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности не распространяется на контррегулирующие ГЭС, к которым относятся низконапорные гидроэлектростанции установленной мощностью более 300 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 более 2000 МВт в покрытии суточной и (или) недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий не подтопления населенных пунктов.

#### **4.1. Технические условия обеспечения мониторинга участия ГЭС в оперативном вторичном регулировании**

##### **Измеряется и регистрируется в базе данных ОИК:**

- Текущая мощность ГО ГЭС с максимально возможной точностью (не хуже 1% от номинальной) и с задержкой не более 10 секунд (на основе прямых циклически работающих систем телеизмерения мощности).

Зафиксированные в ОИК данные должны представляться в табличном и графическом виде с дискретностью по времени 5 – 10 секунд при объеме кадра мониторинга 30 – 40 минут.

Глубина архива данных мониторинга в ОИК должна составлять не менее одного месяца.

Для зафиксированных случаев неисполнения диспетчерских команд архив мониторинга должен храниться не менее одного года.



- данных телеметрии о фактическом выполнении диспетчерских команд на внеплановое изменение нагрузки электростанций вторичного регулирования, в т.ч. автоматических, включая время набора/сброса и фактический диапазон изменения нагрузки, а при отсутствии данных телеметрии данных, имеющихся в распоряжении СО;
- данных о случаях и периодах неработоспособности систем автоматического вторичного регулирования на ГЭС, задействованных по требованию СО в автоматическом вторичном регулировании;
- фактов и продолжительности выходов на ограничения по мощности в пределах заявленного диапазона автоматического вторичного регулирования, с учетом количества подключенных к системе АРЧМ гидроагрегатов ГЭС;
- фактов и продолжительности выходов на ограничения с учетом требований действующих инструкций по эксплуатации систем АРЧМ, определяющих допустимое время снятия указанных ограничений в пределах заявленного регулировочного диапазона ГЭС.

По анализу данных об участии ГО ГЭС во вторичном регулировании СО определяет:

- $R_{BP\ j,m}^{пост}$  – показатель фактического участия каждой ГТПГ ГЭС в оперативном вторичном регулировании в отчетном месяце  $m$  как отношение исполненных команд к общему числу отданных диспетчерских команд за месяц;
- $R_{ABP\ j,m}^{пост}$  – показатель фактического участия в автоматическом вторичном регулировании в отчетном месяце  $m$  как отношение периодов удовлетворительного участия в автоматическом вторичном регулировании к заданному периоду участия. При этом:
  - если к системе АРЧМ подключено оборудование нескольких ГТПГ одной ГЭС, то рассчитанный для ГЭС в целом показатель фактического участия регистрируется для всех вышеуказанных ГТПГ;
  - если система АРЧМ работает только с включенными автоматическими ограничителями перетоков (АОП) при отключенном режиме регулирования частоты или перетока, показатель

*Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*





генерирующего оборудования, отнесенного к ГТПГ, –  $N_{\text{max\_min}}^{\text{ГТП}}$  на предстоящий год осуществляется СО на основе информации, представленной участниками ОРЭ в соответствии с *Техническими требованиями* [7], а при невыполнении *Технических требований* – по имеющимся в распоряжении СО данным.

Изменение показателей установленной мощности и технического минимума в течение года осуществляется СО только на основании представленных актов о вводе в эксплуатацию, демонтаже, перемаркировке, присоединении, а также при исключении ГТПГ из перечня ГТП, зарегистрированного за участником ОРЭ в Реестре субъектов оптового рынка. Указанные акты должны быть надлежащим образом оформлены в соответствии с *Техническими требованиями* [7].

## 5.2. Определение располагаемой мощности и планового технологического минимума

### 5.2.1. Определение располагаемой мощности

СО согласовывает величину располагаемой мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТПГ  $N_{\text{расч},h}^{\text{ГТП}}(CO)$  для каждого часа суток предстоящего года как максимальную технически возможную мощность с учетом согласованных ограничений установленной мощности и допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных единиц генерирующего оборудования.

$$N_{\text{расч},h}^{\text{ГТП}}(CO) = \max(0; N_{\text{уст}}^{\text{ГТП}} - N_{\text{огр},h}^{\text{ГТП}}(CO)), \text{ МВт} \quad (16).$$

Согласование величины ограничений активной мощности  $N_{\text{огр},h}^{\text{ГТП}}(CO)$  по ГТПГ и электростанции в целом осуществляется СО на основании документов и в порядке, определенном *Техническими требованиями* [7].

### 5.2.2. Определение планового технологического минимума

Величину планового технологического минимума генерирующего оборудования, отнесенного к ГТПГ  $N_{\text{min,техн},h}^{\text{ГТП}}(CO)$ , СО определяет для каждого часа суток предстоящего года на основании документов и в порядке, определенном *Техническими требованиями* [7].





Регистрация снижений (увеличений) мощности, связанных с температурными колебаниями, для электростанций, имеющих согласованный до начала месяца график зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха (вне зависимости от наличия ограничений мощности при расчетной среднемесячной температуре), осуществляется на основании прогноза величины среднесуточной либо средней за дневной и ночной период (в случае выбора до начала месяца соответствующего временного периода прогноза температуры и при наличии такой детализации прогноза) температуры в сутки X, подтверждаемой в пределах своей компетенции организациями, находящимися в ведении Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей природной среды, представленной участником ОРЭ СО в установленном порядке по состоянию на сутки X-2, и неотложной заявки.

При этом под средней за дневной период температурой понимается средняя прогнозная температура за период с 8.00 до 20.00, под средней за ночной период – средняя прогнозная температура за подпериод с 00.00 до 08.00 и подпериод с 20.00 до 24.00 суток X (ночной период допускается разделять на два подпериода со своими значениями температур).

Допускается представление официальной справки-прогноза на период времени с указанием для каждых суток периода прогнозируемой среднесуточной температуры наружного воздуха, либо прогнозной температуры с разделением на дневной и ночной периоды (в случае выбора до начала месяца соответствующего временного периода прогноза температуры и при наличии такой детализации прогноза).. При этом продолжительность такого периода может составлять не более 3-х календарных дней. В случае невозможности получения официальной справки-прогноза в выходные и приравненные к ним праздничные дни допускается получение прогноза на первые двое суток после выходных по состоянию на последний рабочий день перед выходными. При этом допустимая глубина прогноза может составлять не более 5 суток.

Для турбин типа «К», «ПТ» и «Т» на основании прогнозной температуры в соответствии со справкой-прогнозом и графика зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха (с точностью до 1 МВт и 0,1 °С), представленного для каждого турбоагрегата до начала месяца, предшествующего

*Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*

планируемому (или до начала года при отсутствии месячных корректировок) в соответствии с *Техническими требованиями*, по каждой электростанции, для которой ожидаются ограничения мощности, зависящие от температуры наружного воздуха, определяются значения прогнозной располагаемой мощности.

Для ГТУ значения прогнозной располагаемой мощности определяются исходя из прогнозной температуры в соответствии со справкой-прогнозом и графика зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха (с точностью до 1 МВт и 0,1 °С), представленного СО в соответствии с *Техническими требованиями*, до начала месяца, предшествующего планируемому, без учета дополнительных поправок.

При наличии оснований для регистрации величины согласованного увеличения мощности  $N_{изм\_max,h}^{ГТТ}(-)$ , связанного с температурными колебаниями, указанное увеличение регистрируется в объеме превышения минимальной величины из прогнозного значения располагаемой мощности и значения максимальной мощности, заявленной участником не позднее 16-30 суток X-2, над согласованной до начала месяца величиной располагаемой мощности. В случае заявления участником значения максимальной мощности ниже ранее согласованной до начала месяца величины располагаемой мощности, величина согласованного увеличения мощности, связанного с температурными колебаниями, не регистрируется.

При наличии оснований для регистрации величины согласованного снижения мощности  $N_{изм\_max,h}^{ГТТ}(+)$ , связанного с температурными колебаниями, указанное снижение регистрируется в объеме превышения согласованной до начала месяца величины располагаемой мощности над максимальной величиной из прогнозного значения располагаемой мощности и значения максимальной мощности, заявленной участником не позднее 16-30 суток X-2.

При не соблюдении условий уведомления о температурных колебаниях (в том числе не подаче хотя бы на одни сутки месяца неотложной заявки, непредставлении в установленные сроки справки-прогноза) поданное уведомление о температурных колебаниях в текущем месяце не учитывается. Все



менее рабочих дня между выходными и/или нерабочими праздничными днями длительностью двое и более суток каждых) – с 00:01 местного времени субботы (первого нерабочего праздничного дня) до 6:00 понедельника местного времени (первого рабочего после праздничного дня), за исключением аварийных ремонтов и их продлений. Указанное снижение мощности должно быть заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном участниками ОРЭ не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1 (в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5]);

- снижении мощности по разрешенным неплановым диспетчерским заявкам в случае, если заявленное снижение мощности было предусмотрено месячным (годовым) графиком ремонтов, но по инициативе СО был изменен срок вывода в ремонт соответствующего оборудования;
- согласованном снижении располагаемой мощности, связанном с работой в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на турбинах типа Р, ПР, ПТР и ГТУ, режим работы которых полностью зависит от наличия теплового потребителя, а также при изменении (увеличении/снижении) располагаемой мощности, связанном с температурными колебаниями в порядке, предусмотренном *Техническими требованиями* [7].
- снижении мощности по разрешенным диспетчерским заявкам на перевод в консервацию, поданным в соответствии с месячным графиком ремонтов, утвержденным СО в порядке, предусмотренном *Техническими требованиями* [7];
- снижении располагаемой мощности по разрешенным неплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам для контроля состояния, проведения регулировок, наладок, балансировок и устранения выявленных дефектов в отношении генерирующего оборудования, включенного после



капитального или среднего ремонта, в период с момента завершения капитального или среднего ремонта (закрытия ремонтной заявки) до момента окончания срока данного ремонта, предусмотренного месячным плановым графиком ремонтов.

СО в соответствии с настоящим *Порядком установления соответствия* определяет величину согласованного снижения располагаемой мощности на основании разрешенных СО диспетчерских заявок на вывод в ремонт или на изменение режима работы оборудования, поданных в соответствии с *Положением о порядке оформления, подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации* (далее *Положение о диспетчерских заявках*) [10] и уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования поданных в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [3] и *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [4].

Заявка считается соответствующей плановому графику ремонтов, если:

- указанное в диспетчерской заявке разрешенное время начала и время окончания ремонта находятся внутри периода, ограниченного 00:01 часов суток начала ремонта и 24:00 часов суток его окончания, в месячном графике ремонтов;
- заявленная величина снижения мощности не превышает значения, указанного в месячном графике ремонтов;
- диспетчерская заявка соответствует уведомлению о составе и параметрах оборудования поданному в СО.

При несоответствии указанным требованиям:

- в случае если величина снижения мощности, указанная в диспетчерской заявке превышает значение, принятое при формировании месячного графика ремонтов,  $\Delta_{1,h}$  регистрируется в отношении снижения, указанного в графике, величина превышения должна быть отнесена к  $\Delta_{2\_max,h}^1$ , в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано

не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4, или к  $\Delta_{2\_max,h}^2$ , в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны до 10 часов суток X-1;

- в случае если период ремонта, указанный в диспетчерской заявке, превышает период, принятый при формировании месячного графика ремонтов,  $\Delta_{1,h}$  регистрируется в период, предусмотренный графиком, в остальное время снижение мощности должно быть отнесено к  $\Delta_{2\_max,h}^1$ , в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4, или к  $\Delta_{2\_max,h}^2$ , в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны до 10 часов суток X-1;
- в случае если время либо начала, либо окончания ремонта, указанное в неплановой диспетчерской заявке на ремонт оборудования, находится в пределах ограничивающих один период выходных и праздничных дней, то  $\Delta_{1,h}$  регистрируется в часы, входящие в указанный период, в остальные часы снижение мощности должно быть отнесено к  $\Delta_{2\_max,h}^1$ , в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4, или к  $\Delta_{2\_max,h}^2$ , в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны до 10 часов суток X-1;
- в случае если время начала и окончания ремонта, указанное в неплановой или неотложной диспетчерской заявке на ремонт оборудования, находится вне пределов, ограничивающих период

выходных и праздничных дней,  $\Delta_{1,h}$  не регистрируется, а снижение мощности должно быть отнесено к  $\Delta_{2\_max,h}^1$ , в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4, или к  $\Delta_{2\_max,h}^2$ , в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны до 10 часов суток X-1. Если общая продолжительность непланового ремонта (независимо от количества и вида оформленных диспетчерских заявок) включает в себя более одного периода выходных дней, то  $\Delta_{1,h}$  не регистрируется, а снижение мощности за весь период квалифицируется в общем порядке.

Для ГЭС на период проведения неотложных краткосрочных (4 часа и менее) работ (чистка решеток, подводящих каналов, шуга, и т.п.) по разрешенным неотложным диспетчерским заявкам снижение располагаемой мощности не регистрируется в объемах, вызванных указанными причинами. Если период проведения данных работ более 4 часов – снижение располагаемой мощности за весь период регистрируется в общем порядке.

Для ТЭС и ГЭС на период проведения неотложных краткосрочных (8 часов и менее) работ по подготовке и проведению плавок гололеда (в т.ч. пробных) по разрешенным неотложным диспетчерским заявкам снижение располагаемой мощности не регистрируется в объемах, вызванных указанными причинами. Если период проведения данных работ более 8 часов – снижение располагаемой мощности за весь период регистрируется в общем порядке.

В период работы оборудования ГАЭС в турбинном режиме, с уменьшением напора ниже расчетного и появлением ограничений по турбине, снижение располагаемой мощности не регистрируется в объемах не превышающих согласованную СО максимальную величину. Максимальная величина ограничений по указанной причине, соответствующая минимальной отметке верхнего бассейна,

определяется по результатам обосновывающих расчетов, представленных электростанцией до 01 числа месяца, предшествующего планируемому.

При изменении уровней бьефов в режимах сработки и накопления водохранилищ или при нагонном ветре, а также для ГЭС, работающих по водотоку, при наличии соответствующих разрешенных неотложных диспетчерских заявок снижение располагаемой мощности не регистрируется в объемах, вызванных указанными причинами.

Квалификация снижения мощности по разрешенным неплановым диспетчерским заявкам, предусмотренного месячным (годовым) графиком ремонтов, и/или заявленное в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования поданных не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток У-4 в соответствии и *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5], не изменяется в случае, если по инициативе СО был изменен ранее согласованный срок вывода в ремонт соответствующего оборудования.

### 5.3.2. Определение плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

Определение величины плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования  $N_{min,h}^{ГТП}(СО)$  осуществляется СО в соответствии с Техническими требованиями [7].

Плановая величина минимальной мощности, включенного генерирующего оборудования, определяется СО как значение планового технологического минимума, скорректированное на величину согласованного изменения планового технологического минимума.

$$N_{min,h}^{ГТП}(СО) = N_{min,техн,h}^{ГТП}(СО) + N_{изм\_min,h}^{ГТП}(+) \quad (18.1)$$

где  $N_{изм\_min,h}^{ГТП}(+)$  – согласованное изменение планового технологического минимума, связанное с отклонением прогнозируемой в сутки X-2 на сутки X среднесуточной температуры наружного воздуха от расчетной и с соответствующим изменением теплового потребления, определяемое в соответствии с Техническими требованиями и настоящим Порядком установления соответствия,

*Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*

Корректировка планового технологического минимума внутри месяца относительно учтенного в расчетах до начала месяца в течение осенне-зимнего периода (с октября по март включительно) для блочных ГЕМ, имеющих в составе турбины типа ПТ и Т и осуществляющих отпуск тепла внешним потребителям, при отклонении прогнозируемой по состоянию на сутки X-2 температуры наружного воздуха в сутки X от расчетной среднемесячной температуры и соответствующим изменением отпуска тепла (при наличии обосновывающих изменение отпуска тепла документов), а также в связи с изменением состава включенных пиковых водогрейных котлов (в случае их наличия на электростанции). Указанное изменение планового технологического минимума должно быть заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном участниками ОРЭ не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1 (в соответствии с Регламентом актуализации расчетной модели [4]). Кроме того, участник ОРЭ обязан представить СО не позднее 16-30 суток X-2:

- прогноз величины среднесуточной температуры в сутки X, подтверждаемой в пределах своей компетенции организациями, находящимися в ведении Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей природной среды, представленный участником ОРЭ СО в установленном порядке по состоянию на сутки X-2;
- документы, подтверждающие величину и изменение отпуска тепла в связи с отклонением прогнозной величины температуры в сутки X по состоянию на сутки X-2, а также обоснование выбора состава и количества, требуемых к работе ПВК, исходя из прогнозируемых расчетных условий (для электростанций, имеющих в составе ПВК);
- расчеты, обосновывающие заявляемую величину планового технологического минимума.

















































































































































