

УТВЕРЖДЕНО
Первый заместитель
Председателя Правления
ОАО «СО ЕЭС»

Н.Г. Шульгинов

07 декабря 2010 года

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

МОСКВА

2010

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 (ЭНЕРГБЛОКОВ, 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 ПЛАНОВОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МИНИМУМА	26
5.2.1. <i>Определение располагаемой мощности</i>	26
5.2.2. <i>Определение планового технологического минимума</i>	26
5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАНОВОЙ МАКСИМАЛЬНОЙ И ПЛАНОВОЙ МИНИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	27
5.3.1. <i>Определение плановой максимальной мощности</i>	27
5.3.2. <i>Определение плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования</i>	36
5.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ, ГОТОВОЙ К НЕСЕНИЮ НАГРУЗКИ И МИНИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	38
5.4.1. <i>Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки</i>	38
5.4.2. <i>Определение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования</i>	43
5.4.3. <i>Определение величины снижения мощности в связи с регистрацией признака технической неготовности СОТИАССО</i>	45
5.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОЙ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ И ФАКТИЧЕСКОЙ МИНИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	46
5.6. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ ВКЛЮЧЕНИЯ В СЕТЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	54
5.7. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКОРОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗКИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ НЕОДНОКРАТНОМ УЧАСТИИ В СУТОЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ	56
5.8. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГОТОВНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ВО ВРЕМЯ ВВОДА (ВЫВОДА) ИЗ РЕМОНТА (В РЕМОНТ).....	57
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	61
5.10. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГОТОВНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ВО ВРЕМЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ НА ВКЛЮЧЕННОМ ОБОРУДОВАНИИ	62
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.....	63
6. Регистрация факта «неисполнение команды диспетчера»	64
<i>Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям</i>	

Список регламентирующих документов.....	67
Приложение 1	68
Приложение 2	77

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:

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

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

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

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

Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:

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

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

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

$\Delta f_{\text{р}}$, Гц – фиксируемое системой первичного регулирования отклонение частоты от номинальной.

Принимается, что:

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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

- $\Delta f_p \neq 0$ 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.

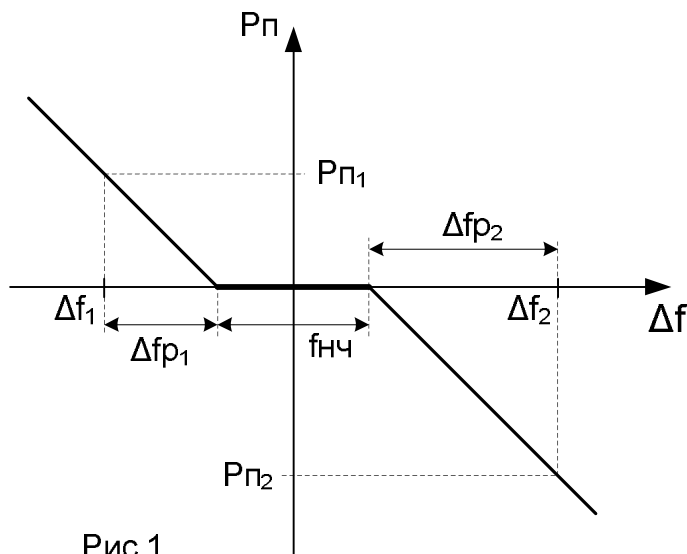


Рис.1

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±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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

(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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

первичной мощности электростанций вычисляются по данным систем мониторинга как средние значения на интервале $(t_{\max}-10\text{сек})\leq t_{\max}\leq(t_{\max}+10\text{сек.})$, 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 ОПРЧ 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 ОПРЧ при наступлении условий участия должна производиться по данным системы мониторинга электростанций.

2.4. Порядок оценки участия электростанций в ОПРЧ

По факту участия/неучастия (участия, не соответствующего *Техническим требованиям* [7]) генерирующего оборудования в ОПРЧ СО устанавливает интегральный (за месяц) показатель участия ГО в ОПРЧ. Неучастие ГО в ОПРЧ 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 ОПРЧ*, показатель участия ГО в ОПРЧ устанавливается по следующему правилу:

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

- «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*.

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

- суммарное значение мощности $N_{нг}$ генерирующего оборудования, имеющего тип *готовое к участию в ОПРЧ*, в отношении которого установлен интегральный показатель участия в ОПРЧ равный нулю;
- суммарное значение мощности $N_{нг}$ генерирующего оборудования, имеющего тип *не готовое к участию в ОПРЧ*;
- суммарное значение мощности $N_{нв}$, 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

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

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

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

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.

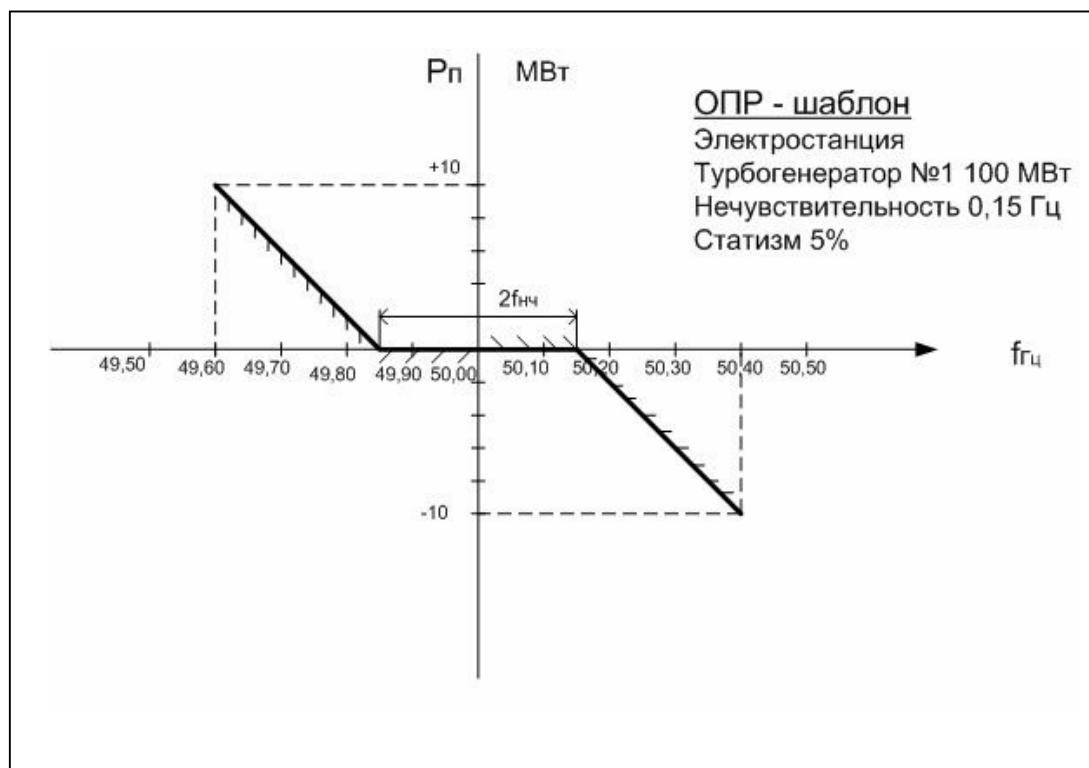


Рис 2

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 циклическостью (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:

- $R_{j,m}^{\text{диан}}$ – показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности по j-й ГТПГ в отчетном месяце m;
- $R_{Q_{j,m}}^{\text{посл}}$ – 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 – $b_{\text{пcom}}$.

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 ($R_{s,m}^{\text{диан}}$):

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

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

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

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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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

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

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.

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;

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

- 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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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 $R_{BP\ j,m}^{nocm}$, а $R_{ABP\ j,m}^{nocm}$ устанавливает равным 1.

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

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

Для иных типов электростанций (не ГЭС) коэффициенты ($R_{BP\ j,m}^{nocm}$ и $R_{ABP\ j,m}^{nocm}$) 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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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 планового технологического минимума

5.2.1. Определение располагаемой мощности

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

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

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 планового технологического минимума

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

5.3. Определение плановой максимальной и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

5.3.1. Определение плановой максимальной мощности

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

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

$$N_{max,h}^{ГТП}(CO) = \min\{N_{уст,h}^{ГТП}(CO); \max(0; N_{расн,h}^{ГТП}(CO) - \Delta_{1,h})\}, \text{ МВт} \quad (17),$$

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

$$\Delta_{1,h} = N_{устремh}^{ГТП}(CO) - N_{огрh}(CO) + N_{ремк/a,h}^{ГТП} + N_{ремв/o,h}^{ГТП} + \max(0; N_{изм_maxh}^{ГТП}(+) - N_{устремh}^{ГТП}(CO) + N_{огрh}(CO) - N_{ремк/a,h}^{ГТП} - N_{ремв/o,h}^{ГТП}) - \max(0; N_{изм_maxh}^{ГТП}(-) - N_{огрh}(CO) - N_{ремк/a,h}^{ГТП} - N_{ремв/o,h}^{ГТП}), \text{ МВт} \quad (18),$$

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

$N_{огр,h}(CO)$ – ограничения мощности, влияющие на располагаемую мощность выводимого в ремонт оборудования, относящегося к данной ГТПГ (в случае отсутствия ремонтов задается величиной, равной нулю);;

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

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

$N_{изм_max,h}^{ГТП}(+)$ – 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* и настоящим *Порядком установления соответствия*, 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;

$N_{изм_max,h}^{ГТП}(-)$ – 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* и настоящим *Порядком установления соответствия*, а также согласованное увеличение мощности в связи с изменением теплового потребления на турбинах типа Р, ПР, ТР, 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 среднесуточной, либо средней за дневной и ночной период температуры наружного воздуха (далее – уведомление о температурных колебаниях). При этом выбранный временной период прогноза температуры (среднесуточная, либо средняя за дневной и ночной период) устанавливается неизменным на все сутки месяца. 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, для электростанций, имеющих согласованный до начала месяца график зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха (вне зависимости от наличия ограничений мощности при расчетной среднемесячной температуре), осуществляется на основании прогноза величины среднесуточной либо средней за дневной и ночной период (в случае выбора до начала месяца соответствующего временного периода прогноза температуры и при наличии такой детализации прогноза) температуры в сутки X, подтверждаемой в пределах своей компетенции организациями, находящимися в ведении Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей природной среды, представленной участником ОРЭ СО в установленном порядке по состоянию на сутки X-2, и неотложной заявки.

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

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

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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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

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

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

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

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

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

Регистрация согласованного увеличения/снижения мощности в связи с изменением теплового потребления на турбинах типа Р, ПР, ТР, ПТР и ГТУ, режим работы которых полностью зависит от наличия теплового потребителя, осуществляется во всех месяцах, за исключением месяца, относящегося к месяцам, в которых при проведении периодической ежегодной аттестации была определена максимальная располагаемая мощность.

Регистрация снижений (увеличений) максимальной мощности основного оборудования в связи с изменением теплового потребления на турбинах типа Р, ПР, ТР, ПТР и ГТУ, режим работы которых полностью зависит от наличия теплового потребителя, учитывается, при наличии согласованных с СО обосновывающих такие изменения расчетов и документов, при определении согласованного ремонтного снижения мощности $\Delta_{1,h}$, в соответствии с *Техническими требованиями*, и своевременном уведомлении СО (не позднее 16 часов 30 минут суток X-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 или испытаний генерирующего оборудования, поданным на выходные дни (выходные, нерабочие праздничные дни, а также на межпраздничные дни – три и

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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

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

капитального или среднего ремонта, в период с момента завершения приемо-сдаточных испытаний после капитального или среднего ремонта до момента окончания срока данного ремонта, предусмотренного месячным плановым графиком ремонтов.

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

Заявка считается соответствующей плановому графику ремонтов, если:

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

При несоответствии указанным требованиям:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.3.2. Определение плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

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

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

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

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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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

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

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].

$$N_{\max(Y-4),h}^{ГТП} = \max(0; N_{\max,h}^{ГТП}(CO) - \Delta_{2_max,h}^1) \quad (19),$$

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 не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4.

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 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*.

$$N_{\max(X-2),h}^{ГТП} = \max(0; N_{\max(Y-4),h}^{ГТП} - \Delta_{2_max,h}^2) \quad (20),$$

$$\Delta_{2_max,h}^2 = \max(0; \Delta_{2_max,h}(рем) + \Delta_{2_max,h}(откл) + \Delta_{2_шт,h} - \Delta_{2_а,h}) \quad (21),$$

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».

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

где $N_{инт}^{ГТПГ}$ – 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);

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

$\Delta_{2_а,h}$ – 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) CO по системным условиям ремонта другого аналогичного по техническим характеристикам генерирующего оборудования, учтенного при определении согласованного снижения располагаемой мощности и относящегося к той же ГТП.

$$\Delta_{2_а,h} = \sum_{k,l \in ГТПГ} (a_{k,l} * 0,85 * \min(N_{k,вр}, N_{l,оп})) \quad (23);$$

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

$N_{l,op}$ – мощность 1-го оборудования, плановый ремонт которого отменен (прекращен), для проведения внепланового ремонта k-го оборудования;

$a_{k,l}$ – 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 1-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 $a_{k,l}$;
- 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 $a_{k,l}$ принимается равным нулю.

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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

- 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 хабаровского 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 хабаровского 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 хабаровского 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.

Квалификация снижений максимальной мощности, связанных с ремонтом основного или вспомогательного оборудования относимых к $\Delta_{2_max,h}^1$ и $\Delta_{2_max,h}$ (рем) не изменяется в случае, если соответствующая неплановая диспетчерская заявка

была разрешена ранее, но по инициативе СО был изменен срок вывода в ремонт соответствующего 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 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*.

$$N_{max_ (n-4),h}^{ГТП} = \max(0; N_{max(X-2),h}^{ГТП} - \Delta_{4_max,h}) \quad (24).$$

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 $X-1$,

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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 $\Delta_{2_min,h}^1$ – заявленное в уведомлении о составе и параметрах оборудования приращение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, связанное с ремонтом основного или вспомогательного оборудования, рассчитанное на основании заявленного участником ОРЭ минимума, а также, для блочных ГЕМ, в связи со снижением прогнозируемой в сутки Y-4 на планируемые сутки среднесуточной температуры наружного воздуха относительно расчетной среднемесячной с соответствующим изменением теплового потребления, определяемое в соответствии с *Техническими требованиями* и настоящим *Порядком установления соответствия*.

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 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 планового 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 планового 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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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 планового технологического минимума, согласованного СО в отношении дополнительно включенного генерирующего оборудования.

При изменении состава включенного оборудования увеличения мощности $\Delta_{2_min,h}^1$, $\Delta_{2_min,h}^2$ и $\Delta_{4_min,h}$ не регистрируются при соблюдении суммарной величины согласованных плановых технологических минимумов блочных ГЕМ, осуществляющих отпуск тепла, и согласованных плановых технологических минимумов остальных блочных ГЕМ.

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.

На период испытаний генерирующего оборудования, включенных в плановый месячный график ремонтов, увеличение технологического минимума оборудования не регистрируется в объемах, согласованных СО до начала месяца.

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 $k_{диск} = 0$.

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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 $N_{\min_факт,h}^{ГТП}$.

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

$$N_{\min_факт,h}^{ГТП} = \min(N_{факт_min,h}^{ГТП}; N_{нагр,h}^{ГТП}) \quad (30),$$

где $N_{вкл_факт,h}^{ГТП}$ – 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.);

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

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

$N_{факт_min,h}^{ГТП}$ – 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 $N_{вкл_факт,h}^{ГТП}$ определяется с учетом графика разворота/останова оборудования, представленного электростанцией, при этом оставшаяся располагаемая мощность оборудования остается в холодном резерве.

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

При включении/отключении оборудования из (в) ремонта с момента времени закрытия заявки включенная мощность оборудования $N_{вкл_факт,h}^{ГТП}$ 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 эксплуатационного состояния (состава) оборудования эксплуатационному состоянию, заданному СО. В случае выявления несоблюдения заданного эксплуатационного состояния оборудования, СО регистрирует величину $N_{уст,h}^{измГТП}$ как сумму установленных мощностей включенных и выключенных агрегатов без учета величин ранее согласованных ограничений установленной мощности и зарегистрированных снижений максимальной мощности в отношении данных 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/резерва;

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 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/резерва;

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;
- не включении требуемого количества агрегатов ГЭС (ГАЭС), необходимого для выполнения команды на изменение значения активной мощности генерации (в том числе для ГАЭС в насосном режиме) в случае отдачи такой команды диспетчером с часа,

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

соответствующего времени окончания исполнения команды, заданного диспетчером, 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..

По окончании регистрации $N_{уст,h}^{измГТП}$ СО регистрирует снижения мощности по данному оборудованию в общем порядке с учетом ранее зарегистрированных снижений максимальной мощности.

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 $\Delta_{max_вкл,h}^{измГТП}$ 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/резерва;
 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, исходя из состава фактически включенного генерирующего оборудования в час поставки, вне зависимости от того, заявлял участник ОРЭ приращение минимума либо нет.

$$\Delta_{\min_вкл,h}^{измГТП} = \max(0; N_{\min_факт,h}^{ГТП} - N_{\min(n-4),h}^{ГТП}) \quad (33)$$

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 $N_{\text{вкл_факт},h}^{\text{ГТП}}$ и $N_{\text{max_факт},h}^{\text{ГТП}}$ соответственно должны быть снижены до величины возможной (заявленной участником ОРЭ) загрузки ГТПГ до конца суток или до момента подачи оперативного уведомления, но не менее чем на 4 часа с соответствующей регистрацией $\Delta_{\text{вкл},h}^{\text{измГТП}}$, $N_{\text{уст},h}^{\text{измГТП}}$ или $\Delta_{4_\text{max},h}$ в соответствии с действующим Порядком..

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 $N_{\text{факт_min},h}^{\text{ГТП}}$ соответственно должна быть увеличена до величины возможной (заявленной участником ОРЭ) разгрузки ГТПГ до конца суток или до момента подачи оперативного уведомления, но не менее чем на 4 часа с соответствующей регистрацией $\Delta_{\text{min_вкл},h}^{\text{измГТП}}$.

В случае невыполнения команды диспетчера на загрузку (разгрузку) оборудования в пределах заявленного диапазона регулирования и отсутствия оперативного уведомления участника ОРЭ об изменении величины включенной мощности (технологического минимума) диспетчер должен повторно отдать команду на изменение режима работы объекта управления и в случае её неисполнения, выяснить причину её невыполнения (ненадлежащего выполнения).

При повторном неисполнении отданной команды до конца текущего часового интервала и отказе дежурного персонала электростанции сообщить причину ненадлежащего выполнения команды (причина не установлена) значение фактической включенной мощности - $N_{\text{вкл_факт},h}^{\text{ГТП}}$ (фактического технологического минимума - $N_{\text{факт_min},h}^{\text{ГТП}}$) соответствующей ГТПГ корректируется до величины фактической нагрузки с соответствующей регистрацией $\Delta_{\text{вкл},h}^{\text{измГТП}}$ ($\Delta_{\text{min_вкл},h}^{\text{измГТП}}$), начиная с момента времени начала выполнения команды (с текущего часа – в случае невыполнения команды «работать по плановому диспетчерскому графику») и до

конца суток или до момента подачи оперативного уведомления, но не менее чем на 4 часа.

После подачи оперативного уведомления (диспетчерской заявки) значение фактической включённой мощности - $N_{\text{вкл_факт},h}^{\text{ГТП}}$ (фактического технологического минимума - $N_{\text{факт_min},h}^{\text{ГТП}}$) корректируется до величины, заявленной участником ОРЭ.

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 соблюдения 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 (синхронизации).

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 (синхронизации).

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 $N_{\text{пуск},h}^{\text{отстГТП}}$, 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 времени фактического включения в пределах согласованного времени отступления..

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 $N_{\text{пуск},h}^{\text{нпГТП}}$ в том же порядке, как и при нарушении нормативного времени включения в сеть.

При фактическом включении в сеть генерирующего оборудования со временем, не превышающим нормативное время включения в сеть, $N_{\text{пуск},h}^{\text{нпГТП}}$ и $N_{\text{пуск},h}^{\text{отстГТП}}$ не регистрируются вне зависимости от предварительно согласованного отступления от нормативного времени включения в сеть.

В случае невозможности согласования времени вынужденного отступления от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования по режимным условиям и отдачи команды на включение иного генерирующего оборудования, СО регистрирует величину $N_{\text{пуск},h}^{\text{нпГТП}}$, равную установленной мощности оборудования, для которого СО не согласовано отступление от нормативного (или согласованного СО) времени включения в сеть, за период равный нормативному (или согласованному СО) времени включения.

В случае отдачи команды диспетчера на одновременное включение в сеть из резерва в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима более двух единиц генерирующего оборудования на одной электростанции, СО регистрирует соответствие (несоответствие) фактического времени включения в сеть генерирующего оборудования с нормативным временем включения (синхронизации) в отношении

двух единиц генерирующего оборудования данной электростанции с наименьшим фактическим временем включения в сеть. В отношении остальных единиц генерирующего оборудования данной электростанции, величины $N_{пуск,h}^{инГТП}$ и $N_{отсмГТП}^{пуск,h}$ в пределах нормативного времени включения не регистрируются, а начиная часа, следующего за временем окончания норматива, до фактического времени включения, либо до времени подачи диспетчерской заявки и последующие 4 часа регистрируется несоответствие состава оборудования ($N_{усм,h}^{измГТП}$), далее снижения мощности регистрируются в общем порядке.

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

Определение номинальных значений скорости набора $V_{вверх}^{номГЕМ}$ и скорости сброса $V_{вниз}^{номГЕМ}$ 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, $V_{вверх,h}^{ГЕМ} / V_{вниз,h}^{ГЕМ}$ и величину снижения указанной скорости по отношению к номинальной скорости набора/сброса нагрузки в отношении включенных в работу соответствующих единиц генерирующего оборудования $V_{вверх}^{номГЕМ} / V_{вниз}^{номГЕМ}$ 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.

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

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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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

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 приемосдаточных испытаний генерирующего оборудования под нагрузкой в соответствии с плановыми диспетчерскими заявками (с момента включения в сеть или окончания разрешенного срока ремонта и в течение 48 часов, а по завершении модернизации (реконструкции), а также техперевооружения в течение 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 приёмо-сдаточных испытаний (продлении ремонта, модернизации (реконструкции), техпервооружения) 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 (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности ($\Delta_{1,h}, \Delta_{2_max,h}^1, \Delta_{2_max,h}^2, \Delta_{4_max,h}, N_{уст,h}^{измГПП}$) 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, заявленного участником ОРЭ в диспетчерской заявке;
- 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.

Участник ОРЭ имеет право подать оперативное уведомление о досрочном завершении заявленного режима работы ранее предварительно согласованных сроков.

В таком случае снижение мощности регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности ($\Delta_{1,h}, \Delta_{2_max,h}^1, \Delta_{2_max,h}^2, \Delta_{4_max,h}, N_{уст,h}^{измГТП}$) до наступления одного из следующих событий:

- времени набора заявленной максимальной нагрузки;
- окончания согласованного срока заявленного режима работы, заявленного участником ОРЭ в диспетчерской заявке;
- до 24:00 часов текущих суток.

При этом, в случае набора фактической нагрузки менее заявленной максимальной нагрузки снижение мощности регистрируется в общем порядке в объеме, не превышающем разность между заявленной максимальной нагрузкой и фактически достигнутой нагрузкой с соответствующего часа до наступления одного из вышеперечисленных событий

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 до момента подачи соответствующей аварийной (неотложной) заявки и далее в общем порядке в соответствии с п. 5.5. настоящего Порядка.

При выводе оборудования из ремонта или окончания заявленного режима работы ранее предварительно согласованных сроков участник ОРЭ обязан подать соответствующее оперативное уведомление об увеличении максимальной мощности $N_{\max(n-4)}^{ГТП}$ с часа 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 $\Delta_{вкл_max,h}^{измГТП}$.

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 $N_{\text{вкл}}^{\text{ТП}}$. Длительность указанных испытаний может составлять не более 12 часов для оборудования, находящегося в плановом или неплановом ремонтах, и не более 6 часов для оборудования, находящегося в неотложном или аварийном ремонтах. Срок проведения указанных испытаний ограничивается разрешенным сроком планового (непланового, неотложного, аварийного) 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*.

В отношении оборудования, находящегося в капитальном (среднем) ремонте, при наличии предписания соответствующего органа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор), а также в отношении оборудования, находящегося в реконструкции и модернизации, участник ОРЭ имеет право на проведение испытаний с включением в сеть длительностью более 12 часов.

Программа проведения указанных испытаний, содержащая в т.ч. данные о длительности проведения испытаний, о графиках нагрузки и о 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 для прекращения испытаний.

Участник ОРЭ в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках* [10], подает в СО соответствующую диспетчерскую заявку на весь период испытаний.

Участник ОРЭ на весь период испытаний заявляет в уведомлении о составе и параметрах оборудования работу испытываемого оборудования заданным графиком с нагрузкой в соответствии с программой проведения испытаний.

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 ($N_{уст,h}^{измГТП}$) и/или параметров оборудования (снижение максимальной предоставляемой мощности, вызванное указанными причинами – $\Delta_{вкл_max,h}^{измГТП}$) состоянию, заданному СО, в соответствии с п.5.5 настоящего *Порядка установления соответствия*.

СО регистрирует несоблюдение состава и/или параметров оборудования на весь период зарегистрированного несоответствия:

- начиная с наиболее позднего из следующих событий:

- с часа начала несоответствия эксплуатационного состояния, указанной в акте проверки соответствия эксплуатационного состояния генерирующего оборудования,
- а при невозможности определить час начала несоответствия эксплуатационного состояния:
 - с начала отчетного месяца;
 - с часа отключения оборудования от сети в резерв.
- до наиболее раннего из следующих событий:
 - с часа фактического включения оборудования в сеть;
 - подачи в установленном порядке диспетчерской заявки на вывод указанного оборудования ремонт;
 - с часа устранения несоответствия эксплуатационного состояния, указанной в акте проверки соответствия эксплуатационного состояния генерирующего оборудования.

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].

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,

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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 «Правила 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.

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

Приложение 1

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по проведению мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций

1. Общие положения

Настоящие методические указания по проведению мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций (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 или консервацию, осуществляется филиалами СО на территории соответствующих операционных зон.

Мониторингу фактического эксплуатационного состояния подлежат генерирующее оборудование ТЭС, находящееся в резерве или консервации, при наличии разрешенной диспетчерской заявки, 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

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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. длительное (более 6 месяцев) нахождение оборудования в консервации;
7. 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, 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 ГТПГ, 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 или консервации, а так же выявления фактов фактического отсутствия генерирующего оборудования, 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.

Форма акта приведена в Приложении 1 к настоящим *Методическим указаниям*. При составлении акта результатов мониторинга необходимо руководствоваться Перечнем работ, при выявлении факта проведения которых, безусловно, требуется оформление акта о выполнении работ, препятствующих включению генерирующего оборудования из резерва в работу (Приложение 2 к настоящим *Методическим указаниям*).

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 или консервации по факту проведения работ, не включенных в Перечень работ, при выявлении факта проведения которых безусловно требуется оформление акта о выполнении работ, препятствующих включению генерирующего оборудования из резерва в работу (Приложение 3 к настоящим *Методическим указаниям*), 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.

Приложение 1

к Методическим указаниям
по проведению мониторинга
фактического эксплуатационного
состояния оборудования
тепловых электростанций

АКТ

проверки соответствия эксплуатационного состояния генерирующего
оборудования филиала _____
(наименование генерирующей компании. ТЭС)

г. _____ « ____ » _____ 200__ г.

Мною, _____ **Филиал СО** _____
(должность) (наименование филиала СО)

(Фамилия И.О.)

на основании «Порядка установления соответствия генерирующего
оборудования участников оптового рынка техническим требованиям» проведена
проверка соответствия эксплуатационного состояния генерирующего
оборудования филиала _____

(наименование генерирующей компании. ТЭС)

признакам резерв, консервация или условиям разрешенной диспетчерской
заявки.

В ходе проверки установлено:

1. На ____ час. ____ мин. « ____ » _____ 200__ г.:

В резерве (консервации) по оперативной диспетчерской команде/оформлено
диспетчерской заявкой (с указанием даты и времени получения команды, №,
даты и времени открытия заявки) следующее оборудование ТЭС:

- энергоблоки/котлы/турбины/генераторы

Ст.№ _____

(перечисляется оборудование фактически выведенное в резерв, даты, время, №№ команд/заявок)

2. В ремонте основное, вспомогательное, общестанционное оборудование,
влияющее на ввод в эксплуатацию, включение генерирующего оборудования с
учётом ГТПГ в сеть/под нагрузку из холодного резерва, не оформленное
диспетчерской заявкой _____

(указывается оборудование фактически выведенное в ремонт, даты, время, №№ нарядов/распоряжений
и т.п.)

3. Проверены журналы:

- журнал заявок на вывод из работы оборудования, находящегося в
управлении и ведении диспетчера;

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

- журнал местных заявок;
- журнал дефектов КТЦ, электроцеха, цеха ТАИ;
- журнал учета работ по нарядам и распоряжениям КТЦ, электроцеха, цеха ТАИ.

Результат проверок:

Выявлены следующие факты несоответствия заявленного состояния генерирующего оборудования (резерв, консервация) или фактическое отсутствие оборудования:

(при отсутствии замечаний указывается «замечаний нет»).

Заключение:

По выполнению «Технических требований к генерирующему оборудованию участников оптового рынка» (*признаки нахождения генерирующего оборудования в резерве выполняются*), (*признаки нахождения генерирующего оборудования в консервации выполняются*) (*заявленное состояния генерирующего оборудования в резерве и пуск его с включением в сеть и набором номинальной мощности по диспетчерской команде с установленной нормативной продолжительностью не обеспечивается*), (*заявленное состояния генерирующего оборудования в консервации не обеспечивается*), (*оборудование фактически отсутствует*), (*в допуске на объект для проверки отказано*).

Представитель филиала ОАО «СО ЕЭС» _____

(должность)

(подпись)

(Фамилия И.О.)

С актом ознакомлен,

Руководитель предприятия (*директор, технический директор, главный инженер*)

(подпись)

(Фамилия И.О.)

Особое мнение:

Руководитель предприятия (*директор, технический директор, главный инженер*)

(подпись)

(Фамилия И.О.)

Приложение 2
к Методическим указаниям
по проведению мониторинга
фактического эксплуатационного
состояния оборудования
тепловых электростанций

Перечень работ, при выявлении факта проведения которых, безусловно,
требуется оформление акта о выполнении работ, препятствующих включению
генерирующего оборудования из резерва в работу

Наименование оборудования	Перечень работ (факторов)
Котлоагрегат	Сооружение лесов в топке и газоходах
	Вырезание карты на коробах газовоздушного тракта котла площадью 20% и более от сечения короба.
	Ремонт тяго-дутьевых механизмов котла, связанный с разборкой, демонтажем или заменой оборудования
	Нарушение герметичности неотключаемой во время работы части растопочного газопровода (мазутопровода) котла.
	Ремонт, препятствующий немедленной подаче воды на котёл от питательного насоса.
	Ремонт регенеративных воздухоподогревателей при отсутствии резервных.
	Ремонт водоподготовительной установки при отсутствии запаса воды в баках чистого конденсата, установленного для проведения пусковых операций.
	Ремонт пускового питательного электронасоса при блочной схеме при отсутствии резервных ПН
	Вскрытие люков барабана и производство работ, связанных с ремонтом сепарационных устройств.
	Ремонт, связанный с вырезкой или разборкой основной арматуры или предохранительных устройств котла на пароводяном тракте.
	Производство сварочных работ на поверхностях нагрева, паропроводах, питательных узлах, требующих последующей термообработки, гидравлических испытаний.
Ремонт газо-мазутопроводов котла с заменой отдельных участков, заменой (вскрытием) арматуры.	

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

Турбоагрегат, Турбогенератор	Ремонт проточной части турбины.
	Вскрытие цилиндров турбоагрегата.
	Ремонт опорно-упорных подшипников турбогенераторов со вскрытием крышек.
	Ремонт уплотняющих подшипников генератора с их вскрытием.
	Ремонт маслосистемы турбогенератора, связанный с разборкой маслопроводов, вскрытием или заменой арматуры, проведением газосварочных работ, ревизией ГМН турбины, сливом масла из маслосистемы.
	Разборка или замена паровых задвижек по тракту острого пара, автоматических стопорных клапанов, в том числе связанных со снятием или разборкой электропривода
	Ремонт датчиков и приборов теплового и механического состояния турбоустановки, связанный с их демонтажем, разборкой.
	Работы по проточке и шлифованию контактных колец ротора турбогенератора.
	Работы по ремонту газоохладителей турбогенератора или их замене.
	Вскрытие торцевых щитов турбогенераторов.
	Производство работ на неотключаемых для ремонта участках пароводяного тракта, системы циркуляционного (технического) водоснабжения, связанных с заменой (вскрытием) арматуры, заменой трубопроводов.
	Ремонтные работы на элементах маслосистемы, недопустимые при работе турбоагрегата и генератора.
	Работы, связанные с разгерметизацией водородной системы охлаждения генератора.
Электротехническое оборудование (блочный трансформатор, трансформатор СН, высоковольтный выключатель	Ремонтные работы в схеме собственных нужд, недопустимые при работе турбоагрегата и генератора.
	Работы со вскрытием блочного трансформатора или реактора для проверки состояния и ремонта узлов активной части.
	Ремонтные работы на блочном или генераторном выключателе, связанные со вскрытием, разборкой или заменой оборудования.

Приложение 2

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

Порядок проведения тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации

1. Общие положения

1.1. Настоящий Порядок разработан в соответствии с *Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода* и *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (приложение № 19.2 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и определяет процедуру проведения тестирования (испытаний) для целей аттестации на оптовом рынке следующего генерирующего оборудования, размещенного на вновь построенных или действующих электростанциях субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) (далее по тексту – «генерирующее оборудование» или «аттестуемое оборудование»):

1.1.1. вновь вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования (далее - новое генерирующее оборудование);

1.1.2. мощность которого, а также аттестованные технические параметры, включая тип оборудования, изменяются вследствие перемаркировки по результатам его модернизации (реконструкции) (далее – модернизированное генерирующее оборудование).

1.1.3. ранее прошедшего процедуру аттестации, аттестованные технические параметры которого изменились без проведения его модернизации (реконструкции).

1.1.4. размещенного на электростанциях, функционирующих на розничных рынках электрической энергии, с использованием которого планируется осуществление деятельности по производству и купле-продаже электрической энергии (мощности) на ОРЭМ;

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

1.1.5 размещенного на электростанции, в отношении которой участником ОРЭМ полностью, либо частично не выполняются обязательства по поддержанию генерирующего оборудования, ранее прошедшего процедуру аттестации, в состоянии готовности к выработке электроэнергии;

1.1.6 не отобранного в конкурентном отборе мощности по причине несоответствия минимальным техническим требованиям и подлежащего к отнесению в установленном порядке к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме.

1.2. Настоящий Порядок определяет:

- требования к проведению испытаний аттестуемого оборудования;
- порядок взаимодействия Системного оператора (далее – СО) и участников ОРЭМ при проведении испытаний и аттестации генерирующего оборудования;
- требования к перечню документов, предоставляемых участником ОРЭМ в СО для целей аттестации;
- порядок проверки соответствия и подтверждения СО представленных участником ОРЭМ результатов испытаний.

1.3. Испытания генерирующего оборудования участника ОРЭМ проводится с целью прямого или косвенного (по результатам дорасчета) определения:

- установленной (номинальной) мощности генерирующего оборудования;
- фактической располагаемой мощности генерирующего оборудования (при заданных условиях проведения испытаний);
- фактических технических параметров генерирующего оборудования:
 - нижнего предела регулировочного диапазона;
 - скорости изменения (набора/снижения) нагрузки внутри регулировочного диапазона;

2. Условия проведения испытаний генерирующего оборудования.

2.1. Условия проведения испытаний нового и модернизированного генерирующего оборудования

2.1.1. При вводе в эксплуатацию, а также после окончания реконструкции или модернизации генерирующего оборудования участник ОРЭМ обязан провести испытания генерирующего оборудования для целей тестирования, совмещенные с комплексным опробованием, предусмотренным Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных Приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 года № 229 (далее - тестирование).

2.1.2. Процедура тестирования генерирующего оборудования должна удовлетворять следующим требованиям:

2.1.2.1. При тестировании должна быть проверена совместная работа основных агрегатов под нагрузкой.

2.1.2.2. Началом тестирования энергоустановки считается момент включения ее в сеть.

2.1.2.3. Тестирование оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, а также на топливе, не являющимся основным топливом, предусмотренным проектом, не допускается.

2.1.2.4. Тестирование оборудования электростанций считается выполненным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение всего времени испытаний на основном топливе и с проектными параметрами пара для тепловых электростанций и атомных станций, газа – для газотурбинных установок (ГТУ), напором и расходом воды для гидроэлектростанции.

2.1.2.5. В случае если генерирующее оборудование вводится в эксплуатацию в составе пускового комплекса, пусковой комплекс должен включать в себя совокупность сооружений и объектов, отнесенных к отдельным энергоустановкам, либо к энергообъекту в целом, обеспечивающую нормальную эксплуатацию испытываемого оборудования при номинальных параметрах.

2.1.2.6. Для ГТУ дополнительным обязательным условием тестирования является успешное проведение 10-ти, а для гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС – 3-х пусков.

2.1.2.7. При тестировании должны быть включены предусмотренные проектом контрольно-измерительные приборы, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования, не требующие режимной наладки.

2.1.2.8. Тестирование генерирующего оборудования должно проводиться в соответствии с согласованной с СО программой испытаний или комплексного опробования (далее – программа испытаний).

2.1.3. Программа испытаний должна, в том числе, содержать условия проведения испытаний, необходимые для определения установленной (номинальной), фактической располагаемой мощности и иных технических параметров генерирующего оборудования для целей аттестации с учетом определенных в п.2.1.2, 2.1.4, 2.1.5 настоящего Порядка требований и включать в себя, в том числе:

- период времени, в рамках которого должны быть проведены испытания;
- объект контроля - единица генерирующего оборудования, группа единиц генерирующего оборудования или электростанция в целом;
- требования к графику нагрузки электростанции и испытываемого оборудования;
- указание на параметр(ы), подлежащий(е) регистрации по итогам испытаний.

2.1.4. При проведении тестирования нового и модернизированного генерирующего оборудования действующей электростанции, в состав которой входит иное генерирующее оборудование в период тестирования, соответствующий несению номинальной нагрузки нового и модернизированного генерирующего оборудования, в работу должен быть включен полный состав генерирующего оборудования электростанции для подтверждения возможности несения полной нагрузки электростанции не менее 6 часов подряд.

2.1.5. Требования п. 2.1.4 не распространяются на новое или модернизированное энергоблочное генерирующее оборудование, вводимое:

– на ТЭС (АЭС), не имеющих в период проведения испытаний зарегистрированных в установленном порядке ограничений установленной мощности.

– на ТЭС, имеющих неблочную часть с теплофикационными турбоагрегатами и блочную часть с турбинами типа «К» - при условии отсутствия в период проведения испытаний зарегистрированных в установленном порядке ограничений установленной мощности на блочной части.

Состав оборудования таких электростанций, включаемого в дополнение к тестируемому, должен быть определен программой испытаний.

2.1.6. В целях прямого или косвенного (посредством дорасчета) определения установленной (номинальной) мощности, фактической располагаемой мощности и предусмотренных обязательными требованиями или условиями договоров обязательной поставки фактических технических параметров генерирующего оборудования продолжительность и содержание программы испытаний тестируемого оборудования должны предусматривать выполнение следующих требований:

2.1.6.1. Тестируемое оборудование должно быть загружено до верхнего предела регулировочного диапазона, а при невозможности его достижения, до максимально возможной мощности, на период общей продолжительностью не менее 72-х (семидесяти двух) часов подряд при вводе оборудования в эксплуатацию, либо по окончании его модернизации (реконструкции), за исключением ГЭС и ГТУ, для которых проектом предусматривается работа в пиковых режимах.

При тестировании ГТУ, для которых проектом предусматривается работа в пиковых режимах, должно быть обеспечено непрерывное несение нагрузки в течение не менее 72 часов, в том числе не менее 8 часов подряд с номинальной нагрузкой.

При тестировании ГЭС, для которых проектом предусматривается работа в пиковых режимах, должно быть обеспечено непрерывное несение нагрузки в течение не менее 72 часов, в том числе не менее 18 часов с номинальной нагрузкой (три интервалами по 6 часов подряд).

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

2.1.6.2. Тестируемое новое и модернизированное оборудование должно быть разгружено до технологического минимума на период общей продолжительностью не менее 8-ми (восьми) часов подряд. Для паровых турбин и ПГУ испытания для определения указанного параметра должны проводиться в конденсационном режиме.

2.1.6.3. Тестируемое новое и модернизированное оборудование должно быть разгружено/загружено на полную величину регулировочного диапазона мощности не менее 4-х раз за период проведения испытаний с максимальной скоростью, предусмотренной паспортными характеристиками, с указанием в программе испытаний точного времени начала и окончания процедуры тестирования (одной или нескольких) указанного параметра для целей последующего его подтверждения данными системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО (СОТИАССО).

2.1.6.4. Программа испытаний должна предусматривать измерения дополнительных фактических параметров (величины отборов пара, температуры наружного воздуха и т.д.), необходимых для определения установленной (номинальной) мощности путем проведения последующих дорасчетов, осуществляемых участником ОРЭМ самостоятельно, либо с привлечением независимых экспертных организаций.

2.1.7. Для определения величины установленной (номинальной) мощности результаты замеров фактической располагаемой мощности должны быть приведены к нормальным (номинальным) условиям, определенным действующими ГОСТ (в отношении ТЭС – ГОСТ 24278-89, ГОСТ Р 52200-2004 (при температуре наружного воздуха $+15^{\circ}\text{C}$), ГОСТ 27240-87), с использованием дорасчета или применением кривых поправок к мощности.

2.1.8. В случае проведения испытаний турбоагрегатов с противодавлением (типа «Р»), а также ГТУ, максимальная фактическая мощность которых зависит от наличия теплового потребителя (ГТУ–ТЭЦ) и фактической температуры наружного воздуха, в период отсутствия достаточного теплового потребления либо превышения фактической температуры наружного воздуха над определенной в ГОСТ нормальной величиной $+15^{\circ}\text{C}$ (для ГТУ), установленная (номинальная) мощность должна быть определена расчетным путем с использованием

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

энергетических характеристик и приведением маркировочной мощности к нормальным (номинальным) условиям, определенным действующими ГОСТ.

При этом для подтверждения величины установленной (номинальной) мощности в указанных случаях должны быть выполнены следующие условия:

- участником ОРЭМ представлены СО энергетические характеристики, паспортные данные, инструкции по эксплуатации, а для ГТУ - также график зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха;
- фактически измеренная мощность при соответствующем сочетании внешних условий должна соответствовать мощности, определяемой при тех же самых условиях по энергетическим характеристикам.

Положительная разница между дорасчитанным значением установленной (номинальной) мощности и фактическим зарегистрированным по результатам тестирования значением мощности регистрируется как ограничение мощности тестируемого генерирующего оборудования.

2.1.9. В случае невозможности выполнения требований настоящего Порядка по проведению тестирования полным составом оборудования электростанции вследствие невыполнения технологического присоединения к источнику газоснабжения или недостаточной пропускной способности электрической сети, по требованию участника ОРЭМ может быть проведено тестирование отдельной единицы нового или модернизированного генерирующего оборудования для целей определения установленной (номинальной) мощности. При проведении такого вида тестирования установленная (номинальная) мощность нового и модернизированного генерирующего оборудования определяется в соответствии с требованиями настоящего раздела, фактическая располагаемая мощность тестируемой единицы генерирующего оборудования устанавливается равной нулю и аттестация такого оборудования не проводится.

2.2. Условия проведения испытаний действующего генерирующего оборудования.

2.2.1. Тестирование как отдельных единиц генерирующего оборудования, так и генерирующего оборудования электростанций в целом по основаниям, указанным в пп.1.1.3 – 1.1.6 настоящего Порядка, должно проводиться в

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

соответствии с согласованной с СО программой испытаний, содержащей условия проведения испытаний, необходимые для определения установленной (номинальной), фактической располагаемой мощности и иных технических параметров генерирующего оборудования для целей аттестации и включать в себя, в том числе:

- период времени, в рамках которого должны быть проведены испытания;
- объект контроля - единица генерирующего оборудования, группа единиц генерирующего оборудования или электростанция в целом;
- требования к графику нагрузки электростанции и испытываемого оборудования;
- указание на параметр(ы), подлежащий(е) регистрации по итогам испытаний.

2.2.2. При проведении тестирования действующего генерирующего оборудования электростанции должно быть обеспечено несение максимальной нагрузки соответствующей единицы оборудования в течение не менее 8 часов, а для электростанций, в состав которых помимо указанной единицы входит иное генерирующее оборудование, либо в случае тестирования группы единиц генерирующего оборудования, в указанный период тестирования в работу дополнительно должен быть включен полный состав генерирующего оборудования электростанции и обеспечено несение полной нагрузки электростанции в течение не менее 6 часов подряд (за исключением электростанций, указанных в п.2.1.5 настоящего Порядка).

2.2.3. Должна быть обеспечена разгрузка тестируемой единицы оборудования (поочередная разгрузка каждой единицы оборудования – в случае тестирования группы единиц оборудования) до технологического минимума на период общей продолжительностью не менее 4-х (четырёх) часов подряд для каждой единицы оборудования. Для паровых турбин и ПГУ испытания для определения указанного параметра должны проводиться в конденсационном режиме.

2.2.4. Для оборудования, тестируемого по основаниям, приведенным в п.п. 1.1.3-1.1.5 настоящего Порядка, должна быть обеспечена разгрузка/загрузка (поочередная разгрузка/загрузка каждой единицы оборудования – в случае тестирования группы единиц оборудования) на полную величину регулировочного диапазона мощности не менее 2 (двух) раз за период проведения испытаний с максимальной скоростью, предусмотренной паспортными характеристиками, с указанием в программе испытаний с точного времени начала и окончания процедуры тестирования (одной или нескольких) указанного параметра.

2.2.5. Определение величины установленной (номинальной) мощности на основании результатов замеров фактической располагаемой мощности тестируемой единицы генерирующего оборудования должно осуществляться с учетом требований п.п. 2.1.7 и 2.1.8 настоящего Порядка.

2.3. Участник ОРЭ не ранее чем за месяц и не менее чем за 15 рабочих дней до проведения испытаний представляет в соответствующий диспетчерский центр СО (далее – ДЦ СО) на согласование программу проведения испытаний. Данная программа рассматривается и согласовывается ДЦ СО в соответствии с Перечнем распределения объектов диспетчеризации ДЦ СО по стандартной процедуре рассмотрения программ испытаний генерирующего оборудования электростанций.

2.4. Заявленный участником ОРЭМ срок проведения испытаний может быть изменен по инициативе СО при прогнозе возникновения неблагоприятной режимной ситуации в ЕЭС России или ее частях, по причинам, не связанным с состоянием оборудования электростанции и (или) ее топливообеспечением, препятствующих проведению испытаний.

2.5. В случае отсутствия возможности включения генерирующего оборудования, в т.ч. поочередного, на параллельную работу с ЕЭС России, вне зависимости от причин отсутствия такой возможности, процедура тестирования генерирующего оборудования не осуществляется, фактические параметры такого генерирующего оборудования не устанавливаются, и величины предельного объема поставки мощности и установленной (номинальной) мощности определяются равными нулю.

2.6. Требования настоящего Порядка к оформлению и процедуре согласования с СО программ испытаний вновь вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования распространяются на программы проведения испытаний и комплексного опробования генерирующего оборудования, представляемые в НП «Совет рынка» для целей получения статуса субъекта ОРЭ, согласования условной ГТП и отнесения их к узлам расчетной модели и иных процедур, предусмотренных *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка генерирующего оборудования.*

3. Процедура подготовки и проведения испытаний генерирующего оборудования.

3.1. Участник ОРЭМ при наличии согласованной СО программы испытаний обязан подать в соответствующий ДЦ СО заявку на их проведение в порядке и сроки, установленные *Положением о порядке оформления, подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.*

При необходимости проведения тестирования полным составом оборудования обязательным условием проведения тестирования является направление в СО не позднее 5 рабочих дней до начала месяца, предшествующего месяцу предполагаемого тестирования, заявления на проведение испытаний для целей обеспечения возможности учета указанных испытаний при формировании месячного графика ремонтов.

3.2. Для целей учета в процедурах выбора состава включенного генерирующего оборудования (далее – ВСВГО) участник ОРЭМ в отношении действующей электростанции в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) не позднее 16 часов 30 минут суток Y-4 подает в СО уведомление о составе и параметрах оборудования, включаемого в соответствии с программой испытаний.

В течение периода, на который программой испытаний аттестуемого оборудования предусмотрена обязательная работа другого действующего

оборудования электростанции, участвующего в отборе ВСВГО, в отношении каждой такой единицы оборудования данной электростанции должен указываться признак вынужденного состояния.

Для целей суточного планирования участник ОРЭМ в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток X-1) подает в СО уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования, включаемого в соответствии с программой испытаний.

3.3. При проведении испытаний аттестуемого оборудования на действующей электростанции СО в течение операционных суток учитывает при формировании ПБР состав и параметры действующего оборудования в соответствии с утвержденной программой испытаний с учетом его фактического состояния.

В сутки X участник ОРЭМ обеспечивает несение задаваемого в соответствии с программой испытаний графика нагрузки.

При подтверждении готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии в период проведения Испытаний значения снижения и(или) увеличения мощности испытываемого генерирующего оборудования принимаются равными нулю.

3.4. Испытания проводятся в присутствии комиссии. Результаты испытаний могут быть учтены как результаты тестирования при условии включения в состав комиссии представителя СО.

Непосредственно на электростанции комиссия осуществляет контроль за ходом выполнения программы испытаний, достоверностью фиксируемых параметров работы оборудования, а также за регистрацией, в случае необходимости, параметров, которые впоследствии должны использоваться как исходные данные для проведения последующих дорасчетов, осуществляемых участником ОРЭМ генерирующего оборудования самостоятельно либо с привлечением независимых экспертных организаций.

3.5. Контроль фактической располагаемой мощности и фактических параметров генерирующего оборудования в ходе испытаний должен

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

производиться по данным СОТИАССО, соответствующей требованиям, установленным *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

В случае несоответствия (не полного соответствия) СОТИАССО установленным требованиям, для подтверждения данных фактической располагаемой мощности и фактических параметров оборудования по данным СОТИАССО необходимо наличие:

- представленной Коммерческим оператором (далее – КО) в СО информации о часовых величинах выработки электроэнергии объектом генерации за период проведения испытаний, переданной участником ОРЭМ в базу КО от АИИС КУ,
- согласованных участником с СО требований к СОТИАССО данного объекта генерации, соответствующей требованиям, установленным *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России*.

Данные АИИС КУ о часовых величинах выработки электроэнергии объектом генерации за период проведения испытаний предоставляются КО в СО по запросу, инициированному в адрес КО участником ОРЭМ.

3.6. В случае, если по результатам испытаний не достигнуты прогнозировавшиеся в соответствии с программой испытаний значения располагаемой мощности и/или параметров генерирующего оборудования участник ОРЭМ имеет право однократно потребовать их повторного проведения путем подачи в соответствующий ДЦ СО заявки с указанием предполагаемой даты повторных испытаний. При этом, если содержание программы повторных испытаний соответствует программе первичных испытаний, дополнительное согласование программы испытаний с ДЦ СО не требуется при условии указания в диспетчерской заявке на повторные испытания ссылки на согласованную ранее

программу, а также времени начала и окончания процедуры тестирования скорости сброса/набора нагрузки в соответствии с п. 2.1.6.3 настоящего Порядка.

При получении указанной заявки ДЦ СО в согласованные сроки обеспечивает условия для проведения повторных испытаний.

3.7. По результатам проведения повторных испытаний для целей определения установленной (номинальной) мощности в качестве результата тестирования принимается максимальное значение установленной мощности, а для определения фактической располагаемой мощности и/или фактических значений параметров генерирующего оборудования в качестве результата испытаний принимается последний из полученных в двух сериях испытаний результат.

3.8. В случае если по результатам повторных испытаний вновь не были достигнуты прогнозирувавшиеся значения располагаемой мощности и/или параметров генерирующего оборудования, проведение последующих испытаний возможно только после представления участником ОРЭМ документов, подтверждающих проведение технических мероприятий, направленных на устранение выявленных нарушений в работе оборудования.

4. Определение результатов тестирования (испытаний) генерирующего оборудования.

4.1. По результатам испытаний генерирующего оборудования, проведенных в порядке и на условиях, установленных настоящим Порядком, определяются:

4.1.1. При проведении тестирования нового оборудования, а также оборудования, прошедшего реконструкцию или модернизацию, фактическая располагаемая мощность тестируемого оборудования при данных условиях, определяемая как среднее значение мощности за период не менее 72 (семидесяти двух) часов, в течение которых в соответствии с программой испытаний была запланирована загрузка до максимальной мощности.

При проведении тестирования ранее аттестованного оборудования по основаниям, указанным в п.п. 1.1.3-1.1.6 настоящего Порядка, фактическая располагаемая мощность тестируемого оборудования определяется как среднее значение мощности за период времени, в который в соответствии с программой испытаний была запланирована загрузка до максимальной мощности.

4.1.2. Минимальная мощность (величина нижнего предела регулировочного диапазона) тестируемого оборудования, при данных условиях определяемая как среднее значение мощности за период времени, в течение которого в соответствии с программой была запланирована разгрузка до минимальной мощности.

Величина технического минимума для энергоблочного оборудования устанавливается в соответствии с данными, установленными заводом-изготовителем.

4.1.3. Скорость изменения нагрузки (набора/сброса) внутри регулировочного диапазона тестируемого оборудования, определяемая как среднее значение скорости набора/сброса за период тестирования указанного параметра.

4.2. В случае если при проведении тестирования генерирующего оборудования в соответствии с требованиями настоящего Порядка подлежало включению иное генерирующее оборудование, фактическая располагаемая мощность тестируемого генерирующего оборудования определяется равной разности между фактической располагаемой мощностью электростанции, зарегистрированной при проведении тестирования, и ранее зарегистрированной располагаемой мощности иного генерирующего оборудования.

4.3. По результатам проведенных испытаний участник ОРЭМ обеспечивает оформление в соответствии с требованиями законодательства РФ и настоящего Порядка и представляет СО следующие документы:

– документы (акты, отчеты, протоколы, программы испытаний и т.п.), содержащие информацию о продолжительности и результатах испытаний генерирующего оборудования, в том числе акты комплексного опробования (в случае проведения аттестации нового генерирующего оборудования, либо после окончания реконструкции или модернизации), акты результатов испытаний, оформленные по форме приложения 1 к настоящему Порядку, а также копии диспетчерских заявок на испытания (комплексное опробование);

– отчет (отчеты) о приведении результатов испытаний к нормальным (номинальным) условиям, а также о результатах дорасчета установленной (номинальной) мощности с указанием каждого этапа (в случаях, если такой дорасчет выполнялся при проведении тестирования);

– заверенные копии разрешительных и иных документов, подтверждающих наличие у организации, осуществлявшей испытания, разрешений и прав, необходимых в соответствии с действующим законодательством РФ для проведения соответствующих испытаний.

5. Порядок проведения тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации по данным контроля готовности генерирующего оборудования

5.1. СО обязан инициировать процедуру тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации при выявлении в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) фактов полного, либо частичного не выполнения участником ОРЭМ обязательств по поддержанию генерирующего оборудования, ранее прошедшего процедуру аттестации, в состоянии готовности к выработке электроэнергии.

5.2. Основаниями для проведения тестирования генерирующего оборудования могут являться следующие события:

5.2.1. в процессе определения готовности генерирующего оборудования участника ОРЭМ к выработке электрической энергии непрерывно в течение 180 (ста восьмидесяти) дней было зарегистрировано несоответствие значений максимальной и/или минимальной мощности, а также фактических параметров генерирующего оборудования техническим требованиям;

5.2.2. если по результатам осуществляемого СО мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования установлены факты проведения ремонтных работ и (или) полного или частичного отсутствия основного и (или) вспомогательного оборудования, которые могут препятствовать включению генерирующего оборудования, находящегося в резерве или консервации более 6 (шести) месяцев;

5.2.3. при необходимости повторного проведения испытаний генерирующего оборудования в случаях, когда аттестация указанного оборудования была осуществлена в период наличия сезонных факторов, снижающих значение располагаемой мощности генерирующего оборудования;

5.2.4. в иных случаях, когда у СО имеется информация о наличии не заявленных в СО в установленном порядке ограничений установленной мощности оборудования, находящегося в резерве или консервации.

Порядок мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования определяется приложением №1 к *Порядку установления соответствия генерирующего оборудования участников ОРЭ техническим требованиям.*

5.3. При выявлении указанных в п. 5.2 настоящего Порядка обстоятельств соответствующий диспетчерский центр СО (далее ДЦ СО), в ведении которого находится генерирующее оборудование, уведомляет об этом исполнительный аппарат СО. Исполнительный аппарат СО направляет участнику ОРЭМ и на электростанцию требование о необходимости подтверждения мощности генерирующего оборудования путем проведения его тестирования.

Участник ОРЭМ должен выполнить предусмотренные разделами 2 и 3 настоящего Порядка процедуры в следующие сроки:

– в течение 3 (трех) месяцев с момента направления участнику ОРЭМ указанного требования в случае выявления обстоятельств, указанных в п.5.2.1 настоящего Порядка,

– в течение 1 (одного) месяца с момента направления участнику ОРЭМ указанного требования в случае, если при выявлении обстоятельств, указанных в п.5.2.2 настоящего Порядка, соответствующее генерирующее оборудование находилось в резерве,

– в течение 2 (двух) месяцев с момента направления участнику ОРЭМ указанного требования в случае, если при выявлении обстоятельств, указанных в п.5.2.2 настоящего Порядка, соответствующее генерирующее оборудование находилось в консервации.

При направлении указанного требования СО может быть установлен более длительный срок для проведения тестирования генерирующего оборудования в случае, если проведение испытаний в установленный настоящим пунктом срок невозможно по технологическим причинам (в том числе в связи с отсутствием тепловых нагрузок для генерирующего оборудования, используемого для

производства тепловой и электрической энергии, наличием системных ограничений), не обусловленным неготовностью к работе генерирующего оборудования электростанции.

5.4. Результаты проведения Испытаний оформляются Актом результатов испытаний генерирующего оборудования в целях подтверждения фактической располагаемой мощности и/или параметров генерирующего оборудования по форме приложения № 2 (далее – Акт).

5.4.1. Акт должен быть составлен в 2 (двух) экземплярах в течение 12 (двенадцати) рабочих дней после проведения Испытаний.

5.4.2. В акте указываются:

- дата и место проведения Испытаний;
- наименование проверяемого участника оптового рынка с указанием генерирующего оборудования, подлежащего Испытаниям;
- указание на программу Испытаний и диспетчерские заявки, на основании которых проводились Испытания;
- результаты замеров фактической располагаемой мощности и/или параметров оборудования, по показаниям приборов СОТИАССО, коммерческого и технического учета;
- определенные по результатам Испытаний значения фактической располагаемой мощности и/или параметров генерирующего оборудования;
- подписи членов комиссии;

При отказе члена комиссии от подписания Акта к указанному документу прилагается особое мнение с аргументированным обоснованием отказа.

5.4.3. Один экземпляр Акта вручается представителю генерирующей компании, либо направляется посредством почтовой связи с уведомлением о вручении, которое приобщается к экземпляру Акта СО.

5.5. В случае если при проведении тестирования данные, содержащиеся в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, не были подтверждены, СО обязан внести изменения в Реестр фактических параметров генерирующего оборудования и формируемый на его основе Реестр предельных объемов поставки мощности генерирующего оборудования путем корректировки

ранее зарегистрированных в указанных реестрах значений соответствующих параметров на значения, зарегистрированные СО по результатам тестирования, начиная с текущего месяца.

6. Внесение изменений в Реестр фактических параметров и Реестр аттестованных объемов генерирующего оборудования.

СО в течение 10 (десяти) рабочих дней после завершения процедуры тестирования генерирующего оборудования и получения указанных в п. 4.3 и разделе 4 *Регламента аттестации генерирующего оборудования* документов, осуществляет проверку соответствия представленных участником ОРЭМ данным данным, имеющимся у СО, в том числе полученными посредством СОТИАССО, и принимает решение о внесении результатов тестирования в Реестр фактических параметров генерирующего оборудования либо об отказе во внесении представленных участником ОРЭМ данных с уведомлением его о принятом решении, на основании проверки:

- соответствия представленных документов требованиям Регламента аттестации генерирующего оборудования и настоящего Порядка;

- соответствия представленной участником ОРЭМ информации о результатах испытаний данным, имеющимся у СО, в том числе полученным посредством СОТИАССО и оформленным соответствующим ДЦ по форме, представленной в приложении 3 к настоящему Порядку;

- корректности определения полученных путем приведения результатов испытаний к нормальным (номинальным) условиям параметров генерирующего оборудования, указанных в п. 1.3 настоящего Порядка.

В случае предусмотренного требованиями договора, по которому участник ОРЭМ осуществляет продажу мощности на оптовом рынке, обязательного соответствия значений технических параметров генерирующего оборудования предельным (минимальным и (или) максимальным) значениям параметров (характеристик) генерирующего оборудования, указанным в соответствующем договоре, в Реестре фактических параметров указывается признак соответствия/несоответствия установленных по результатам испытаний фактических параметров договорным значениям.

Признак соответствия технических параметров генерирующего оборудования договорным значениям устанавливается в случае, если полученные по результатам испытаний значения фактических параметров тестируемого оборудования не ухудшают договорные значения (при наличии в договорах таких значений). В противном случае устанавливается признак несоответствия технических параметров договорным значениям.

Признак соответствия месторасположения генерирующего оборудования договорным значениям устанавливается на основании документов, представленных участником ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным соответствующим договором. В противном случае устанавливается признак несоответствия месторасположения договорным значениям.

На основании данных Реестра фактических параметров СО в порядке и сроки, определенные *Регламентом аттестации генерирующего оборудования*, формирует Реестр предельных объемов поставки мощности и направляет его Коммерческому оператору и извещает соответствующего участника оптового рынка о внесении данных (изменении данных) в Реестр предельных объемов поставки мощности.

к Порядку проведения тестирования
генерирующего оборудования для
целей аттестации

АКТ
результатов испытаний

(наименование электростанции)

(наименование собственника генерирующего оборудования)

(по данным заявителя)

г. _____

« ____ » _____ 200__ г.

Испытания проведены в соответствии с Программой испытаний, утвержденной
« ____ » _____ 200__ г. и диспетчерскими заявками №№ _____

Станционный номер оборудования _____

Тип оборудования _____

Параметр	Значение	Единица измерения
Установленная (номинальная) мощность		МВт
Фактическая располагаемая мощность		МВт
Нижний предел регулируемого диапазона		МВт/% от номинальной мощности
Скорость набора нагрузки		МВт/мин
Скорость снижения нагрузки		МВт/мин
Фактическая располагаемая мощность электростанции*		МВт

Печать, должность, ФИО и подпись
технического руководителя компании-собственника
генерирующего оборудования.

*- указывается дополнительно для случаев тестирования группы единиц оборудования и случаев тестирования полного состава оборудования электростанции

Приложение №2

к Порядку проведения тестирования
генерирующего оборудования для
целей аттестации

АКТ
результатов испытаний
в целях определения фактической располагаемой мощности и/или параметров
генерирующего оборудования

_____ (наименование электростанции)

_____ (наименование собственника генерирующего оборудования)

(по данным заявителя)

г. _____

« ____ » _____ 200__ г.

Испытания проведены в соответствии с Программой испытаний, утвержденной
« ____ » _____ 200__ г. и диспетчерскими заявками №№ _____

Параметр	Значение			
	Электрос танция	ТГ1**	..	ТГп
		тип ***		тип
Фактическая располагаемая мощность, МВт				
Нижний предел регулировочного диапазона, МВт/% от номинальной мощности				
Скорость набора нагрузки, МВт/мин				
Скорость снижения нагрузки, МВт/мин				

Интервал контроля параметра	Нагрузка по данным СОТИАССО			
	Электроста нция	ТГ1**	..	ТГп
		тип ***		тип
Контролируемый параметр (фактическая располагаемая мощность, нижний предел регулировочного диапазона, скорость изменения (набора/снижения) нагрузки)				
Дата...				

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

	00:00-01:00				
	01:00-02:00				
	...				
	23:00-24:00				

* Таблица заполняется отдельно для каждого периода контроля измеряемого параметра в отношении единиц генерирующего оборудования, участвовавших в испытаниях в соответствии с программой испытаний. В таблицу вносится информация по каждому суткам, в течение которых в соответствии с программой испытаний проводились замеры соответствующего параметра.

** указывается стационарный номер оборудования

*** указывается тип оборудования

Подписи членов комиссии:

Приложение №3

к Порядку проведения тестирования
генерирующего оборудования для
целей аттестации

АКТ

проверки соответствия представленных участником ОРЭМ
данных о фактических параметрах генерирующего оборудования,
информации, имеющейся у СО*

_____ (наименование аттестуемого генерирующего оборудования)

_____ (наименование электростанции)

г. _____

« ____ » _____ 200__ г.

Испытания проведены в соответствии с Программой испытаний, утвержденной
« ____ » _____ 200_ г. и диспетчерскими заявками №№ _____

Интервал контроля параметра	Нагрузка по данным СОТИАССО			
	Электроста нция	ТГ1	..	ТГn
Контролируемый параметр (фактическая располагаемая мощность, нижний предел регулировочного диапазона, скорость изменения (набора/снижения) нагрузки)				
Дата...				
00:00-01:00				
01:00-02:00				
...				
23:00-24:00				

* Таблица заполняется отдельно для каждого периода контроля измеряемого параметра в отношении единиц генерирующего оборудования, участвовавших в испытаниях в соответствии с программой испытаний. В таблицу вносится информация по каждому суткам, в течение которых в соответствии с программой испытаний проводились замеры соответствующего параметра.

Подпись Главного диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ.