

Утверждено

*Первым заместителем Председателя
Правления ОАО «СО ЕЭС»*

*Н.Г. Шульгиновым
22 апреля 2009 года*

ПОРЯДОК

**установления соответствия генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям
(действует с 01 мая 2009 г.)**

МОСКВА

2009

Оглавление

1. Область применения	4
2. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в общем первичном регулировании частоты электрического тока.....	4
2.1 РЕГИСТРАЦИЯ ТИПА УЧАСТИЯ В ОПРЧ.....	4
2.2. РЕГИСТРАЦИЯ ФАКТА УЧАСТИЯ В ОПРЧ.....	6
2.3. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ УЧАСТИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ОПРЧ	7
2.4. ПОРЯДОК ОЦЕНКИ УЧАСТИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ОПРЧ.....	11
2.5. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОНИТОРИНГА УЧАСТИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ЭНЕРГОбЛОКОВ, ОЧЕРЕДЕЙ) В ОПРЧ.....	13
3. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности	15
4. Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании	18
4.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОНИТОРИНГА УЧАСТИЯ ГЭС В ОПЕРАТИВНОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ.....	22
4.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОНИТОРИНГА УЧАСТИЯ ГЭС В АВТОМАТИЧЕСКОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ.....	23
4.3. ОЦЕНКА УЧАСТИЯ ГЭС ВО ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ.....	23
5. Критерии и порядок оценки готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии	25
5.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ И ТЕХНИЧЕСКОГО МИНИМУМА	25
5.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МИНИМУМА	26
5.2.1. <i>Определение располагаемой мощности</i>	26
5.2.2. <i>Определение технологического минимума</i>	26
5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАНОВОЙ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ	27
5.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ, ГОТОВОЙ К НЕСЕНИЮ НАГРУЗКИ И МИНИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	34
5.4.1. <i>Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки</i>	34
5.4.2. <i>Определение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования</i>	39
5.4.3. <i>Определение величины снижения мощности в связи с регистрацией признака технической неготовности СОТИАССО</i>	41
5.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОЙ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ И ФАКТИЧЕСКОЙ МИНИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	41
5.6. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ ВКЛЮЧЕНИЯ В СЕТЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	49
5.7. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКОРОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗКИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ НЕОДНОКРАТНОМ УЧАСТИИ В СУТОЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ.....	50
5.8. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГОТОВНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ВО ВРЕМЯ ВВОДА (ВЫВОДА) ИЗ РЕМОНТА (В РЕМОНТ)	51
5.9. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГОТОВНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ВО ВРЕМЯ ВВОДА (ВЫВОДА) ИЗ ХОЛОДНОГО РЕЗЕРВА (В ХОЛОДНЫЙ РЕЗЕРВ) И ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ МОНИТОРИНГА ФАКТИЧЕСКОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ	53
5.10. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГОТОВНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ВО ВРЕМЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ НА ВКЛЮЧЕННОМ ОБОРУДОВАНИИ	54
5.11. ПОРЯДОК ИНИЦИИРОВАНИЯ ПРОЦЕДУРЫ ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В РЕЕСТР ФАКТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ В СЛУЧАЕ СИСТЕМАТИЧЕСКОГО НЕВЫПОЛНЕНИЯ ПОСТАВЩИКОМ МОЩНОСТИ ОБЯЗАННОСТИ ПОДДЕРЖИВАТЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ В СОСТОЯНИИ ГОТОВНОСТИ К ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	55
5.12. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГОТОВНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ, НАХОДЯЩЕГОСЯ В ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	56
6. Регистрация факта «неисполнение команды диспетчера».....	56

Список сокращений и обозначений	58
Список регламентирующих документов	59
Приложение 1	60

1. Область применения

Настоящий Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям (далее *Порядок установления соответствия*) разработан в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, и определяет порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка электроэнергии и мощности (далее ОРЭ) утвержденным ОАО «СО ЕЭС» (далее СО) Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников ОРЭ (далее *Технические требования*) [7].

Положения настоящего *Порядка установления соответствия* распространяются на всех участников ОРЭ, владеющих на праве собственности или ином законном основании генерирующим оборудованием, и обязательны для выполнения всеми участниками ОРЭ независимо от территориального расположения по ценовым и/или неценовым зонам.

Все необходимые значения и показатели, определяемые и устанавливаемые в соответствии с настоящим *Порядком установления соответствия*, передаются в НП «АТС» в объеме и в сроки, установленные *Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии* [6].

2. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в общем первичном регулировании частоты электрического тока

СО оценивает участие генерирующего оборудования (далее ГО) в общем первичном регулировании частоты (далее ОПРЧ) на основании исходной информации о включенном генерирующем оборудовании, представленной участниками ОРЭ в соответствии с *Техническими требованиями* [7], данных систем мониторинга о режиме работы электростанций и энергосистем.

2.1 Регистрация типа участия в ОПРЧ

На основе информации, представленной участниками ОРЭ в соответствии с пунктом 2.1 *Технических требований* [7], а в случае непредставления (неполного представления) указанной информации на основании имеющихся в распоряжении

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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

ОИК) или иных специализированных систем СО, в соответствии с *Техническими требованиями* [7];

- расследования случаев значимого изменения частоты электрического тока (превышающих $\pm 0,2$ Гц);
- результатов выборочных проверок готовности электростанций к участию в ОПРЧ путем проведения испытаний, в т.ч. с привлечением специализированных организаций.

2.3. Критерии оценки участия электростанций в ОПРЧ

Фактическая величина выдаваемой энергоблоком, электростанцией первичной мощности определяется выражением:

$$P_{п} = P - P_0, \text{ МВт} \quad (1),$$

где P , МВт – текущая мощность энергоблока, электростанции при текущей частоте (f , Гц);

P_0 – плановая (исходная) мощность энергоблока, электростанции при номинальной частоте ($f_{ном}$);

$f_{ном}$ – номинальная частота 50,00 Гц.

Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:

$$P_{тп} = -\frac{100}{S\%} \cdot \frac{P_{ном}}{f_{ном}} \cdot \Delta f_p, \text{ МВт} \quad (2),$$

где $S\%$ – статизм автоматического регулятора скорости вращения (далее АРС) турбины (4÷6) %, нормируемый ПТЭ и/или техническими условиями эксплуатации турбины. Значение статизма принято положительным;

$P_{ном}$, МВт – номинальная мощность энергоблока (сумма номинальных мощностей включенных в работу энергоблоков);

Δf_p , Гц – фиксируемое системой первичного регулирования отклонение частоты от номинальной.

Принимается, что:

- $\Delta f_p = 0$ при отклонениях частоты не превышающих зону нечувствительности ($f_{нч}$, Гц) системы регулирования;

- $\Delta f_p \neq 0$ 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.

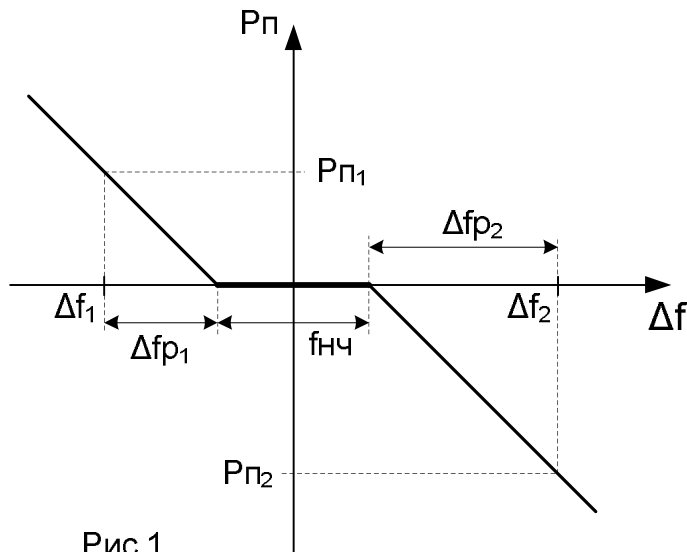


Рис.1

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 $0 \div 0,15$ 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):

$$|\Delta f_p| = 0 \div 0,15 \text{ Гц.} \quad (5).$$

Значение выдаваемой энергоблоком первичной мощности (при статизме 5%) может колебаться в следующих пределах (по модулю):

$$\left| \frac{P_{\Pi}}{P_{НОМ}} \% \right| = 0 \div (40 \cdot 0,15) = 0 \div 6\% \quad (6).$$

Таким образом, контроль участия электростанций в ОПРЧ при нормальной частоте в ЕЭС ($50 \pm 0,05$ Гц и кратковременно до $\pm 0,20$ Гц) не может дать объективную оценку соответствия нормативам по причине соизмеримости с допустимой зоной нечувствительности АРС турбин.

При отклонениях частоты до максимально допустимых значений ($\pm 0,20$ Гц) фиксируемое АРС турбин отклонение частоты может составить (по модулю):

$$|\Delta f_p| = 0,05 \div 0,20 \text{ Гц} \quad (7).$$

Выдаваемая энергоблоком первичная мощность может составить:

$$\left| \frac{P_{\Pi}}{P_{НОМ}} \% \right| = (40 \cdot 0,05) \div (40 \cdot 0,20) = 2 \div 8\% \quad (8).$$

Такие изменения мощности энергоблоков могут быть зафиксированы при достаточно высокой точности телеизмерений.

При аварийных отклонениях частоты до $\pm 0,40$ Гц в тех же условиях:

$$|\Delta f_p| = 0,25 \div 0,40 \text{ Гц,} \quad (9),$$

$$\left| \frac{P_{\Pi}}{P_{НОМ}} \% \right| = (40 \cdot 0,25) \div (40 \cdot 0,40) = 10 \div 16\% \quad (10).$$

Таким образом, уверенная фиксация участия ГО электростанций в ОПРЧ возможна при отклонениях частоты более $\pm 0,20$ Гц от номинальной.

При нормальных режимах работы энергосистемы (при отклонениях частоты менее $\pm 0,20$ Гц) контроль носит качественный справочный характер.

Количественная оценка участия энергоблоков и электростанций в ОПРЧ производится путем сопоставления текущей мощности энергоблока (электростанции) и частоты в периоды времени, когда отклонения частоты от номинальной составляли $\pm 0,20$ Гц и более. Оценка производится путем сравнения

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 $(t_{\max}-10\text{сек}) \leq t_{\max} \leq (t_{\max}+10$

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 Δf , 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_{Π})

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

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.

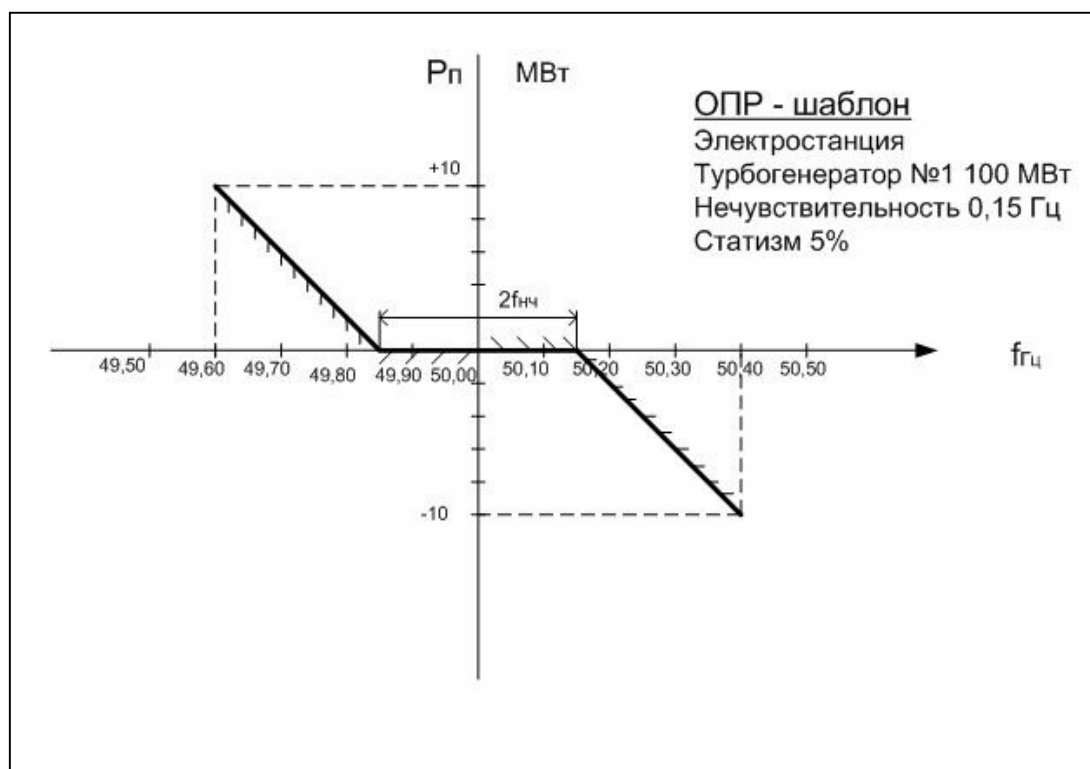


Рис 2

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 $Q_{акт}^{диан}$ и $Q_{нач}^{диан}$ 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:

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

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 ± 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 ± 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 ± 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.

4.2. Технические условия обеспечения мониторинга участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании

Измеряется и регистрируется в централизованных системах АРЧМ СО и его филиалов:

- Текущая частота с точностью $\pm 0,001$ Гц и периодичностью не более 1 секунды;
- Текущий внешний переток области регулирования с коррекцией по частоте с точностью не хуже 1% полного диапазона изменения перетока и периодичностью не более 2 секунд;
- Текущие перетоки по контролируемым связям и сечениям с точностью не хуже 1% полного диапазона изменения перетока и периодичностью не более 2 секунд;
- Текущая мощность участвующих в автоматическом вторичном регулировании электростанций с точностью не хуже 1 % и периодичностью не более 2 секунд;
- Текущее задание на внеплановое изменение мощности электростанций;
- Сигнал наличия/отсутствия регулировочного диапазона на загрузку/разгрузку электростанций;
- Сигнал наличия/отсутствия блокировки ЗВН (ГРАМ);
- Сигнал наличия/отсутствия неисправности устройства телемеханики на электростанции.

Зафиксированные данные должны быть представлены в графическом виде с дискретностью по времени 1 – 3 секунд при объеме кадра мониторинга 10 – 30 минут.

Глубина архива данных систем АРЧМ должна составлять не менее 1 месяца.

Данные мониторинга для случаев блокировки действия АРЧМ по вине электростанции вторичного регулирования – участника ОРЭ должны храниться в виде архивов не менее 3 лет.

4.3. Оценка участия ГЭС во вторичном регулировании

Оценка участия ГО ГЭС во вторичном регулировании (как оперативном, так и в автоматическом) осуществляется СО на основании:

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

- 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

фактического участия в автоматическом вторичном регулировании определяется для периодов с момента срабатывания АОП до момента окончания их работы. В остальное время определяется показатель фактического участия в оперативном вторичном регулировании.

Для ГЭС, готовых к участию в автоматическом вторичном регулировании, но не привлекаемых к нему по инициативе СО (вне зависимости от причины), СО определяет $R_{BPj,m}^{nocm}$, а $R_{ABPj,m}^{nocm}$ устанавливает равным 1.

Для ГЭС установленной мощностью 100 МВт и более, не готовых к участию в автоматическом вторичном регулировании, СО определяет $R_{BPj,m}^{nocm}$, а $R_{ABPj,m}^{nocm}$ устанавливает равным 0.

Для ГЭС, участвующих в автоматическом вторичном регулировании в периоды работы систем АРЧМ в режиме регулирования частоты или перетока мощности, СО определяет $R_{ABPj,m}^{nocm}$, а $R_{BPj,m}^{nocm}$ устанавливается равным 1.

Для ГЭС, участвующих в отчетном периоде в автоматическом вторичном регулировании при работе систем АРЧМ только в режиме ограничения перетоков мощности, СО определяет $R_{ABPj,m}^{nocm}$ и $R_{BPj,m}^{nocm}$ в зависимости от наличия периодов срабатывания АОП.

В периоды невозможности участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании из-за проведения ремонтных или регламентных работ на оборудовании систем АРЧМ по разрешенной СО заявке определяется $R_{BPj,m}^{nocm}$, а $R_{ABPj,m}^{nocm}$ устанавливается равным 1.

Для иных типов электростанций (не ГЭС) коэффициенты ($R_{BPj,m}^{nocm}$ и $R_{ABPj,m}^{nocm}$) устанавливаются равными 1.

5. Критерии и порядок оценки готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии

5.1. Определение установленной мощности и технического минимума

Определение величины установленной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТПГ, – $N_{уст}^{ГТП}$ и технического минимума блочного

генерирующего оборудования, отнесенного к ГТПГ, – $N_{mex_min}^{ГТП}$ 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 технологического минимума

5.2.1. Определение располагаемой мощности

СО согласовывает величину располагаемой мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТПГ $N_{расн,h}^{ГТП}(СО)$ 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.

$$N_{расн,h}^{ГТП}(СО) = N_{уст}^{ГТП} - N_{огр,h}^{ГТП}(СО), \text{ МВт} \quad (16).$$

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

5.2.2. Определение технологического минимума

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

5.3. Определение плановой максимальной мощности

Определение величины плановой максимальной мощности, готовой к несению нагрузки $N_{max,h}^{ГТП}(CO)$ осуществляется СО в соответствии с *Техническими требованиями* [7].

Плановая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки $N_{max,h}^{ГТП}(CO)$, определяется СО как значение располагаемой мощности, уменьшенное на величину согласованного изменения располагаемой мощности:

$$N_{max,h}^{ГТП}(CO) = N_{расч,h}^{ГТП}(CO) - \Delta_{1,h}, \text{ МВт} \quad (17),$$

где $\Delta_{1,h}$ – величина согласованного изменения располагаемой мощности, определяемая по формуле:

$$\Delta_{1,h} = N_{уст.рем,h}^{ГТП}(CO) - N_{огр,h}(CO) + N_{рем.к/а,h}^{ГТП} + N_{рем.в/о,h}^{ГТП} + N_{изм,h}^{ГТП}(+) - N_{изм,h}^{ГТП}(-), \text{ МВт} \quad (18),$$

где $N_{уст.рем,h}^{ГТП}(CO)$ – установленная мощность выводимого в ремонт оборудования, относящегося к данной ГТПГ;

$N_{огр,h}(CO)$ – ограничения мощности, влияющие на располагаемую мощность выводимого в ремонт оборудования, относящегося к данной ГТПГ;

$N_{рем.к/о,h}^{ГТП}$ – дополнительное снижение мощности генерирующего оборудования, относящегося к данной ГТПГ, обусловленное выводом в ремонт котельного оборудования;

$N_{рем.в/о,h}^{ГТП}$ – дополнительное снижение мощности генерирующего оборудования, относящегося к данной ГТПГ, обусловленное выводом в ремонт вспомогательного оборудования;

$N_{изм,h}^{ГТП}(+)$ – согласованное снижение мощности, связанное с отклонением прогнозируемой в сутки X-2 на сутки X среднесуточной температуры наружного воздуха, от расчетной, определяемое в соответствии с *Техническими требованиями*, а также согласованное снижение мощности в связи с изменением теплового потребления на турбинах типа Р, ПР, ПТР и ГТУ, режим работы которых полностью зависит от наличия теплового потребителя;

$N_{изм,h}^{ГТТ}(-)$ – согласованное увеличение мощности, связанное с отклонением прогнозируемой в сутки X-2 на сутки X среднесуточной температуры наружного воздуха от расчетной, определяемое в соответствии с *Техническими требованиями*, а также согласованное увеличение мощности в связи с изменением теплового потребления на турбинах типа Р, ПР, ПТР и ГТУ, режим работы которых полностью зависит от наличия теплового потребителя;

Для регистрации величин изменения (увеличения/снижения) располагаемой мощности, связанных с температурными колебаниями, для электростанций, имеющих в составе ГТУ, режим работы которых не зависит от наличия теплового потребителя, а также турбоагрегаты типа «К», «ПТ» и «Т», участник ОРЭ обязан подать СО, не позднее 01 числа месяца, предшествующего отчетному, письменное уведомление о намерении ежедневно в течение планируемого месяца проводить перерасчет величин изменений (увеличений/снижений) располагаемой мощности, связанных с отклонениями температуры наружного воздуха (далее – уведомление о температурных колебаниях). По генерирующему оборудованию участников ОРЭ, не подавших соответствующее уведомление о температурных колебаниях, регистрация величин изменения (увеличения/снижения) располагаемой мощности, в том числе связанных с температурными колебаниями, производится в общем порядке.

Регистрация снижений (увеличений) мощности, связанных с температурными колебаниями, осуществляется на основании прогноза 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, представленной участником ОРЭ СО в установленном порядке по состоянию на сутки X-2, и неотложной заявки.

Допускается представление официальной справки-прогноза на период времени с указанием для каждого суток периода прогнозируемой среднесуточной температуры наружного воздуха. 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» величины снижения (увеличения) располагаемой мощности, связанные с температурными колебаниями, определяются путем наложения прогнозной температуры на график зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха (с точностью до 1 МВт и 0,1 °С), определенный для каждого турбоагрегата до начала месяца, предшествующего планируемому (или до начала года при отсутствии месячных корректировок) в соответствии с *Техническими требованиями*, по каждой станции, для которой ожидаются ограничения мощности, зависящие от температуры наружного воздуха.

Для ГТУ величины снижения (увеличения) располагаемой мощности, связанные с температурными колебаниями, определяются путем наложения прогнозной температуры на график зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха (с точностью до 1 МВт и 0,1 °С), представляемый СО в соответствии с *Техническими требованиями*, до начала месяца, предшествующего планируемому, без учета дополнительных поправок.

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 зарегистрированные в текущем месяце снижения мощности учитываются в общем порядке как неплановые без учета зарегистрированных увеличений.

Регистрация снижений (увеличений) максимальной мощности основного оборудования в связи с изменением теплового потребления на турбинах типа Р, ПР, ПТР и ГТУ, режим работы которых полностью зависит от наличия теплового потребителя, учитывается при определении согласованного ремонтного снижения мощности $\Delta_{1,i}$, при наличии согласованных с СО обосновывающих такие изменения расчетов и документов в соответствии с *Техническими требованиями*, и своевременном уведомлении СО (не позднее 16 часов 30 минут суток Х-2, для

второй неценовой зоны – до 10 часов суток X-1 подана соответствующая диспетчерская заявка в соответствии с порядком, установленным СО, и изменение максимальной мощности указано в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования поданном в соответствии с Регламентом актуализации расчетной модели [3]).

Регистрация согласованного изменения располагаемой мощности, относимого к $\Delta_{1,h}$, осуществляется СО при:

- снижении располагаемой мощности по разрешенным плановым диспетчерским заявкам, поданным в соответствии с месячным графиком ремонтов, утвержденным СО до начала отчетного месяца в порядке, предусмотренном *Техническими требованиями* [7];
- снижении мощности по разрешенным неплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам на проведение ремонта или на заявленный режим работы, связанный с проведением ремонта, поданным на выходные дни (выходные, нерабочие праздничные дни, а также на межпраздничные дни – три и менее рабочих дня между выходными и/или нерабочими праздничными днями длительностью двое и более суток каждый) – 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;
- 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, подводных каналов, шуга, проведение плавок гололеда (в т.ч. пробных) 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.

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.

5.4. Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

5.4.1. Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки

В соответствии с *Техническими требованиями СО* определяет величину максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП участника $N_{\max(Y-4),h}^{ГТП}$ на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования поданных не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4 в соответствии и *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5] и разрешенных диспетчерских заявок на вывод в ремонт оборудования, поданных в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках*) [10].

$$N_{\max(Y-4),h}^{ГТП} = N_{\max,h}^{ГТП}(CO) - \Delta_{2_max,h}^1 \quad (19),$$

где $\Delta_{2_max,h}^1$ – снижение максимальной мощности, связанное с ремонтом основного или вспомогательного оборудования, рассчитанное на основании заявленного участником ОРЭ максимума, поданного в уведомлении о составе и параметрах оборудования.

В соответствии с *Техническими требованиями СО* определяет величину максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП участника $N_{\max(X-2),h}^{ГТП}$ на основании уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного участником ОРЭ не позднее 16 часов 30

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов суток X-1, и разрешенных СО неплановых или неотложных диспетчерских заявок или оперативных уведомлений на ремонтное снижение мощности. Оперативные уведомления, предусмотренные в настоящем *Порядке*, учитываются СО только при условии их соответствия п. 6.4 *Технических требований*.

$$N_{\max(X-2),h}^{ГТП} = N_{\max(Y-4),h}^{ГТП} - \Delta_{2_max,h}^2 \quad (20),$$

$$\Delta_{2_max,h}^2 = \Delta_{2_max,h}(рем) + \Delta_{2_max,h}(откл) + \Delta_{2_инт,h} - \Delta_{2_α,h} \quad (21),$$

где $\Delta_{2,h,инт}$ – дополнительное снижение плановой максимальной мощности, связанное с интегральными ограничениями на выработку электроэнергии, определяемое в соответствии с *Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии*, в отношении ГТПГ, для которых в установленном порядке зарегистрирован признак «электростанция, использующая для производства электроэнергии газ, интегральный расход которого за сутки ограничен, и не имеющая хранилищ топлива».

$$\Delta_{2_инт,h} = \frac{1}{H} \max \left\{ 0; \frac{H + h_{пик}}{2H} \cdot \sum_{h \in H} N_{вкл,h}^{ГТП}(СО) - N_{инт}^{ГТП} \right\} \quad (22);$$

где $N_{инт}^{ГТП}$ – указанное в уведомлении интегральное ограничение на выработку электроэнергии за период H (H – количество часов в периоде) по данной ГТП, связанное с топливообеспечением, $h_{пик}$ – количество пиковых часов в периоде H. (для H =10 в отношении периода 0–9 час h=2, для H=14 в отношении периода с 10 по 23 час h=6, для H=24 в отношении суток в целом h=8);

$N_{вкл,h}^{ГТП}(СО)$ — максимальная мощность включенного оборудования, учтенная СО в актуализированной расчетной модели на операционные сутки X.

$\Delta_{2_α,h}$ – дополнительная составляющая, учитываемая при определении снижения плановой максимальной мощности, определяемая в соответствии с *Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии* [6], в отношении ГТПГ и связанная с особыми случаями проведения внепланового ремонта оборудования, условием проведения которого была отмена (прекращение) СО по системным условиям

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

ремонта другого аналогичного по техническим характеристикам генерирующего оборудования, учтенного при определении согласованного снижения располагаемой мощности и относящегося к той же ГТП.

$$\Delta_{2_a,h} = \sum_{k,l \in \text{ГТП}} (\alpha_{k,l} * 0,85 * \min(N_{k,ep}, N_{l,op})) \quad (23);$$

где $N_{k,ep}$ – мощность k-го оборудования, выведенного во внеплановый ремонт;

$N_{l,op}$ – мощность l-го оборудования, плановый ремонт которого отменен (прекращен), для проведения внепланового ремонта k-го оборудования;

$\alpha_{k,l}$ – коэффициент равный 1, в случае проведения внепланового ремонта k-го оборудования, условием проведения которого была отмена (прекращение) СО по системным условиям ремонта другого сходного по техническим характеристикам l-го генерирующего оборудования, учтенного при определении согласованного снижения располагаемой мощности и относящегося к той же ГТП;

$\Delta_{2_a,h}$ регистрируется в отношении часов, для которых выполняются следующие условия:

- не позднее окончания отчетного месяца получен запрос участника на проведение почасового расчета $\alpha_{k,l}$;
- снижение мощности, обусловленное проведением внепланового ремонта, относится к $\Delta_{2_max,h}$;
- внеплановый ремонт разрешен и (или) принят к сведению СО с требованием отмены проведения ремонта сходного по техническим характеристикам оборудования, предусмотренного месячным плановым графиком ремонтов,
- указанное оборудование относится к одной ГТП;
- внеплановый ремонт выполняется в период отмененного планового ремонта;
- снижение мощности не превышает снижения, предусмотренного месячным плановым графиком ремонтов;

- в данной ГТП отсутствует оборудование, находящееся в резерве;
- генерирующее оборудование, ремонт которого отменен (прекращен), было включено в работу.

Во всех иных случаях коэффициент $\alpha_{k,l}$ принимается равным нулю.

$\Delta_{2_max,h}(рем)$ – снижение мощности по разрешенной неплановой диспетчерской заявке, которое регистрируется при:

- снижении мощности вследствие вывода в ремонт оборудования по разрешенной неплановой или неотложной диспетчерской заявке, поданной участником рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов местного времени суток X-1 (вне зависимости от времени разрешения данной заявки СО);
- снижении мощности вследствие не вывода оборудования из ремонта в срок, определенный диспетчерской заявкой, снижение мощности по которой зарегистрировано как $\Delta_{1,h}$ при условии подачи не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов местного времени суток X-1, заявки на продление ремонта;
- снижении мощности вследствие непланового продолжения ремонта по окончании регистрации $\Delta_{4_max,h}$ (с 1 часа суток X, в отношении которых не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов местного времени суток X-1, подана диспетчерская заявка на продление ремонта до момента окончания ремонта или включения данного ремонта в месячный график ремонтов) вне зависимости от решения по квалификации ремонта. Снижение мощности вследствие непланового продолжения ремонта по окончании регистрации $\Delta_{4_max,h}$ не может быть зарегистрировано как $\Delta_{1,h}$ (за исключением случаев, когда по окончании регистрации $\Delta_{4_max,h}$ ремонт данной единицы генерирующего оборудования предусмотрен месячным плановым графиком ремонта и оформлен плановой заявкой).

$\Delta_{2_max,h}$ (откл) – снижение мощности, рассчитанное на основании заявленного участником ОРЭ максимума и не связанное с изменением состояния оборудования, в т.ч. обусловленное отсутствием топлива.

В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в операционный час n , СО на основании оперативных уведомлений и диспетчерских заявок участника ОРЭ, полученных в период с 16 часов 30 минут суток $X-2$, для второй неценовой зоны – с 10 часов суток $X-1$, до часа $(n-4)$ суток X , регистрирует соответствующую величину снижения максимальной мощности $\Delta_{4_max,h}$ и определяет величину максимальной мощности, зафиксированную на час $(n-4)$ суток X – $N_{max_ (n-4),h}^{ГТП}$.

Оперативные уведомления, предусмотренные настоящим *Порядком установления соответствия*, учитываются СО только при условии их соответствия п. 6.4 *Технических требований*.

$$N_{max_ (n-4),h}^{ГТП} = N_{max(X-2),h}^{ГТП} - \Delta_{4_max,h} \quad (24).$$

Снижение мощности, относимое на величину $\Delta_{4_max,h}$, регистрируется при:

- снижении мощности вследствие вывода в ремонт оборудования по разрешенной неплановой или неотложной диспетчерской заявке, поданной участником рынка в период с 16 часов 30 минут суток $X-2$, для второй неценовой зоны – до 10 часов суток $X-1$, до часа $(n-4)$ суток X (вне зависимости от времени разрешения данной заявки СО);
- снижении мощности вследствие не вывода оборудования из ремонта в срок, определенный диспетчерской заявкой, при условии подачи до часа $(n-4)$ суток X (вне зависимости от времени разрешения данной заявки СО), диспетчерской заявки или оперативного уведомления на продление ремонта);
- снижении мощности вследствие непланового продолжения непланового ремонта по окончании регистрации $N_{уст,h}^{измГТП}$ (по истечении 4 полных часов с часа подачи диспетчерской заявки или оперативного уведомления на проведение аварийного (неотложного) ремонта до

первого часа суток, в отношении которых не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов суток X-1, подана диспетчерская заявка на продление ремонта) вне зависимости от решения по квалификации ремонта;

- снижении мощности, не связанном с отключением генерирующего оборудования, в т. ч. по режимам топливообеспечения, водным режимам соответствующих водных объектов, изменением параметров генерирующего оборудования, отключением котельного и другого вспомогательного оборудования (при условии, что генерирующее оборудование остается в работе), а также любым другим аналогичным причинам, снижающим располагаемую мощность включенного оборудования, заявленное участником ОРЭ не позднее, чем за 4 часа до часа фактической поставки.

5.4.2. Определение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

В соответствии с *Техническими требованиями* СО определяет величину минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП участника $N_{\min(Y-4),h}^{ГТП}$ на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования поданных не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4 в соответствии и *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5].

$$N_{\min(Y-4),h}^{ГТП} = N_{\min,h}^{ГТП}(CO) + \Delta_{2_min,h}^1 \quad (25),$$

где $\Delta_{2_min,h}^1$ – приращение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, связанное с ремонтом основного или вспомогательного оборудования, рассчитанное на основании заявленного участником ОРЭ минимума, поданное в уведомлении о составе и параметрах оборудования.

В соответствии с *Техническими требованиями* СО определяет величину минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП участника $N_{\min(X-2),h}^{ГТП}$, на основании уведомления о составе и параметрах

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

генерирующего оборудования, поданного участником ОРЭ не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – не позднее 10 часов суток X-1, и разрешенных СО внеплановых или неотложных диспетчерских заявок.

$$N_{\min(X-2),h}^{ГТП} = N_{\min(Y-4),h}^{ГТП} + \Delta_{2_min,h}^2 \quad (26),$$

где $\Delta_{2_min,h}^2$ – приращение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования по разрешенной неплановой или неотложной диспетчерской заявке, определенное как увеличение технологического минимума, заявленного участником в период с 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4 не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – не позднее 10 часов суток X-1, относительно технологического минимума, согласованного СО в отношении включенного генерирующего оборудования, заявленного участником в работу в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования.

При изменении состава оборудования, заявленного участником в сутки X-2 относительно состава, заявленного участником в сутки Y-4, $\Delta_{2_min,h}^2$ регистрируется только в случае увеличения технологического минимума, заявленного участником в уведомлении в период с 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4 не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – не позднее 10 часов суток X-1, относительно технологического минимума, согласованного СО в отношении дополнительно включенного генерирующего оборудования. В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в операционный час n, СО на основании оперативных уведомлений и диспетчерских заявок участника ОРЭ, полученных в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – с 10 часов суток X-1, до часа (n-4) суток X, регистрирует соответствующую величину приращения минимальной мощности $\Delta_{4_min,h}$ и определяет величину минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, на час (n-4) суток X – $N_{\min(n-4),h}^{ГТП}$. Оперативные уведомления, предусмотренные в настоящем *Порядке установления соответствия*, учитываются СО только при условии их соответствия п. 6.4 *Технических требований* [7].

$$N_{\min(n-4),h}^{ГТП} = N_{\min(X-2),h}^{ГТП} + \Delta_{4_min,h} \quad (27).$$

При изменении состава оборудования, ожидаемого в операционный час n , $\Delta_{4_min,h}$ регистрируется только в случае увеличения технологического минимума, заявленного участником в оперативном уведомлении в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – с 10 часов суток X-1, до часа $(n-4)$ суток X, относительно технологического минимума, согласованного СО в отношении дополнительно включенного генерирующего оборудования.

В случае если изменение состава включенного оборудования произошло по инициативе (согласованию) СО, то $\Delta_{2_min,h}^1$, $\Delta_{2_min,h}^2$ и $\Delta_{4_min,h}$ не регистрируется в объеме технологического минимума согласованного для включаемого генерирующего оборудования.

В случае, если временное увеличение технологического минимума является следствием технологических особенностей пуска генерирующего оборудования электростанции (необходимым условием), $\Delta_{2_min,h}^1$, $\Delta_{2_min,h}^2$ и $\Delta_{4_min,h}$ не регистрируется в период пуска генерирующего оборудования.

5.4.3. Определение величины снижения мощности в связи с регистрацией признака технической неготовности СОТИАССО

СО определяет на каждый час суток величину $N_{mn,h}$

$$N_{mn,h} = 0.02 \cdot N_{уст,h}^{ГТП} \cdot k_{диск} \quad (28)$$

$k_{диск}$ – коэффициент $=1$, в случае, если СО зарегистрировал признак технической неготовности СОТИАССО, в иных случаях $k_{диск} = 0$.

5.5. Определение фактической максимальной мощности и фактической минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

В час фактической поставки СО определяет фактическую величину максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, $N_{\max_факт,h}^{ГТП}$ и фактическую величину минимальной мощности включенного в работу генерирующего оборудования $N_{\min_факт,h}^{ГТП}$.

$$N_{\max_факт,h}^{ГТП} = \max(N_{вкл_факт,h}^{ГТП}; N_{нагр,h}^{ГТП}) + N_{хр,h}^{ГТП} \quad (29),$$

$$N_{\min \text{ факт}, h}^{\text{ГТП}} = \min(N_{\text{факт} \text{ - min}, h}^{\text{ГТП}} ; N_{\text{нагр}, h}^{\text{ГТП}}) \quad (30),$$

где $N_{\text{вкл_факт}, h}^{\text{ГТП}}$ – максимальная располагаемая мощность генерирующего оборудования включенного в сеть по команде диспетчера, с учетом поданных участником ОРЭ диспетчерских заявок в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках*) [10] и величины фактических ограничений (несогласованных сезонных ограничений, ограничений по топливу, по температуре теплосети и т.п.);

$N_{\text{хр}, h}^{\text{ГТП}}$ – установленная мощность оборудования, находящегося в холодном резерве, сниженная на величину фактических ограничений и оформленная диспетчерской заявкой в установленном СО порядке;

$N_{\text{нагр}, h}^{\text{ГТП}}$ – зарегистрированная нагрузка ГТПГ.

$N_{\text{факт} \text{ - min}, h}^{\text{ГТП}}$ – минимальная мощность включенного генерирующего оборудования, относящегося к данной ГТПГ, с учетом поданных участником ОРЭ диспетчерских заявок в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках*) [10]

Генерирующее оборудование, не обеспеченное запасом по основному и резервному виду топлива, холодным резервом не является и в расчете не используется.

При включении/отключении оборудования из (в) холодного резерва включенная мощность оборудования $N_{\text{вкл_факт}, h}^{\text{ГТП}}$ определяется с учетом графика разворота/останова оборудования, представленного электростанцией, при этом оставшаяся располагаемая мощность оборудования остается в холодном резерве.

При включении/отключении оборудования из (в) ремонта с момента времени закрытия заявки включенная мощность оборудования $N_{\text{вкл_факт}, h}^{\text{ГТП}}$ определяется с учетом графика разворота/останова оборудования, представленного электростанцией, при этом оставшаяся располагаемая мощность оборудования переводится в холодный резерв.

В согласованные СО сроки отключения в ремонт двухкорпусного блока или энергоблока АЭС с двумя турбоагрегатами, после отключения первого корпуса

(турбоагрегата) и до открытия диспетчерской заявки на ремонт блока, мощность первого корпуса (турбоагрегата) переводится в холодный резерв.

В согласованные СО сроки отключения в ремонт ПГУ с любым количеством генерирующих агрегатов (газовых и паровых турбин), по мере отключения генерирующих агрегатов, мощность отключенных агрегатов переводится в холодный резерв до полного останова ПГУ и открытия диспетчерской заявки на её ремонт.

В согласованные СО сроки включения из ремонта двухкорпусного блока или энергоблока АЭС с двумя турбоагрегатами, после включения первого корпуса (турбоагрегата) и закрытия диспетчерской заявки на ремонт блока, мощность второго корпуса (турбоагрегата) переводится в холодный резерв. При этом при не включении второго корпуса по техническим причинам, должна быть зарегистрировано снижение мощности начиная с времени включения первого корпуса.

В согласованные СО сроки включения из ремонта ПГУ с любым количеством генерирующих агрегатов (газовых и паровых турбин), после включения в сеть первого генерирующего агрегата и закрытия диспетчерской заявки на ремонт ПГУ мощность оставшихся генерирующих агрегатов, не имеющих иных зарегистрированных снижений мощности, переводится в холодный резерв до включения всей ПГУ.

В случае изменения режима работы генерирующего оборудования на режим синхронного компенсатора мощность такого оборудования переводится в холодный резерв.

Величина мощности находящегося в холодном резерве генерирующего оборудования должна быть обеспечена мощностью находящихся в работе/резерве котлоагрегатов, обеспеченных топливом. В противном случае, если мощность находящегося в резерве генерирующего оборудования превышает мощность находящихся в работе/резерве котлоагрегатов, в том числе, в связи с отсутствием топлива, указанное превышение холодным резервом не является и в расчете не используется.

При заявлении участником оптового рынка о выводе в резерв генерирующего оборудования по причине отсутствия топлива, при определении фактической максимальной мощности указанная величина не учитывается.

В час фактической поставки СО определяет соответствие фактического состава включенного (отключенного) оборудования составу, заданному СО. В случае выявления несоблюдения состава оборудования, СО регистрирует величину $N_{уст,h}^{измГТП}$ как сумму установленных мощностей включенных и выключенных агрегатов:

$$N_{уст,h}^{измГТП} = \sum N_{уст.}^{включенных} + \sum N_{уст.}^{отключенных} \quad (31).$$

Величина $N_{уст,h}^{измГТП}$ регистрируется СО при:

- снижении мощности вследствие вывода в ремонт оборудования (в т.ч. корпуса двухкорпусного блока, в случае если второй корпус уже находился в ремонте или газовой турбины ПГУ с любым количеством газовых турбин, в случае если оставшиеся газовые турбины данной ПГУ уже находились в ремонте) по неотложной (аварийной) диспетчерской заявке или оперативному уведомлению, поданному участником рынка позже чем за 4 часа до часа фактической поставки (между часом фактического отключения оборудования и часом регистрации заявки участника менее 4 часов), вне зависимости от выходных и праздничных дней;
- снижении мощности вследствие отключения оборудования (в т.ч. корпуса двухкорпусного блока, в случае если второй корпус уже находился в ремонте или газовой турбины ПГУ с любым количеством газовых турбин, в случае если оставшиеся газовые турбины данной ПГУ уже находились в ремонте) по факту (с часа, в котором произошло отключение оборудования, до часа подачи неотложной (аварийной) диспетчерской заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть (до

времени восстановления состава оборудования, заданного СО)) вне зависимости от выходных и праздничных дней;

- не включении генерирующего оборудования из холодного резерва с часа:
 - окончания периода разрешенной заявки;
 - заявленного до 16 часов 30 минут суток Х-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;
 - заданного командой диспетчера на включение в сеть;до часа подачи аварийной заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней;
- не включении генерирующего оборудования из ремонта с часа:
 - окончания разрешенного срока ремонта;
 - заявленного до 16 часов 30 минут суток Х-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;
 - заданного командой диспетчера на включение в сеть,
 - заявленного в оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта;до часа подачи аварийной заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней;
- не включении корпуса двухкорпусного блока из ремонта/резерва, в случае если второй корпус уже находился в ремонте, с часа
 - окончания разрешенного срока ремонта или окончания периода разрешенной заявки;
 - заявленного до 16 часов 30 минут суток Х-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;
 - заданного командой диспетчера на включение в сеть,
 - заявленного в оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта;до часа подачи аварийной заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней;

- не включении из ремонта/резерва газовой турбины ПГУ с любым количеством газовых турбин, в случае если оставшиеся газовые турбины данной ПГУ уже находились в ремонте, с часа
 - окончания разрешенного срока ремонта или окончания периода разрешенной заявки;
 - заявленного до 16 часов 30 минут суток X-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;
 - заданного командой диспетчера на включение в сеть,
 - заявленного в оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта;
 до часа подачи аварийной заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней.
- включении/ не включении/ отключении / не отключении оборудования, несогласованном с СО, на величину установленной мощности данного оборудования (с часа, в котором произошло несогласованное изменение состава оборудования, до часа восстановления состава либо часа, следующего за часом открытия поданной диспетчерской заявки, или часа получения оперативного уведомления от участника ОРЭ, но не менее 4 часов с момента получения заявки или уведомления).

В час фактической поставки СО регистрирует наличие несоответствия фактических параметров включенного оборудования заданным $\Delta_{\max_вкл,h}^{измГТП}$ и $\Delta_{\min_вкл,h}^{измГТП}$.

$\Delta_{\max_вкл,h}^{измГТП}$ регистрируется по фактическому состоянию включенного оборудования, вне зависимости от того, заявлял участник ОРЭ снижение мощности либо нет.

$$\Delta_{\max_вкл,h}^{измГТП} = \max(0; \min(N_{\max,h}^{ГТП}(CO), N_{\max,h}^{ГТП}; N_{\max,(N-4),h}^{ГТП})) - (N_{\max_факт,h}^{ГТП} + N_{расч,h}^{измГТП}) \quad (32),$$

где $N_{расч,h}^{измГТП}$ – располагаемая мощность оборудования, состояние которого не соответствует заданному СО, а факт такого несоответствия учтен при определении

$N_{уст,h}^{измГТП}$.

Величина $\Delta_{\max_вкл,h}^{измГТТ}$ регистрируется СО при:

- снижении мощности, не связанном с отключением генерирующего оборудования, по неотложной (аварийной) заявке или оперативному уведомлению, поданным участником рынка позже чем за 4 часа до часа фактической поставки, – от часа, в котором зарегистрировано снижение мощности, до часа, в котором истекают 4 часа с момента подачи заявки или оперативного уведомления вне зависимости от выходных и праздничных дней;
- снижении мощности, не связанном с отключением генерирующего оборудования, произошедшего по факту (с часа, в котором зафиксировано снижение мощности, до часа подачи неотложной (аварийной) заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов), вне зависимости от выходных и праздничных дней;
- не включении котельного или вспомогательного оборудования или корпуса двухкорпусного блока (если при этом второй корпус находится в работе или резерве) из ремонта/резерва с часа:
 - окончания разрешенного срока ремонта/резерва по заявке;
 - заявленного до 16 часов 30 минут суток X-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;
 - заданного командой диспетчера на включение;
 - заявленного в оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта;
 до часа подачи аварийной заявки и в течение последующих 4 часов.
- снижении мощности паротурбинной установки ПГУ, связанном с отключением/невключением из ремонта/резерва газотурбинной установки (если при этом хотя бы одна газотурбинная установка находится в работе или резерве) с часа, в котором зафиксировано снижение мощности, до часа подачи неотложной (аварийной) заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов), вне зависимости от выходных и праздничных дней.

$\Delta_{\min_вкл,h}^{измГТП}$ регистрируется по фактическому состоянию включенного оборудования, вне зависимости от того, заявлял участник ОРЭ приращение минимума либо нет.

$$\Delta_{\min_вкл,h}^{измГТП} = N_{\min_факт,h}^{ГТП} - N_{\min(n-4),h}^{ГТП} \quad (33)$$

Электронное или устное оперативное уведомление диспетчеру соответствующего диспетчерского центра, зарегистрированное специализированными средствами, содержащее диспетчерское наименование оборудования, время сообщения, время отключения оборудования и период, в течение которого указанное оборудование будет находиться в ремонте, может быть учтено при определении величин $N_{уст,h}^{измГТП}$, $\Delta_{\max_вкл,h}^{измГТП}$ и $\Delta_{\min_вкл,h}^{измГТП}$ в соответствии с *Техническими требованиями* [7].

В случае, если диспетчер дает команду загрузить ГТПГ электростанции до величины в пределах заявленной участником ОРЭ включенной мощности, а участник ОРЭ сообщает о невозможности загрузки до указанной величины, то $N_{вкл_факт,h}^{ГТП}$ и $N_{\max_факт,h}^{ГТП}$ соответственно должны быть снижены до величины возможной загрузки ГТПГ до конца суток или до момента подачи оперативного уведомления, но не менее чем на 4 часа с соответствующей регистрацией $\Delta_{вкл,h}^{измГТП}$ или $N_{уст,h}^{измГТП}$.

В случае, если диспетчер дает команду разгрузить ГТПГ электростанции до величины в пределах заявленной участником ОРЭ минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, а участник ОРЭ сообщает о невозможности разгрузки до указанной величины, то $N_{факт_мин,h}^{ГТП}$ соответственно должна быть увеличена до величины возможной разгрузки ГТПГ до конца суток или до момента подачи оперативного уведомления, но не менее чем на 4 часа с соответствующей регистрацией $\Delta_{\min_вкл,h}^{измГТП}$.

При определении снижения мощности в отношении единицы генерирующего оборудования в час фактической поставки приоритет имеет последнее по времени наступления событие, повлекшее снижение мощности.

Суммарная величина снижения мощности единицы генерирующего оборудования не может превышать его установленную мощность.

5.6. Порядок определения нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования

В случае включения в сеть генерирующего оборудования по команде диспетчера в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима СО регистрирует в отношении единиц генерирующего оборудования соответствие фактического времени включения в сеть генерирующего оборудования с нормативным временем включения.

При фактическом включении в сеть генерирующего оборудования со временем, превышающим время нормативного включения в сеть, СО регистрирует величину $N_{\text{пуск},h}^{\text{ннГТП}}$, равную установленной мощности генерирующего оборудования, по всем часам, начиная с часа отдачи команды на включение в сеть генерирующего оборудования в минимально возможный срок до часа фактического включения.

В случае подачи диспетчерской заявки на аварийный ремонт данного генерирующего оборудования СО регистрирует величину $N_{\text{пуск},h}^{\text{ннГТП}}$ по всем часам, начиная с часа отдачи команды на включение в сеть до часа подачи диспетчерской заявки на аварийный ремонт и в течение последующих 4-х часов. По окончании регистрации $N_{\text{пуск},h}^{\text{ннГТП}}$, снижение мощности регистрируется в общем порядке

В случае подачи участником ОРЭ, в течение одного часа после получения соответствующей команды, оперативного уведомления о вынужденных отступлениях от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования СО регистрирует величину $N_{\text{пуск},h}^{\text{отстнГТП}}$, равную установленной мощности оборудования, для которого СО согласовано отступление от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования, по всем часам, начиная с часа отдачи команды на включение в сеть до часа, заявленного в уведомлении.

При фактическом включении в сеть генерирующего оборудования со временем, превышающим время согласованного отступления от нормативного времени включения в сеть, или подаче диспетчерской заявки на аварийный ремонт

данного генерирующего оборудования, СО регистрирует $N_{\text{пуск},h}^{\text{ннГТП}}$ в том же порядке, как и при нарушении нормативного времени включения в сеть.

5.7. Порядок определения скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании

Определение номинальных значений скорости набора $V_{\text{вверх}}^{\text{номГЕМ}}$ и скорости сброса $V_{\text{вниз}}^{\text{номГЕМ}}$ нагрузки единиц генерирующего оборудования, отнесенных к блочным ГЕМ, 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.

В соответствии с *Техническими требованиями* СО определяет максимально допустимую скорость набора/сброса нагрузки единиц включенного генерирующего оборудования, входящего в ГТП и отнесенного к блочным ГЕМ, $V_{\text{вверх},h}^{\text{ГЕМ}} / V_{\text{вниз},h}^{\text{ГЕМ}}$ и величину снижения указанной скорости по отношению к номинальной скорости набора/сброса нагрузки в отношении включенных в работу соответствующих единиц генерирующего оборудования $V_{\text{вверх}}^{\text{номГЕМ}} / V_{\text{вниз}}^{\text{номГЕМ}}$ на основании уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного участником ОРЭ не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов суток X-1.

$$\Delta_{V(+),h} = 60 \cdot \sum_{\text{ГЕМ} \in \text{ГТП}} \max \left\{ 0; V_{\text{вверх}}^{\text{номГЕМ}} - V_{\text{вверх},h}^{\text{ГЕМ}} \right\} \quad (34)$$

$$\Delta_{V(-),h} = 60 \cdot \sum_{\text{ГЕМ} \in \text{ГТП}} \max \left\{ 0; V_{\text{вниз}}^{\text{номГЕМ}} - V_{\text{вниз},h}^{\text{ГЕМ}} \right\} \quad (35)$$

$$\Delta_{9,h} = \Delta_{V(+),h} + \Delta_{V(-),h}, \quad (36)$$

где $\Delta_{9,h}$ приведенная величина отклонения скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования ГТП при неоднократном участии в суточном регулировании от номинальных значений.

Величина $\Delta_{9,h}$ определяется только в те часы, когда генерирующее оборудование находилось в работе.

Для генерирующего оборудования, работающего в вынужденных режимах, согласованных СО, приведенные значения $\Delta_{9,h}$ принимаются равными нулю

5.8. Порядок определения готовности генерирующего оборудования во время ввода (вывода) из ремонта (в ремонт)

В согласованные с СО сроки вывода в ремонт (с момента получения диспетчерской команды (разрешения) на вывод в ремонт до момента отключения от электрической сети), в соответствии с регламентными сроками вывода в ремонт, снижения мощности $\Delta_{n,h}^j$ принимаются равными нулю.

В согласованные с СО сроки вывода оборудования из ремонта (с момента включения оборудования в сеть до набора заданной нагрузки), в соответствии с регламентными сроками вывода из ремонта, снижения мощности $\Delta_{n,h}^j$ принимаются равными нулю.

По завершении капитального или среднего ремонта при проведении приемо-сдаточных испытаний генерирующего оборудования под нагрузкой (с момента включения в сеть или окончания разрешенного срока ремонта и в течении 48 часов, а по завершении модернизации (реконструкции), а также техперевооружения в течении 72 часов) для оборудования ГЭС и ТЭС и 72 часов для оборудования АЭС, если иная продолжительность не установлена специальным решением органов, осуществляющих надзор за эксплуатацией соответствующих типов электростанций) любое снижение мощности регистрируется как $\Delta_{2_max,h}^2$ на всем периоде проведения указанных испытаний, за исключением снижений мощности относимых к $\Delta_{1,h}$ в соответствии с п. 5.3 настоящего *Порядка*. При неуспешном проведении приемо-сдаточных испытаний (продлении ремонта, модернизации (реконструкции), техперевооружения) снижение мощности регистрируется в общем порядке.

Участник ОРЭ имеет право подать оперативное уведомление о готовности оборудования к работе (досрочном окончании непланового, неотложного и

аварийного ремонта оборудования) ранее предварительно согласованных сроков. Указанное оборудование может быть переведено в холодный резерв в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках* [10] или включено в работу по запросу участника, согласованному диспетчером, или по команде диспетчера по режимным условиям.

В случае включения указанного оборудования в работу, снижение мощности регистрируется в общем порядке до момента включения генерирующего оборудования сеть (для котельного оборудования до момента подключения к паропроводу/турбине).

В случае согласованного перевода указанного оборудования из ремонта в холодный резерв, снижение мощности регистрируется в общем порядке до наступления одного из следующих событий:

- времени согласованного с СО включения генерирующего оборудования в сеть (для котельного оборудования до момента подключения к паропроводу/турбине);
- окончания согласованного срока ремонта;
- до 00 часов суток, на которые указанное оборудование было заявлено участником в работу в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут суток X-2.

В случае не включения генерирующего оборудования из ремонта с часа, заявленного участником в уведомлении о составе и параметрах оборудования не позднее 16 часов 30 минут суток (X-2) или оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта, СО регистрирует несоблюдение состава оборудования в соответствии с п. 5.5. настоящего Порядка.

При выводе генерирующего оборудования из ремонта ранее предварительно согласованных сроков участник ОРЭ обязан подать соответствующее оперативное уведомление об увеличении максимальной мощности $N_{\max(n-4)}^{ГТП}$ с часа, следующего за часом закрытия заявки. При неподаче такого оперативного уведомления величина фактической максимальной мощности $N_{\max \text{ факт. } h}^{ГТП}$ учитывается в

соответствии с последним поданным уведомлением на данный час, и все снижение мощности регистрируется как $\Delta_{\text{вкл_max},h}^{\text{измГТП}}$.

Участник ОРЭ в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках* [10], имеет право подать до часа (n-4) суток X диспетчерскую заявку на проведение испытаний на оборудовании, находящемся в ремонте, не подавая оперативного уведомления об изменении $N_{\text{вкл}}^{\text{ГТП}}$. Длительность указанных испытаний может составлять не более 12 часов и срок их проведения ограничивается разрешенным сроком планового (непланового) ремонта. При проведении таких испытаний увеличение включенной мощности не регистрируется и зарегистрированное снижение мощности изменению не подлежит. В случае если по окончании таких испытаний оборудование остается в работе, диспетчерские заявки на ремонт и проведение испытаний подлежат закрытию временем окончания испытаний в соответствии с порядком, установленным СО. Регистрация снижения мощности такого оборудования, возникшего после закрытия указанных заявок, производится согласно положениям настоящего пункта, п. 5.4 и п. 5.5 настоящего *Порядка*.

5.9. Порядок определения готовности генерирующего оборудования во время ввода (вывода) из холодного резерва (в холодный резерв) и при осуществлении мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования

В согласованные с СО сроки нахождения оборудования в холодном резерве снижения мощности $\Delta_{n,h}^j$ принимаются равными нулю, в объеме холодного резерва согласованного СО.

В согласованные с СО сроки вывода оборудования в холодный резерв (с момента получения диспетчерской команды (разрешения) на вывод в резерв до момента отключения от электрической сети), в соответствии с разрешенными сроками вывода в резерв, снижения мощности $\Delta_{n,h}^j$ принимаются равными нулю.

В согласованные с СО сроки вывода оборудования из холодного резерва (с момента включения оборудования в сеть до набора заданной нагрузки), в соответствии с разрешенными сроками вывода из резерва, снижения мощности $\Delta_{n,h}^j$ принимаются равными нулю.

СО осуществляет мониторинг эксплуатационного состояния оборудования в соответствии с *Методические указаниями по проведению мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций, заявленного в резерв* (Приложение 1).

В случае выявления при проведении СО мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования, заявленного в резерв, несоответствия эксплуатационного состояния такого оборудования его заявленному эксплуатационному состоянию, СО регистрирует несоблюдение состава и/или параметров оборудования состоянию, заданному СО, в соответствии с п.5.5 настоящего *Порядка установления соответствия*, на весь период зарегистрированного несоответствия до момента фактического включения оборудования, либо подачи в установленном порядке диспетчерской заявки на вывод указанного оборудования ремонт.

При отказе в допуске представителей СО на генерирующий объект (электростанцию) для осуществления инспектирования оборудования в рамках мониторинга фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования или создании препятствий при проведении инспектирования оборудования в рамках мониторинга фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования, СО регистрирует несоблюдение состава оборудования состоянию, заданному СО ($N_{уст,h}^{измГПП}$), в отношении всего генерирующего оборудования данного объекта, заявленного в резерв, в течение периода, на который указанное генерирующее оборудование было заявлено в резерв в текущем календарном месяце.

5.10. Порядок определения готовности генерирующего оборудования во время проведения специальных испытаний на включенном оборудовании

В согласованные с СО сроки проведения плановых специальных испытаний значения мощности $\Delta_{n,h}^j$ в объемах, предусмотренных согласованной с СО программой испытаний, принимаются равными нулю.

К плановым специальным испытаниям относятся:

- испытания сетевого, основного и вспомогательного оборудования, инициированные СО;
- испытания средств режимной и противоаварийной автоматики;
- испытания релейной защиты.

Программа проведения плановых специальных испытаний, содержащая в т.ч. данные о длительности проведения испытаний и возможности аварийного отключения оборудования, должна быть представлена СО не позднее 14 рабочих дней до начала проведения испытаний. Оборудование по программе испытаний должно находиться в работе, а программа должна содержать указание на время, необходимое на прекращение испытаний.

На проведение испытаний участник ОРЭ в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках* [10], должен подать в СО соответствующую заявку не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов суток X-1. По окончании разрешенного срока проведения испытаний снижение мощности регистрируется в общем порядке.

В случае аварийного отключения генерирующего оборудования, предусмотренного программой проведения плановых специальных испытаний, значения снижения мощности $\Delta_{n,h}^j$ принимаются равными нулю до времени окончания работ указанного в диспетчерской заявке.

5.11. Порядок инициирования процедуры внесения изменений в Реестр фактических параметров генерирующего оборудования в случае систематического невыполнения поставщиком мощности обязанности поддерживать генерирующее оборудование в состоянии готовности к выработке электрической энергии

В случае непрерывной (в каждом часе) в течение шести месяцев регистрации СО в отношении единицы генерирующего оборудования (либо ГТП) любой из величин снижения максимальной мощности относимой к $\Delta_{2_max,h}^1$, $\Delta_{2_max,h}^2$, $\Delta_{4_max,h}$, $\Delta_{max_вкл,h}^{изм}$ или $N_{уст,h}^{измГТП}$, СО инициирует процедуру внеплановой аттестации генерирующего оборудования в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [11].

5.12. Порядок определения готовности генерирующего оборудования, находящегося в опытно-промышленной эксплуатации

Для генерирующего оборудования, в отношении которого в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* [12] присвоен и действует признак учета ОПЭ при работе на оптовом рынке соответствующего вида, а так же при однократном продлении признака учета ОПЭ при работе на оптовом рынке 2-го вида, величины снижения мощности, регистрируемые в соответствии с настоящим *Порядком установления соответствия*, определяются следующим образом:

а) для генерирующего оборудования, которому присвоен и действует признак учета ОПЭ при работе на оптовом рынке 1-го вида – величины снижения мощности принимаются равными нулю;

б) для генерирующего оборудования, которому присвоен и действует признак учета ОПЭ при работе на оптовом рынке 2-го или 3-го вида:

- величины $\Delta_{1,h}$, $\Delta_{2_max,h}^1$, $\Delta_{2_min,h}^1$, $\Delta_{2_max,h}^1$ и $\Delta_{2_min,h}^2$, принимаются равными нулю;
- величины $\Delta_{4_max,h}$, $\Delta_{4_min,h}$, $\Delta_{max_вкл,h}^{изм}$, $\Delta_{min_вкл,h}^{изм}$ и $N_{уст,h}^{измГТП}$ умножаются на 0,5.

Регистрация $N_{уст,h}^{измГТП}$ в случаях не согласованного включения основного или вспомогательного оборудования осуществляется в общем порядке.

6. Регистрация факта «неисполнение команды диспетчера»

Если при контроле фактического режима поставки (по данным телеметрии) диспетчером регистрируются не согласованные с СО отклонения, превышающие 5 % от заданного командой диспетчера значения генерации или скорости изменения нагрузки при неоднократном участии в суточном регулировании, и такое отклонение недопустимо в фактически складывающихся режимных условиях, диспетчер может объявить предупреждение о регистрации факта «неисполнение команды диспетчера».

После объявления предупреждения о регистрации факта «неисполнения команды диспетчера» диспетчер должен повторно отдать стандартную документируемую команду на изменение режима работы ГОУ, неисполнение

которой было зафиксировано, и доложить об объявлении предупреждения о регистрации факта «неисполнение команды диспетчера» в вышестоящий диспетчерский центр.

При повторном неисполнении отданной команды через 15 минут после объявления предупреждения диспетчер СО имеет право объявить регистрацию факта «неисполнение команды диспетчера» по согласованию с вышестоящим диспетчерским центром.

Факт «неисполнение команды диспетчера» должен быть зарегистрирован в период не менее одного часа и до конца операционных суток X , в которых зафиксировано недопустимое отклонение от режима как по заданному значению активной мощности, так и по скорости изменения нагрузки, заданного СО.

Неисполнение команд вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, а также команд регулирования напряжения регистрируются в соответствии с п. 3 и п. 4 настоящего *Порядка*. Факты «неисполнение команды диспетчера» в таких случаях не регистрируются.

С 00-01 часов суток $X+1$ регистрация факта «неисполнение команды диспетчера» прекращается. В случае продолжающегося недопустимого отклонения режима поставки как по заданному значению генерации, так и по скорости изменения нагрузки от режима, заданного СО, процедура регистрации факта «неисполнения команды диспетчера» должна быть выполнена заново.

Список сокращений и обозначений

АВРЧ	автоматическое вторичное регулирование частоты
АРС	автоматический регулятор скорости
АРЧМ	автоматическое регулирование частоты и мощности
АЭС	атомная электростанция
ВРЧ	вторичное регулирование частоты
ГА	гидроагрегат
ГРАМ	система группового регулирования активной мощности
ГТП	группа точек поставки
ГТУ	газотурбинная установка
ГЭС	гидроэлектростанция
ДПР	диапазон первичного регулирования
ЗВН (ЗВМ)	задатчик внеплановой нагрузки (мощности)
КРМ	котельный регулятор мощности
НПРЧ	нормированное первичное регулирование частоты
ОИК	оперативный информационный комплекс
ОПРЧ	общее первичное регулирование частоты
ОРЭ	оптовый рынок электроэнергии
ПГУ	парогазовая установка
ПРЧ	первичное регулирование частоты
РГЕ	режимная генерирующая единица
РЧВ	регулятор частоты вращения
ТРМ	турбинный регулятор мощности
ТЭС	тепловая электростанция
ЧК	частотный корректор

Список регламентирующих документов

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 24.10.2003 г. № 643 Правила оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, утвержденные.
2. Договор присоединения к торговой системе оптового рынка.
3. Приложение № 3 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент актуализации расчетной модели»;
4. Приложение № 4 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка»;
5. Приложение № 9 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России»;
6. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии»;
7. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка.
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.07.2007 № 484 «Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации»;
9. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2003 № 229 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ)».
10. Положение о порядке оформления, подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.
11. Приложение № 19.2 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент аттестации генерирующего оборудования».
12. Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.
13. Регламент формирования в ОАО «СО ЕЭС» годовых и месячных ремонтов ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ.

Приложение 1

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

**по проведению мониторинга фактического эксплуатационного состояния
оборудования тепловых электростанций, заявленного в резерв**

1. Общие положения

Настоящие методические указания по проведению мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций, заявленного в резерв, (далее *Методические указания*) содержат рекомендации по методике проведения мониторинга заявленного эксплуатационного состояния генерирующего оборудования.

Мониторинг и инспектирование фактического состояния оборудования тепловых электростанций (далее Мониторинг), заявленного в холодный резерв, осуществляется филиалами СО на территории соответствующих операционных зон.

Мониторингу фактического эксплуатационного состояния подлежит генерирующее оборудование ТЭС, находящееся в резерве, при наличии разрешенной диспетчерской заявки на перевод генерирующего оборудования в резерв, в соответствии с Положением о диспетчерских заявках, а также вспомогательное и электротехническое оборудование, ремонт которого препятствует включению данного генерирующего оборудования в сеть под нагрузку по диспетчерской команде в срок, соответствующий утвержденному нормативу пуска данного вида оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния, а при отсутствии утвержденного норматива пуска в согласованный с СО срок, но не более 1 (одних) суток.

2. Основания для проведения инспектирования

Основаниями для проведения инспектирования, в том числе могут являться следующие причины:

1. вывод генерирующего оборудования в резерв в течение суток после его ввода в эксплуатацию, включения в работу из ремонта (консервации);
2. перевод генерирующего оборудования в эксплуатационное состояние резерв после окончания аварийного (неотложного) ремонта без включения в сеть;
3. одновременный вывод генерирующего оборудования в резерв и включение аналогичного генерирующего оборудования в составе одной электростанции (одной ГТПГ);
4. неоднократный вывод генерирующего оборудования в резерв по инициативе участника рынка в течение 1 календарного месяца;
5. длительное (более 6 месяцев) нахождение оборудования в резерве;
6. наличие в распоряжении у СО соответствующей информации о проведении ремонтных работ на оборудовании, находящемся в резерве, а также вспомогательном и электротехническом оборудовании, препятствующих включению данного генерирующего оборудования в сеть под нагрузку по диспетчерской команде в срок, соответствующий утвержденному нормативу пуска данного оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния.

3. Уведомление участника оптового рынка о сроках проведения инспектирования фактического эксплуатационного состояния оборудования

Дата проведения инспектирования устанавливается на рабочий день.

Филиалы СО не позднее, чем за 2 рабочих дня до даты проведения инспектирования, надлежащим образом уведомляют участника оптового рынка и руководство ТЭС о дате и объекте (генерирующем оборудовании) проведения мониторинга.

Участник оптового рынка (руководство ТЭС) не позднее, чем за 1 рабочий день до проведения инспектирования, может надлежащим образом уведомить соответствующий филиал СО о переносе даты проведения мониторинга не более чем на 2 рабочих дня.

В случае мотивированного отказа в допуске на объект в планируемые сроки проведения мониторинга, филиал СО повторно устанавливает дату проведения мониторинга и соответствующим образом уведомить участника оптового рынка (руководство ТЭС).

О повторном отказе в допуске на объект уполномоченных представителей филиала СО, в соответствии с настоящими *Методическими указаниями* составляется акт.

4. Условия проведения мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования

Участник оптового рынка (руководство ТЭС) в рамках проведения мониторинга обеспечивает допуск на объект уполномоченных представителей филиалов СО для визуального контроля состояния оборудования и предоставляет по требованию необходимую оперативную документацию.

5. Порядок проведения мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования

Мониторинг фактического состояния оборудования тепловых электростанций, заявленного в холодный резерв, осуществляется при проведении инспектирования на объекте путем визуального контроля состояния оборудования, проверки оперативной ремонтной документации (наряды, распоряжения, журналы допусков, журнал дефектов КТЦ, электроцеха, цеха ТАИ) и оперативной документации (оперативные журналы начальников смен цехов, ведомости машинистов оборудования) в следующем порядке:

- проверка наличия своевременно оформленной, разрешенной и открытой диспетчерской заявки на вывод в резерв оборудования, влияющего на снижение заявленной мощности;
- проверка фактического состояния, состава оборудования, влияющего на снижение заявленной мощности (выведенного в ремонт или консервацию из резерва без оформленной и разрешенной диспетчерской заявки);

- проверка отсутствия действующих нарядов и распоряжений на производство работ, влияющих на готовность к включению в работу оборудования выведенного в резерв;
- проверка фактического отсутствия каких-либо ремонтных работ на оборудовании, выведенном в резерв, а также на вспомогательном или электротехническом оборудовании, которые могут привести к задержке при вводе генерирующего оборудования в работу;
- проверка времени открытия/закрытия заявки на аварийный ремонт оборудования с фактическим временем проведения ремонта;
- проверка отсутствия ремонтных работ (в том числе по нарядам или распоряжениям) на резервном оборудовании ГТЭС, оборудование которой выведено в резерв, препятствующих включению генерирующего оборудования из резерва в работу (в сеть, под нагрузку) в течение срока, соответствующего утвержденному нормативу пуска данного оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния;
- проверка наличия значимых дефектов генерирующего оборудования, препятствующих набору нагрузки до располагаемой мощности.

6. Оформление результатов мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования

Результаты мониторинга оформляются актом. В случае не подтверждения нахождения генерирующего оборудования в резерве на момент инспектирования причины нарушения (выявление фактов проведения ремонтных работ на этом генерирующем оборудовании, изменение состава или теплового состояния оборудования, препятствующего включению в сеть по диспетчерской команде и т.п.) указываются в заключительной части акта, с приложением копий документов подтверждающих факт выявленного нарушения.

При повторном отказе участником оптового рынка (руководством ТЭС) в допуске представителей филиала СО на объект (электростанцию) для проведения инспектирования, оформляется акт с заключением о невозможности

подтверждения нахождения генерирующего оборудования в резерве с указанием причины «отказ в допуске на объект» с приложением документов, подтверждающих факт отказа в допуске на объект.

При несогласии уполномоченных представителей электростанции с заключением инспекции, не подтверждающим нахождение генерирующего оборудования в резерве, представители участника оптового рынка имеют право отразить особое мнение в акте с обоснованием своей позиции, или потребовать от СО отдать команду на включение данного генерирующего оборудования из резерва в течение срока, соответствующего утвержденному нормативу пуска данного вида оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния, а при отсутствии утвержденного норматива пуска в согласованный с СО срок, но не более 1 (одних) суток, в целях подтверждения факта готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии.