

УТВЕРЖДЕНО
Первым заместителем
Председателя Правления
ОАО «СО ЕЭС»

Н.Г. Шульгиновым

24 декабря 2010 года

ПОРЯДОК
установления соответствия генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям
(действует с 01 января 2011 г.)

МОСКВА

2010

7. Особенности определения готовности генерирующего оборудования	63
7.1. Порядок определения готовности генерирующего оборудования во время набора/сброса нагрузки в соответствии с заданным СО УДГ, в том числе, в периоды ввода (вывода) из ремонта (в ремонт)	63
7.2. Порядок определения готовности генерирующего оборудования при осуществлении мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования	67
7.3. Порядок определения готовности генерирующего оборудования во время проведения специальных испытаний на включенном оборудовании	68
8. Порядок определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности	69
8.1. Порядок определения объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого участием в общем первичном регулировании частоты электрического тока	69
8.2. Порядок определения объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого предоставлением диапазона регулирования реактивной мощности	69
8.3. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого участием ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности	70
8.4. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого способностью к выработке электроэнергии	70
8.5. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого невыполнением требований к СОТИАССО	71
8.6. Порядок расчета объема фактически поставленной мощности генерирующего оборудования и коэффициента, определяющего готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии	72
8.6.1. В отношении ГТП генерации, расположенных в ценовых зонах оптового рынка	72
8.6.2. В отношении ГТП генерации участников ОРЭ, расположенных в неценовых зонах оптового рынка	75
Список регламентирующих документов	77
Приложение 1	79
Приложение 2	89
Приложение 3	112

1. Область применения

Настоящий Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям (далее *Порядок установления соответствия*) разработан и утвержден ОАО «СО ЕЭС» (далее СО) в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (далее Правила оптового рынка) [1].

Порядок установления соответствия определяет порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка электроэнергии и мощности (далее оптового рынка) утвержденным ОАО «СО ЕЭС» (далее СО) Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (далее *Технические требования*) [4].

Положения настоящего *Порядка установления соответствия* распространяются на всех участников оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании генерирующим оборудованием, независимо от расположения на территориях, которые объединены в ценовые или неценовые зоны оптового рынка (далее ценовые или неценовые зоны), участвующих в отношениях по обращению генерирующей мощности в соответствии с Правилами оптового рынка (далее – поставщики мощности), СО и коммерческого оператора оптового рынка (далее – КО).

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

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

2.1 Регистрация типа участия в ОПРЧ

На основе информации, представленной участниками оптового рынка в соответствии с пунктом 2.1 *Технических требований*, а в случае непредставления (неполного представления) указанной информации на основании имеющихся в распоряжении СО данных регистрируется по каждой единице генерирующего

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

оборудования участника оптового рынка тип участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:

1. *«генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»*. Указанный тип регистрируется в отношении генерирующего оборудования по умолчанию;
2. *«генерирующее оборудование, не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ»*. Указанный тип в отношении генерирующего оборудования может быть зарегистрирован в следующих случаях:
 - 2.1. в отношении генерирующего оборудования АЭС с типами реакторов РБМК и БН, введенными в промышленную эксплуатацию до 2000 года;
 - 2.2. до 01 января 2016 г, в отношении генерирующего оборудования АЭС с типами реакторов ВВЭР, введенными в промышленную эксплуатацию до 2009 года.
3. *«генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»*. Указанный тип может быть зарегистрирован в отношении генерирующего оборудования, ранее имевшего тип *«генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»*, в следующих случаях;
 - 3.1. если участник оптового рынка в установленном порядке заявил о неготовности, в том числе временной, к участию в ОПРЧ данного генерирующего оборудования;
 - 3.2. если неготовность была выявлена в результате выборочных проверок готовности электростанций к участию в ОПРЧ путем проведения испытаний, в т.ч. с привлечением специализированных организаций;
 - 3.3. для турбин типа «Р», «ПР», «ТР» и «ПТР» за исключением случаев, когда тип *«генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»* присвоено для такого типа турбин по результатам проведения в соответствии с *Техническими требованиями* проверок готовности генерирующего оборудования ТЭС/ГЭС к участию в ОПРЧ;
 - 3.4. если при проведении количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев значимых отклонений частоты электрического тока, превышающих $\pm 0,2$ Гц от номинальной, зарегистрировано 3 подряд случая неучастия (неудовлетворительного

участия) в ОПРЧ за период актуальности типа «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»;

3.5. если при проведении качественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев резких отклонений частоты в ЕЭС в пределах $\pm 0,1 \div 0,2$ Гц было выявлено систематическое (более 50 % случаев за год) неучастие в ОПРЧ данного оборудования (отсутствие требуемого изменения мощности при указанных отклонениях частоты).

Для генерирующего оборудования тип «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ» может быть изменен на тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» по результатам проведения в соответствии с *Техническими требованиями* проверок готовности генерирующего оборудования ТЭС/ГЭС к участию в ОПРЧ. Исключение составляют завершение согласованных периодов временной неготовности ГО к участию в ОПРЧ.

В согласованный с СО период проведения плановых регламентных ремонтных или профилактических работ на оборудовании, обеспечивающем участие электростанции (энергоблока, очереди) в ОПРЧ, для генерирующего оборудования сохраняется тип участия в ОПРЧ «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ».

СО осуществляет регистрацию и формирует данные о случаях участия/неучастия (участия, не соответствующего *Техническим требованиям*) 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*, а также расследования случаев значимого изменения частоты электрического тока (превышающих $\pm 0,2$ Гц).

2.2. Критерии оценки участия электростанций в ОПРЧ

Фактическая величина выдаваемой энергоблоком, электростанцией первичной мощности определяется выражением:

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

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

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

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

Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:

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

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

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

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

Принимается, что:

1. $\Delta f_p = 0$ при отклонениях частоты не превышающих зону нечувствительности ($f_{нч}$, Гц) системы регулирования;
2. $\Delta f_p \neq 0$ при отклонениях частоты превышающих зону нечувствительности (по абсолютной величине менее текущего отклонения частоты $\Delta f = f - f_{ном}$ на величину зоны нечувствительности).

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

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:

1. 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 $0,5P_{п}$ и $0,7P_{п}$ 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*;
2. если при возникновении аварийной ситуации максимальное отклонение частоты, превышающее $\pm 0,20$ Гц, зафиксировано через время 0,5 и более минут, то расчетные величины отклонения частоты и фактической первичной мощности электростанций вычисляются по данным систем мониторинга как средние значения на интервале $(t_{\max} - 10 \text{ сек}) \leq t_{\max} \leq (t_{\max} + 10 \text{ сек.})$, 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} ;

3. 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* системы обмена телеинформацией участников оптового рынка, 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.

2.3. Порядок оценки участия электростанций в ОПРЧ

По факту участия/неучастия (участия, не соответствующего *Техническим требованиям*) генерирующего оборудования в ОПРЧ СО устанавливает интегральный (за месяц) показатель участия генерирующего оборудования в ОПРЧ. Неучастие генерирующего оборудования в ОПРЧ фиксируется при отсутствии соответствующей реакции на указанные в п. 2.2. настоящего *Порядка установления соответствия* отклонения частоты.

Для генерирующего оборудования, имеющего тип «*генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ*», показатель участия генерирующего оборудования в ОПРЧ устанавливается по следующему правилу:

- «1», если в течение месяца:
 - а) не возникало условий участия генерирующего оборудования в ОПРЧ либо генерирующее оборудование было отключено;

б) не было зафиксировано неучастие (неудовлетворительное участие) генерирующего оборудования в ОПРЧ при возникновении условий участия;

в) невозможностью участия генерирующего оборудования в ОПРЧ из-за проведения ремонтных работ по заявке;

- «0» в остальных случаях.

Генерирующее оборудование, имеющее тип *«генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»*, и для которого за отчетный месяц показатель фактического участия в ОПРЧ был установлен равным нулю (неудовлетворительное участие), сохраняют тип *«генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»* до тех пор, пока не будет зафиксировано три подряд случая неучастия (неудовлетворительного участия) генерирующего оборудования в ОПРЧ. В таком случае для генерирующего оборудования устанавливается тип *«генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»*, до момента подтверждения готовности к участию в ОПРЧ.

Генерирующее оборудование, в отношении которого в течение отчетного месяца тип *«генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»* был изменен на тип *«генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»*, считается готовым к участию в ОПРЧ с первого числа отчетного месяца. При этом оценка участия такого генерирующего оборудования в ОПРЧ производится с момента его фактической готовности к участию в ОПРЧ, а интегральный показатель участия устанавливается за отчетный месяц.

Систематическое неучастие генерирующего оборудования в ОПРЧ (более 50% случаев в году) при резких отклонениях частоты в ЕЭС на величину $\pm 0,1 \div 0,2$ Гц от номинальной является основанием для проверки генерирующего оборудования на готовность к ОПРЧ, по результатам которой генерирующему оборудованию может быть установлен тип *«генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»* или же сохранен тип *«генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»*.

По окончании месяца СО по каждой j -й ГТП участников оптового рынка формирует следующие данные:

- суммарное значение мощности $N_{ПГ,m}^j$ генерирующего оборудования, имеющего тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ», в отношении которого установлен интегральный показатель участия в ОПРЧ равный нулю;
- суммарное значение мощности $N_{ПГ,m}^j$ генерирующего оборудования, имеющего тип «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ».

2.4. Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ

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

Измеряется:

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

Определяется:

- Текущее отклонение частоты Δf , Гц от номинального значения

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

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

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

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

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

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 оптового рынка в соответствии с *Техническими требованиями*.

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 оптового рынка данными.

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

