

УТВЕРЖДЕНО
Первым заместителем
Председателя Правления
ОАО «СО ЕЭС»

Н.Г. Шульгиновым

28 февраля 2011 года

ПОРЯДОК

**установления соответствия генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям**
(вступает в силу с 01 марта 2011 г.)

МОСКВА

2011

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. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ УЧАСТИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ОПРЧ	6
2.3. ПОРЯДОК ОЦЕНКИ УЧАСТИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ОПРЧ	11
2.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОНИТОРИНГА УЧАСТИЯ В ОПРЧ	13
2.5. ТРЕБОВАНИЯ К ХРАНЕНИЮ ДАННЫХ	14
3. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности	15
3.1 РЕГИСТРАЦИЯ ПОКАЗАТЕЛЯ СНИЖЕНИЯ ДИАПАЗОНА РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	16
3.2 РЕГИСТРАЦИЯ ПОКАЗАТЕЛЯ ФАКТИЧЕСКОГО ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ДИАПАЗОНА РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	17
4. Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании	18
4.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОНИТОРИНГА УЧАСТИЯ ГЭС В ОПЕРАТИВНОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ	23
4.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОНИТОРИНГА УЧАСТИЯ ГЭС В АВРЧМ	24
4.3. ОЦЕНКА УЧАСТИЯ ГЭС ВО ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ	24
5. Критерии и порядок оценки способности к выработке электроэнергии	27
5.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ, ТЕХНИЧЕСКОГО МИНИМУМА И ПРЕДЕЛЬНОГО ОБЪЕМА ПОСТАВКИ	27
5.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ, РЕГИСТРАЦИЯ ФАКТИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ И ПЛАНОВОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МИНИМУМА	28
5.2.1. <i>Определение располагаемой мощности на территориях ценовых зон</i>	28
5.2.2. <i>Регистрация фактических ограничений на территориях ценовых зон оптового рынка</i>	29
5.2.3. <i>Определение снижений мощности, связанных с наличием фактических ограничений</i>	33
5.2.4. <i>Определение располагаемой мощности на территориях неценовых зон оптового рынка</i>	34
5.2.5. <i>Определение планового технологического минимума</i>	35
5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАНОВОЙ МАКСИМАЛЬНОЙ И ПЛАНОВОЙ МИНИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	35
5.3.1. <i>Определение плановой максимальной мощности</i>	35
5.3.2. <i>Порядок определения итогового согласованного снижения располагаемой мощности</i>	41
5.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ, ГОТОВОЙ К НЕСЕНИЮ НАГРУЗКИ И МИНИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	42
5.4.1. <i>Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки</i>	42
5.4.2. <i>Определение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования</i>	46
5.4.3. <i>Порядок определения итогового изменения максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования</i>	49
5.5. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СНИЖЕНИЙ МОЩНОСТИ, СВЯЗАННЫХ С ПОДАЧЕЙ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК ДЛЯ УЧАСТИЯ В КОНКУРЕНТНОМ ОТБОРЕ НА СУТКИ ВПЕРЕД	49
5.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОЙ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ И ФАКТИЧЕСКОЙ МИНИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	50
5.7. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СНИЖЕНИЙ МОЩНОСТИ В ЧАС ФАКТИЧЕСКОЙ ПОСТАВКИ	59
5.8. ПОРЯДОК РЕГИСТРАЦИИ ФАКТА «НЕИСПОЛНЕНИЕ КОМАНДЫ ДИСПЕТЧЕРА»	60
5.9. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ ВКЛЮЧЕНИЯ В СЕТЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	61
5.10. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКОРОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗКИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ НЕОДНОКРАТНОМ УЧАСТИИ В СУТОЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ	64
6. Порядок определения выполнения технических требований к системе связи, обеспечивающей обмен данными с СО	65

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

7. Особенности определения готовности генерирующего оборудования	65
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)	65
7.2. Порядок определения готовности генерирующего оборудования при осуществлении мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования	69
7.3. Порядок определения готовности генерирующего оборудования во время проведения специальных испытаний на включенном оборудовании	70
8. Порядок определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности	71
8.1. Порядок определения объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого участием в общем первичном регулировании частоты электрического тока	71
8.2. Порядок определения объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого предоставлением диапазона регулирования реактивной мощности	71
8.3. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого участием ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности	72
8.4. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого способностью к выработке электроэнергии	72
8.5. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого невыполнением требований к СОТИАССО	73
8.6. Порядок расчета объема фактически поставленной мощности генерирующего оборудования и коэффициента, определяющего готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии	74
8.6.1. В отношении ГТП генерации, расположенных в ценовых зонах оптового рынка	74
8.6.2. В отношении электростанций участников ОРЭ, расположенных в неценовых зонах оптового рынка	77
Список регламентирующих документов	79
Приложение 1	81
Приложение 2	91
Приложение 3	116

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 (три) 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.

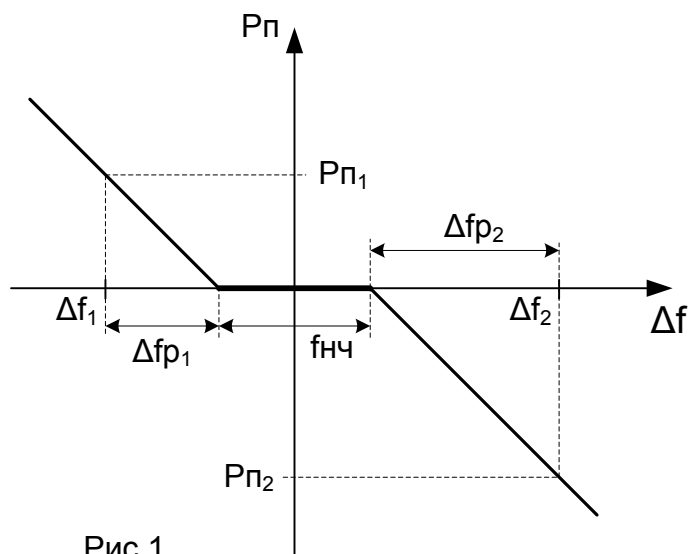


Рис.1

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

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

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

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

В связи с этим при нахождении текущей частоты в интервале:

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

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

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

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

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

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 резких отклонениях частоты на величину $\pm 0,10 \div 0,20$ Гц от номинальной) контроль носит качественный характер.

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

Оценка производится в отношении генерирующего оборудования, для которого зарегистрирован тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ».

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

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} ;

