



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

УТВЕРЖДЕНО

**Заместителем Председателя
Правления АО «СО ЕЭС»**

С.А. Павлушко

«21» июня 2019 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
к генерирующему оборудованию участников оптового рынка**

Введено в действие с:	01.07.2019
Листов:	193

Москва 2019

Оглавление

1. Общие положения	5
1.1. Область применения	5
1.2. Требования, определяющие готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка	6
1.3. Требования к генерирующему оборудованию, предусмотренные договорами обязательной поставки	7
1.4. Требования к генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, строительство которых осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ	8
2. Требования к предоставлению информации	8
2.1. Предоставление участниками оптового рынка данных по генерирующему оборудованию.....	8
2.2. Предоставление данных коммерческим оператором.....	10
3. Требования к участию в ОПРЧ	11
3.1. Требования к участию ТЭС в ОПРЧ.....	14
3.2 Требования к участию ГЭС в ОПРЧ.....	15
3.3 Требования к участию АЭС в ОПРЧ	16
3.4 Требования к участию ПГУ в ОПРЧ	18
3.5 Требования к участию генерирующего оборудования ветряных и солнечных электростанций в ОПРЧ	19
3.6 Требования к оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.....	20
3.6.1. Критерии количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ	20
3.6.2. Критерии качественной оценки участия генерирующего оборудования электростанций в ОПРЧ	27
3.7 Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ	28
3.8 Требования к хранению и представлению данных	30
4. Требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности.....	31
5. Требования к участию во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности	32
5.1. Требования к участию ГЭС в АВРЧМ	33
5.2. Требования к участию ГЭС в оперативном вторичном регулировании	35

5.3. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в оперативном вторичном регулировании	37
5.4. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в АВРЧМ ..	38
5.5. Требования к участию вновь вводимого генерирующего оборудования ГЭС в автоматическом регулировании частоты в условиях работы в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы).....	39
6. Технические требования к определению способности к выработке электроэнергии	40
6.1. Требования к определению установленной мощности, технического минимума и предельного объема поставки мощности	41
6.2. Требования к определению ограничений установленной мощности и располагаемой мощности и планового технологического минимума.....	43
6.2.1. Требования к определению располагаемой мощности	43
6.2.2. Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях ценовых зон оптового рынка.....	43
6.2.3 Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях неценовых зон оптового рынка	46
6.2.4 Требования к определению планового технологического минимума.....	48
6.3. Требования к определению плановой максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования.....	51
6.3.1. Определение плановой максимальной мощности	51
6.3.1.1. Особенности учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха.....	55
6.3.1.2. Особенности учета ступенчатого набора нагрузки ГЭС.....	56
6.3.2. Требования к определению плановой максимальной мощности и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования	56
6.4. Требования к максимальной мощности, заявляемой участниками оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед	57
6.5. Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования	57
6.6. Требования к соблюдению нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования.....	60

6.7. Требования к определению скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления.....	63
7. Требования к определению способности к выработке электроэнергии генерирующего оборудования квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.....	63
8. Требования к обмену телеинформацией.....	64
9. Требования к вновь вводимому в эксплуатацию генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, подлежащих строительству в соответствии с решениями Правительства РФ	64
9.1. Технические требования к генерирующим объектам тепловых электростанций, которые подлежат строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, - Калининградской области.....	64
9.2. Технические требования к генерирующим объектам тепловых электростанций, которые подлежат строительству на территории Республики Крым и (или) г. Севастополя.....	67
9.3. Технические требования к генерирующим объектам, подлежащим строительству и отобранным по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (далее – КОМ НГО).....	68
10. Требования к обеспечению устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении на свои собственные нужды.....	72
11. Список сокращений и обозначений.....	73
12. Список регламентирующих документов.....	75
13. Перечень определений.....	77
Приложение 1.....	85
Приложение 2.....	98
Приложение 3.....	109
Приложение 4.....	121
Приложение 4.1.....	122
Приложение 5.....	127
Приложение 6.....	140

Приложение 7.....	150
Приложение 8.....	159
Приложение 9.....	186
Приложение 10.....	188
Приложение 11.....	191
Приложение 12.....	193

1. Общие положения

1.1. Область применения

Настоящие Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (далее *Технические требования*) разработаны и утверждены АО «СО ЕЭС» (далее СО) в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 (далее – Правила оптового рынка) [1], и иными постановлениями и распоряжениями Правительства РФ, устанавливающим обязательные технические требования к генерирующему оборудованию.

Технические требования устанавливают общие обязательные требования к генерирующему оборудованию всех участников оптового рынка электрической энергии и мощности (далее оптового рынка) в целях подтверждения выполнения условий поддержания генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электрической энергии (далее – готовность генерирующего оборудования) и определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок.

Технические требования устанавливают индивидуальные обязательные требования к вновь вводимому в эксплуатацию генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, подлежащих строительству в соответствии с решениями Правительства РФ, и (или) в отношении которого осуществляется поставка мощности на оптовый рынок по договорам, в которых предусмотрен дополнительный контроль технических параметров генерирующего оборудования, и для которого решениями Правительства РФ и (или) условиями договоров установлены обязательные технические требования.

Положения настоящих *Технических требований* 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).

Технические требования к генерирующему оборудованию тепловых электростанций (далее ТЭС), гидроэлектростанций (далее ГЭС) и гидроаккумулирующих станций (далее ГАЭС) должны соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [10] (далее ПТЭ).

Технические требования к генерирующему оборудованию атомных электростанций (далее АЭС) должны соответствовать требованиям Регламентов безопасной эксплуатации АЭС [11].

Проверка соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка настоящим *Техническим требованиям* осуществляется в соответствии с Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям (далее *Порядок установления соответствия*), утверждаемым СО, и регламентами оптового рынка.

Технические требования и *Порядок установления соответствия* размещаются в открытом доступе на официальном сайте СО.

Перечень определений, используемых в настоящих *Технических требованиях* и *Порядке установления соответствия*, приведен в Приложении 1.

1.2. Требования, определяющие готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка

Генерирующее оборудование признается готовым к выработке электрической энергии, если СО подтверждено, что:

1.2.1. Поставщиком обеспечена возможность использования генерирующего оборудования:

- при общем первичном регулировании частоты электрического тока (далее – ОПРЧ);

- при регулировании реактивной электрической мощности, т.е. обеспечено предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;
- при вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (далее – вторичное регулирование), если это оборудование расположено на ГЭС, а также использования при автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (далее – АВРЧМ), если это оборудование расположено на ГЭС установленной мощностью более 100 МВт;

1.2.2. Обеспечена работа генерирующего оборудования в соответствии с заданным СО технологическим режимом работы, включая соблюдение минимального и максимального почасовых значений мощности, параметров маневренности генерирующего оборудования, в том числе скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при участии в суточном регулировании и времени включения в сеть генерирующего оборудования, а также иных параметров в соответствии с Правилами оптового рынка (далее – способность к выработке электроэнергии);

1.2.3. В отношении генерирующего оборудования выполнены технические требования к системе обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО (далее – СОТИАССО).

1.3. Требования к генерирующему оборудованию, предусмотренные договорами обязательной поставки

Договорами, в соответствии с которыми осуществляется поставка мощности на оптовый рынок, могут быть предусмотрены обязательные требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка по соответствию технических параметров (характеристик) генерирующего оборудования предельным (минимальным и (или) максимальным) значениям, указанным в соответствующих договорах.

1.4. Требования к генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, строительство которых осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ

К вновь вводимому в эксплуатацию генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, подлежащих строительству в соответствии с решениями Правительства РФ, могут быть предъявлены индивидуальные обязательные требования:

- к техническим параметрам генерирующего оборудования, соответствие которых требуемым значениям подлежит установлению по результатам тестирования, проводимом в соответствии с *Порядком установления соответствия*.
- к техническим характеристикам указанного генерирующего оборудования и технико-экономическим параметрам генерирующих объектов, на которых расположено данное генерирующее оборудование, подлежащие проверке на соответствии значениям параметров (характеристик) генерирующего оборудования, указанным в соответствующих решениях Правительства РФ, по информации (уведомлениям), предоставленной поставщиками мощности в соответствии с *Регламентом аттестации* [9].

Перечень обязательных требований к техническим характеристикам и технико-экономическим параметрам генерирующего оборудования, расположенного на генерирующих объектах, строительство которых осуществлено в соответствии с решениями Правительства РФ, указан в п. 9 настоящих *Технических требований*.

2. Требования к предоставлению информации

2.1. Предоставление участниками оптового рынка данных по генерирующему оборудованию

В соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8] участники оптового рынка обязаны представлять СО условно постоянные данные по генерирующему оборудованию.

В целях подтверждения представленной участниками оптового рынка информации по генерирующему оборудованию СО имеет право запросить соответствующие обосновывающие документы: паспортные данные, проектную документацию, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов изготовителей, заключения специализированных организаций и т.д.

В соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8] в случае изменения информации о параметрах генерирующего оборудования, участники оптового рынка обязаны в течение трех рабочих дней направить СО соответствующее уведомление с приложением обосновывающих документов.

В случае полного либо частичного непредставления участниками оптового рынка данных по генерирующему оборудованию, соответствующих уведомлений и подтверждений, СО использует имеющуюся в его распоряжении информацию.

Данные по генерирующему оборудованию, в том числе должны включать в себя:

- паспортные данные по каждой единице генерирующего оборудования (далее – ЕГО);
- номинальную мощность каждой единицы генерирующего оборудования;
- тип турбин (марка);
- допустимые технический минимум и максимум нагрузки каждой единицы генерирующего оборудования по активной мощности и регулировочный диапазон в процентах от номинальной мощности;
- допустимый диапазон работы каждой единицы генерирующего оборудования по реактивной мощности (P – Q диаграмма);
- номинальные значения скорости набора и скорости сброса нагрузки ЕГО;
- статизм и зону нечувствительности по частоте регуляторов скорости турбин;
- статизм и зону нечувствительности частотных корректоров регуляторов мощности (при наличии);
- результаты последних тепловых испытаний генерирующего оборудования в графической или табличной форме;
- настройку ограничителя минимального возбуждения с приведением технических обоснований принятой настройки;

- настройку защиты ротора при перегрузке ротора током возбуждения с приведением технических обоснований принятой настройки;
- иные данные, корректирующие допустимый диапазон работы оборудования по реактивной мощности.
- данные последних испытаний генерирующего оборудования ГЭС по допустимым скоростям набора/ сброса нагрузки;
- данные, корректирующие допустимый диапазон работы генерирующего оборудования ГЭС и всей гидроэлектростанции по активной мощности;
- информацию о наличии группового регулятора активной мощности (далее ГРАМ, возможное наименование: центральный задатчик активной нагрузки – ЦЗАН), количестве подключаемого к нему генерирующего оборудования, статических и динамических настройках ГРАМ, ЦЗАН;
- и иные данные предоставляемые по требованию СО в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

2.2. Предоставление данных коммерческим оператором

Для целей подтверждения готовности генерирующего оборудования и определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8], КО предоставляет СО следующие данные:

- ценовые заявки на планирование объемов производства в отношении ГТП генерации, ГТП импорта или объекта управления, представленного генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой;
- фактическую выработку электроэнергии электростанцией по данным автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета (далее АИИС КУ);
- фактический собственный максимум потребления по ГТП потребления электростанции (группы электростанций);
- максимально допустимые величины собственного максимума потребления на нужды генерации по ГТП потребления электростанции (группы электростанций) (далее норматив собственных нужд).

3. Требования к участию в ОПРЧ

Все включенное генерирующее оборудование должно участвовать в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ), за исключением энергоблоков АЭС с реакторными установками на быстрых нейтронах (далее – БН), а также с реакторами большой мощности канальными (далее – РБМК).

Допустимо неучастие в ОПРЧ генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа P, введенного в эксплуатацию до вступления в силу Правил технологического функционирования электроэнергетических систем [16], при условии оформленного собственником или иным законным владельцем (далее – владелец) этого генерирующего оборудования решения об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ, согласованного с соответствующим диспетчерским центром СО.

Проект Решения, утвержденный техническим руководителем эксплуатирующей организации владельца генерирующего оборудования, направляется на рассмотрение и согласование в соответствующий диспетчерский центр СО по форме, приведенной в Приложении 12 к настоящим Техническим требованиям, при этом к проекту Решения должно быть приложено:

- заключение организации – изготовителя или экспертной организации, занимающейся деятельностью по испытаниям, техническому обслуживанию и наладке генерирующего оборудования электростанций с турбинами типа P (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), содержащее конкретные технические причины отсутствия возможности участия в ОПРЧ данного типа оборудования. Допускается представление ранее полученных заключений организаций – изготовителей или экспертных организаций при условии отсутствия изменений в схеме и условиях использования соответствующего генерирующего оборудования с турбинами типа P (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»);

- другие имеющиеся у собственника документы, подтверждающие отсутствие технической возможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования с турбинами типа P (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»).

Представленный комплект документов подлежит рассмотрению соответствующим диспетчерским центром СО в течение 15 рабочих дней с

направлением владельцу генерирующего оборудования уведомления о согласовании проекта решения об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования или об отказе в таком согласовании с указанием причин отказа.

При направлении комплекта документов в СО до 01.05.2019 рассмотрение и направление уведомления о принятом решении о согласовании либо отказе в согласовании проекта решения о технической невозможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования осуществляется СО не позднее 28.05.2019.

Для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование любого типа, за исключением СЭС и ВЭС, должно соответствовать следующим требованиям:

- зона нечувствительности не должна превышать 0,05 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными электрогидравлическими регуляторами, и не должна превышать 0,15 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными гидравлическими регуляторами¹;
- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4,0–5,0% для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами² и в пределах 4,5–6,0% для гидротурбин. Регуляторы активной мощности, установленные на генерирующем оборудовании, должны быть оснащены частотными корректорами;
- «мертвая полоса» первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать $(50,000 \pm 0,075)$ Гц.

Не допускается блокировка действия регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности.

Для недопущения препятствия действию регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности генерирующего оборудования настройки его частотного корректора должны быть согласованы с характеристиками регулятора частоты вращения турбины.

При первичном регулировании технологической автоматикой генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено

¹ Для турбин выпуска до 1950 г. зона нечувствительности допускается до 0,25 Гц.

² Для паровых турбин в диапазоне нагрузок 15-100% номинальной местный статизм первичного регулирования не должен превышать 6%; для турбин типа Р статизм первичного регулирования допускается 4,5-6,5%

поддержание требуемого регулятором частоты вращения турбины значения первичной мощности.

При отклонениях частоты, когда требуемое регулятором частоты вращения турбины значение первичной мощности выходит за пределы регулировочного диапазона, во избежание действия технологических защит на отключение основного и вспомогательного оборудования технологической автоматикой должно обеспечиваться сохранение параметров основного и вспомогательного оборудования в пределах допустимых значений.

Групповые регуляторы активной мощности (для групп генерирующего оборудования в составе ПГУ, ТЭС, ГЭС) не должны допускать блокировки действия регуляторов частоты вращения турбин и регуляторов активной мощности с частотными корректорами.

В устройствах, обеспечивающих участие генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты, должны использоваться только измерения частоты вращения турбины.

При скачкообразном изменении частоты изменение активной мощности генерирующего оборудования в процессе первичного регулирования должно носить аperiодический характер. При этом в квазиустановившемся режиме отклонение фактической мощности генерирующего оборудования от требуемой величины задания активной мощности должно быть не более $\pm 1\%$ от номинальной мощности генерирующего оборудования.

Генерирующее оборудование, участвующее в нормированном первичном регулировании частоты (далее – НПРЧ) с заданным резервом первичного регулирования, в режимах энергосистемы, когда величина требуемой первичной мощности превышает заданный первичный резерв, должно участвовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, удовлетворяющими требованиям ОПРЧ, указанным в п.п 3.1-3.4. настоящих Технических требований.

Для единиц генерирующего оборудования, временно не имеющих возможности участия в ОПРЧ по техническим причинам, связанным с проведением технического обслуживания или ремонта основного или вспомогательного оборудования, должны быть в установленном порядке оформлены соответствующие

диспетчерские заявки на вывод генерирующего оборудования из ОПРЧ с указанием причины и сроков вывода.

Для единиц генерирующего оборудования, не имеющих возможности участия в ОПРЧ в связи с особенностями режимов работы такого оборудования, неготовность к участию в ОПРЧ, в том числе временная, должна быть в установленном порядке оформлена соответствующими диспетчерскими заявками с указанием причины и, при необходимости, сроков неготовности.

Временное неучастие в ОПРЧ во время производства операций по пуску или останову энергетического оборудования, а также при выводе энергетического оборудования в ремонт или холодный резерв, заявками не оформляется.

Проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ осуществляется в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

3.1. Требования к участию ТЭС в ОПРЧ

Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ТЭС должны удовлетворять следующим требованиям:

- при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться:
 - реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 15 с;
 - реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 5 мин для газомазутных энергоблоков, не более 6 мин. для пылеугольных энергоблоков, не более 7 мин. для ТЭС с общим паропроводом;
- в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должна гарантированно обеспечиваться реализация первичной мощности величиной 10 %

номинальной мощности генерирующего оборудования с динамикой не хуже указанной предыдущем пункте;

- реализация первичной мощности величиной более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона, должна быть обеспечена с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой.

Проверка готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться путем проведения контрольных испытаний в соответствии с *Методическими рекомендациями по проверке готовности ТЭС к общему первичному регулированию частоты* (Приложение 1).

По результатам контрольных испытаний формируется отчет, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на подтверждение соответствия генерирующего оборудования ТЭС настоящим *Техническим требованиям*.

3.2 Требования к участию ГЭС в ОПРЧ

Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ГЭС (ГАЭС) должны удовлетворять следующим требованиям:

- при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку), должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 мин.;
- величина и скорость реализации требуемой первичной мощности при участии в ОПРЧ гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС) должны обеспечиваться как при работе под управлением ГРАМ, так и при индивидуальном управлении. Не допускается потеря функции участия гидроагрегатов в ОПРЧ при переходе с группового управления на индивидуальное и обратно.

Проверка готовности генерирующего оборудования ГЭС к участию в ОПРЧ может осуществляться путем проведения проверок в соответствии с *Методическими рекомендациями по проверке готовности ГЭС к общему первичному регулированию частоты* (Приложение 2).

По результатам контрольных испытаний формируется отчёт, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на подтверждение соответствия генерирующего оборудования ГЭС настоящим *Техническим требованиям*.

3.3 Требования к участию АЭС в ОПРЧ

Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 должны удовлетворять следующим требованиям:

- при отклонениях частоты должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ путем реализации требуемой первичной мощности в пределах регулировочного диапазона:
 - на загрузку величиной до 2 % или на разгрузку величиной до 8 % номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки не более 98 % номинальной тепловой мощности;
 - на разгрузку величиной до 8 % номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки более 98 % номинальной тепловой мощности;
- при скачкообразном отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности в указанных диапазонах, должна обеспечиваться:
 - реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 с.;
 - реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 2 мин.;
- реализация требуемой первичной мощности за пределами указанных диапазонов, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами

основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки.

- при работе реактора на «мощностном эффекте» должно обеспечиваться участие генерирующего оборудования в ОПРЧ на разгрузку в пределах до 8 % номинальной электрической мощности с последующим ограничением на установившемся после разгрузки уровне мощности.

Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР ТОИ должны удовлетворять следующим требованиям:

- при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться:
 - реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 с;
 - реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 2 мин.
- реализация требуемой первичной мощности за пределами указанных диапазонов, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки.

Проверка готовности генерирующего оборудования АЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждого энергоблока, учитывающим требования *Методических рекомендаций по проверке готовности ТЭС к общему первичному регулированию частоты* (Приложение 2). При этом допускается ограничиваться испытаниями только вверху регулировочного диапазона энергоблока.

По результатам контрольных испытаний формируется отчет, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на

подтверждение соответствия генерирующего оборудования АЭС настоящим *Техническим требованиям*.

3.4 Требования к участию ПГУ в ОПРЧ

Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ПГУ должны удовлетворять следующим требованиям:

- При отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться:
 - реализация первичной мощности в объеме 2,5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 15 с;
 - реализация первичной мощности в объеме 5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 30 с;
 - реализация первичной мощности в объеме 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 2 мин.
- В случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должна гарантированно обеспечиваться реализация первичной мощности величиной 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования с динамикой, не хуже указанной в предыдущем пункте;
- Реализация первичной мощности величиной более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона должна быть обеспечена с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой.

Проверка готовности генерирующего оборудования ПГУ к участию в ОПРЧ должна осуществляться путем проведения контрольных испытаний в соответствии с *Методическими рекомендациями по проверке готовности ПГУ к общему первичному регулированию частоты* (Приложение 3).

По результатам контрольных испытаний формируется отчет, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на подтверждение соответствия генерирующего оборудования ПГУ настоящим *Техническим требованиям*.

3.5 Требования к участию генерирующего оборудования ветряных и солнечных электростанций в ОПРЧ

Ветроэнергетические установки ветряных электростанций (ВЭС) и фотоэлектрические солнечные модули или их группы солнечных электростанций (СЭС), работающие в составе энергосистемы через преобразователи постоянного тока, должны участвовать в ОПРЧ путем автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности электростанции при увеличении частоты, осуществляемого средствами регулирования генерирующего оборудования и (или) преобразователей постоянного тока либо путем отключения части генерирующего оборудования ветровой (солнечной) электростанции.

Для участия в ОПРЧ ВЭС и СЭС должны соответствовать следующим требованиям:

- Статизм первичного регулирования должен находиться в пределах $4 \div 5\%$;
- Верхняя граница «мертвой полосы» первичного регулирования не должна превышать 50,1 Гц;
- Величина требуемой первичной мощности должна определяться, исходя из величины отклонения частоты свыше 50,1 Гц и величины фактической мощности включенного в работу генерирующего оборудования ВЭС и СЭС на момент отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования;
- При скачкообразном увеличении частоты за верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования снижение активной мощности ВЭС и СЭС на величину требуемой первичной мощности должно обеспечиваться через 10 секунд. При этом изменение активной мощности в процессе первичного регулирования

должно происходить не более 5 секунд и носить аperiodический характер;

- На все время, пока квазиустановившееся значение частоты выше 50,1 Гц должно устанавливаться автоматическое ограничение максимальной нагрузки электростанции равное разности исходной мощности электростанции и значения требуемой первичной мощности. Система регулирования электростанции должна обеспечивать следящий за частотой режим первичного регулирования, т.е. при нахождении частоты за пределами «мертвой полосы» первичного регулирования изменять первичную мощность пропорционально текущему отклонению частоты;

- После снижения квазиустановившегося значения частоты ниже 50,1 Гц ограничение максимальной нагрузки электростанции должно автоматически сниматься.

Проверка готовности ВЭС и СЭС к участию в ОПРЧ осуществляется путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждой ВЭС и СЭС, согласованным с СО.

По результатам контрольных испытаний формируется отчет, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на подтверждение соответствия ВЭС и СЭС настоящим Техническим требованиям.

3.6 Требования к оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

СО осуществляет регистрацию и формирует данные о случаях участия/неучастия (участия, не соответствующего *Техническим требованиям*) генерирующего оборудования в ОПРЧ на основании исходной информации о включенном генерирующем оборудовании, представленной участником оптового рынка, 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).

3.6.1. Критерии количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

Фактическая величина выдаваемой генерирующим оборудованием первичной мощности определяется выражением:

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

где P , МВт – текущая мощность генерирующего оборудования при текущей частоте (f , Гц);

P_0 – исходная мощность генерирующего оборудования;

Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:

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

где $S\%$ – статизм системы первичного регулирования;

$P_{ном}$, МВт – номинальная мощность генерирующего оборудования;

Δf_p , Гц – расчетная величина отклонения частоты;

K_d – коэффициент, учитывающий динамику выдачи первичной мощности, нормированную для разного типа генерирующего оборудования *Техническими требованиями* при скачкообразном характере возмущения по частоте.

Принимается, что:

1. $\Delta f_p = 0$ при отклонениях частоты не превышающих зону нечувствительности ($f_{нч}$, Гц) / «мертвую полосу» ($f_{мп}$, Гц) первичного регулирования;
2. $\Delta f_p \neq 0$ при отклонениях частоты превышающих зону нечувствительности / «мертвую полосу» первичного регулирования.

Ниже представлены возможные варианты размещения статической характеристики генерирующего оборудования:

1. Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, не оснащенного регулятором мощности, показана на рис. 1. (характеристика дана для случая несимметричного расположения зоны нечувствительности относительно исходной частоты).

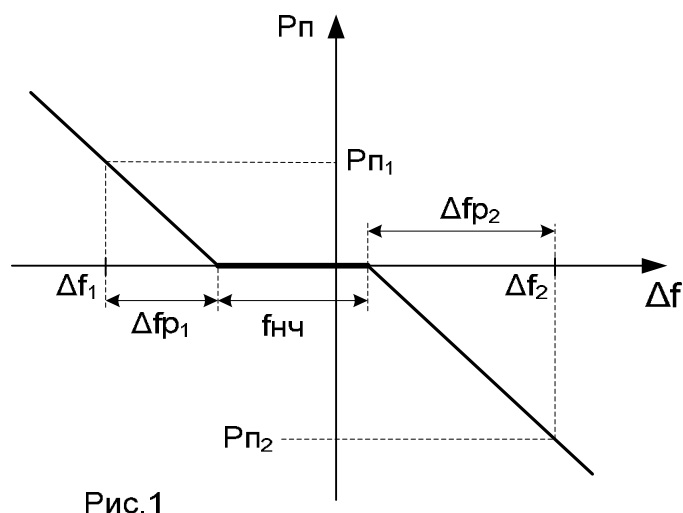


Рис. 1

2. Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, оснащенного регулятором мощности, показана на рис 2.

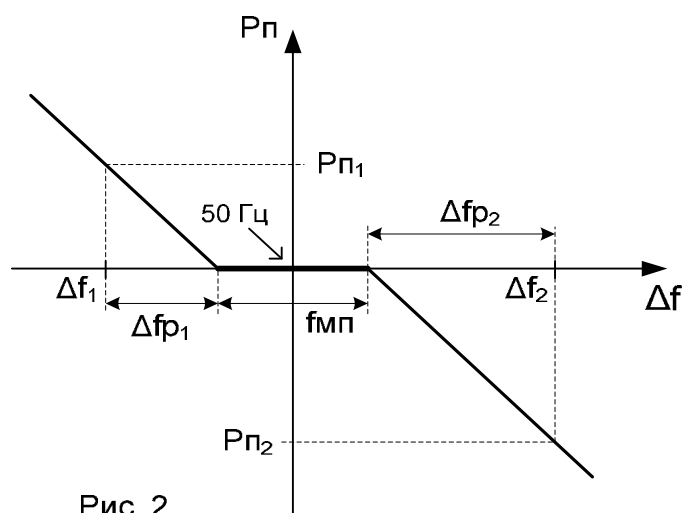


Рис. 2

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

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

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

В соответствии с *Техническими требованиями* зона нечувствительности ($f_{\text{нч}}$) первичного регулирования может достигать 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 (см. Рис.1).

В связи с этим при нахождении текущей частоты в интервале:

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

расчетное 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 генерирующего оборудования 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 первичного регулирования.

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

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

Выдаваемая энергоблоком первичная мощность может составить:

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

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:

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

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

Таким образом, гарантированная фиксация участия генерирующего оборудования 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 генерирующего оборудования в ОПРЧ производится путем сопоставления текущей мощности генерирующего оборудования 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 генерирующего оборудования при зафиксированном отклонении частоты.

Выбор момента времени, на который проводится оценка, определяется характером поведения генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ и должен быть сделан в пользу момента, однозначно фиксирующего несоответствие генерирующего оборудования участника оптового рынка *Техническим требованиям* по величине фактически выданной первичной мощности.

Для генерирующего оборудования, характер поведения которого полностью соответствует *Техническим требованиям* по величине фактически выданной первичной мощности на всем интервале времени до восстановления частоты (вхождения частоты в пределы «мертвой полосы» первичного регулирования) выбор момента времени проведения оценки (фиксации количественных показателей участия в ОПРЧ в отчетной форме) не критичен и выбирается любым.

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

При сравнении величины фактической и требуемой первичной мощности генерирующего оборудования при резких (скачкообразных) отклонениях частоты следует учитывать требования по динамике выдачи первичной мощности, указанные в *Технических требованиях* для генерирующего оборудования различного типа путем использования в выражении (2) коэффициента K_d .

Значения текущей частоты и активной мощности генерирующего оборудования вычисляются по данным систем мониторинга как средние значения на интервале $(t_p - 15 \text{ сек.}) \leq t_p \leq (t_p + 15 \text{ сек.})$, где t_p – момент времени, выбранный для проведения оценки.

Величины исходной мощности генерирующего оборудования и исходной частоты принимаются как средние значения указанных параметров на интервале $[t_0 - 30 \text{ сек.}, t_0]$, где t_0 – момент времени, соответствующий началу процесса отклонения частоты электрического тока от исходного значения с выходом ее за диапазон $50 \pm 0,2$ Гц.

В случае, если на интервалах расчета значения частоты и активной мощности генерирующего оборудования оставались стабильными, то фактические показатели участия в ОПРЧ допускается вычислять по текущим значениям в выбранные моменты времени, без использования усреднения.

Оценка величины требуемой первичной мощности генерирующего оборудования должна производиться с учетом требуемой в квазиустановившемся режиме точности поддержания заданной активной мощности (не хуже 1% номинальной мощности генерирующего оборудования).

Оценка величины текущей мощности генерирующего оборудования должна производиться с учетом требуемой точности измерений (не хуже 1% номинальной мощности генерирующего оборудования).

Для исключения случаев некорректной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:

- для оценки фактических показателей участия генерирующего оборудования в ОПРЧ выбираются интервалы с квазиустановившимся режимом;
- учитываются актуальные ограничения на регулировочный диапазон генерирующего оборудования, указанные в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования (диспетчерских заявках);
- учитываются изменения мощности генерирующего оборудования, вызванные действием персонала по команде диспетчера, а также изменения, связанные с работой централизованных систем АРЧМ.

– для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами мощности, статизм регулирования, используемый при оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ необходимо принимать равным 6 % (наибольшей величине, допустимой для местных участков статической характеристики регулирования частоты вращения турбины);

– для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами мощности, зона нечувствительности регулятора частоты вращения турбины принимается равной 0,15 Гц.

Оценка участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС должна вестись по суммарной мощности включенного в работу и готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования. При фиксации несоответствия величины фактической суммарной первичной мощности величине суммарной требуемой первичной мощности, рассчитанной исходя из количества готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования, проводится анализ причин неучастия (неудовлетворительного участия) в ОПРЧ, путем индивидуальной оценки участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ с регистрацией соответствующего признака.

Для генерирующего оборудования ТЭС должна выполняться оценка наличия реакции турбины на первоначальное отклонение частоты (обратное изменению частоты изменение мощности турбины в первые 15 секунд после отклонения частоты). Отсутствие реакции на загрузку может быть зафиксировано только при отсутствии на турбине запаса на открытие регулирующих клапанов (оценивается по величине заявленного технического максимума турбогенератора и/или по данным предоставленным электростанцией), в противном случае наличие реакции обязательно. При повышении частоты должна фиксироваться реакция турбин ТЭС на разгрузку. При отсутствии реакции турбины на первоначальное отклонение частоты в отношении данной единицы генерирующего оборудования фиксируется несоответствие *Техническим требованиям* по величине фактически выданной первичной мощности в первые 15 секунд (расчет производится по текущим значениям частоты и активной мощности).

Для ВЭС и СЭС, оснащенных устройством центрального регулирования, оценка участия в ОПРЧ выполняется по суммарной мощности включенного в работу

генерирующего оборудования. При фиксации несоответствия величины фактической суммарной первичной мощности величине суммарной требуемой первичной мощности ВЭС и СЭС, рассчитанной исходя из установленной мощности включенного генерирующего оборудования, заданной величины статизма и «мертвой полосы» первичного регулирования, а также в случае отсутствия требуемого автоматического ограничения максимальной нагрузки электростанции при повышенной частоте фиксируется неудовлетворительное участие в ОПРЧ всей ВЭС и СЭС.

3.6.2. Критерии качественной оценки участия генерирующего оборудования электростанций в ОПРЧ

Оценка проводится путем построения графика активной мощности генерирующего оборудования совместно с графиком частоты и последующим отнесением зафиксированной реакции на изменение частоты к одному из следующих типов:

- 1) «адекватная» – характеризуется обратным изменению частоты пропорциональным изменением активной мощности генерирующего оборудования;
- 2) «с провалом» – начальная реакция соответствует «адекватной», однако через определенное время первичная мощность значительно снижается, вплоть до нуля;
- 3) «котельная» – участие в ОПРЧ при слабой реакции турбины на изменение частоты;
- 4) «противоположная» – в отличии от «адекватной» повторяет по знаку изменение частоты;
- 5) «нет реакции» – связь изменения активной мощности генерирующего оборудования с изменением частоты отсутствует;
- 6) «без резерва» - на момент проведения оценки регулировочный диапазон на загрузку был исчерпан, и его участие в ОПРЧ сводится к хаотичному или колебательному изменению мощности с незначительной амплитудой;
- 7) «заявка» – при наличии оформленной в установленном порядке диспетчерской заявки на временный вывод генерирующего оборудования из режима участия в ОПРЧ;

8) «телеизмерение» - если изменение мощности не может быть отнесено к одному из типов №№ 1-7 вследствие неудовлетворительного качества телеизмерения (или его отсутствия).

3.7 Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ

Для целей оперативного контроля на каждой электростанции должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ.

Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на электростанциях должно быть обеспечено:

- Измерение текущей частоты вращения турбин f , Гц с точностью не хуже 0,05 Гц;
- Измерение текущей активной мощности каждой единицы генерирующего оборудования (P , МВт) с использованием датчиков активной мощности с классом точности 0,5S, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности 0,5 при соблюдении следующих условий:
 - датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с интервалом усреднения 1 сек.;
 - измерительные цепи датчиков активной мощности должны иметь возможность перевода на резервные трансформаторы напряжения;
 - измерения активной мощности с датчиков должны передаваться с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика.
- Измерение иных технологических параметров, применяемых для оперативного контроля и управления при участии генерирующего оборудования в ОПРЧ, с точностью, обеспечиваемой методами и средствами измерений, предусмотренными проектом генерирующего оборудования (электростанции).
- Определение:
 - Текущего отклонения частоты Δf , Гц от номинального значения

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

– Отклонения текущей мощности P от исходного (планового) значения P_0 (то есть текущей первичной мощности РП)

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

Текущая первичная мощность сравнивается с шаблоном, построенным аналогично представленному на рис.3.

Величина первичной мощности должна иметь требуемый знак и значение не менее необходимого по шаблону.

При фиксации недостаточной величины первичной мощности или противоположного требуемому знака первичной мощности должны быть определены и устранены в установленном порядке причины соответствующего нарушения *Технических требований*.

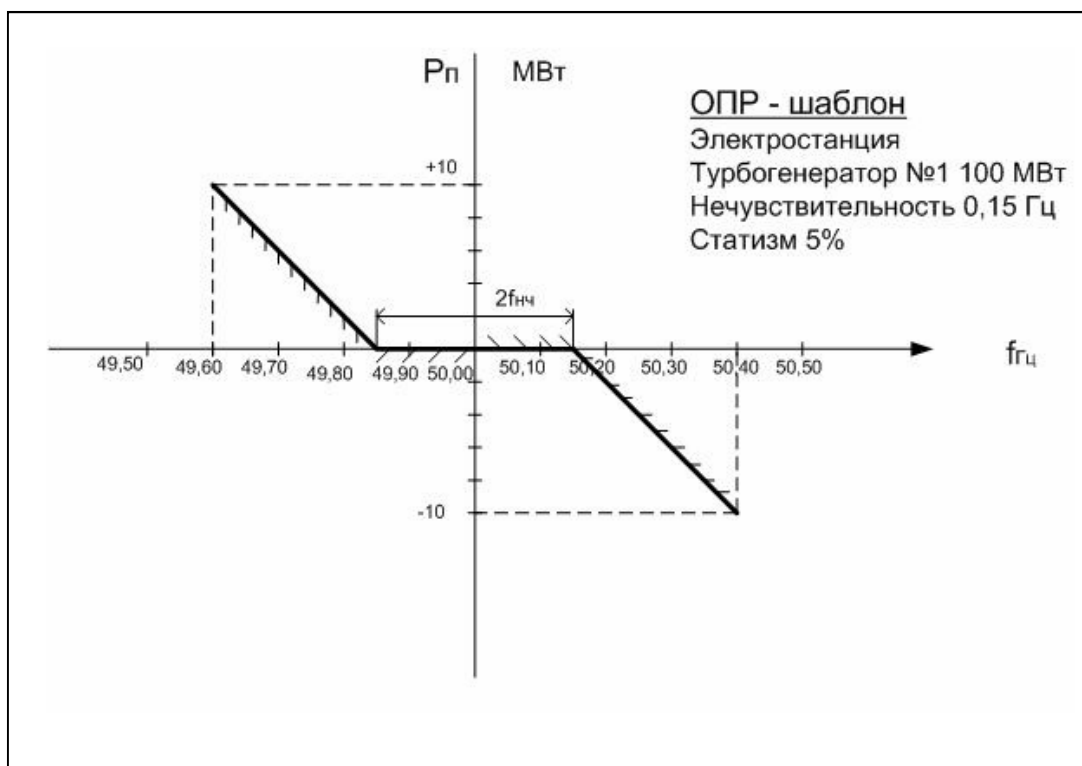


Рис. 3.

Шаблон мониторинга ОНРЧ на энергоблоке.

При наличии АСУТП мониторинг должен быть автоматизирован, а информация мониторинга должна сохраняться не менее 3 месяцев 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, в том числе анализ участия генерирующего оборудования в ОНРЧ, должны направляться по запросу в соответствующий диспетчерский центр СО в течение 3 (трех) рабочих дней с момента направления запроса, но не позднее 4 (четвертого) календарного дня месяца, следующего за отчетным.

В случае полного или частичного непредоставления информации или предоставления указанной в запросе информации в нарушение установленных сроков СО использует имеющиеся в его распоряжении данные.

3.8 Требования к хранению и представлению данных

В базу данных оперативно-информационных комплексов СО (далее ОИК) должна поступать и храниться следующая информация:

- Текущая активная мощность генерирующего оборудования с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика и с временем обновления не более 10 секунд.
- Текущая частота на шинах электростанций с точностью не хуже 0,002 Гц и временем обновления не более 10 секунд.

Должна быть обеспечена возможность представления зафиксированных в ОИК данных в табличном и графическом виде с заданной дискретностью за заданный интервал времени.

Глубина архива данных мониторинга в ОИК должна составлять не менее 3-х месяцев.

Данные мониторинга для случаев отклонения частоты на $\pm 0,20$ Гц и более должны храниться не менее 3 лет в подразделениях СО, ответственных за мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

4. Требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования устанавливается СО в виде табличных значений границ диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования в зависимости от его активной мощности на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования при фиксированной величине активной мощности ограничен допустимыми минимальным и максимальным значениями реактивной мощности в соответствии со всеми представленными и скорректированными участниками оптового рынка данными.

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 группы точек поставки генерации (далее ГТП) определяется суммой диапазонов регулирования реактивной мощности находящегося в работе генерирующего оборудования, входящего в ГТП.

Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с представленными данными (P – Q диаграмма).

В случае необходимости изменения диапазона регулирования реактивной мощности в нормальных режимах или при нарушениях нормального режима следует действовать в соответствии с *Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России*.

5. Требования к участию во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности

В соответствии с *Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности* [1] участники оптового рынка, имеющие в собственности генерирующее оборудование ГЭС и ГАЭС, обязаны предоставить указанное оборудование для участия во вторичном регулировании, а ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт, кроме того, должны иметь возможность участия в АВРЧМ.

Требование участия в АВРЧМ не распространяется на контррегулирующие ГЭС, к которым относятся ГЭС установленной мощностью более 200 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом краткосрочного регулирования, необходимым для перераспределения переменных расходов воды вышележащей ГЭС в равномерный расход воды в свой нижний бьеф в целях обеспечения участия вышележащей регулирующей высоконапорной ГЭС установленной мощностью 1000 МВт и более в покрытии суточной и/или недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий неподтопления населенных пунктов.

В соответствии с техническими требованиями к генерирующим объектам тепловых электростанций, которые подлежат строительству на территории

Калининградской области и на территории Республики Крым и (или) г. Севастополь, утвержденными соответственно распоряжениями Правительства РФ от 20 октября 2015 г. № 2098-р и от 26 декабря 2015 г. № 2699-р параметры генерирующего оборудования объекта и его система регулирования должны обеспечивать автоматическое регулирование частоты в условиях работы в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы).

5.1. Требования к участию ГЭС в АВРЧМ

Требования к участию в АВРЧМ распространяются на ГЭС, оснащенные системами ГРАМ с частотным корректором, привлекаемые к автоматическому либо оперативному вторичному регулированию.

Под участием в АВРЧМ понимается отработка задания центрального регулятора системы автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и перетокам мощности (далее АРЧМ) на изменение активной мощности с заданными скоростью и точностью в пределах диапазона вторичного регулирования. Центральный регулятор при этом может работать:

- в режиме регулирования частоты или перетока как с включенными, так и отключенными автоматическими ограничителями перетоков (далее АОП);
- только с включенными АОП при отключенном режиме регулирования частоты или перетока.

Контроль участия в автоматическом вторичном регулировании осуществляется вне зависимости от заданных параметров работы центрального регулятора системы АРЧМ.

Условия подключения ГЭС к управлению от Централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (далее – ЦС (ЦКС) АРЧМ) в рамках обеспечения готовности ГЭС к участию автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности должны соответствовать *Общим техническим требованиям для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ* [15].

В случае отдачи команд <АРЧМ введено. Регулируете переток> или <АРЧМ введено. Регулируете частоту> оперативный персонал соответствующей ГЭС (ГАЭС) должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра, включать в работу и отключать

гидрогенераторы ГЭС (ГАЭС) для обеспечения заданного значения резерва активной мощности на загрузку/разгрузку (количества агрегатов, включенных в сеть). Резерв активной мощности на загрузку/разгрузку, необходимый для работы системы АРЧМ может быть задан диспетчерскими командами или диспетчерскими распоряжениями (диспетчерскими инструкциями), а также может быть задан как необходимое количество агрегатов, включенных в сеть и под управление системы АРЧМ.

Участвующая во вторичном регулировании ГЭС не освобождается от участия в ОПРЧ и должна удовлетворять условиям п. 3.2. настоящих *Технических требований*.

При одновременном привлечении ГЭС к НПРЧ она должна удовлетворять требованиям СО по участию электростанций в НПРЧ, имеющим наиболее высокий приоритет.

В соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [4] и *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [7] заданная диспетчерским графиком мощность ГЭС должна допускать размещение заданного вторичного резерва, а при одновременном использовании ГЭС для НПРЧ – совместное размещение заданных вторичных и первичных резервов.

При этом должна быть предусмотрена блокировка от превышения заданного вторичного резерва в процессе вторичного регулирования по команде от систем АРЧМ, необходимая для сохранения возможности использования заданных первичных резервов.

При неучастии ГЭС в НПРЧ весь диапазон регулирования может быть использован для размещения вторичного резерва. При этом величина заданных вторичных резервов на загрузку и разгрузку не должна превышать диапазон автоматического регулирования ГЭС, а сам диапазон вторичного регулирования должен размещаться относительно заданной графиком мощности таким образом, чтобы обеспечивалась возможность реализации в полностью автоматическом режиме каждого из вторичных резервов.

При изменении заданной диспетчерским графиком мощности или изменении состава работающего генерирующего оборудования ГЭС должна сохраняться возможность автоматической реализации заданных вторичных резервов.

Задержка в начале отработки задания от систем АРЧМ не должна превышать 5 секунд (для ГЭС, временно имеющих ограничения по скорости открытия направляющих аппаратов допускается задержка в начале отработки задания до 10 секунд).

Отработка задания вторичной мощности должна осуществляться в темпе, задаваемом системой АРЧМ, с учетом ограничений максимальной скорости изменения задания, установленных в системе АРЧМ в зависимости от количества гидроагрегатов ГЭС, подключенных к управлению от системы АРЧМ.

Динамическая погрешность в отработке заданной вторичной мощности не должна превышать 1% суммарной номинальной мощности гидроагрегатов, подключенных к управлению от системы АРЧМ.

5.2. Требования к участию ГЭС в оперативном вторичном регулировании

Оперативное вторичное регулирование осуществляется по командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра. Все команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС по внешней инициативе по отношению к плановым графикам генерации рассматриваются как участие во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

При получении команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС, решение об отключении и включении в работу агрегатов ГЭС принимается оперативным персоналом электростанции оперативно в соответствии с заданным соответствующим диспетчерским центром графика активной нагрузки. В этом случае, оперативный персонал соответствующей электростанции должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра включать в работу или отключать гидрогенераторы ГЭС, ГАЭС для обеспечения заданного значения активной мощности.

Перед производством самостоятельных действий по отключению гидрогенераторов оперативным персоналом станции должен выполняться контроль достаточности резерва на загрузку или разгрузку по реактивной мощности на

остающихся в работе гидрогенераторах для поддержания необходимых уровней напряжения. Если диапазона по реактивной мощности на остающихся в работе гидрогенераторах недостаточно, т.е. необходимый (заданный) уровень напряжения не может быть обеспечен без отклонения от планового (уточненного) диспетчерского графика (изменения значения активной мощности генерации (либо потребления для ГАЭС в насосном режиме), заданного командой диспетчера), то оперативный персонал электростанции должен уведомить об этом диспетчерский персонал соответствующего диспетчерского центра, которым принимается решение:

1. по изменению планового (уточненного) диспетчерского графика по внешней инициативе;
2. по изменению значения заданного уровня напряжения;
3. о переводе/включении генератора в режим работы синхронного компенсатора для поддержания заданного уровня напряжения.

Ко времени и точности реализации команд оперативного вторичного регулирования предъявляются следующие требования:

- для команд оперативного вторичного регулирования, для которых не задано время окончания исполнения команды, время набора / сброса нагрузки не должно превышать допустимое время, принятое СО на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*;
- для команд оперативного вторичного регулирования, для которых задано время окончания исполнения команды, время набора / сброса нагрузки не должно превышать заданное время окончания исполнения команды;
- точность набора / сброса заданной величины активной мощности контролируется за первую минуту, следующую за временем окончания выполнения команды, при этом отклонения должны быть в пределах, не выходящих одновременно за $\pm 5\%$ и ± 15 МВт от заданного значения;
- точность поддержания заданной величины активной мощности контролируется в период с момента окончания исполнения команды до момента окончания ее действия, заданных командой диспетчера, за

исключением периодов изменения нагрузки, предусмотренных командой, и считается соблюденной, если среднeminутные отклонения не превысили одновременно $\pm 5\%$ и ± 15 МВт от заданной величины активной мощности.

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

Неисполнение команд оперативного вторичного регулирования не регистрируется в следующие периоды:

- работы ГЭС по командам от системы АРЧМ;
- участия ГЭС в НПРЧ и/или ОПРЧ с исчерпанием имеющегося для выполнения команды резерва при заданном составе работающих гидрогенераторов;
- отработки ГЭС команд противоаварийной автоматики;
- срабатывания на ГЭС релейной защиты.

Невыполнение диспетчерской команды не регистрируется в случае, если отклонение нагрузки ГЭС от заданной величины произошло вследствие того, что данная диспетчерская команда не могла быть исполнена, в том числе по условиям эксплуатации ГЭС (например: невозможность одновременного пуска гидрогенераторов (отсутствие индивидуальных автосинхронизаторов), неравномерность скорости загрузки гидрогенераторов по режиму работы гидроузла и т.д.).

В период работы оборудования ГАЭС в насосном режиме регистрируется исполнение команд на включение в сеть / отключения от сети гидроагрегатов. Для данных команд время включения в сеть / отключения от сети гидроагрегатов не должно превышать заданное диспетчером время окончания исполнения команды.

5.3. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в оперативном вторичном регулировании

Измеряется и регистрируется в базе данных ОИК текущая мощность генерирующего оборудования ГЭС с максимально возможной точностью.

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

5.4. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в АВРЧМ

Измеряется и регистрируется в централизованных системах АРЧМ СО:

- 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 оптового рынка должны храниться в виде архивов не менее 3 лет.

5.5. Требования к участию вновь вводимого генерирующего оборудования ТЭС в автоматическом регулировании частоты в условиях работы в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы)

1. Системы автоматического регулирования генерирующего оборудования ТЭС, обеспечивающих автоматическое регулирование частоты в изолированно работающей энергосистеме (части энергосистемы), должны иметь возможность безударного переключения оперативным персоналом электростанции из режима регулирования мощности с коррекцией по частоте в режим регулирования частоты и обратно.

2. Система автоматического регулирования генерирующего оборудования ТЭС при работе в режиме регулирования активной мощности с коррекцией по частоте должна обеспечивать выполнение требований согласно раздела 3 настоящих Технических требований.

3. Система автоматического регулирования генерирующего оборудования ТЭС при работе в режиме регулирования частоты должна обеспечивать:

- автоматическое астатическое регулирование частоты в энергосистеме (части энергосистемы) с изменением нагрузки генерирующего оборудования в пределах его регулировочного диапазона;
- устойчивый процесс регулирования, без возникновения незатухающих колебаний частоты и активной мощности;
- изменение оперативным персоналом электростанции заданного значения частоты (уставки по частоте) в пределах от 49,6 до 50,4 Гц с шагом не более 0,01 Гц и величины «мертвой полосы» по частоте относительно ее заданного значения в диапазоне от 0 (минимально возможного значения) до $\pm 0,2$ Гц с шагом не более 0,005 Гц без вывода системы автоматического регулирования из работы.

4. Генерирующее оборудование ТЭС при работе его системы автоматического регулирования в режиме регулирования частоты должно изменять активную мощность в пределах регулировочного диапазона неограниченное количество циклов со скоростью до 8% номинальной мощности в минуту.

6. Технические требования к определению способности к выработке электроэнергии

К основным показателям, характеризующим способность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, относятся:

- величины предельного объема поставки мощности, установленной, располагаемой и максимальной мощности, готовой к несению нагрузки;
- величины технического и технологических минимумов единиц блочного генерирующего оборудования и минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования, расположенного на территории неценовых зон оптового рынка, и блочного генерирующего оборудования, расположенного на территории ценовых зон оптового рынка и оптимизируемого в рамках ВСВГО в соответствии с п.4.6 Регламента проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования (Приложение №3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);
- нормативное время включения в сеть генерирующего оборудования из различных тепловых состояний в соответствии с *Нормативом продолжительности пуска генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение 5);
- согласованное с СО время включения в сеть генерирующего оборудования, для которого не установлено нормативное время включения в сеть, в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*;
- номинальная скорость изменения нагрузки блочного генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления.

Величины максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и величины минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования, относящиеся к единицам генерирующего оборудования, регистрируются по фактическому состоянию на конец каждого часа N в отношении каждой единицы

генерирующего оборудования, а для оборудования, определяющего изменения максимальной мощности группы единиц генерирующего оборудования, значения максимальной мощности регистрируются по ГТП. Концом каждого часа N является «NN часов 00 минут».

Снижение скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления регистрируется в отношении каждой единицы генерирующего оборудования, отнесенной к блочным генерирующим единицам мощности (далее ГЕМ).

Отчетные данные по готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии формируются по ГТП, в т.ч. в отношении параметров, регистрируемых по единицам генерирующего оборудования, как сумма соответствующих параметров.

6.1. Требования к определению установленной мощности, технического минимума и предельного объема поставки мощности

Величины установленной мощности ГТП и электростанции в целом, используемые для расчетов, определяются на основании данных об установленной мощности ГТП, зарегистрированных СО в Реестре предельных объемов мощности, в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9].

Величины предельного объема поставки мощности на оптовый рынок (далее предельный объем поставки) ГТП, используемые для расчетов, определяется на основании данных о предельных объемах мощности ГТП, зарегистрированных СО в Реестре предельных объемов мощности, в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9].

Значения технического минимума генерирующего оборудования, отнесенного к блочным ГЕМ (далее технический минимум), используемые для расчетов, определяются на основании данных участников оптового рынка, представленных в СО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8] и настоящими *Техническими требованиями*, как минимальная нагрузка генерирующего оборудования при работе турбины в конденсационном режиме, соответствующая минимально допустимой паропроводительности котельного агрегата согласно его

паспортным характеристикам (для дубль-блоков – при работе как одного, так и двух корпусов). Значение технического минимума определяется при минимальном составе вспомогательного оборудования и отключении отдельных автоматических регуляторов. Для АЭС значения технического минимума определяются в соответствии с требованиями *Регламентов безопасной эксплуатации АЭС* [11].

Допускаются изменения показателей установленной мощности, предельного объема поставки мощности и технического минимума в течение года. Для изменения показателей в течение года необходимо предоставить СО обосновывающие документы в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9], настоящими *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия*. Величина установленной мощности, предельного объема поставки мощности и технического минимума изменяется с 01 числа месяца, следующего за месяцем внесения СО соответствующих изменений в Реестр фактических параметров генерирующего оборудования и Реестр предельных объемов мощности в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Порядком установления соответствия*.

Значение установленной мощности при перемаркировке единицы генерирующего оборудования устанавливается на основании документов, оформленных в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Положением о порядке перемаркировки основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии* (Приложение 6).

Вывод из эксплуатации основного генерирующего оборудования и оформление документов об изменении показателей установленной мощности ГТП и электростанции в целом осуществляются в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Положением о порядке вывода из эксплуатации основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии* (Приложение 7).

6.2. Требования к определению ограничений установленной мощности и располагаемой мощности и планового технологического минимума

6.2.1. Требования к определению располагаемой мощности

Располагаемая мощность генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом определяется как максимальная технически возможная мощность с учетом ограничений установленной мощности и допустимых превышений над номинальной мощностью отдельных единиц генерирующего оборудования.

Пропускная способность сетевого оборудования, оказывающая влияние на режимы работы электростанций, не накладывает дополнительных ограничений на установленную мощность генерирующего оборудования. Генерирующее оборудование, не включенное по условиям пропускной способности сети (за исключением пропускной способности электротехнического оборудования станции) для целей определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности учитывается аналогично холодному резерву. Способность такого оборудования к выработке электроэнергии определяется в общем порядке.

6.2.2. Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях ценовых зон оптового рынка

В качестве базовых ограничений установленной мощности ТЭС и АЭС на какой-либо месяц предстоящего года принимаются значения ограничений, зарегистрированные СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года.

Для целей подтверждения способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, величины располагаемой мощности ГТП генерации и электростанции в целом определяются СО на основании значений ограничений установленной мощности, актуальных для каждого часа каждых суток отчетного месяца, и соответствующей среднемесячной величины ограничений, заявленных участниками оптового рынка в СО до 15 числа месяца, предшествующего отчетному, по всем единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации и электростанции в целом по форме приложений 2 и 9 к *Методическим указаниям по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности*

тепловых и атомных электростанций (Приложение 4), подписанных техническим руководителем электростанции или генерирующей компании. В отношении вновь введенного (модернизированного) генерирующего оборудования электростанции, испытания для целей аттестации которого проводились в месяце, предшествующем отчетному, участник оптового рынка может заявить ограничения до последнего числа месяца, в котором проводились данные испытания.

В случае если участник оптового рынка не заявил ограничения на предстоящий месяц, в качестве заявленных ограничений СО принимает базовые ограничения.

В отношении генерирующего оборудования ГЭС и электростанций, в отношении которых в реестре субъектов оптового рынка, допущенных к торговой системе оптового рынка, предоставленном КО в СО до начала расчетного месяца, установлен признак использования при производстве электроэнергии в качестве основного энергоносителя доменный, коксовой, конвертерный газ, масляные смеси, каменноугольную смолу, отходящее тепло технологических агрегатов и иные отходы промышленного производства (далее электростанции, использующие отходы промышленного производства) участники оптового рынка могут заявить значения ограничений установленной мощности актуальные для каждого часа суток не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2.

Значения ограничений установленной мощности, заявленные официальным письменным уведомлением участника в отношении ГЭС и электростанций, использующих отходы промышленного производства, не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, должны однозначно соответствовать разнице установленной мощности и суммы параметров включенной мощности и ремонтного снижения мощности соответствующей ГТП, указанных в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2.

Для ГЭС и электростанций, использующих отходы промышленного производства, в случае отсутствия заявок значений ограничений установленной мощности, актуальных для каждого часа суток, до 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 и отсутствия заявленных участниками оптового рынка с СО до

15 числа месяца величин ограничений установленной мощности, в качестве заявленных величин ограничений установленной мощности принимаются нулевые значения.

В случае несоответствия величины ограничений мощности, заявленных официальным письменным уведомлением, значениям, указанным в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, СО принимает в качестве величины заявленных ограничений наименьшее из указанных значений.

Для целей определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, по окончании расчетного месяца СО в соответствии с *Порядком установления соответствия* в отношении каждой ГТП генерации и электростанции осуществляет регистрацию фактических ограничений ТЭС и АЭС с учетом ранее зарегистрированных СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года базовых ограничений.

В случае проведения сезонных испытаний оборудования электростанции, не относящейся к ГЭС или электростанциям, использующим отходы промышленного производства, в случаях и порядке, установленных *Порядком установления соответствия* для учета ограничений, зарегистрированных по результатам сезонного тестирования, в последующих месяцах сезонного периода участник оптового рынка до 15 числа месяца, предшествующего отчетному, направляет в СО заявление о необходимости корректировки базовых ограничений. При этом новая величина базовых ограничений не может быть меньше величины, подтвержденной такими испытаниями.

В случае заявления участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования в каком-либо часу суток X максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности, располагаемая мощность в данном часе принимается равной заявленному максимуму.

При этом, базовые ограничения установленной мощности ТЭС и АЭС на какой-либо месяц могут быть скорректированы до величины заявленных участником ограничений при условии подтверждения по данным АИИС КУ факта выработки электроэнергии электростанцией в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

6.2.3 Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях неценовых зон оптового рынка

Для целей долгосрочного планирования расчеты ожидаемых ограничений установленной мощности на предстоящий год с разбивкой по генерирующему оборудованию, ГТП генерации и электростанции в целом выполняются участниками оптового рынка в отношении электростанций, по которым ожидаются ограничения мощности в отчетном году.

Технические ограничения на ГЭС должны быть заявлены и согласованы до начала предстоящего года.

Ограничения установленной мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью и предельным объемом поставки ГТП принимаются в заявительном порядке. Превышение ожидаемых ограничений установленной мощности над положительной разницей между установленной мощностью и предельным объемом поставки согласовывается СО по каждому месяцу на основании представленных документов в порядке, установленном *Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций* (Приложение 4) и положениями настоящих *Технических требований*.

Для целей подтверждения способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, величины располагаемой мощности ГТП генерации и электростанции в целом определяются СО на основании значений ограничений установленной мощности, актуальных для каждого часа каждых суток отчетного месяца, и соответствующей среднемесячной величины ограничений, согласованных участниками оптового рынка с СО по всем единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации и электростанции в целом в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

Согласованные СО до начала текущего года ожидаемые ограничения установленной мощности могут быть скорректированы и согласованы по каждым суткам до начала месяца, в котором эти изменения актуальны.

Корректировка ограничений установленной мощности на предстоящий месяц должна быть представлена в СО не позднее 01 числа месяца, предшествующего

планируемому, по каждой единице генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом. СО до начала отчетного месяца согласовывает указанные ограничения или представляет обоснованный отказ.

При наличии ограничений установленной мощности для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТП, при наличии ограничений в целом по станции участник не позднее 01 числа месяца, предшествующего планируемому, должен заявить разнесение ограничений установленной мощности по ГТП.

Для ГЭС согласование величин ограничений активной мощности по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом осуществляется СО с учетом имеющейся статистической информации и на основании представленных участником оптового рынка обосновывающих документов.

В случае необходимости СО имеет право запросить у участника оптового рынка следующие данные:

- обосновывающие расчеты ограничений установленной мощности по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом для каждой из причин, их вызывающих;
- перечень мероприятий по сокращению ограничений установленной мощности в отчетном году с указанием среднемесячных значений сокращения ограничений при выполнении каждого из мероприятий;
- анализ проведенных мероприятий по сокращению величины ограничений установленной мощности с указанием их эффективности.

В случае полного либо частичного непредставления запрашиваемых материалов документы на согласование величин ограничений активной мощности в СО не принимаются.

Для ТЭС и АЭС согласование величин ограничений установленной мощности по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом осуществляется в соответствии с *Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций* (Приложение 4).

Корректировка ограничений установленной мощности внутри месяца допускается по согласованию с СО, для первой неценовой зоны не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 (суток, предшествующих торговым), для

второй неценовой зоны до 10 часов хабаровского времени суток X-1 (суток, предшествующих операционным) в отношении генерирующего оборудования ГЭС и электростанций, использующих отходы промышленного производства. Кроме того, корректировка ограничений установленной мощности внутри месяца допускается по согласованию с СО для неблочных ГЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТП, а также для блочных ГЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТП – при наличии ограничений в целом по станции, при условии сохранения суммарной величины ограничений для электростанции в целом, зарегистрированной в установленном порядке до начала месяца.

В случае заявления участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования в каком-либо часу суток X максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности, располагаемая мощность в данном часе принимается равной заявленному максимуму.

В случае заявления участником в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности двое и более суток подряд СО имеет право пересмотреть ограничения, начиная с первого дня заявления максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности и до конца отчетного месяца, и в трехдневный срок уведомить об этом участника оптового рынка.

6.2.4 Требования к определению планового технологического минимума

Технологический минимум блочного генерирующего оборудования – нижний предел регулировочного диапазона в конденсационном режиме, определяемый исходя из требований устойчивости работы блочного оборудования при минимально допустимом составе вспомогательного оборудования и сохранении автоматического регулирования или отдельных регуляторов.

Величина технологического минимума должна быть подтверждена результатами испытаний, проведенных в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9], настоящими *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия*, положениями инструкций по эксплуатации, режимными картами и иными техническими заключениями в отношении соответствующей единицы генерирующего оборудования.

Плановый технологический минимум включенного генерирующего оборудования, отнесенного к блочным ГЕМ, ГТП и электростанции в целом определяется на основании данных о минимальной мощности генерирующего оборудования, заявленных участником в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-2) в отношении суток X, и согласованных СО. Для блочного генерирующего оборудования тепловых электростанций, в качестве планового технологического минимума $N_{\min,h}^j(CO)$ принимается значение минимальной мощности генерирующего оборудования, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО и отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ и не содержащей неоптимизируемое в рамках ВСВГО, в соответствии с п.4.6 Регламента проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования (Приложение №3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), блочное генерирующее оборудование, с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам.

Величина планового технологического минимума включенного генерирующего оборудования должна соответствовать:

- для энергоблоков с турбинами типа К (кроме блоков, работающих с подключенными к нерегулируемым отборам бойлерами теплосети) – технологическому минимуму;
- для энергоблоков с турбинами типа К (работающих с подключенными к нерегулируемым отборам бойлерами теплосети), Т, ПТ, энергоблоков ГТУ и ПГУ – максимальной величине из технологического минимума и минимальной нагрузки турбины при работе с заданной нагрузкой отборов по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в конденсатор).

Суммарная величина планового технологического минимума блочных ГЕМ электростанции определяется исходя из обеспечения прогнозного отпуска тепла минимально возможным составом оборудования, выбираемым по критерию:

- для электростанций, имеющих пиковые водогрейные котлы, – с учетом максимально возможного для данных расчетных условий отпуска тепла от водогрейной части;
- для электростанций, в состав которых входят энергоблоки ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ, – по заявке собственника;
- для остальных электростанций – обеспечение наименьшей величины планового технологического минимума,

и направляется в СО в составе уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-2) в отношении суток X.

Согласование величин планового технологического минимума по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом осуществляется СО с учетом имеющейся статистической информации, на основании представленных участником оптового рынка обосновывающих документов и следующих данных:

- сведений о фактических изменениях технологического минимума и минимальной паропроизводительности в предшествующем и предстоящем году с указанием причин, значений и прогнозируемых дат изменений технологического минимума в отношении реконструируемых агрегатов;
- показателей, характеризующих ожидаемые условия и режимы эксплуатации, влияющие на величину планового технологического минимума;
- обосновывающих расчетов планового технологического минимума по электростанции в целом, ГТП и единицам генерирующего оборудования.

Для генерирующего оборудования АЭС, диапазон внутрисуточного регулирования которых определяется значением минимального технологического уровня включенной мощности энергоблоков, в качестве планового технологического минимума принимается значение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, заявленное участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского

времени суток X-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток X-1), и согласованное СО.

6.3. Требования к определению плановой максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

6.3.1. Определение плановой максимальной мощности

Плановая величина максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП, готового к несению нагрузки, определяется как значение располагаемой мощности, уменьшенной на величину согласованного ремонтного снижения мощности.

Сводный годовой график ремонтов энергетического оборудования электростанций с указанием сроков проведения ремонтов, объемов основных планируемых работ, вида ремонта (технического обслуживания), утверждается СО до 30 сентября года, предшествующего планируемому, в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации [12] и настоящими Техническими требованиями.

До 01 декабря года, предшествующего отчетному, СО, на основании предварительно заявляемых Участниками оптового рынка данных, согласовывает объемы ремонтного снижения мощности по каждой ГТП электростанции по каждому месяцу года, обусловленные проведением плановых ремонтов, соответствующих утвержденному СО сводному годовому графику ремонтов. Расчет объемов ремонтного снижения мощности выполняется с учетом *Методических рекомендаций по расчету ремонтных снижений электростанций* (Приложение 8).

При выполнении соответствующих расчетов, располагаемая мощность генерирующего оборудования, планируемого к выводу в ремонт на электростанциях, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, определяется с учетом ограничений установленной мощности, зарегистрированных СО в отношении каждого месяца периода продолжительностью 12 полных месяцев (далее – базовый период), предшествующего дате выполнения расчетов, а в отношении электростанций, расположенных в неценовых зонах оптового рынка – с

учетом согласованных СО ограничениями установленной мощности на предстоящий год.

При выполнении расчетов годовых объемов ремонтного снижения мощности в отношении единиц генерирующего оборудования, располагаемая мощность которых была равна нулю в месяце (месяцах) базового периода по причине нахождения в состоянии консервации, модернизации или реконструкции, учтенной в утвержденных СО месячных графиках ремонтов, ограничения установленной мощности принимаются в соответствии с заявлением собственника с приложением официального уведомления об обязательстве подтвердить заявленную располагаемую мощность испытаниями в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] или фактической выработкой электроэнергии не менее 24 часов в течение соответствующего месяца, в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8].

В случае утверждения в составе перечня участников оптового рынка, допущенных к торговле электрической энергией и мощностью на соответствующий месяц, изменений, связанных с изменением состава ГТП, плановые объемы ремонтного снижения мощности на соответствующий год в отношении ГТП уточняются, начиная с соответствующего месяца, с учетом отнесения среднемесячных ремонтных снижений к ГТП в соответствии с фактическим составом ГТП в каждом месяце года.

Для своевременного учета ремонтов на этапах месячного, недельного и суточного планирования режимов работы энергосистемы СО в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации [12] не позднее 24 числа месяца, предшествующего планируемому, утверждает сводные месячные графики ремонтов энергетического оборудования электростанций, сформированные на основании утвержденного СО сводного годового графика ремонтов. Предложения участников оптового рынка для формирования месячных графиков ремонтов подлежат представлению СО до 01 числа месяца, предшествующего планируемому.

При включении в сводные месячные графики ремонтов консервации энергетического оборудования, соответствующие им объемы снижения мощности учитываются в качестве заявленных ограничений мощности.

Указанные графики ремонтов используются СО для целей регистрации согласованного снижения располагаемой мощности в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

Инициированные участником оптового рынка изменения сроков вывода оборудования в ремонт относительно утвержденных СО в сводном месячном графике ремонтов энергетического оборудования осуществляются только для целей внутримесячного планирования режимов работы энергосистемы и при регистрации согласованного снижения располагаемой мощности учитываются как неплановые изменения.

Регистрация величины согласованного снижения мощности по каждому суткам отчетного периода осуществляется СО в отношении генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации на основании следующих данных:

- утвержденных СО месячных графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования с указанием вида ремонта и его плановой продолжительности;
- уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участниками оптового рынка в отношении ГТП, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка и к неценовым зонам оптового рынка: территориям Республики Коми, Архангельской области и Калининградской области, не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-4 в отношении отчетных суток X. Указанные уведомления соответствуют уведомлениям ВСВГО, поданным не позднее 10 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток X-2 в отношении расчетных суток X+2, в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5] для целей выбора состава включенного оборудования;
- уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участниками оптового рынка в отношении ГТП, отнесенных ко второй неценовой зоне оптового рынка (территория Дальнего Востока), не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-4;
- актуализированных уведомлений ВСВГО, поданных участниками оптового рынка в отношении ГТП, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка и к неценовым зонам оптового рынка: территориям Республики Коми,

Архангельской области и Калининградской области, не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2 в отношении отчетных суток X, в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5];

- уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участниками оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, для второй неценовой зоны не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1, в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5] (уведомление РСВ);
- оперативных уведомлений – уведомлений о планируемых или фактических изменениях состава и (или) параметров генерирующего оборудования, подаваемых участниками оптового рынка средствами специализированного ПО в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для второй неценовой зоны – с 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1), в отношении операционных суток, в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5];
- согласованных СО диспетчерских заявок на вывод в ремонт основного и вспомогательного 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*) [13];
- величин ремонтного снижения мощности, рассчитанных с учетом возможности наложения по времени графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования и сниженных на величину ограничений, приходящихся на выводимое в ремонт оборудование.

Участник оптового рынка обязан уведомить СО о составе и параметрах генерирующего оборудования в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [4] и *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5].

6.3.1.1. Особенности учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха

Для целей учета объемов снижений максимальной мощности, определяемых зависимостью ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, при подтверждении способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, участник оптового рынка заявляет в филиал СО РДУ не позднее 15 (пятнадцати) рабочих дней до начала отчетного месяца данные о зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха по форме приложения 9 к настоящим Техническим требованиям с приложением обосновывающих документов, подтверждающих представленную зависимость (паспортные данные, заключение завода изготовителя, а также иная нормативно-техническая документация на оборудование). В последствии данные предоставляются только в случае их актуализации.

В отношении ПГУ подлежит заявлению зависимость ограничений (снижений) максимальной мощности от величины изменения температуры наружного воздуха, обусловленная зависимостью возникающих на входящих в состав ПГУ ГТУ ограничений (снижений) максимальной мощности от величины изменения температуры наружного воздуха.

В случае если участник оптового рынка не заявил данные о зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, либо представил не полный комплект документов, либо представленная зависимость не была согласована СО, то при подтверждении способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии указанная зависимость не учитывается.

Рассмотрение (согласование) представленных документов осуществляется СО в течении 10 (десяти) рабочих дней с последующим уведомлением участника оптового рынка о результатах рассмотрения (согласования).

6.3.1.2. Особенности учета ступенчатого набора нагрузки ГЭС

Для целей учета при определении регулировочной мощности ГЭС данных о ступенчатом наборе нагрузки участник оптового рынка направляет в филиал СО РДУ не позднее 15 (пятнадцати) рабочих дней до начала отчетного месяца заявление по форме приложения 11 к настоящим Техническим требованиям с описанием причин, обуславливающих ступенчатый набор нагрузки ГЭС, и приложением обосновывающих документов, подтверждающих представленную информацию (инструкции по эксплуатации водного хозяйства, а также иная нормативно-техническая документация). В последствии данные предоставляются только в случае их актуализации.

В случае если участник оптового рынка не заявил данные о ступенчатом наборе нагрузки ГЭС, либо представил не полный комплект документов, либо представленные данные не были согласованы СО, то при подтверждении способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии указанная информация не учитывается.

Рассмотрение (согласование) представленных документов осуществляется СО в течении 10 (десяти) рабочих дней с последующим уведомлением участника оптового рынка о результатах рассмотрения (согласования).

6.3.2. Требования к определению плановой максимальной мощности и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

На основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, СО определяет почасовые значения плановой величины максимальной мощности по каждой ГТП и величины снижения максимальной мощности по ГТП, в том числе ремонтного, а также почасовые значения плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования и величины увеличения технологического минимума.

В уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования определяются эксплуатационное состояние генерирующего оборудования и снижения максимальной мощности и/или увеличения технологического минимума, соответствующие данному эксплуатационному состоянию. Квалификацию

снижений максимальной мощности и увеличений технологического минимума СО осуществляет в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

Уведомления должны соответствовать открытым, разрешенным или находящимся на рассмотрении в СО диспетчерским заявкам за исключением случаев досрочного окончания или более позднего начала ремонта. Подача оперативных уведомлений, не соответствующих диспетчерским заявкам, допускается в случае последующей подачи соответствующей диспетчерской заявки, либо закрытия или снятия ранее поданной диспетчерской заявки.

В случае подачи диспетчерской заявки позднее чем через 4 часа после подачи оперативного уведомления и её соответствия оперативному уведомлению, временем подачи оперативного уведомления признается время подачи диспетчерской заявки.

В случае подачи диспетчерской заявки позднее чем через 4 часа после подачи уведомления РСВ и её соответствия уведомлению РСВ, временем подачи уведомления РСВ признается время подачи диспетчерской заявки.

6.4. Требования к максимальной мощности, заявляемой участниками оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед

Подача ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед осуществляется в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка*.

Участники оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед должны указывать в ценовой заявке максимальное значение количества в основных парах «цена – количество» в часовой подзаявке на час h равной максимальной мощности включенного оборудования, указанной в актуализированной расчетной модели.

6.5. Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

Уточненная величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и/или минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, согласованная СО не позднее, чем за 4 часа до часа фактической поставки, определяется в соответствии с п. 6.3 настоящих *Технических требований* и

Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка

соответствует составу оборудования, ожидаемому на час фактической поставки. Уточненная величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, определяется с учетом оборудования, находящегося в холодном резерве. Основанием для уточнения величины максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и/или минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, являются оперативное уведомление, поданное СО не позднее, чем за 4 часа до часа фактической поставки, и соответствующая разрешенная диспетчерская заявка на изменение состояния или параметров оборудования.

Любое изменение состава оборудования в час фактической поставки, в том числе по турбогенераторам неблочной части ТЭС, активная нагрузка которых обусловлена режимами теплофикации, а также оборудования, находящегося в холодном резерве, должно быть согласовано с СО. Величина мощности оборудования, не соответствующая составу, заданному СО на час фактической поставки, определяется на каждый час суток и соответствует сумме установленных мощностей оборудования включенного, не отключенного и отключенного, а также переведенного в ремонт из холодного резерва, без согласования с СО. Не включение в сеть генерирующего оборудования при плановых пусках или пусках по команде диспетчера квалифицируется как нарушение нормативного времени включения генерирующего оборудования в сеть в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

Фактическая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, определяется на каждый час суток и соответствует сумме включенной мощности ГТП и мощности генерирующего оборудования ГТП, находящегося в холодном резерве, определенной с учетом фактических ограничений максимальной мощности.

В целях проверки наличия фактических резервов мощности СО имеет право осуществлять выборочную загрузку генерирующего оборудования на период от 1 до 3 часов без учета ранжированных таблиц, но не более трех раз в течение месяца в отношении одного ГОУ до максимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах оборудования.

Соблюдение участником оптового рынка заданного СО состава и параметров генерирующего оборудования подтверждается в том числе отсутствием допущенных участником оптового рынка по собственной инициативе отклонений

объемов фактического производства электрической энергии от плановых в соответствующей ГТП на величину более 15 МВт*ч и величину, соответствующую выработке электрической энергии с использованием 5% установленной мощности соответствующего генерирующего оборудования.

Фактическая величина минимальной мощности включенного генерирующего оборудования определяется на каждый час суток и соответствует минимальной мощности ГТП, определенной с учетом фактических технологических ограничений минимума для блочных ГЕМ исходя из состава фактически включенного генерирующего оборудования в час поставки.

Участник оптового рынка обязан уведомить СО о вынужденных (фактических) изменениях состава и/или параметров оборудования и/или режима работы оборудования при помощи оперативного уведомления. В течение 4 часов после подачи оперативного уведомления участник оптового рынка должен подать диспетчерскую заявку на заявленное в оперативном уведомлении изменение состава и/или параметров оборудования и/или режима работы оборудования. В случае соответствия диспетчерской заявки оперативному уведомлению временем подачи диспетчерской заявки признается время подачи оперативного уведомления. В случае подачи диспетчерской заявки позднее чем через 4 часа после подачи оперативного уведомления и её соответствия оперативному уведомлению временем подачи оперативного уведомления признается время подачи диспетчерской заявки.

Для целей настоящих *Технических требований* и *Порядка установления соответствия* учитываются оперативные уведомления, поданные средствами специализированного ПО в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5], при условии соответствия таких оперативных уведомлений предъявляемым настоящим пунктом требованиям, в том числе по порядку и условиям их подтверждения диспетчерской заявкой.

В соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [7] в целях повышения оперативности взаимодействия диспетчерского персонала СО с персоналом объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой допускается подача устных оперативных уведомлений о планируемых или фактических изменениях состава и (или) параметров генерирующего оборудования

по телефону. Устные оперативные уведомления подлежат обязательной регистрации средствами специализированного ПО в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5].

В случае, если решение СО о переносе заявленного срока реализации диспетчерских заявок на изменение состава и/или параметров оборудования и/или режима работы оборудования доведено до участника оптового рынка после 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1) и участник оптового рынка не позднее чем за 4 часа до часа фактической поставки подал скорректированное оперативное уведомление, учитывающее решение СО о переносе заявленного срока реализации диспетчерской заявки, временем подачи скорректированного уведомления признается время подачи последнего по состоянию на 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1) уведомления о составе и параметрах оборудования. Данное правило применяется при условии подачи участником ОРЭ диспетчерских заявок в регламентные сроки, определенные *Положением о диспетчерских заявках* [13] соответствующего диспетчерского центра СО.

6.6. Требования к соблюдению нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования

СО регистрирует соответствие нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования по фактическому состоянию оборудования на конец часа в отношении всех единиц генерирующего оборудования, подлежащих включению:

- при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ;
- при неплановых пусках по команде диспетчера СО, в том числе по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

Генерирующее оборудование считается включенным в сеть при условии его синхронизации с сетью и регистрации выдачи активной мощности в сеть по данным СОТИАССО.

В случае включения в сеть генерирующего оборудования при плановых пусках время включения в сеть не должно превышать нормативное время до включения в сеть, определенное как конец часа, на который при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ СО запланировано включение соответствующего генерирующего оборудования (ЕГО).

В случае включения в сеть генерирующего оборудования по команде диспетчера, кроме пусков по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок, время включения в сеть не должно превышать нормативное время до включения в сеть, определенное как конец часа, на который приходится время исполнения команды на включение соответствующей ЕГО.

В случае включения в сеть генерирующего оборудования из резерва по команде диспетчера в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, время включения в сеть (синхронизации) не должно превышать нормативное время до включения в сеть, определенное в соответствии с Приложением 5 к настоящим *Техническим требованиям* с учетом исходного теплового состояния оборудования в зависимости от времени нахождения в резерве. В случае отсутствия установленного норматива включения в сеть генерирующего оборудования, время включения в сеть не должно превышать время, согласованное СО.

Для парогазовых и газотурбинных установок, не указанных в Приложении 5 к настоящим *Техническим требованиям*, в качестве нормативного времени используется время, определенное в соответствии с *Методикой определения максимальной нормативной продолжительности пуска ПГУ*, приведенной в Приложении 5, к настоящим *Техническим требованиям*.

Для энергоблоков ТЭС, не указанных в Приложении 5 к настоящим *Техническим требованиям*, в том числе для турбогенераторов неблочных частей ТЭС, в качестве норматива необходимо учитывать время, согласованное СО (для электростанций, расположенных в ценовых зонах оптового рынка – согласованное с СО в рамках процедуры подачи заявок на продажу мощности для целей участия в конкурентном отборе мощности в отношении соответствующих единиц генерирующего оборудования).

Требования к регистрации соответствия нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования по фактическому состоянию оборудования на конец часа не распространяются на случаи включения в сеть единиц генерирующего оборудования для проведения разрешенных испытаний генерирующего оборудования, в том числе приемо-сдаточных испытаний после капитального или среднего ремонта. В таких случаях применяются требования п. 6.5. настоящих *Технических требований*.

В отношении генерирующего оборудования, для которого в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, участник оптового рынка имеет право не позже чем за 8 часов до часа, в котором должно состояться включение, но не позже чем через 2 часа с момента получения команды на включение, если временной интервал между получением команды и заданным временем включения составляет менее 10 часов, подать запрос на согласование отступления от запланированного времени включения в сеть, с последующим оформлением в установленном порядке оперативного уведомления и соответствующей диспетчерской заявки, или уведомить о прекращении пусковых операций.

В случае включения в сеть генерирующего оборудования из резерва по команде диспетчера в минимально возможный срок, участник оптового рынка, в течение одного часа после получения указанной команды, имеет право подать СО устный запрос о согласовании вынужденных отступлений от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования с последующим оформлением в установленном порядке оперативного уведомления и соответствующей диспетчерской заявки, или уведомить о прекращении пусковых операций.

Решение о возможности согласования вынужденных отступлений от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования принимается СО исходя из режимных условий.

Фактическое время включения в сеть генерирующего оборудования определяется СО в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

6.7. Требования к определению скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления

Номинальные значения скорости набора и скорости сброса нагрузки единиц генерирующего оборудования, отнесенных к блочным ГЕМ, устанавливается СО на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9], настоящими *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия*.

Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности к неоднократному участию в суточном регулировании изменения потребления с номинальными значениями скорости набора и скорости сброса нагрузки на полном диапазоне регулирования активной мощности в соответствии с представленными данными.

На основании заявленных участником в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования значений скорости набора и скорости сброса нагрузки СО определяет максимально допустимые скорости набора/сброса нагрузки.

7. Требования к определению способности к выработке электроэнергии генерирующего оборудования квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии

Для генерирующего оборудования квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – *объекты ВИЭ*), способность к выработке электрической энергии определяется следующими факторами:

- соблюдением (не увеличением) определенного до начала года совокупного объема ремонтов на текущий календарный год, согласованных в установленном порядке с СО;
- обеспечением готовности к отключению генерирующего оборудования от сети по команде СО.

Согласование годовых графиков ремонтов генерирующего оборудования *объекты ВИЭ* и объемов ремонтного снижения мощности, обусловленных

проведением плановых ремонтных работ на оборудовании (плановых ремонтов) по каждому месяцу периода ремонтов, осуществляется аналогично требованиям, указанным в п. 6.3.1 настоящих *Технических требований*.

Контроль за соблюдением совокупного объема ремонтов на текущий календарный год и регистрация исполнения требования к обеспечению готовности к отключению генерирующего оборудования от сети по команде СО для *объектов ВИЭ* производится в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

8. Требования к обмену телеинформацией

В целях обеспечения готовности генерирующего оборудования к выработке на конкурентных условиях электрической энергии участники оптового рынка (поставщики электрической энергии и мощности в отношении ГТП и участники с регулируемым потреблением) обязаны выполнять требования к системе связи, обеспечивающей передачу данных в СО, установленные Приложением 2 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* [3].

9. Требования к вновь вводимому в эксплуатацию генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, подлежащих строительству в соответствии с решениями Правительства РФ

9.1. Технические требования к генерирующим объектам тепловых электростанций, которые подлежат строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, - Калининградской области

1. Установленная мощность генерирующего объекта должна находиться в диапазоне значений установленной мощности, указанном в перечне генерирующих объектов, утвержденном распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р.

2. Нижняя граница регулировочного диапазона генерирующего объекта в составе парогазового цикла при работе в конденсационном режиме должна составлять не более 35 процентов установленной мощности.

3. Нижняя и верхняя границы регулировочного диапазона генерирующего объекта в составе паросиловой установки, работающей на угле, должны составлять соответственно не более 60 процентов и не менее 100 процентов его установленной мощности.

4. Нижняя граница регулировочного диапазона генерирующего объекта в составе газотурбинной установки должна составлять не более 2 процентов установленной мощности.

5. Генерирующее оборудование объекта должно обеспечивать возможность останова парогазовой установки в резерв на ночное время продолжительностью до 8 часов.

6. Генерирующее оборудование объекта должно обеспечивать работу с любой нагрузкой в пределах регулировочного диапазона:

- длительно в диапазоне частот 49,0 - 50,5 Гц (включительно);
- кратковременно в диапазоне частот электрического тока (включая верхнюю границу указанных диапазонов по частоте):
- 51,0 - 50,5 Гц - продолжительностью не менее 3 минут и суммарной продолжительностью работы за весь срок эксплуатации не более 500 минут;
- 49,0 - 48,0 Гц - продолжительностью не менее 5 минут и суммарной продолжительностью работы за весь срок эксплуатации не более 750 минут;
- 48,0 - 47,5 Гц - продолжительностью не менее 1 минуты и суммарной продолжительностью работы за весь срок эксплуатации не более 180 минут;
- 47,0 - 47,5 Гц - продолжительностью не менее 40 секунд;
- 47,0 - 46,0 Гц (включительно) - продолжительностью не менее 1 секунды.
- Суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации при частотах 47,5 Гц и ниже устанавливается заводом-изготовителем.
- При частотах ниже 46,0 Гц работа генерирующего оборудования не допускается.

7. Генерирующее оборудование объекта должно обеспечивать длительную работу в режиме потребления реактивной мощности в соответствии с диаграммой мощности синхронного генератора.

8. На генераторах объекта должны быть установлены быстродействующие системы возбуждения с автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия, обеспечивающими устойчивую работу генерирующего оборудования при нормативных возмущениях в энергосистеме.

9. Должна обеспечиваться устойчивая работа генерирующего оборудования объекта в случае его эксплуатации исключительно для удовлетворения собственных нужд электростанции в течение не менее 30 минут.

10. Генерирующее оборудование объекта должно обеспечивать возможность реализации управляющих воздействий на его отключение (разгрузку) от действия противоаварийной автоматики, функционирующей в соответствии с алгоритмами, заданными СО.

11. Система регулирования генерирующего оборудования объекта должна обеспечивать его участие в общем первичном регулировании частоты.

12. Параметры генерирующего оборудования объекта и его система регулирования должны обеспечивать автоматическое регулирование частоты в условиях работы генерирующего оборудования в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы).

13. Генерирующее оборудование объекта должно обеспечивать изменение активной мощности неограниченное количество циклов со скоростью изменения мощности:

- паросиловой установки тепловых электростанций во всем регулировочном диапазоне не менее 1 процента в минуту в условиях нормального режима и 4 процентов в минуту в условиях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима от установленной мощности установки;
- парогазовой установки в пределах регулировочного диапазона не менее 5 процентов в минуту от ее установленной мощности.

14. Входящие в состав генерирующего оборудования объекта газотурбинные установки и газопоршневые агрегаты должны обеспечивать возможность работы как на газообразном, так и на жидком (аварийном) топливе.

Перевод газотурбинных установок и газопоршневых агрегатов с одного вида топлива на другой должен осуществляться без их останова.

15. Общее время нормального пуска входящих в состав генерирующего оборудования объекта газотурбинных установок, в том числе повторного, и набора нагрузки до номинальной не должно превышать 20 минут.

9.2. Технические требования к генерирующим объектам тепловых электростанций, которые подлежат строительству на территории Республики Крым и (или) г. Севастополя

1. Установленная мощность каждого из генерирующих объектов тепловых электростанций, которые подлежат строительству на территориях Республики Крым и (или) г. Севастополя, должна составлять не более 110 процентов значения установленной мощности, указанной в перечне субъектов оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), генерирующие объекты тепловых электростанций которых подлежат строительству на территориях Республики Крым и (или) г. Севастополя, утвержденном распоряжением Правительства Российской Федерации от 26 декабря 2015 г. № 2699-р.

2. Нижняя и верхняя границы регулировочного диапазона генерирующего объекта должны составлять соответственно 50 процентов и 100 процентов его установленной мощности.

3. Оборудование генерирующего объекта должно обеспечивать устойчивую работу в диапазонах частот электрического тока:

- длительно в диапазоне частот 49,0 - 50,5 Гц (включительно);
- кратковременно в диапазоне частот (включая верхнюю границу указанных диапазонов по частоте):

50,5 - 51,0 Гц – в течение не менее 3 минут;

46,0 - 47,0 Гц (включительно) – в течение не менее 1 секунды.

4. Оборудование генерирующего объекта должно обеспечивать длительную работу в режиме потребления реактивной мощности в соответствии с диаграммой мощности синхронного генератора.

5. На генераторах генерирующего объекта должны быть установлены быстродействующие системы возбуждения с автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия, обеспечивающими устойчивую работу генерирующего оборудования при нормативных возмущениях в энергосистеме.

6 Устойчивая работа оборудования генерирующего объекта при его выделении на собственные нужды электростанции должна обеспечиваться в течение не менее 30 минут.

7. Оборудование генерирующего объекта должно обеспечивать возможность реализации управляющих воздействий при его отключении (разгрузке) вследствие действия противоаварийной автоматики, функционирующей в соответствии с алгоритмами, заданными СО.

8. Система регулирования оборудования генерирующего объекта должна обеспечивать его участие в общем первичном регулировании частоты.

9. Параметры оборудования генерирующего объекта и его система регулирования должны обеспечивать автоматическое регулирование частоты в условиях работы генерирующего оборудования в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы).

10. Оборудование генерирующего объекта должно обеспечивать изменение активной мощности неограниченное количество циклов со скоростью изменения мощности энергоблока не менее 10 МВт/мин во всем регулировочном диапазоне

9.3. Технические требования к генерирующим объектам, подлежащим строительству и отобранным по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (далее – КОМ НГО)

1. Минимальная единичная установленная мощность энергоблоков, входящих в состав генерирующего объекта, подлежащего строительству по результатам отбора мощности, должна составлять не менее 20 МВт. При реализации проекта по строительству генерирующего объекта на базе газотурбинных установок минимальная единичная установленная мощность каждой газотурбинной установки должна составлять не менее 20 МВт.

3. Нижняя граница диапазона регулирования активной мощности энергоблоков, входящих в состав генерирующего объекта, должна составлять не более 50 процентов установленной мощности. Верхняя граница диапазона регулирования

активной мощности энергоблоков, входящих в состав генерирующего объекта, должна составлять 100 процентов установленной мощности.

4. Средняя скорость изменения нагрузки в пределах всего диапазона регулирования активной мощности энергоблоков, входящих в состав генерирующего объекта, должна быть не менее 4,5 процента величины установленной мощности в минуту.

5. Не допускается предусмотренное проектной документацией ограничение продолжительности работы энергоблоков во всем диапазоне регулирования активной мощности, включая номинальный режим, обусловленное выбранной технологией производства электрической энергии и (или) режимом топливообеспечения.

6. При реализации проекта по строительству генерирующего объекта на базе газотурбинных установок общее время пуска и набора нагрузки газотурбинной установки до максимальной мощности, соответствующей климатическим условиям, не должно превышать 20 минут.

7. При реализации проекта по строительству генерирующего объекта на базе паросиловых или парогазовых установок при простое энергоблоков менее 8 часов время от получения команды на пуск до набора энергоблоком максимальной мощности, соответствующей климатическим условиям, должно составлять не более 5 часов.

8. При реализации проекта по строительству генерирующего объекта на базе паросиловых или парогазовых установок предусмотренное проектной документацией количество циклов пуска (останова) энергоблоков с остановом на период до 8 часов должно составлять не менее 70 циклов в год.

9. Для генерирующих объектов, подлежащих строительству по результатам отбора мощности, перевод энергоблоков с основного на резервное (аварийное) топливо и обратно должен осуществляться без их останова. В качестве основного и резервного топлива может использоваться природный газ из 2 независимых газопроводов.

10. Оборудование энергоблоков, входящих в состав генерирующего объекта, должно обеспечивать устойчивую работу в диапазонах частот 49 - 50,5 Гц (включая верхнюю границу диапазона по частоте) - длительно, в диапазоне частот 47 - 47,5 Гц

- в течение не менее 40 секунд, в диапазоне частот 46 - 47 Гц - в течение не менее 1 секунды.

11. Динамическая устойчивость энергоблоков, входящих в состав генерирующего объекта, должна обеспечиваться при нормативных возмущениях в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными Министерством энергетики Российской Федерации.

12. Устанавливаемые генераторы мощностью 60 МВт и выше энергоблоков должны быть оборудованы быстродействующими системами возбуждения с устройствами автоматического регулирования возбуждения сильного действия.

Устройства автоматического регулирования возбуждения сильного действия, устанавливаемые в составе систем возбуждения синхронных генераторов, должны обеспечивать следующие функции, влияющие на устойчивость параллельной работы синхронного генератора в энергосистеме:

- демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключаящее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме;
- релейная форсировка возбуждения;
- блокировка каналов стабилизации или системного стабилизатора при изменении частоты со скоростью 0,05 Гц в секунду и более;
- устойчивая работа синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;
- ограничение до двукратного значения тока ротора с выдержкой времени не более 0,2 секунды.

В части быстродействия устройства автоматического регулирования возбуждения сильного действия должны соответствовать следующим требованиям:

- быстродействие системы возбуждения при форсировке - не более 0,06 секунды;
- полное время расфорсировки - не более 0,15 секунды;
- запаздывание системы возбуждения при форсировке - не более 0,02 секунды;
- кратность форсировки возбуждения по току для тиристорных систем

возбуждения и бесщеточных систем возбуждения должна быть не менее 2;

- кратность форсировки возбуждения по напряжению для тиристорных систем независимого возбуждения и бесщеточных систем возбуждения должна быть не менее 2;
- кратность форсировки возбуждения по напряжению для статических тиристорных систем параллельного самовозбуждения при номинальном напряжении статора должна быть не менее 2,5.

Устанавливаемые генераторы энергоблоков мощностью менее 60 МВт должны быть оборудованы системами возбуждения, обеспечивающими релейную форсировку возбуждения, кратностью не менее 2.

13. Не допускается включение в состав энергоблоков генерирующего объекта основного энергетического оборудования (котел, турбина, генератор, газопоршневой двигатель), ранее использовавшегося для производства электроэнергии на других генерирующих объектах (демонтированного оборудования).

14. Схема выдачи мощности электростанции должна обеспечивать:

- выдачу полной мощности генерирующего объекта в нормальной схеме;
- выдачу полной мощности генерирующего объекта в единичной ремонтной схеме.

В единичной ремонтной схеме при возникновении аварийного отключения электросетевого оборудования допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генерирующего оборудования или длительную разгрузку турбин.

Объем отключения генерирующего оборудования или длительной разгрузки турбин действием противоаварийной автоматики не должен превышать величину, необходимую для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за допустимые пределы в послеаварийной схеме.

Проект по схеме выдачи мощности подлежит разработке участником (победителем отбора мощности новых генерирующих мощностей) и согласованию с системным оператором и сетевой организацией (сетевыми организациями), к объектам которой (которых) планируется технологическое присоединение.

15. При вводе генерирующих объектов в эксплуатацию основное энергетическое оборудование (котел, паровая и (или) газовая турбина, газопоршневой двигатель, генератор), входящее в состав энергоблоков генерирующих объектов, подлежащих строительству по результатам отбора мощности, должно быть произведено на территории Российской Федерации.

Объем выполняемых работ на территории Российской Федерации в отношении генерирующего оборудования в обязательном порядке должен включать:

- разработку конструкторской документации на изготовление, испытания и ремонт турбины;
- изготовление корпуса, ротора, рабочих лопаток турбины, закладных деталей (под изготовлением понимаются технологические операции, такие, как литье и (или) штамповка), для газовой турбины - также изготовление камер сгорания, топливных форсунок и комплексного воздухоочистительного устройства;
- изготовление генератора с системой возбуждения;
- сборку всех компонентов и испытание генерирующего оборудования;
- разработку, изготовление и сборку системы управления генерирующего оборудования;
- обучение персонала, осуществляющего эксплуатацию генерирующего оборудования.

10. Требования к обеспечению устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении на свои собственные нужды.

Для генерирующего оборудования ТЭС должна обеспечиваться устойчивая работа в течение не менее 30 минут при их выделении на свои собственные нужды действием частотной делительной автоматики.

11. Список сокращений и обозначений

АРС	– автоматический регулятор скорости
АРЧМ	– автоматический регулятор частоты и мощности
АВРЧМ	– автоматическое вторичное регулирование частоты
АЭС	– атомная электростанция
БЛ	– энергоблок паросиловой, энергоблок атомный
Г	– генератор
ГА	– гидроагрегат
ГПП	– секция главных паропроводов
ГР	– градирня
ГРАМ	– система группового регулирования активной мощности
ГРП	– газораспределительный пункт
ГТП	– группа точек поставки
ГТ	– газовая турбина
ГТУ	– газотурбинная установка
ГЭС	– гидроэлектростанция
ДКС	– дожимная компрессорная станция
ТР	– блочный трансформатор (трансформаторная группа)
ДПР	– диапазон первичного регулирования
КРМ	– котельный регулятор мощности
КУ	– котел-утилизатор
НПРЧ	– нормированное первичное регулирование частоты
НТД	– нормативно-техническая документация электростанции
ОИК	– оперативно-информационный комплекс
ОПРЧ	– общее первичное регулирование частоты
ПГУ	– парогазовая установка
ПК	– паровой котел (корпус парового котла)
ПТ	– паровая турбина
РГЕ	– режимная генерирующая единица
РЧВ	– регулятор частоты вращения
СТВ	– система технического водоснабжения
СПР	– система первичного регулирования

ТА	– турбоагрегат
ТГ	– турбогенератор
ТЭС	– тепловая электростанция
ЦВД	– цилиндр высокого давления.
ЦСД	– цилиндр среднего давления
ЦППС	– центральная приемо-передающая станция
ЦВ	– циркуляционный водовод
ЦНС	– циркуляционные насосные станции (циркуляционные насосы).
ЧК	– частотный корректор

Типы турбоагрегатов:

- турбоагрегат с конденсатором – тип «К»
- турбоагрегат с конденсатором и регулируемым теплофикационным отбором пара – тип «Т»
- турбоагрегат с конденсатором и регулируемым производственным отбором пара – тип «П»
- турбоагрегат с конденсатором и регулируемыми теплофикационным и производственным отборами пара – тип «ПТ»
- турбоагрегат без конденсатора (с противодавлением) – тип «Р»
- турбоагрегат без конденсатора с регулируемым производственным отбором пара – тип «ПР»
- турбоагрегат без конденсатора с регулируемым теплофикационным отбором пара – тип «ТР»
- турбоагрегат без конденсатора с регулируемыми производственным и теплофикационным отборами пара – тип «ПТР»

12. Список регламентирующих документов

1. Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172.
2. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка.
3. Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка»;
4. Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент актуализации расчетной модели»;
5. Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка»;
6. Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка»;
7. Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России»;
8. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности»;
9. Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент аттестации генерирующего оборудования»;
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭС), утвержденные Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2003 № 229.
11. Регламенты безопасной эксплуатации АЭС:
 - Типовой технологический регламент по эксплуатации АЭС с реактором РБМК-1000;
 - Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-440;
 - Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000.

12. Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.07.2007 № 484.
13. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС».
14. Порядок формирования сводных годовых и месячных графиков ремонтов объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС».
15. Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ.
16. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.

13. Перечень определений

Атомная станция (АЭС)	Электростанция, преобразующая энергию деления ядер атомов в электрическую энергию или электрическую энергию и тепло [ГОСТ 19431-84].
Блок (энергоблок)	Энергоблоком называется энергетический котел (парогенератор), представленный одним или двумя корпусами, и жестко привязанная к нему турбина (или несколько турбин) с находящимся с ней на одном валу электрическим генератором (несколькими генераторами, по числу турбин). Изменение топологии подключения турбин к энергетическим котлам внутри блока конструктивно невозможно. Активная мощность, которую способен развивать блок, определяется количеством включенных в работу корпусов энергетических котлов.
Вращающийся резерв мощности генерирующего оборудования на загрузку	Часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования тепловой электрической станции, атомной электрической станции от его фактической (планируемой) нагрузки до располагаемой мощности [ГОСТ Р 57114-2016].
Вторичное регулирование	Процесс изменения активной мощности энергоустановок под воздействием централизованной системы автоматического регулирования частоты и мощности (центрального регулятора) или по команде диспетчерского центра. [СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005].
Вынужденный простой	Состояние генерирующего оборудования, являющегося объектом диспетчеризации, которое не может быть включено в работу по причинам ремонта ЛЭП, электросетевого или общестанционного оборудования, паротурбинных или газотурбинных агрегатов, входящих в состав энергоблока (энергоустановки), а также связанное с прекращением подачи топлива (отсутствия и невозможностью перехода на резервный вид топлива).
Вынужденный режим	Технологические параметры работы генерирующих мощностей в теплофикационном режиме, системных генераторов, атомных электростанций, а также гидроэлектростанций в условиях технологического пропуска воды.
Гидроэлектростанция (ГЭС)	Электростанция, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию [ГОСТ 19431].
Генерирующее оборудование (ГО)	Оборудование электростанций, предназначенное для производства электрической энергии.

Готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии	Соответствие генерирующего оборудования участников оптового рынка комплексу требований в части определения готовности к несению нагрузки: а) способность к выработке электроэнергии в соответствии с заданным СО режимом работы и участию в регулировании активной мощности; б) предоставление диапазона регулирования реактивной мощности; в) участие гидроэлектростанций во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности; г) участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока.
Группа точек поставки (ГТП)	Определяемая СО и АТС в соответствии с Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности совокупность, состоящая из одной или нескольких точек поставки, относящихся к одному узлу расчетной модели и (или) к единому технологически неделимому энергетическому объекту, ограничивающая территорию, в отношении которой покупка или продажа электрической энергии (мощности) на оптовом рынке осуществляются только данным Участником оптового рынка. Точки поставки могут объединяться в группу точек.
Группа генерирующих агрегатов	Совокупность генерирующих агрегатов, объединенных общими технологическими факторами, которые могут привести к возникновению ограничений установленной мощности (снижению располагаемой мощности).
Группа точек поставки генерации	Группа точек поставки, для которой сальдо перетоков может быть только отрицательным (генерирующим) за любой период времени.
Групповой объект управления (ГОУ)	Совокупность одной или нескольких групп точек поставки, в отношении которой СО отдаются и фиксируются команды на изменение режима работы.
Данные	Информация, представленная в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами [ГОСТ 34.320].
Диспетчерское ведение	Организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или

	установок изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].
Диспетчерский график	Заданное СО по каждому объекту управления значение активной мощности на момент окончания часа (середины получаса – для второй неценовой зоны).
Диспетчерский центр	Структурное подразделение организации - субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].
Диспетчерское управление	Организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].
Единица генерирующего оборудования (ГО)	Энергетический блок, котлоагрегат или турбина, по которым имеются отдельные паспортные характеристики.
Коммерческий оператор (КО)	Акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (АО «АТС»), выполняющее функцию по организации торговли на оптовом рынке, связанную с заключением и организацией исполнения сделок по обращению электрической энергии, мощности и иных объектов торговли, обращение которых допускается на оптовом рынке.
Модернизация генерирующего оборудования	Изменение конструкции и параметров действующего генерирующего оборудования, в том числе путем замены составных частей основного энергетического оборудования (котлоагрегата, реакторной установки, турбоустановки, генератора), обеспечивающее улучшение технических показателей, повышение надежности, снижение энергетических, материальных затрат и трудовых ресурсов при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте модернизируемого генерирующего оборудования.

Мощность максимальная (технический максимум)	Наибольшая активная электрическая мощность, с которой оборудование может длительно работать по технологическим условиям работы.
Мощность минимальная (технический минимум)	Минимально-необходимая активная электрическая мощность, обеспечивающая безопасное для оборудования (турбина; генератор), потребителя, персонала состояние работы без останова технологического процесса.
Мощность максимальная плановая	Плановая величина максимальной мощности генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом, готовой к несению нагрузки, определяется как значение располагаемой мощности, уменьшенной на величину ремонтного снижения мощности.
Мощность располагаемая	Располагаемая мощность энергоустановки определяется как максимальная технически возможная мощность с учетом согласованных ограничений установленной мощности и допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных типов турбоагрегатов.
Мощность рабочая	Часть максимально доступной мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии, за исключением мощности объектов электроэнергетики, выведенных в установленном порядке в ремонт и из эксплуатации.
Мощность установленная (номинальная)	Активная электрическая мощность, с которой электроустановка может работать неограниченное время, при номинальных основных параметрах, в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование.
Надежность	Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования.
Холодный резерв мощности	Суммарная располагаемая мощность всего не находящегося в работе генерирующего оборудования тепловых и атомных электрических станций, обеспеченного топливом, производительностью котельного оборудования и готового к пуску в срок, определенный нормативами [ГОСТ Р 57114-2016].
Нормальный режим работы энергосистемы	Режим работы энергосистемы, при котором обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей при поддержании ее качества в установленных пределах [ГОСТ 21027-75].
Общее первичное регулирование	Общее первичное регулирование – первичное регулирование, осуществляемое всеми электростанциями в пределах имеющихся в

		<p>настоящий момент времени резервов первичного регулирования и имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирование электростанций при аварийных отклонениях частоты [СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005].</p>
Ограничение мощности		<p>Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности генерирующего агрегата. Снижение мощности из-за ремонтных работ в ограничение мощности не включают. [ГОСТ 19431-84].</p>
Ограничение мощности общегрупповое		<p>Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности группы генерирующих агрегатов, обусловленное влиянием факторов, распространяющих свое действие одновременно на все входящие в данную группу генерирующие агрегаты.</p>
Ограничение мощности собственное		<p>Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности электроустановки, обусловленное влиянием факторов, распространяющих свое действие только на данный генерирующий агрегат.</p>
Оперативно-информационный комплекс (ОИК)		<p>Программно-аппаратный комплекс, предназначенный для надежного получения данных о текущем режиме энергетической системы (единой, объединенной), высокопроизводительной обработки поступающей информации и выдачи оперативному персоналу всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации [ПТЭ].</p>
Операционная диспетчерского управления зона		<p>Территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].</p>
Оптовый рынок		<p>Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности), определенный статьей 1 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14.04.1995 № 41-ФЗ.</p>
Отчетный период		<p>Промежуток времени, который включает происходившие на его протяжении или относящиеся к нему факты в части оценки готовности генерирующего оборудования участника рынка к</p>

	выработке электроэнергии – календарный год, календарный месяц, операционные сутки X.
Первичное регулирование	Процесс изменения активной мощности энергоустановок под воздействием систем первичного регулирования, вызванный изменением частоты [СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005].
Порядок установления соответствия	Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, утвержденный СО.
Регламенты оптового рынка	Неотъемлемые приложения к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, определяющие правила и процедуры взаимодействия субъектов оптового рынка, разрабатываемые и утверждаемые Наблюдательным советом Ассоциации «НП Совет рынка».
Реконструкция генерирующего оборудования	Изменение конструкции и параметров действующего генерирующего оборудования, сопряженное с монтажом дополнительного генерирующего оборудования, включаемого в единый технологический комплекс по производству электроэнергии и мощности), и (или) с демонтажем действующего основного энергетического оборудования (котлоагрегата, реакторной установки, турбоустановки, генератора) и его заменой на новое оборудование, обеспечивающее улучшение технических показателей, повышение надежности, снижение энергетических, материальных затрат и трудовых ресурсов при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте реконструируемого генерирующего оборудования.
Силовые агрегаты	Силовыми агрегатами блочных частей электрических станций являются блоки. Силовыми агрегатами неблочных частей электрических станций являются энергетические котлы (котлоагрегаты), связанные между собой поперечными связями (по воде и пару), и привязанные к поперечным связям по пару турбины, с находящимися с ними на одном валу электрическими генераторами. Конструктивное исполнение неблочных частей электростанций как правило позволяет менять топологию присоединения котлов и турбин. Активная мощность ($N_{\text{мин}}$ и $N_{\text{макс}}$), которую способны развивать неблочные части электростанций, определяется либо включенными энергетическими котлами, либо – турбинами.
Системные ограничения	Недостаток пропускной способности электрических связей, определяющих режим работы и уровень нагрузок электростанций.

Системный оператор (СО)	Акционерное общество «Системный оператор ЕЭС России» (СО), выполняющее функцию системного оператора Единой энергетической системы России.
Сутки X	Операционные сутки, обозначение суток реализации сделок, заключенных по результатам конкурентного отбора на сутки вперед.
Тепловая станция (ТЭС)	Электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую энергию или электрическую энергию и тепло [ГОСТ 19431].
Территориальное подразделение СО	Структурное подразделение СО (Оперативное диспетчерское управление – ОДУ или региональное диспетчерское управление – РДУ), осуществляющее оперативно - диспетчерское управление генерирующими объектами и потребителями с регулируемой нагрузкой в энергосистеме в соответствии с их технологической и территориальной зонах диспетчерской ответственности.
Технические требования	Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, утвержденные СО.
Условно-постоянные параметры расчетной модели	Данные, введенные в расчетную модель, состав и значение которых изменяется относительно редко и не подлежит ежедневной актуализации.
Условно-переменные (актуализируемые) параметры расчетной модели	Данные, введенные в расчетную модель, состав и значения которых могут изменяться в суточном и почасовом разрезе и поэтому подлежат ежедневной актуализации СО.
Уточненный диспетчерский график (УДГ)	Диспетчерский график нагрузки активной мощности генерации или потребления (потребителей с регулируемой нагрузкой), определяемый оперативным диспетчерским персоналом на этапе управления режимами на внутрисуточных интервалах времени.
Участник оптового рынка	Поставщик электрической энергии и мощности (генерирующие компании или организация, имеющая право продажи производимой генерирующими компаниями электрической энергии (мощности), и покупатель электрической энергии и мощности (энергосбытовая организация, крупный потребитель электрической энергии, гарантирующий поставщик, организация, осуществляющая экспортно-импортные операции), получивший статус субъектов оптового рынка и право участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке.
Электроустановка	Энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии [ГОСТ 19431].

Электростанция	Энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла [ГОСТ 19431].
Энергоустановка	Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии [ГОСТ 19431].

Приложение 1

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты

1. Общие положения

1.1. Настоящие Методические рекомендации по проверке готовности генерирующего оборудования ТЭС к общему первичному регулированию частоты (далее *Методика проверки ТЭС*) содержат рекомендации по методике проведения контрольных испытаний энергоблоков и ТЭС с общим паропроводом с целью определения их готовности к участию в общем первичном регулировании частоты в ЕЭС России.

1.2. Настоящая *Методика проверки ТЭС* определяют содержание, порядок и способы оценки результатов контрольных испытаний.

Готовность генерирующего оборудования ТЭС к участию в общем первичном регулировании определяется по ряду показателей, а именно:

- соответствие характеристик регулятора частоты вращения турбины требованиям ПТЭ и настоящим *Техническим требованиям*;
- соответствие переходных процессов активной мощности и давления свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе), полученных при испытаниях, требованиям, изложенным в настоящей *Методике проверки ТЭС*.

2. Методика проведения контрольных испытаний

2.1. Контрольные испытания генерирующего оборудования ТЭС на готовность к участию в общем первичном регулировании частоты включают в себя:

- испытания системы регулирования частоты вращения (РЧВ) каждой турбины;
- комплексные испытания энергоблока, очереди ТЭС с общим паропроводом.

2.2. Для всех турбин должны быть представлены следующие характеристики системы регулирования, определенные не позднее одного года до даты проведения контрольных испытаний в соответствии с п. 8 «Методических указаний по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин: МУ 34-70-062-83» (М.: СПО ОРГРЭС, 1991):

- статическая характеристика регулирования частоты вращения;
- зона нечувствительности регулирования частоты вращения;
- степень неравномерности по частоте (общая и местные максимальная и минимальная);
- время непрерывного полного хода регулирующих клапанов турбины (РК) при воздействии на механизм управления турбиной (МУТ) в сторону открытия и закрытия (на остановленной турбине).

2.3. Контрольные испытания проводятся на каждом энергоблоке и каждой очереди ТЭС с общим паропроводом, исключая энергоустановки, по тем или иным причинам не участвующие в общем первичном регулировании частоты.

До проведения контрольных испытаний должны быть:

- выполнены мероприятия, обеспечивающие соответствие характеристик РЧВ турбины требованиям ПТЭ и настоящим *Техническим требованиям*;
- выведены из эксплуатации любые автоматические устройства, препятствующие действию РЧВ турбин в нормальных режимах работы оборудования (регуляторы давления «до себя» и регуляторы положения РК турбины при работе на скользящих параметрах, если они не входят в состав системы регулирования мощности и на них не подается сигнал от частотного корректора, и т.п.);
- введены в постоянную эксплуатацию системы автоматического регулирования нагрузки котлов (АСРК), получающие прямо или косвенно (например, по давлению свежего пара) задание на изменение паропроизводительности при отклонениях частоты в энергосистеме.

Выполнение указанных требований обеспечивается, в частности, при использовании схем, рекомендованных в Информационном письме ИП-06-2000 (Э) «О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты» (М.: СПО ОРГРЭС, 2000):

- для энергоблоков с прямоточными котлами: типовой системы управления мощностью САУМ-1 или ее упрощенного варианта САУМ-У;
- на энергоблоках с барабанными котлами: САУМ-2 или ее упрощенного варианта без регулятора мощности на турбине (на турбине — свободный РЧВ, на котле — АСРК, поддерживающая давление пара перед турбиной);

- на ТЭС с поперечными связями: главного регулятора давления пара в общем паропроводе, воздействующего на АСРК всех или части котлов, на турбинах — свободные РЧВ.

2.4. Контрольные испытания проводятся по рабочей программе, утвержденной главным инженером электростанции. Программа контрольных испытаний должна быть согласована с соответствующим диспетчерским центром СО.

2.5. Контрольные испытания проводятся в двух диапазонах нагрузок:

при 90 — 100% номинальной и вблизи нижнего предела регулировочного диапазона. На ТЭС с общим паропроводом испытания должны проводиться при работе турбоагрегатов, суммарная номинальная мощность которых составляет не менее 70% номинальной мощности турбоагрегатов данной очереди ТЭС.

В случае отсутствия возможности на ТЭС с общим паропроводом обеспечить работу турбоагрегатов суммарной номинальной мощностью не менее 70% номинальной мощности данной очереди ТЭС допускается проводить контрольные испытания при работе турбоагрегатов, суммарная номинальная мощность которых составляет от 50% до 70% номинальной мощности турбоагрегатов данной очереди ТЭС при условии проверки готовности к ОПРЧ путем имитации увеличения и уменьшения требуемого значения первичной мощности величиной не менее 7% суммарной номинальной мощности всех турбоагрегатов данной очереди ТЭС. При этом динамика выдачи указанной величины первичной мощности должна соответствовать требованиям к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС с общим паропроводом.

На каждой нагрузке должны быть получены представительные графики переходных процессов по активной мощности и давлению пара перед турбиной каждого энергоблока, по суммарной активной мощности работающих турбоагрегатов и давлению пара в общем паропроводе данной очереди ТЭС при возмущающих воздействиях в сторону увеличения и уменьшения нагрузки на $\pm 10\%$ номинальной. Перед каждым опытом основные технологические параметры и расходы сред на котлах и турбинах должны быть стабилизированы и в течение 5-10 минут до нанесения возмущения не должны изменять своих значений.

2.6. При проведении контрольных испытаний возмущающие воздействия по нагрузке формируются следующим образом:

2.6.1. На энергоблоках, в системах автоматического регулирования которых имеются турбинные регуляторы мощности, воздействующие на МУТ по заданию от частотного корректора (САУМ-1, САУМ-У, САУМ-2 и им подобные), возмущающее воздействие формируется путем скачкообразного изменения заранее откалиброванного сигнала, имитирующего отклонение частоты на величину, соответствующую изменению нагрузки блока на $\pm 10\%$ номинальной на входе регуляторов, получающих задание от частотного корректора.

2.6.2. На энергоблоках, в системах автоматического регулирования которых отсутствует турбинный регулятор мощности, воздействующий на МУТ, а АСРК поддерживает давление пара перед турбиной, возмущающее воздействие формируется путем однократного ступенчатого перемещения регулирующих клапанов турбины на величину, соответствующую изменению активной мощности на $\pm 10\%$ номинальной. Перемещение клапанов осуществляется подачей на МУТ непрерывного сигнала соответствующего направления и длительности. До нанесения возмущения должны быть выбраны люфты МУТ, а после нанесения возмущения положение МУТ не должно изменяться до окончания опыта.

2.6.3. На ТЭС с общим паропроводом, оснащенной главным регулятором давления пара, воздействующим на АСРК всех или части котлов, возмущения формируются путем однократных ступенчатых перемещений регулирующих клапанов всех или части работающих турбин данной очереди ТЭС, величины которых определены заранее и соответствуют изменению суммарной активной мощности всех работающих турбин очереди на $\pm 10\%$ номинальной. Перемещение клапанов осуществляется путем одновременной подачи непрерывного сигнала соответствующего направления и длительности на МУТ турбин, участвующих в испытаниях.

2.7. Определение величины перемещения МУТ, соответствующей 10%-ному изменению активной мощности энергоблока (величин перемещения МУТ турбин ТЭС с общим паропроводом для получения 10% изменения суммарной мощности), производится путем постепенного (в 2 — 3 приема) прикрытия (открытия) РК

турбины с выдержками на каждой ступени до восстановления давления пара перед турбиной (в общем паропроводе).

2.8. В каждом опыте с помощью регистрирующих приборов или наблюдателями вручную должны быть зафиксированы:

- моменты нанесения возмущающих воздействий и их фактическая величина;
- за 3 минуты до нанесения возмущения и в течение всего переходного процесса до стабилизации режима:
- активная мощность турбогенератора энергоблока; суммарная мощность всех работающих турбогенераторов очереди ТЭС (или каждого в отдельности);
- давление пара перед турбиной энергоблока; в общем паропроводе ТЭС (в разных точках паропровода);
- минимальное и максимальное содержание кислорода (O₂) в дымовых газах (по штатному регистратору);
- параметр, характеризующий положение регулирующих клапанов турбины энергоблока при работе в зоне скользящего давления.

Каждый опыт должен заканчиваться стабилизацией активной мощности на новом уровне, восстановлением исходного значения давления свежего пара в опытах при номинальном давлении или стабилизацией давления на новом уровне в опытах при скользящем давлении.

Регистрацию переходных процессов можно производить автоматически или вручную с обязательной фиксацией момента нанесения возмущения.

При ручной регистрации каждый наблюдатель по команде ведущего должен записывать не более двух-трех параметров. Интервал записи должен составлять 20 секунд. Начало записи за 3 минуты, до нанесения возмущения, окончание — после стабилизации параметров. Ориентировочная продолжительность одного опыта — 10 — 15 минут.

2.9. Обработка результатов комплексных испытаний включает:

- отбор по одному наиболее представительному опыту в сторону увеличения и уменьшения нагрузки на каждой из двух нагрузок (п. 2.5 настоящей *Методики проверки ТЭС*);
- расчет относительных величин отклонений параметров в каждом опыте с интервалом 20 секунд.

Относительная величина активной мощности — $100 \Delta N/N_n$ (%), где

1. для энергоблоков: ΔN — отклонение величины активной мощности от исходного значения (МВт), N_n — номинальная мощность турбогенератора (МВт);
2. для ТЭС с общим паропроводом: ΔN равняется сумме отклонений величин активной мощности всех работающих турбоагрегатов от исходного значения в каждый момент времени $\Delta N = \sum \Delta N_i$ (МВт); N_n — суммарная номинальная мощность турбогенераторов, работавших при испытаниях (МВт).

Относительная величина давления свежего пара — $100 \Delta P/P_n$ (%), где

1. ΔP — отклонение величины давления свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе) от начального значения в опыте (МПа, кгс/см²);
 2. P_n — номинальное значение этого давления (МПа, кгс/см²).
- оформление бланков-графиков, представленных ниже, по отобранным опытам. В каждом бланке должны быть указаны наименования электростанции, номер блока (очереди ТЭС с общим паропроводом), номер и дата проведения опыта, а также заполнены таблицы граничных значений параметров (начального и конечного) в данном опыте. Для энергоблоков заполняется в таблице 1 полностью (размерности Р, Н и Учк указываются по шкале измерительного прибора); для очереди ТЭС с общим паропроводом в таблице 1 заполняются только столбцы: $\sum N$ — суммарная мощность очереди и P_{opp} — давление в общем паропроводе, в таблице 2 указываются значения N и H для турбоагрегатов, на которых наносились возмущения во время опытов.

1. Бланк-график при увеличении мощности

Электростанция:

Блок, очередь:

Опыт при увеличении мощности № _____

Дата: _____

Граничные значения параметров в опыте:

Таблица 1

Для блоков и ТЭС с общим паропроводом

Мощность N _{бл.} N _{оч} (МВт)		Давление пара P _T P _{опп} (...)		Полож.РК турбины*Н (...)		Сигн.част. коррект.* U _{чк} (...)		Содержа- ние* O ₂ (%)	
нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.

* Заполняются только для блоков

Таблица 2

Для ТЭС с общим паропроводом

№ турбины									
№ (МВт)	нач.								
	кон.								
т т									

Бланк-график при уменьшении мощности

Электростанция:

Блок, очередь:

Опыт при увеличении мощности № _____

Дата: _____

Граничные значения параметров в опыте:

Таблица 1

Для блоков и ТЭС с общим паропроводом

Мощность N _{бл.} N _{оч} (МВт)		Давление пара P _T P _{опп} (...)		Полож.РК турбины*Н (...)		Сигн.част. коррект.* U _{чк} (...)		Содержа- ние* O ₂ (%)	
нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.

* Заполняются только для блоков

Таблица 2

Для ТЭС с общим паропроводом

№ турбины									
№ (МВт)	нач.								
	кон.								
Н (...)	нач.								
	кон.								

Графики отклонений параметров строятся в координатных сетках, приведенных на бланках (примеры графиков, отражающих динамику выдачи

первичной мощности для ТЭС различного типа представлена на рис. 1 и рис. 2.). При этом в обязательном порядке выделяются точки, полученные в опытах, независимо от того, попадают они или нет на результирующую кривую. Ломаные линии на графиках относительного отклонения мощности могут не соответствовать фактической форме кривых, полученных в опытах, а ограничивают область, в которой должны находиться кривые переходных процессов (при увеличении мощности — выше, а при уменьшении мощности — ниже пограничных линий) соответственно для энергоблоков с газомазутными (ГМ) котлами, пылеугольными (ПУ) котлами и ТЭС с общим паропроводом.

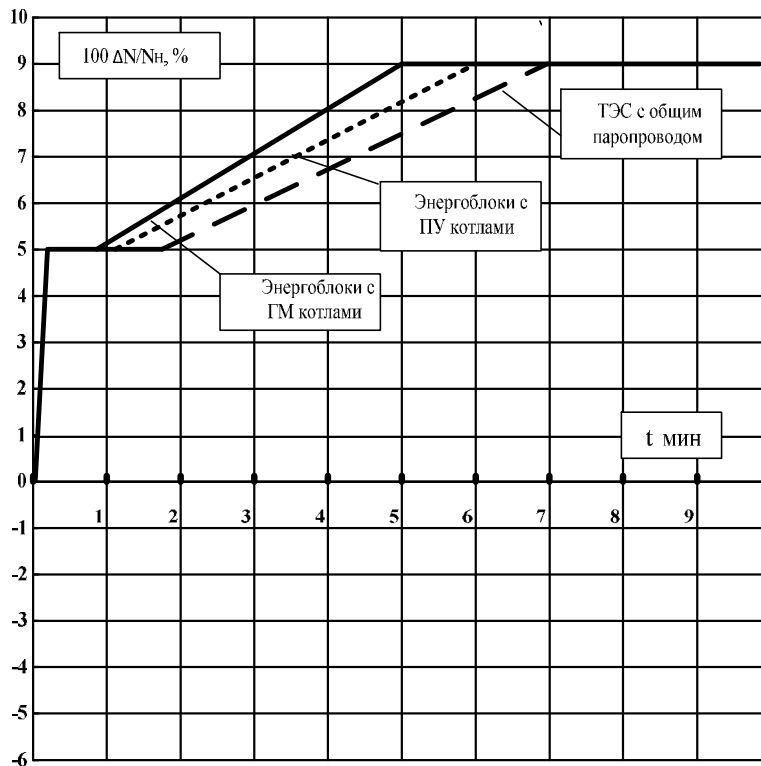


Рис. 1 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном снижении частоты

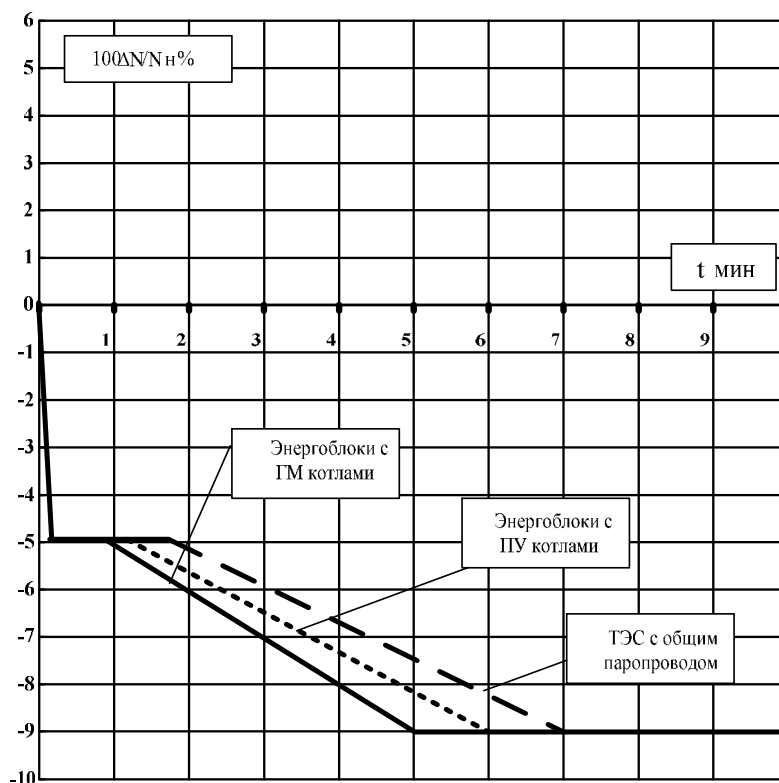


Рис. 2 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном повышении частоты

3. Порядок проведения контрольных испытаний

3.1. Испытания проводятся по утвержденной программе, в которой должны быть поименно указаны: руководитель испытаний, работники цехов ТЭС, участвующие в испытаниях, и их обязанности. Испытания на каждой из выбранных нагрузок состоят из двух этапов: подготовительного и основного.

3.2. Подготовительный этап испытаний включает:

- настройку и проверку работы измерительной и регистрирующей аппаратуры;
- установку требуемой нагрузки и стабилизацию режима работы оборудования;
- определение величин возмущающих воздействий:
 - для энергоблоков в п. 2.6.1 настоящей *Методики проверки ТЭС*: определение величины сигнала по отклонению частоты, соответствующему изменению мощности энергоблока на $\pm 10\%$ номинальной;

- для энергоблоков в п. 2.6.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*: определение величины перемещения МУТ, соответствующей изменению мощности энергоблока на $\pm 10\%$ номинальной;
- для ТЭС с общим паропроводом (п. 2.6.3 настоящей *Методики проверки ТЭС*): определение величин перемещения МУТ всех или части работающих турбин для получения возмущающего воздействия, равного $\pm 10\%$ их суммарной номинальной мощности.
- стабилизацию режима работы оборудования перед основным этапом испытаний.

3.3. Основной этап испытаний включает проведение опытов с увеличениями и уменьшениями нагрузки энергоблока (очереди ТЭС с общим паропроводом) путем однократного перемещения МУТ турбины (одновременного перемещения МУТ выбранных турбин на ТЭС с общим паропроводом) на величину, определенную на подготовительном этапе (п. 3.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*) с регистрацией параметров согласно п. 2.8 настоящей *Методики проверки ТЭС*.

3.4. Обработка результатов испытаний выполняется в соответствии с п. 2.9.

4. Оценка результатов контрольных испытаний

4.1. Готовность энергоблока или очереди ТЭС с общим паропроводом к участию в общем первичном регулировании частоты в соответствии с требованиями ПТЭ и *Техническим требованиям* оценивается по результатам контрольных испытаний и включает в себя:

- оценку соответствия характеристик системы регулирования турбин требованиям ПТЭ и *Техническим требованиям*;
- оценку результатов испытаний.

4.2. Турбина считается готовой к участию в общем первичном регулировании, если характеристики ее системы регулирования, указанные в п. 2.2 настоящей *Методики проверки ТЭС* и определенные не позднее одного года до даты проведения контрольных испытаний, соответствуют требованиям ПТЭ и

Техническим требованиям и отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие ее работе в регулирующем режиме.

4.3. Оценка результатов испытаний производится по графикам переходных процессов активной мощности и давления пара перед турбиной (в общем паропроводе), построенным в соответствии с указаниями п. 2.9 настоящей *Методики проверки ТЭС*, с учетом следующих положений:

4.3.1. При начальном номинальном давлении пара ступенчатое перемещение регулирующих клапанов турбины энергоблока (турбин очереди ТЭС, подключенных к общему паропроводу) воздействием на МУТ с одновременным воздействием на систему регулирования нагрузки котла энергоблока (котлов ТЭС, подключенных к общему паропроводу) должно вызывать:

- в первые 10 — 15 секунд изменение активной мощности на 0,5 — 0,6 от величины возмущения за счет аккумулированного тепла и сопровождаться падением давления пара перед турбиной (в общем паропроводе);
- дальнейшее изменение мощности с задержкой на этом уровне (или небольшим спадом) и восстановление давления пара монотонно за счет изменения паропроизводительности котла. Длительность переходных процессов по активной мощности и давлению свежего пара одинакова, а ее величина зависит от типа энергоустановки и оптимальности настроек регуляторов нагрузки котла(ов).

4.3.2. В режиме скользящего давления при ступенчатом перемещении регулирующих клапанов турбины энергоблока и одновременном воздействии на систему регулирования нагрузки котла изменение активной мощности за счет аккумулированного тепла в первые 10 — 15 секунд уменьшается по сравнению с ее изменением при номинальном давлении пропорционально снижению давления пара перед турбиной ($P_{ск}/P_{ном}$).

Далее активная мощность с небольшой задержкой на этом уровне практически монотонно изменяется до конечного значения за счет изменения паропроизводительности котла. При этом давление свежего пара перед турбиной не восстанавливается до исходного значения, а стабилизируется в конце переходного процесса на новом уровне, соответствующем новому значению мощности блока.

4.4. Динамические характеристики энергоблока (очереди ТЭС с общим паропроводом) при номинальном давлении пара оцениваются как удовлетворительные, если в течение всего переходного процесса характер кривой изменения мощности соответствует приведенному выше описанию, кривая не пересекает граничных линий допустимой области для данного вида энергоустановок, давление свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе) в течение переходного процесса не отклоняется за установленные пределы (уставки предупредительной сигнализации), а в конце — восстанавливается до исходного значения и на блоке (очереди ТЭС) отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие работе в регулирующем режиме.

4.5. Динамические характеристики энергоблока при работе в зоне скользящего давления оцениваются как удовлетворительные, если кривые изменения мощности и давления пара соответствуют описанным в п. 4.3.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*.

4.6. При положительных оценках характеристик системы регулирования турбин и результатов контрольных испытаний и отсутствии каких-либо технических причин, препятствующих работе в регулирующем режиме, энергоблок (очередь ТЭС с общим паропроводом) считается готовым (ой) к участию в общем первичном регулировании частоты в ЕЭС в соответствии с требованиями ПТЭ и *Техническими требованиями*.

4.7. Результаты контрольных испытаний должны быть представлены в виде краткой пояснительной записки, содержащей:

- данные по основному оборудованию (тип, номинальная нагрузка, параметры пара, топливо, диапазон регулирования нагрузки, режимы работы и др.);
- данные по системе регулирования частоты вращения турбины (п. 2.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*), перечень работавших при испытаниях регуляторов нагрузки котла, турбины, блока (очереди ТЭС), их структурные схемы (входные сигналы, функциональные преобразователи, регулирующие органы), тип аппаратуры;
- данные по измерительным приборам, использованным при испытаниях (тип, шкала, класс точности и т.д.);

- краткое описание проведенных испытаний: даты и условия проведения опытов, состав участвующего оборудования, экспериментально определенные величины и продолжительность возмущающих воздействий (п. 2.6 настоящей *Методики проверки ТЭС*), количество проведенных опытов и их краткая характеристика, особенности и недостатки в работе оборудования и систем регулирования, выявленные в процессе проведения испытаний, необходимость и причины вмешательства оператора и т.д., выводы.

Приложение 2

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ по проверке готовности ГЭС к первичному регулированию частоты

Общие положения

Требования к гидроагрегатам ГЭС в части обеспечения их участия в общем первичном регулировании частоты уточнены в ПТЭ.

Наличие на ГЭС системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ), в том числе с воздействием на нее устройств системного автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ), не освобождает гидроагрегаты от участия в общем первичном регулировании частоты.

Поскольку ГЭС должна участвовать в общем первичном регулировании частоты и при групповом, и при индивидуальном регулировании гидроагрегатов, проверка готовности к общему первичному регулированию производится на каждом гидроагрегате при индивидуальном и на ГЭС в целом при групповом регулировании.

Общее первичное регулирование частоты гидроагрегатами ГЭС должно сохранять эффективность при разделении ГЭС на части, в том числе аварийном. В связи с этим при наличии ГРАМ должен быть предусмотрен быстродействующий автоматический перевод гидроагрегатов на индивидуальное регулирование (с восстановлением нормальной настройки РЧВ турбин) при разделении схемы ГЭС на части или при отделении одного или нескольких гидроагрегатов.

При неисправности в цепях измерения частоты ГРАМ должен осуществляться перевод гидроагрегатов на индивидуальное регулирование. Работа гидроагрегатов на групповом регулировании без частотного корректора является нарушением п. 6.3.5 ПТЭ независимо от того, вводится в ГРАМ воздействие от системы АРЧМ или нет.

Оперативный персонал ГЭС должен быть обучен методике контроля и управления гидроагрегатами, участвующими в общем первичном регулировании частоты.

Возможность такого участия и контроля должна быть обеспечена техническими средствами.

Участие гидроагрегатов в общем первичном регулировании частоты осуществляется независимо от воздействий от устройств системного регулирования за счет статической характеристики регулирования, представляющей собой зависимость мощности гидроагрегата или ГЭС от частоты. Величина статизма регулирования зависит как от установленной величины статизма регулятора частоты вращения гидротурбины (при индивидуальном регулировании) и системы ГРАМ (при групповом регулировании), так и от коэффициента передачи агрегата по мощности, определяемого нелинейной зависимостью мощности агрегата от открытия направляющего аппарата, которая, как известно, изменяется от величины напора.

При нормальных колебаниях частоты статические свойства системы регулирования могут проявляться не полностью из-за наличия зоны нечувствительности/«мертвой полосы» по частоте и недостаточного быстродействия. Поэтому для оценки степени участия ГЭС в первичном регулировании частоты помимо величины статизма необходимо знать величину зоны нечувствительности / «мертвой полосы» по частоте и быстродействие системы.

Зона нечувствительности/«мертвая полоса» определяется максимальной величиной зоны между двумя значениями частоты, в которой отсутствует перемещение направляющего аппарата.

Быстродействие системы регулирования можно характеризовать временем переходного процесса, т.е. отрезком времени, в течение которого регулируемая величина входит в заданную зону после ступенчатого изменения командного сигнала. Применительно к рассматриваемым системам регулирования частоты в дальнейшем будем характеризовать быстродействие временем отработки 100% статического отклонения мощности после ступенчатого (или достаточно быстрого) изменения частоты.

При индивидуальном регулировании гидроагрегата статизм, зона нечувствительности/ «мертвая полоса» и быстродействие определяются параметрами регулятора частоты вращения (РЧВ) и характеристиками гидротурбины.

При работе гидроагрегатов в режиме группового регулирования реакция ГЭС на колебания частоты определяется статическими и динамическими характеристиками как центрального регулятора (ЦР) ГРАМ, так и РЧВ, а также характеристиками гидротурбины. В связи с этим характеристики ГРАМ должны определяться не при испытаниях собственно ЦР, а при испытаниях всей системы ГРАМ.

В настоящее время в эксплуатации на ГЭС находятся регуляторы гидротурбин различных типов. Гидромеханические регуляторы иномарок, установленные в основном на агрегатах небольшой мощности, имеют очень сложное конструктивное исполнение, усложняющее снятие статических характеристик. Зачастую это может выполнить только специалист по регуляторам. Поэтому приведенные в данном документе рекомендации касаются в основном регуляторов отечественного производства (УК, РК, РКО).

Электрогидравлические регуляторы (ЭГР) различных типов также имеют свои особенности. Подробные рекомендации по испытаниям регуляторов различных типов содержатся в «Методических указаниях по испытаниям систем регулирования гидротурбин: МУ 34 70-160-86». В данном документе приведены рекомендации общего характера, применимые для любого типа ЭГР.

1. Испытания гидромеханических регуляторов частоты вращения гидротурбины

1.1. Определение статической характеристики

Статическая характеристика регулятора представляет собой зависимость открытия направляющего аппарата (Н.А.) от частоты вращения агрегата при неизменном положении механизма изменения числа оборотов (МИЧО). Аналогичная зависимость мощности агрегата от частоты вращения называется статической характеристикой регулирования. Статические характеристики рекомендуется определять косвенным методом.

Для этого вначале при работе агрегата на холостом ходу с возбужденным генератором определяется зависимость между перемещением гайки МИЧО (или точки на конце рычага, связанного с МИЧО) и частотой на выводах генератора. Частота изменяется в полном диапазоне действия МИЧО. Измерения производятся при установившемся значении частоты при не менее десяти различных положениях

МИЧО. Частота измеряется частотомером, а перемещения – стрелочным индикатором. Результаты измерений наносят в поле координат $f - s$ (где f – частота, s – перемещение) и соединяют прямой линией (рис. 1). Возможный разброс точек относительно прямой вызван наличием колебаний частоты при неизменном положении МИЧО. По наклону прямой определяют коэффициент передачи $K_f = \Delta s / \Delta f$.

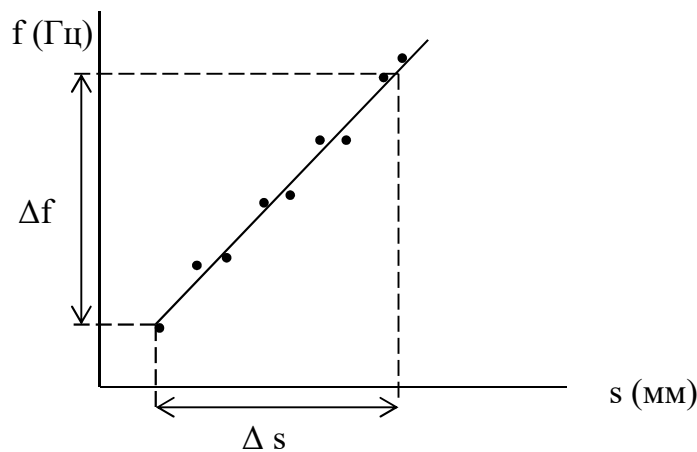
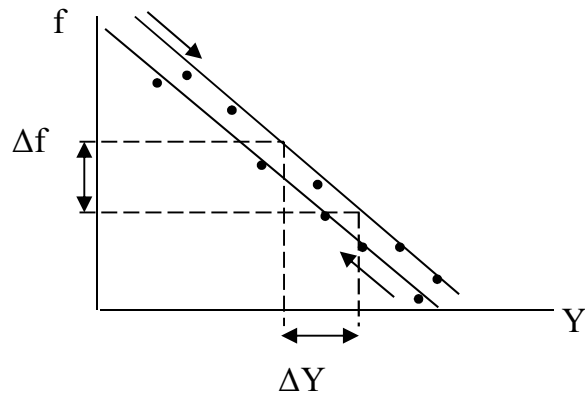


Рис. 1

После этого при работе агрегата в энергосистеме (в условиях практически неизменной частоты) воздействием МИЧО изменяют нагрузку агрегата ступенями от нуля (или от минимально допустимой мощности) до максимума и обратно; при этом рукоятку МИЧО следует поворачивать строго в одном направлении, т.е. при наборе нагрузки только «прибавить», а при разгрузке – только на «убавить». После отработки задания производят измерения перемещения гайки МИЧО (в той же точке, что и в предыдущем опыте) индикатором перемещения сервомотора Н.А. по миллиметровой линейке и мощности генератора по ваттметру. Следует получить не менее десяти точек измерения для каждого направления измерения мощности. Перемещения гайки МИЧО по коэффициенту K_f пересчитывают на изменения частоты f . Полученные по измерениям точки наносят на поле координат $f - Y$ и $f - P$ (рис. 2), где Y – ход сервомотора Н.А., P – мощность генератора. Соединяя точки одного направления плавными линиями, получают статические характеристики регулятора и регулирования.



Статическая характеристика регулятора

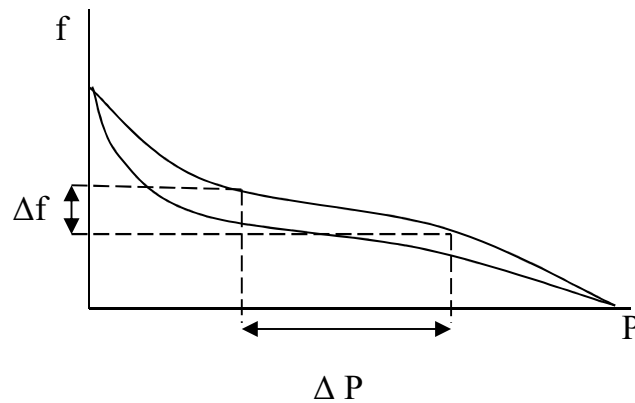


Рис. 2 Статическая характеристика системы регулирования

Величины статизма регулятора b_p и статизма регулирования b_s определяются наклоном линии в данной точке:

$$b_p = 2 \Delta f \cdot Y_{\text{МАКС}} / \Delta Y (\%); \quad (1)$$

$$b_s = 2 \Delta f \cdot P_{\text{НОМ}} / \Delta P (\%). \quad (2)$$

Величину статизма регулирования рекомендуется определять при минимальной нагрузке в зоне максимума КПД и в зоне максимальной нагрузки.

1.2. Определение зоны нечувствительности по частоте

Величина зоны нечувствительности по частоте гидромеханических регуляторов зависит в основном от положительных перекрытий главного золотника. Наличие на многих регуляторах вертикального боя штифта маятника приводит к снижению зоны нечувствительности (при этом следует учитывать, что бой сопровождается более интенсивным истиранием отсекающих кромок золотника).

При выполнении опыта по снятию статической характеристики зона нечувствительности определяется по петле гистерезиса прямого и обратного хода. Однако возможно и ее непосредственное измерение.

При работе агрегата в энергосистеме, медленно поворачивая рукоятку МИЧО в одну сторону до момента трогания сервомотора, отмечают положение МИЧО по индикатору, затем, медленно поворачивая рукоятку в другую сторону до момента трогания сервомотора в обратную сторону, также отмечают положение МИЧО. Величина перемещения гайки МИЧО между двумя отмеченными положениями, пересчитанная по коэффициенту K_f на изменение частоты, равна зоне нечувствительности.

Этот опыт следует повторить несколько раз при различных открытиях направляющего аппарата.

1.3. Определение быстродействия регулятора

Количественной оценкой быстродействия является время переходного процесса, для получения которого необходимо создать имитацию ступенчатого (скачкообразного) изменения частоты или уставки частоты. При определенном навыке это можно сделать путем быстрого поворота рукоятки МИЧО.

Ступенчатое воздействие также можно создать с помощью пластины определенной толщины. При работе агрегата в энергосистеме следует подвести ограничитель открытия до момента касания рычага ограничителя тяги побудительного золотника, а затем вставить в зазор заранее подготовленную пластину. Направляющий аппарат (НА) при этом прикроется. При выдергивании пластины регулятор окажется работающим на МИЧО с заданием, превышающим фактическое. В результате произойдет ступенчатое перемещение золотника. Аналогичный процесс можно получить при установке и последующем выдергивании пластины из-под штифта маятника.

Во время переходного процесса необходимо регистрировать перемещение сервомотора НА и мощность. При отсутствии такой возможности необходимо измерить время реализации 100% конечных значений изменений открытия НА и мощности.

2. Испытания электрогидравлических регуляторов частоты вращения гидротурбины

2.1. Определение статической характеристики

Статическая характеристика регулятора представляет собой зависимость открытия направляющего аппарата от частоты вращения агрегата при неизменном положении механизма изменения мощности (МИМ). Аналогичная зависимость мощности агрегата от частоты представляет статическую характеристику регулирования.

Непосредственное определение статической характеристики можно выполнить только на регуляторе ЭГР-2И-1. Для этого при работающем в сети агрегате на вход измерителя частоты вместо напряжения тахогенератора следует подключить напряжение от генератора технической частоты (ГТЧ). При изменении частоты ГТЧ в пределах, необходимых для изменения мощности от минимально допустимой до максимальной, на каждом установившемся значении частоты производят измерения частоты, открытия НА по ходу штока сервомотора и мощности гидрогенератора. По результатам измерений производится построение зависимостей хода штока сервомотора НА и мощности от частоты, по которым определяются величины статизма регулятора и статизма регулирования по формулам 1 и 2.

На остальных типах регуляторов определение статических характеристик рекомендуется выполнять косвенным методом.

Вначале производят испытания при работе агрегата на холостом ходу. С помощью МИЧ устанавливается номинальная частота вращения. Затем подводится ограничитель открытия и ЭГП переводится в положение «ручное». Переключатели статизма и изодрома холостого хода устанавливаются в нулевое положение. Ограничителем открытия ступенями изменяется частота вращения. На каждом установившемся значении частоты производится измерение частоты частотомером и величины тока по балансному прибору. Частота изменяется в диапазоне, обеспечивающем изменение тока балансного прибора до максимальных значений на «прибавить» и на «убавить». По результатам измерений строится зависимость тока от частоты, по которой определяется коэффициент передачи $K_f = \Delta I / \Delta f$.

Последующие измерения производятся при работе агрегата в сети. С помощью МИМ устанавливается величина нагрузки, для которой требуется определить величину статизма. После этого регулятор устанавливается на

ограничитель открытия и ЭГП переводится в положение «ручное». Переключатель статизма устанавливается в заданное положение, а переключатель изодрома нагрузки — в нулевое положение. С помощью ограничителя открытия ступенями изменяется открытие НА. При установившемся состоянии производится измерение хода штока сервомотора НА, мощности и тока балансного прибора. По окончании испытаний изменение тока по коэффициенту K_f пересчитывается на изменение частоты и строятся зависимости открытия НА и мощности от частоты, по которым по формулам (1) и (2) определяются статизм регулятора и статизм регулирования.

2.2. Определение зоны нечувствительности по частоте

Зона нечувствительности по частоте определяется косвенным методом измерением тока по балансному прибору. Измерения производятся при работе агрегата в сети при отсутствии значимых изменений частоты. При наличии значимых изменений частоты следует отключить сигнал измерителя частоты.

Медленно изменяя задание МИМ на «прибавить», измеряют величину тока, при которой начинается перемещение НА на открытие. Аналогичным образом при изменении задания МИМ на «убавить» измеряется величина тока, при которой начинается перемещение НА на закрытие. Разность между двумя значениями тока балансного прибора, пересчитанная по коэффициенту K_f на частоту, составляет величину зоны нечувствительности по частоте.

Опыт выполняют несколько раз при различных открытиях НА.

2.3. Определение быстродействия регулятора

Электрогидравлические регуляторы, как правило, имеют отдельные механизмы изменения частоты (МИЧ) и изменения мощности (МИМ), причем МИЧ действует при отключенном генераторном выключателе, а МИМ — при включенном. Кроме этого, в регуляторах ЭГР-2М, ЭГР-1Т и ЭГР-2И-1 быстродействие по каналам задания частоты и задания мощности различно. В регуляторах ЭГР-1Т и ЭГР-2И-1 может вводиться производная по частоте.

Поэтому принципиально быстродействие регулятора при регулировании частоты должно определяться при ступенчатом (или достаточно быстром) изменении частоты. Однако практически такой опыт можно выполнить только на регуляторе ЭГР-2И-1 при питании измерителя частоты от генератора технической

частоты. На регуляторах других типов быстродействие определяется при изменении задания по частоте.

Испытания производятся при работе гидроагрегата в сети под нагрузкой. Необходимую величину нагрузки устанавливают с помощью МИМ. Затем включают МИЧ шунтированием переключкой контакта реле, отключающего МИЧ при включении агрегата в сеть, и отключают схему его слежения. При изменении положения МИЧ вручную изменяют мощность агрегата на 15-20%. Регистрируется переходный процесс изменения мощности и хода сервомотора НА при снятии переключки и затем при ее установке. По осциллограмме определяется время переходного процесса по открытию НА и по мощности. При отсутствии средств регистрации секундомером измеряется время реализации 100% отклонения мощности и открытия НА.

3. Испытания системы ГРАМ

3.1. Определение статических характеристик

Определение величины статизма и «мертвой полосы» по частоте производится при работе ГРАМ в режиме регулирования мощности с заданными величинами статизма и «мертвой полосы» по частоте. Опыт должен производиться при различном количестве работающих на групповом регулировании агрегатов. Агрегаты, работающие на индивидуальном регулировании, должны работать на ограничителе открытия с постоянной мощностью.

Вход измерителя частоты ЦР отключается от трансформатора напряжения и подключается к выходу генератора технической частоты при частоте выходного напряжения 50 Гц. Задатчиком мощности нагрузка подключенных к ГРАМ агрегатов устанавливается 70-80% номинальной. Частота ГТЧ изменяется ступенями по 0,1-0,2 Гц в сторону уменьшения до полной загрузки агрегатов, а затем в сторону увеличения частоты при разгрузке агрегатов до минимальной мощности и затем снова уменьшается до 50 Гц.

На каждой ступени производятся измерения частоты на выходе ГТЧ и мощности гидрогенераторов, включенных в ГРАМ, или суммарной мощности ГЭС.

По результатам измерений производится построение зависимостей мощности ГЭС от частоты для прямого и обратного хода при разном числе работающих в ГРАМ агрегатов.

По наклону кривых в точке 50 Гц определяются величины статизма ГЭС ($V_{ГЭС}$) и статизма агрегата (V_a) $\Delta P_{ГЭС}$ ном

$$V_{ГЭС} = 2 \cdot \frac{\Delta f \cdot P_{ГЭСном}}{\Delta P_{ГЭС}} (\%);$$

$$V_a = 2 \cdot \frac{\Delta f \cdot R \cdot P_{Гном}}{\Delta P_{ГЭС}} (\%);$$

где Δf — изменение частоты, Гц;

$\Delta P_{ГЭС}$ ~ изменение мощности ГЭС, МВт;

$P_{ГЭС ном}$ и $P_{Г ном}$ — значения номинальной мощности соответственно ГЭС и агрегата;

R — число работающих в ГРАМ агрегатов.

Как правило, величина статизма агрегата не зависит от числа работающих в ГРАМ агрегатов.

«Мертвая полоса» по частоте определяется по разности прямого и обратного хода статических характеристик.

При известной тарировке корректора (задатчика) частоты статические характеристики могут быть определены значительно проще. Для этого следует снять зависимости мощности ГЭС от уставки частоты при прямом и обратном ходе. Величины статизма по мощности ГЭС и агрегата и «мертвая полоса» по частоте определяются так же, как и в предыдущем случае.

3.2. Определение быстродействия системы ГРАМ

Быстродействие определяется временем переходного процесса регулирования мощности ГЭС при ступенчатом изменении частоты. Опыты по определению быстродействия должны производиться при работе ГРАМ в режиме регулирования мощности со статизмом по частоте при разном числе агрегатов, работающих в разной зоне нагрузок в пределах регулировочного диапазона. От ЦР должны быть отключены все входы устройств системного регулирования.

Сигнал отклонения частоты формируется изменением уставки по частоте. Вначале следует определить положение корректора частоты, вызывающее изменение мощности ГЭС на 10-15% от начального значения. Переходный процесс

регистрируется при резком смещении корректора частоты из этого положения до начального положения (уставка 50 Гц) и обратно.

Следует осциллографировать не менее трех величин: входной сигнал (корректор частоты), открытие направляющего аппарата одного из работающих агрегатов и мощность ГЭС. По осциллограммам определяются время запаздывания мощности и время переходного процесса. Время запаздывания измеряется отрезком времени между подачей входного сигнала и моментом изменения мощности от начального значения в направлении изменения задания. Время переходного процесса определяется отрезком времени между подачей входного сигнала и моментом отработки 100% полного изменения мощности ГЭС.

Приложение 3

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

по проверке готовности ПГУ к общему первичному регулированию частоты

1. Общие положения

1.1. Настоящие Методические рекомендации по проверке готовности ПГУ к общему первичному регулированию частоты (далее – *Методика проверки ПГУ*) содержат рекомендации по проведению контрольных испытаний ПГУ с целью определения их готовности к участию в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ).

1.2. Энергоблок ПГУ считается готовым к участию в ОПРЧ, если результаты его контрольных испытаний соответствуют *Техническим требованиям* и ПТЭ.

1.3. Для ПГУ, в состав которых входят две или более газотурбинных установок (ГТУ) со своими генераторами, контрольные испытания должны проводиться для всех предусмотренных штатных вариантов состава оборудования.

1.4. Контрольные испытания ПГУ должны проводиться при условии, когда фактический регулировочный диапазон ПГУ при текущих параметрах окружающей среды (температура окружающего воздуха, атмосферное давление, влажность) не менее регулировочного диапазона, указанного в паспортных данных для номинальных параметров окружающей среды.

1.5. Проведение контрольных испытаний на резервном виде топлива проводится при условии, если работа ПГУ на резервном топливе может составлять более 5% времени за календарный год.

1.4. Контрольные испытания ПГУ проводятся электростанцией самостоятельно или с привлечением специализированной организации.

1.5. Контрольные испытания ПГУ на соответствие требованиям включают в себя:

- определение характеристик действующих систем регулирования частоты и мощности каждой ГТУ и ПТУ и блока в целом (далее при совместном упоминании – САУМ ПГУ);

- испытания с определением реакции ПГУ на ступенчатые изменения частоты.

2. Методика проведения испытаний

2.1. Для всех ГТУ и ПТУ, входящих в состав ПГУ, по заводской, проектной и эксплуатационной документации должны быть определены следующие характеристики их систем регулирования с указанием имеющихся ограничений:

2.1.1. Статическая характеристика регулирования по частоте вращения турбины в регулировочном диапазоне;

2.1.2. Зона нечувствительности по частоте вращения и «мёртвая полоса» первичного регулирования, имеющие место при эксплуатации турбины;

2.1.3. Степень неравномерности (статизм) по частоте вращения турбины.

2.1.4. Максимальные скорости изменения задания на повышение и понижение мощности ГТУ по каналам:

- автоматического регулятора частоты вращения (РЧВ) или частотного корректора (ЧК);
- задания плановой мощности от оператора ПГУ и/или от регулятора мощности блока;

2.1.5. Максимальная скорость изменения задания мощности ПГУ, формируемой в регуляторе мощности блока по каналам: задатчика плановой мощности с ограничителем темпа задания (ОТЗ); частотного корректора регулятора мощности блока (ЧК-Б).

2.1.6. Для ПТУ дополнительно должны определяться:

- график зависимости мощности ПТУ от положения регулирующих клапанов при номинальном давлении в пределах регулировочного диапазона;
- график зависимости мощности ПТУ в пределах регулировочного диапазона от давления пара при работе на скользящем давлении с фиксированным положением РК.

При наличии соответствующих документов данные периодических испытаний, полученные не ранее одного года до даты проведения контрольных испытаний, могут быть использованы для отчёта без повторных испытаний.

2.2. Контрольные испытания ПГУ должны проводиться при каждом штатном составе оборудования при двух исходных нагрузках,

соответствующих верхнему и нижнему краям фактического регулировочного диапазона ПГУ за вычетом резерва на первичное регулирование $\pm 10\% P_{ПГУном}$.

При проведении испытаний вверху и внизу регулировочного диапазона максимальная и минимальная мощности ПГУ должны определяться по данным режимной карты с учетом влияющих параметров окружающей среды (температура окружающего воздуха, атмосферное давление, влажность) на момент проведения испытаний.

2.3. Возмущающие воздействия формируются путем введения имитирующего сигнала изменения частоты сети (Δf) или частоты вращения роторов турбин (Δn) в сторону увеличения или уменьшения. Для имитации скачкообразных изменений частоты ($\Delta f_{имит}$, $\Delta n_{имит}$) программно в составе САУМ ПГУ (либо другим способом) должен быть предусмотрен имитатор отклонений частоты сети (частоты вращения) с регулируемой величиной сигналов с точностью до 1 мГц в пределах ± 500 мГц с нулевой зоной нечувствительности (рис.ПЗ.1).

Величина имитирующего сигнала в зависимости от измеряемого параметра определяется по формулам:

$$\Delta f = \pm 0,05 \times S \text{ (Гц)} \quad \text{или} \quad \Delta n = \pm 0,001 n_0 \times S \text{ (об/мин)} \quad (\text{ПЗ.1})$$

где S (%) - статизм первичного регулирования ПГУ (ЧК-Б);

Ввод сигналов, имитирующих отклонение частоты, должен производиться параллельно с действующим трактом общего первичного регулирования частоты, а настройки штатных элементов САУМ ПГУ оставаться неизменными. При этом блок остаётся в режиме ОПРЧ и для исключения помех во время испытаний величины «мёртвых полос» ЧК-Б, ЧК и РЧВ ГТУ и ПТУ должны составлять не менее $\pm 0,05$ Гц. Тестовые сигналы, имитирующие отклонение частоты, вводятся за модулями расширения «мертвой полосы», для чего в схемах ЧК-Б, ЧК и РЧВ ГТУ и ПТ должны быть предусмотрены дополнительные модули суммирования величин фактической частоты вращения и тестового сигнала от имитатора частоты. В тракте прохождения тестового сигнала от имитатора частоты присутствует только нечувствительность первичных регуляторов, поэтому

при расчёте его величины расширение «мёртвой полосы» первичного регулирования не учитывается.

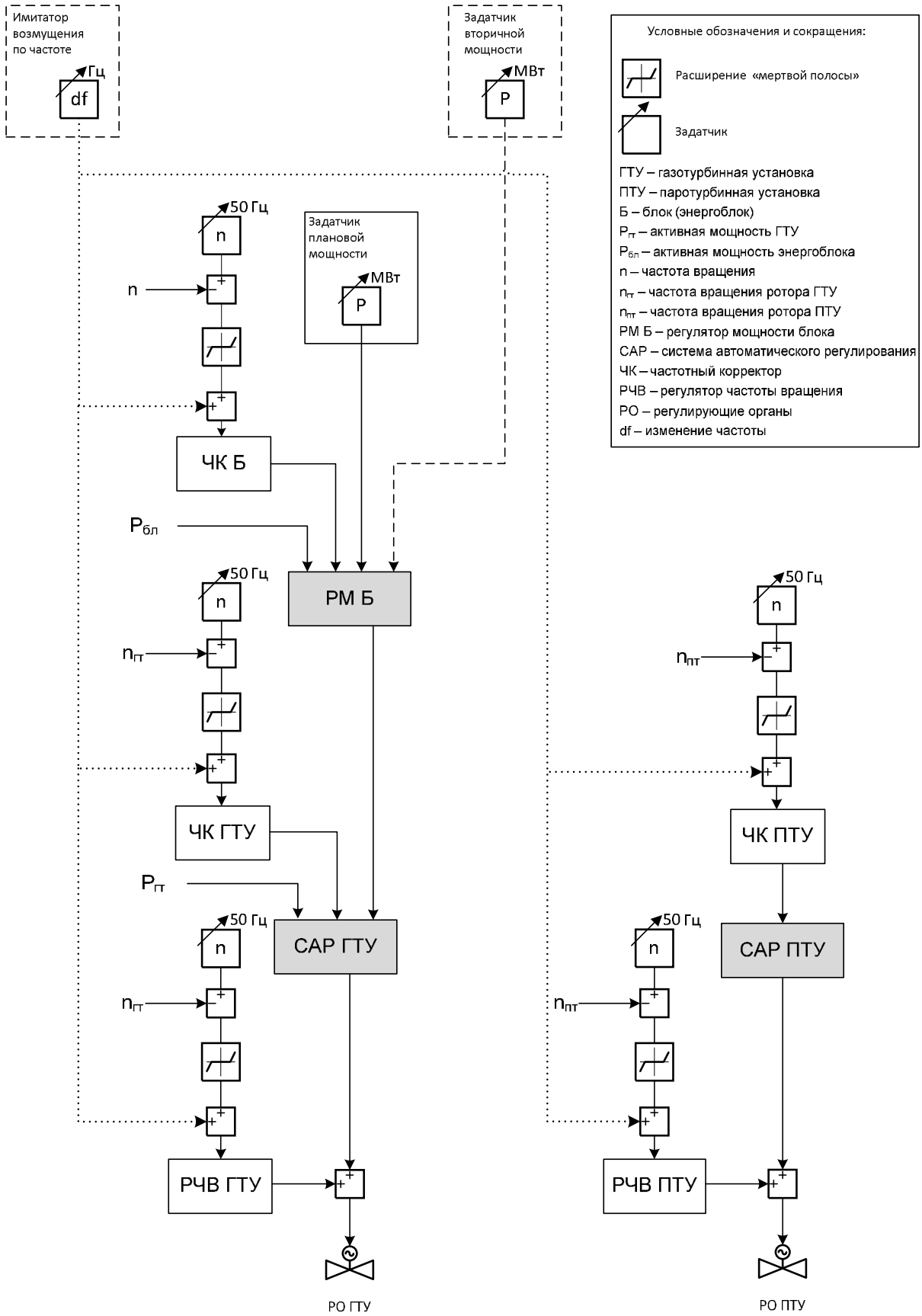


Рис. П.3.1. Пример имитации сигналов по отклонению частоты и заданию вторичной мощности в САУМ ПГУ

2.4. При проведении испытаний имитируются ступенчатые изменения частоты вращения одновременно на всех регуляторах частоты вращения (РЧВ) и частотных корректорах (ЧК) регуляторов мощности турбин ПГУ (если таковые регуляторы предусмотрены), а также на ЧК-Б, эквивалентные изменению мощности ПГУ на $\pm 10\%$ от номинальной мощности ПГУ при данном составе оборудования. Возмущения наносятся в последовательности, показанной на рис.П.3.2. с выдержкой времени после каждого возмущения равной 10 мин.

В течение ~ 5 минут перед началом опытов основные технологические параметры ПГУ и расходы сред должны быть стабильны (в пределах допуска).

Контролируется выполнение требований по точности и динамике выдачи и снятия суммарной первичной мощности всех турбогенераторов ПГУ.

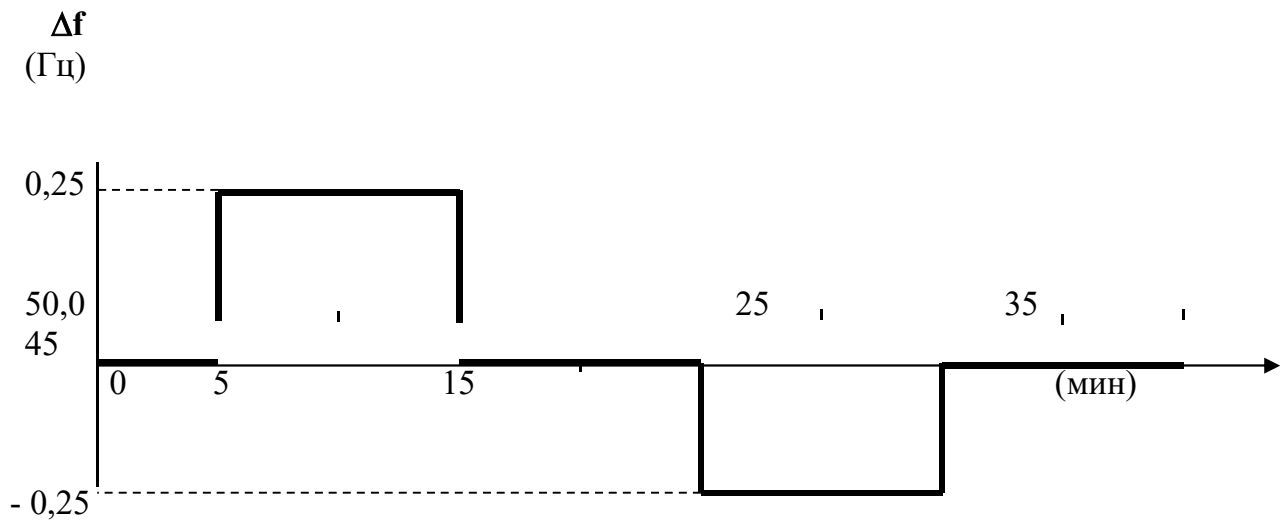


Рис.П.3.2. Порядок нанесения возмущений по частоте вращения в одной серии опытов при испытаниях (статизм 5 %)

2.5. Во время испытаний должна производиться регистрация основных технологических параметров ПГУ с дискретностью по времени не более 1 секунды. Минимальный объем параметров, регистрируемых во время испытаний, приведен в таблице ПЗ.1.

2.6. В результате испытаний при каждом штатном составе оборудования ПГУ вверху и внизу регулировочного диапазона должны быть получены представительные графики переходных процессов:

- возмущение по частоте от имитатора;
- фактическая активная мощность ПГУ (образец на рис.ПЗ.3)
- возмущение по частоте от имитатора и активная мощность генераторов каждой из работающих газовых и паровой турбин, входящих в состав ПГУ (рекомендуется объединить с графиком рис.ПЗ.3);
- температуры газов за газовыми турбинами;
- расхода топлива в каждую газовую турбину;
- положения входных направляющих аппаратов газовых турбин;
- давления пара высокого давления перед паровой турбиной;
- положения регулирующих клапанов высокого давления паровой турбины.

Таблица

ПЗ.1

№	Наименование технологических параметров
1.	Электрическая мощность газовых турбин ^{*)}
2.	Электрическая мощность паровой турбины ^{*)}
3.	Электрическая мощность ПГУ
4.	Имитируемый сигнал по частоте вращения
5.	Частота электрического тока в сети
6.	Частота вращения роторов газовых турбин
7.	Частота вращения ротора паровой турбины
8.	Задание по мощности газовым турбинам от САУМ ПГУ
9.	Задание по мощности газовым турбинам от РЧВ
10.	Задание по мощности ПГУ
11.	Сигналы наличия (отсутствия) ограничений на изменение мощности
12.	Температура газов за газовыми турбинами
13.	Расход топлива в газовые турбины
14.	Положение ВНА ГТУ
15.	Давление пара ВД перед паровой турбиной
16.	Температура пара ВД перед паровой турбиной
17.	Положения регулирующих клапанов ВД паровой турбины
18.	Состояние генераторного и / или линейного выключателя
19.	Температура наружного воздуха ($t_{н.в}$)
^{*)} кроме одновальных ПГУ	

3. Оценка и оформление результатов контрольных испытаний

3.1. Соответствие ПГУ *Техническим требованиям* по готовности к участию в общем первичном регулировании частоты оценивается по результатам испытаний и включает в себя:

- оценку соответствия характеристик системы регулирования турбин ПГУ *Техническими требованиями*;
- оценку результатов испытаний.

3.2. Характеристики систем регулирования турбин ПГУ можно считать соответствующими требованиям ОПРЧ, если характеристики ПТУ и всех ГТУ, определенные не более чем за 12 месяцев до проведения контрольных испытаний, соответствуют *Техническим требованиям*, ПТЭ и другим действующим нормативным документам, а также отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие их работе в режиме ОПРЧ.

3.3. Результаты контрольных испытаний ПГУ можно считать соответствующими требованиям ОПРЧ, если переходные процессы по мощности ПГУ удовлетворяют *Техническим требованиям*.

3.4. Результаты контрольных испытаний оформляются в виде краткой пояснительной записки, содержащей:

1. Введение.

1.1. Общие данные по электростанции;

1.2. Цель контрольных испытаний и объект их проведения;

1.3. Используемые нормативные документы;

2. Характеристики объекта проведения контрольных испытаний.

2.1 Данные по испытываемой ПГУ и входящему в её состав основному оборудованию - ГТУ, ПТ, КУ (тип, номинальная мощность, параметры пара, диапазон регулирования и зависимость максимальной мощности газовых турбин и ПГУ от параметров окружающей среды, режимы работы и т.д.); □ □

2.1. Характеристики систем регулирования ПТУ и всех ГТУ, входящих в состав ПГУ и являющихся приводами генераторов, допустимые скорости изменения нагрузки ГТУ и ПГУ по каналам

первичного регулирования, задания плановой мощности, наличие их ограничений (п. 2.1 Методики);

2.2. Основные характеристики программно-технических средств информационных и управляющих систем ПГУ;

2.3. Краткое описание и принципиальные структурные схемы системы регулирования частоты и мощности ПГУ, газовых и паровой турбин, а также основных регуляторов котлов-утилизаторов;

2.5. Данные по приборам и техническим средствам, входящим в каналы измерения частоты и активной мощности (тип, класс точности, данные о поверке и т.п.).

3. Контрольные испытания ПГУ

3.1 Краткая постановка задачи испытаний со ссылкой на прилагаемую Программу; краткое описание условий проведения испытаний (состав работающего оборудования, краткое описание проведенных опытов, необходимость и причины вмешательства персонала электростанции во время испытаний, параметры окружающей среды и т.д.);

3.2. Результаты испытаний в каждом опыте вверху и внизу регулировочного диапазона: в виде таблицы (образец см. Таблица П3.2) и графиков переходных процессов следующих параметров:

- возмущение по частоте от имитатора и фактическая активная мощность ПГУ (образец на рис.П3.3)
- возмущение по частоте от имитатора и активная мощность генераторов каждой из работающих газовых и паровой турбин, входящих в состав ПГУ (рекомендуется объединить с графиком рис.П3.3);
- температура газов за газовыми турбинами;
- положение входных направляющих аппаратов газовых турбин;
- давление пара ВД перед паровой турбиной;
- положение регулирующих клапанов ВД паровой турбины;
- краткое описание опытов и их результатов.

Таблица ПЗ.2 заполняется данными опытов, проведенных при каждом составе оборудования ПГУ. Относительное приращение мощности ПГУ определяется как изменение мощности ПГУ за 30 секунд и 2 минуты соответственно в % по отношению к требуемой в данном опыте величине первичной мощности ΔP_{II} (величине возмущения в МВт).

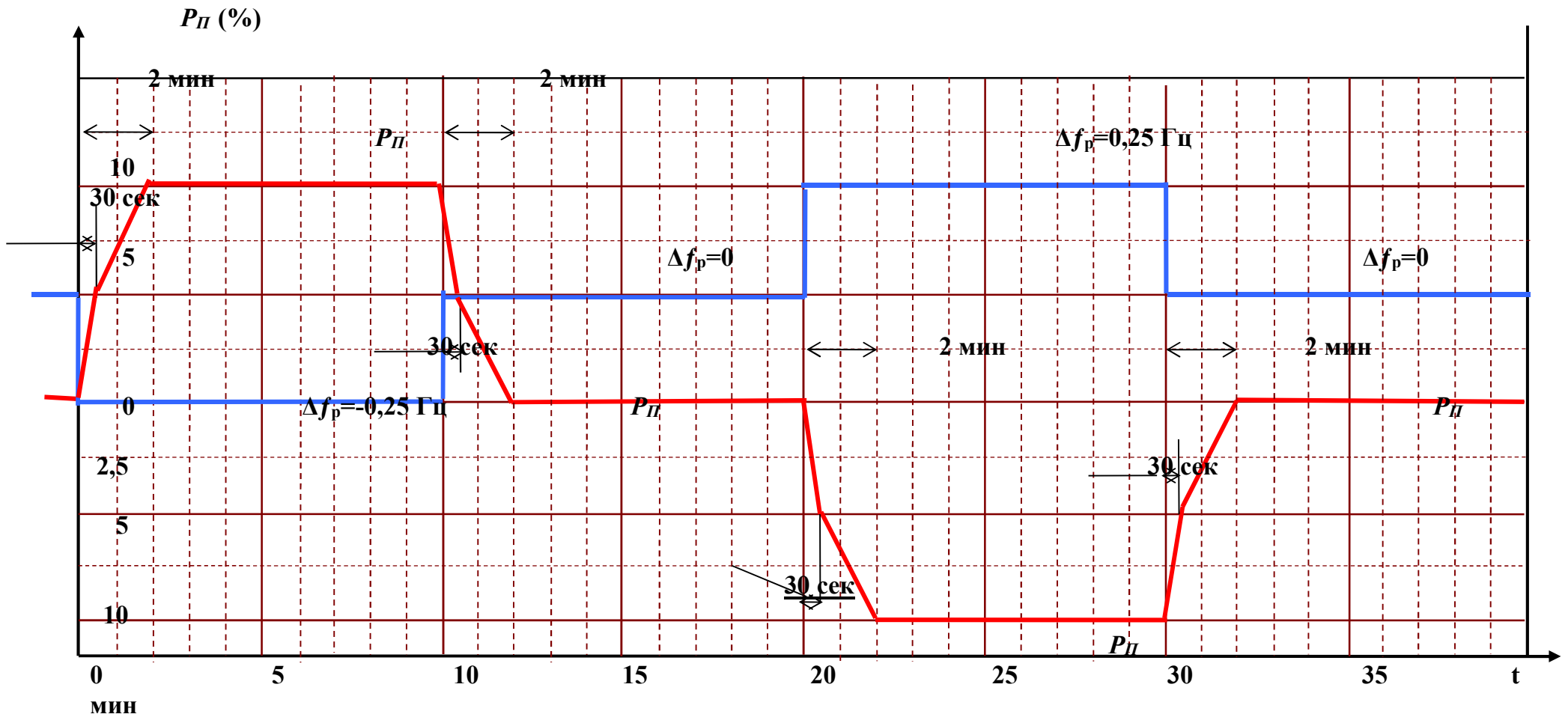
4. Выводы

4.1. Заключение о соответствии характеристик ПГУ требованиям ОПРЧ в соответствии с *Техническими требованиями*;

4.2. Заключение о соответствии результатов комплексных испытаний *Техническим требованиям* с приведением графиков мощности ПГУ в относительных единицах при каждом составе оборудования вверху и внизу регулировочного диапазона по форме Рис.ПЗ.3.

4.3. Заключение о готовности ПГУ к участию в ОПРЧ в соответствии с *Техническими требованиями*

5. Приложение. Программа контрольных испытаний ПГУ.



$P_{\pi} (\%) = 100 P_{\pi} (MВт) / P_{ПГУном} (MВт)$ - относительная величина первичной мощности:

Рис.П3.3. Образец графика изменения первичной мощности ПГУ при контрольных испытаниях на соответствие требованиям к ОНРЧ при ступенчатых изменениях частоты на $\Delta f_p = \pm 0,25$ Гц (статизм $S=5\%$)

Приложение 4

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций

Приложение 4.1
к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Регламент согласования ограничений установленной мощности электростанций, расположенных в неценовых зонах оптового
рынка

на этапе годового планирования:

№	Отправитель	Действие	Срок	Примечание	Адрес предс тавле ния
1	2	3	4	5	6
1.	Участники оптового рынка) вне зависимости от наличия ограничений на подведомственных электростанциях	Формирование и передача обязательных приложений, нормативной документации	До 10 июня года, предшествующего планируемому	<p>Документы должны быть получены филиалом СО РДУ не позднее указанного в настоящем пункте срока.</p> <p>Для ТЭС и АЭС вне зависимости от прогноза наличия ограничений в обязательном порядке передается информация по приложению 2.1 к Методическим указаниям по определению и согласованию в СО ограничений установленной мощности тепловых и атомных электростанций (далее – Методические указания), оформленному в установленном порядке, а также нормативно-техническая документация (НТД) для всех возможных режимов работы оборудования в соответствии с требованиями главы 4 Методических указаний (для электростанций, на которых прогнозируется отсутствие ограничений, НТД также представляется в полном объеме).</p> <p>Указанная информация представляется в бумажном виде и на компакт-диске (формат CD, DVD). Дополнительно приложение 2.1 к Методическим указаниям направляется на адрес электронной почты ответственных исполнителей филиалов СО РДУ</p> <p>Для ГЭС представляются паспортные данные и характеристики основного энергетического оборудования в произвольной форме, аналогичной приложению 2.1 к Методическим указаниям.</p> <p>Информация также представляется в бумажном виде и в формате CD, DVD. Информации по паспортным данным направляется на адрес электронной почты ответственных исполнителей филиалов СО РДУ</p> <p>Документы оформляются в соответствии с требованиями приложения 12 и примечаниями к приложению 2.1 Методических указаний.</p> <p>В случае если электростанцией прогнозируется отсутствие ограничений в каком-либо месяце предстоящего года, данная электростанция обязана направить в СО официальное письмо подтверждением отсутствия ограничений в указанные месяцы.</p>	Филиалы СО РДУ

2.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Формирование и передача пакета обосновывающих документов и расчетов на соответствующий период планирования	До 01 июля года, предшествующего планируемому	<p>Электростанции, заявляющие на предстоящий год в соответствии с положениями п. 6.2.1. Технических требований к генерирующему оборудованию участников оптового рынка ограничения мощности, соответствующие базовым, либо менее базовых величин, представляют официальное письмо с запросом на согласование заявляемых ограничений, документы, касающиеся заявляемых мероприятий по сокращению ограничений и обязательные приложения (приложения 2-8 к Методическим указаниям).</p> <p>При этом в приложении 8 указывается поагрегатное распределение заявляемых объемов.</p> <p>В случае если заявлены суммарные объемы ограничений мощности, соответствующие базовым, поагрегатное распределение ограничений по объемам и причинам должно соответствовать указанному распределению, учтенному при формировании базовых объемов.</p> <p>Для всех остальных электростанций, согласование ограничений которых осуществляется в общем порядке:</p> <p>Для ТЭС и АЭС пакет документов должен быть сформирован в соответствии с Методическими указаниями</p> <p>Для ГЭС пакет документов должен включать пояснительную записку, расчеты и другие необходимые обосновывающие документы.</p> <p>Оформление документов осуществляется в соответствии с приложением 12 к Методическим указаниям.</p> <p>Полный пакет документов, включая представленные ранее приложения 2.1 и НТД, представляется на компакт-диске.</p> <p>В бумажном виде представляется только оформленные в соответствии с требованиями Методических указаний пояснительная записка и обязательные приложения (приложения 2-8 (9) к Методическим указаниям)</p>	Филиалы СО РДУ
3.	Филиалы СО РДУ	Согласование ограничений установленной электрической мощности	До 05 сентября года, предшествующего планируемому	<p>При наличии замечаний филиалы СО РДУ направляют письмо, в котором в обязательном порядке отражается перечень зафиксированных замечаний.</p> <p>При отсутствии замечаний филиалы СО РДУ направляют на электростанции официальным письмом решение о согласовании ограничений, которое должно содержать объемы согласованных ограничений.</p>	Участники ОПТОВОГО РЫНКА

4.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Подписание величин ограничений	До 20 сентября года, предшествующего планируемому	<p>После получения от филиалов СО РДУ официальных писем с решениями о согласовании ограничений, согласованные величины с точностью до одного знака после запятой заносятся в соответствующую форму, заполняемую в двух экземплярах.</p> <p>Данная форма с оригинальными подписями ответственных лиц компании-собственника и печатями представляется на подпись Заместителю генерального директора филиалов СО ОДУ для получения визирующей подписи.</p>	Филиалы СО ОДУ
5.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Подписание величин ограничений	До 25 сентября года, предшествующего планируемому	<p>После получения визирующей подписи Заместителя генерального директора СО ОДУ оба экземпляра сводной таблицы представляются в исполнительный аппарат СО на подпись Директору по управлению развитием ЕЭС.</p> <p>Данная подпись является последней.</p> <p>Экземпляр формы с подписями остается в исполнительном аппарате СО</p>	СО

на этапе месячного планирования:

№	Отправитель	Действие	Срок	Примечание	Адрес представления
1	2	3	4	5	6
1.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций заявлявшие ограничения на этапе годового планирования	Формирование и передача пакета обосновывающих документов и расчетов на соответствующий период планирования для месяцев, в отношении которых не заявлялось отсутствие ограничений	До 01 числа каждого месяца, предшествующего планируемому,	<p>Электростанции, заявляющие на предстоящий месяц ограничения мощности менее согласованных на этапе годового планирования величин, представляют официальное письмо с запросом на согласование заявляемых ограничений и обязательные приложения (приложения 2-7, 9 к Методическим указаниям). При этом в приложении 9 указывается поагрегатное распределение заявляемых объемов.</p> <p>Для всех остальных электростанций, согласование ограничений которых осуществляется на предстоящий месяц в общем порядке:</p> <p>Для ТЭС и АЭС пакет документов должен быть сформирован в соответствии с Методическими указаниями.</p> <p>Для ГЭС пакет документов должен включать пояснительную записку, расчеты и другие необходимые обосновывающие документы.</p> <p>Оформление документов осуществляется в соответствии с требованиями приложением 12 к Методическим указаниям.</p> <p>Полный пакет документов представляется на компакт-диске.</p> <p>Для электростанций, по которым были согласованы ограничения на этапе годового планирования, а также отсутствуют изменения в НТД и в дополнительных приложениях к пояснительной записке (прочих материалах), в бумажном виде представляется только оформленные в соответствии с требованиями Методических указаний пояснительная записка и обязательные приложения (приложения 2-8 (9) к Методическим указаниям). В случае внесения изменений в НТД или дополнительные приложения к пояснительной записке, новые редакции указанных материалов также должны быть представлены в бумажном виде.</p> <p>Для электростанций, не подававших пакет документов или не согласовавших ограничения на этапе годового планирования, пакет документов в бумажном виде подается в полном объеме.</p> <p>Приложение 2.1 и полный пакет нормативно-технической документации (НТД) представляется только в случае изменения паспортных данных оборудования и НТД по сравнению с годовым планированием, либо в случае непредставления НТД на этапе годового планирования</p>	Филиалы СО РДУ

2.	Филиалы СО РДУ	Согласование ограничений	Не позднее 28 числа месяца, предшествующего планируемому (для февраля не позднее 27 числа)	<p>При наличии согласования ограничений филиалы СО РДУ фиксируют величины ограничений, о чем сообщают на электростанции</p> <p>При наличии замечаний филиалы СО РДУ направляют письмо, в котором в обязательном порядке отражается решение об отказе и перечень зафиксированных замечаний.</p>	Участники оптового рынка
3.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Подписание ограничений величин	В рабочем порядке не позднее 5 рабочих дней планируемого месяца	<p>Подписание сводных таблиц Заместителем генерального директора филиала СО ОДУ</p> <p>Один экземпляр формы с подписями остаются на уровне филиалов СО ОДУ, копии направляются в филиалы СО РДУ и исполнительный аппарат СО</p>	Филиалы СО ОДУ

Приложение 5

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Нормативы продолжительности пуска генерирующего оборудования тепловых электростанций

I. Нормативы продолжительности пуска парогазовых и газотурбинных установок, учитывающие полные периоды времени от получения команды диспетчера на пуск до включения в сеть и набора полной мощности ТЭС

1	2	3	4	Продолжительность этапов пуска, час-мин				
				5	6	7	8	9
Тип и мощность энергоблока ПГУ	Тип основного оборудования энергоблока (справочно) Тип и мощность работающей в открытом цикле ГТУ	Продолжительность простоя, час	Исходное тепловое состояние	Предпусковые работы до пуска ГТУ	Пуск ГТУ с набором номинальной мощности ГТУ / в т.ч. набор оборотов ГТУ до включения ГТУ в сеть	Суммарное время от получения команды на пуск до набора номинальной мощности ГТУ / в т.ч. до включения ГТУ в сеть	Нагружение ПГУ до номинальной мощности	Суммарное время от получения команды на пуск до набора энергоблоком номинальной мощности
1. Энергоблоки ПГУ								
ПГУ-39	ГТУ GT 10C «Siemens», КУ-Пр-103, ПТ-Т-10/11	< 8	гор.	01-20	00-50 / 00-11	02-10 / 01-31	00-30	02-40
		≥ 8, < 72	неост.	01-40	01-10 / 00-11	02-50 / 01-51	00-35	03-25
		≥ 72	хол.	02-10	01-10 / 00-11	03-20 / 02-21	01-35	04-55

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ГТУ-120	Дубль-блок и первый полублок (при отключении*)	2(1)хГТУ SGT-800, 2(1)хКУ HRSG, ПТ МР16DH	< 8	гор.	01-20	00-50 / 00-11	02-10 / 01-31	01-45/ 00-53*	03-55/ 03-03*
			$\geq 8, < 72$	неост.	01-40	01-10 / 00-11	02-50 / 01-51	02-10/ 01-05*	05-00/ 03-55*
			≥ 72	хол.	02-10	01-10 / 00-11	03-20 / 02-21	03-20/ 01-40*	06-40/ 05-00*
	Второй полублок	ГТУ-2 SGT-800, КУ-2 HRSG, ПТ МР16DH	< 8	гор.	00-40	00-40 / 00-11	01-20 / 00-51	00-30	01-50
			$\geq 8, < 72$	неост.	01-10	00-55 / 00-11	02-05 / 01-21	00-30	02-35
			≥ 72	хол.	01-10	00-55 / 00-11	02-05 / 01-21	00-40	02-45
ПГУ-180	Дубль-блок и первый полублок (при отключении*)	2 (1)хГТУ АЕ64.3А; 2(1)хКУ Е-99,6/14,5- 7,71/0,55-545/212; ПТ Т-48/62-7,4/0,12	< 8	гор.	01-40	00-50 / 00-19	02-30 / 01-59	02-00 / 01-00*	04-30/ 03-30*
			$\geq 8, < 120$	неост.	03-10	01-10 / 00-19	04-20 / 03-29	02-30 / 01-15*	06-50/ 05-35*
			≥ 120	хол.	03-10	01-10 / 00-19	04-20 / 03-29	03-30 / 01-45*	07-50/ 06-05*
	Второй полублок	ГТУ-2 АЕ64.3А; КУ-2 Е-99,6/14,5-7,71/0,55- 545/212; ПТ Т-48/62- 7,4/0,12	< 8	гор.	00-50	00-40 / 00-19	01-30 / 01-09	00-30	02-00
			$\geq 8, < 120$	неост.	01-40	00-55 / 00-19	02-35 / 01-59	00-30	03-05
			≥ 120	хол.	02-10	00-55 / 00-19	03-05 / 02-29	00-40	03-45

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПГУ-325	Дубль-блок и первый полублок (при отличии*)	2(1)хГТД-ГТЭ-110 НПО «Сатурн», 2(1)х КУ-П-88, ПТ-К-110-6,5	< 8	гор.	01-40	1-00 / 00-30	02-40 / 02-10	02-00 / 01-00*	04-40/ 03-40*
			$\geq 8, < 120$	неост.	03-10	1-20 / 00-30	04-30 / 03-40	03-00 / 01-30*	07-30/ 06-00*
			≥ 120	хол.	03-10	1-20 / 00-30	04-30 / 03-40	04-00 / 02-00*	08-30/ 06-30*
	Второй полублок	ГТД-2 ГТЭ-110 НПО «Сатурн», КУ-2 П-88, ПТ-К- 110-6,5	< 8	гор.	01-00	00-50 / 00-30	01-50 / 01-30	00-30	02-20
			$\geq 8, < 120$	неост.	02-10	01-05 / 00-30	03-15 / 02-40	00-30	03-45
			≥ 120	хол.	02-40	01-05 / 00-30	03-45 / 03-10	00-40	04-25
ПГУ-450	Дубль-блок и первый полублок (при отличии*)	2хГТД-ГТЭ-160 ОАО «СМ» (ГТД-V-94.2., 2х КУ-П-90 (П-96, П- 100, П-107), ПТ-Г- 125/150	< 8	гор.	01-40	1-00 / 00-16	02-40 / 01-56	02-00 / 01-00*	04-40/ 03-40*
			$\geq 8, < 120$	неост.	03-10	1-20 / 00-16	04-30 / 03-26	03-35 / 01-48*	08-05/ 06-18*
			≥ 120	хол.	03-10	1-20 / 00-16	04-30 / 03-26	04-30 / 02-15*	09-00/ 06-45*
	Второй полублок	ГТД-2 ГТЭ-160 ОАО «СМ» (ГТД-V- 94.2., КУ-2, П-90 (П-96, П-100, П- 107), ПТ-Г-125/150	< 8	гор.	01-00	00-50 / 00-16	01-50 / 01-16	00-30	02-20
			$\geq 8, < 120$	неост.	02-10	01-05 / 00-16	03-15/ 02-26	00-30	03-45
			≥ 120	хол.	02-40	01-05 / 00-16	03-45/ 02-56	00-40	04-25

2. Одновальные (без расцепной муфты) ПГУ								
ПГУ-400	ГТУ PG935IFA, КУ DA-05; ПТ D10	< 8	гор.	02-00	03-30 / 00-15	05-30/ 02-15	-	05-30
		≥ 8, < 120	неост.	04-00	05-00 / 00-15	09-00/ 04-15	-	09-00
		≥ 120	хол.	04-00	07-40 / 00-15	11-40/ 04-15	-	11-40
3. Надстроенные ПГУ								
ПГУ-220	ГТУ V-64.3-A «Siemens», ПК-TTE-435, ПТ - Т-130/160	< 8	гор.	02-00	00-50 / 00-19	02-50 / 02-19	04-55	07-45
		≥ 8, < 120	неост.	03-30	01-10 / 00-19	04-40 / 03-49	06-25	11-05
		≥ 120	хол.	03-30	01-10 / 00-19	04-40 / 03-49	07-05	11-45
ПГУ-800	2xГТУ SGT5- 4000F; КУ Ел- 258/310/35- 15.0/3.14/0.44- 540/535/263; ПТ К-245-13,3	< 8	гор.	02-00	01-00 / 00-30	03-00 / 02-30	04-00	07-00
		≥ 8, < 120	неост.	03-30	01-20 / 00-30	04-50 / 04-00	06-10	11-00
		≥ 120	хол.	03-30	01-20 / 00-30	04-50 / 04-00	06-40	11-30
4. Работающие в открытом цикле ГТУ								
-	ГТ - 100/90		Гор., хол.	02-30	00-50 / 00-30	03-20 / 03-00	-	-
-	ГТ – 150/110		Гор., хол.	02-00	00-45 / 00-30	02-45 / 02-30	-	-
-	ГТ – 150/125		Гор., хол.	02-00	00-45 / 00-30	02-45 / 02-30	-	-
-	LMS100PB, 100 МВт		Гор., хол.	02-00	00-35 / 00-20	02-35 / 02-20	-	-

- Примечания: 1. Нормативы действуют только при пусках генерирующего оборудования из состояния «Резерв».
2. Нормативные величины продолжительности этапов пусковых операций от разворота ГТУ до набора номинальной мощности ПГУ (ГТУ, работающей в открытом цикле) определены требованиями заводов-производителей и результатами пуска оборудования из различных тепловых состояний.

3. Продолжительность предпусковых работ после нахождения энергоблока ПГУ в холодном резерве продолжительностью более 30 суток и необходимости в связи с этим дренирования водяных контуров котла–утилизатора увеличивается на 1,5 часа - время заполнения их водой перед пуском.
4. При пусках энергоблоков ПГУ после длительного простоя, во время которого проводилась обработка котла-утилизатора октадециламином (ОДА), продолжительность предпусковых операций увеличивается на 1 час.
5. Продолжительность ускоренного нагружения ПТУ при пуске второго полублока учитывает ее прогретое состояние после пуска первого полублока, а также отсутствие необходимости отдельного подэтапа, связанного с пуском КУ-2, выполняемым одновременно с нагружением ПТУ.
6. При пуске второго полублока до завершения нагружения ПТУ до 50% номинальной мощности в рамках выполнения команды на пуск первого полублока, время нагружения ПТУ увеличивается до времени нагружения ПТУ при пуске первого полублока.
7. Продолжительность отдельных этапов пуска оборудования ПГУ и ГТУ на аварийном (дизельном, газотурбинном) топливе определяется приведенными выше данными по продолжительности аналогичных этапов пуска на основном топливе (газе).
8. Время вентиляции газового тракта ПГУ-400 учтено в продолжительности предпусковых работ.

II. Норматив времени пуска паросиловых энергоблоков тепловых электростанций из различных тепловых состояний

Тип и мощность энергоблока	Тип турбины, завод-изготовитель	Топливо	Продолжительность простоя, час	Исходное состояние турбины	Продолжительность этапов пуска энергоблока, час.									
					предпусковые работы до розжига растопочных горелок	Выход на толчковые параметры пуска ТГ			от пуска ТГ до включения в сеть (включая выдержку на	Всего от розжига горелок до включения	Суммарное время от команды на пуск до включения в сеть	нагружение блока до N ном	Всего от розжига горелок до набора полной	Суммарное время пуска блока
						от растопки котла до горячей отмывки	горячая отмывка	от окончания отмывки до пуска турбины						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Моноблок 150 МВт (котел с естеств. цирк.)	К-150-130 ХТГЗ, К-160-130 ХТГЗ	Газ, мазут	< 8	гор.	1-00	←	1-20	→	0-20	1-35	2-35	1-30	3-05	4-05
			≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	2-00	→	0-25	2-25	4-55	2-40	5-05	7-35
			≥ 30, < 72	неост.	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-00	5-40	8-10
			≥ 72, < 120	неост.	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-20	6-00	8-30
			≥ 120	хол.	2-50	←	1-20	→	1-10	2-30	5-20	6-00	8-30	11-20
Моноблок 150 МВт (котел с естеств. цирк.)	К-150-130 ХТГЗ, К-160-130 ХТГЗ	уголь	< 8	гор.	1-00	←	1-20	→	0-15	1-35	2-35	1-40	3-15	4-15
			≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	2-00	→	0-25	2-25	4-55	2-40	5-05	7-35
			≥ 30, < 120	неост.	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-25	6-05	8-35
			≥ 120	хол.	2-50	←	1-30	→	1-10	2-40	5-30	6-10	8-50	11-40

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Дубль-блок 150 МВт (прямоточ. котел)	К-150-130 ХТГЗ, К-160-130 ХТГЗ	уголь	< 8	гор.	1-00	←	1-10	→	0-15	1-25	2-25	1-40	3-05	4-05
			≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	1-40	→	0-25	2-05	4-35	2-40	4-45	7-15
			≥ 30, < 120	неост.	2-30	←	1-50	→	0-35	2-25	4-55	3-25	5-50	8-20
			≥ 120	хол.	2-50	0-30	0-40	0-50	1-10	3-10	6-00	5-50	9-00	11-50

Моноблок и дубль-блок 200 МВт	(котел с ест. прямоточ.)	К-200-130 ЛМЗ* Т-180/210-130 ЛМЗ, Т-175/210-130 УТМЗ	Газ, мазут, уголь		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15															
			Газ, мазут, уголь	уголь	гор.	неост.	неост.	неост.	хол.	гор.	неост.	неост.	неост.	хол.	1-20	2-00	2-10	2-30	2-45	1-20	1-50	2-00	2-10	2-25	2-30	2-35	2-55	3-40	0-15	1-35	2-35
Моноблок и дубль-блок 200 МВт	(котел с ест. прямоточ.)	К-200-130 ЛМЗ* Т-180/210-130 ЛМЗ, Т-175/210-130 УТМЗ	Газ, мазут, уголь		< 8	гор.	1-00	←	1-20	→	0-15	1-35	2-35	1-00	2-35	3-35															
			Газ, мазут, уголь		≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	2-00	→	0-20	2-20	4-50	2-20	4-40	7-10															
			Газ, мазут, уголь		≥ 30, < 72	неост.	2-30	←	2-10	→	0-20	2-30	5-00	2-50	5-20	7-50															
			Газ, мазут, уголь		≥ 72, < 120	неост.	2-30	←	2-30	→	0-25	2-55	5-25	3-30	6-25	8-55															
			Газ, мазут, уголь		≥ 120	хол.	2-50	←	2-45	→	0-55	3-40	6-30	4-30	8-10	11-00															
			Газ, мазут, уголь		< 8	гор.	1-30	←	1-20	→	0-15	1-35	3-05	0-50	2-25	3-55															
			Газ, мазут, уголь		≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	1-50	→	0-20	2-10	5-20	2-25	4-35	7-45															
			Газ, мазут, уголь		≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	2-00	→	0-20	2-20	5-30	3-00	5-20	8-30															
			Газ, мазут, уголь		≥ 72, < 120	неост.	3-10	←	2-10	→	0-25	2-35	5-45	3-30	6-05	9-15															
			Газ, мазут, уголь		≥ 120	хол.	3-10	0-30	0-40	0-50	0-55	2-55	6-05	4-10	7-05	10-15															

Моноблок 250/300 МВт	Т-250/300-240 УТМЗ	Газ, мазут	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
			< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	1-55	3-15	4-45
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	2-40	5-35	8-45
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-30	6-25	9-35
			≥ 72, < 120	хол.	3-10	0-35	0-40	1-00	0-50	3-05	6-15	4-00	7-05	10-15
≥ 120	хол.	3-10	0-35	0-40	1-00	1-50	4-05	7-15	4-50	8-55	12-05			

Моноблок 250/300 МВт	Т-250/300-240 УТМЗ	Уголь	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
			< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	2-25	3-45	5-15
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-00	5-55	9-05
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-50	6-45	9-45
			≥ 72, < 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-50	3-25	6-35	4-30	7-55	11-05
≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-10	9-20	12-30			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Моноблок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Газ, мазут	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-05	2-35	1-55	3-00	4-30
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	2-25	5-35	2-40	5-05	8-15
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	2-25	5-35	3-30	5-55	9-05
			≥ 72, < 120	хол.	3-10	0-35	0-40	1-00	0-55	3-10	6-20	4-00	7-10	10-20
			≥ 120	хол.	3-10	0-35	0-40	1-00	1-50	4-05	7-15	4-50	8-55	12-05
Моноблок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Уголь	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	2-10	3-30	5-00
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	3-00	6-10	3-00	6-00	9-10
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	3-00	6-10	3-50	6-50	10-00
			≥ 72, < 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	6-40	4-30	8-00	11-10
			≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-10	9-20	12-30
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Газ, мазут	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-20	1-10	2-40	1-55	3-05	4-35
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	2-40	5-45	8-55
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-30	6-35	9-45
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	0-30	0-40	1-00	0-55	3-05	6-15	4-00	7-05	10-15
			≥ 120	хол.	3-10	0-30	0-40	1-00	1-50	4-00	7-10	4-50	8-50	12-00
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-05	→	0-20	1-25	2-55	2-10	3-35	5-05
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-00	6-05	9-15
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-50	6-55	10-05
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	6-40	4-30	8-00	11-10
			≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-10	9-20	12-30
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ХТГЗ, К-310-240 ХТГЗ	уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-05	→	0-30	1-35	3-05	2-10	3-45	5-15
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-15	6-20	9-30
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	4-00	7-05	10-15
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	6-40	4-45	8-15	11-25
			≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-20	9-30	12-40

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Моноблок 500 МВт	К-500-240 ХТГЗ	уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-10	→	0-30	1-40	3-10	2-40	4-20	5-50
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	3-10	→	0-45	3-55	7-05	3-15	7-10	10-20
			≥ 30, < 48	неост.	3-10	←	3-00	→	0-50	3-50	7-00	4-00	7-50	11-00
			≥ 48, < 72	неост.	3-10	←	3-00	→	0-50	3-50	7-00	4-10	8-00	11-10
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	0-50	0-40	1-40	1-00	4-10	7-20	4-30	8-40	11-50
			≥ 120	хол.	3-10	0-50	0-40	1-40	1-30	4-40	7-50	5-00	9-40	12-50
Моноблок 800 МВт	К-800-240 ЛМЗ	Газ, мазут	< 8	гор.	1-30	←	1-30	→	0-15	1-45	3-15	2-40	4-25	5-55
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	3-25	→	0-30	3-55	7-05	3-10	7-05	10-15
			≥ 30, < 48	неост.	3-10	←	3-40	→	0-40	4-20	7-30	3-30	7-50	11-00
			≥ 48, < 72	неост.	3-10	←	3-40	→	0-45	4-25	7-35	3-50	8-15	11-25
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	1-00	0-40	1-45	0-45	4-10	7-20	5-00	9-10	12-20
			≥ 120 ^I	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	1-20	4-45	7-55	6-00	10-45	13-55
			≥ 120 ^{II} ,	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	1-50	5-15	8-25	6-00	11-15	14-25
			≥ 120 ^{III}	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	2-20	5-45	8-55	6-00	11-45	14-55
Моноблок 800 МВт	К-800-240 ЛМЗ	уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-50	→	0-15	2-05	3-35	3-00	5-05	6-35
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	3-40	→	0-30	4-10	7-20	3-50	8-00	11-10
			≥ 30, < 48	неост.	3-10	←	3-50	→	0-40	4-30	7-40	4-10	8-40	11-50
			≥ 48, < 72	неост.	3-10	←	3-50	→	0-45	4-35	7-45	4-30	9-05	12-15
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	1-00	0-40	1-45	0-45	4-10	7-20	5-55	10-05	13-15
			≥ 120 ^I	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	1-20	4-45	7-55	6-55	11-40	14-50
			≥ 120 ^{II} ,	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	1-50	5-15	8-25	6-55	12-10	15-20
			≥ 120 ^{III}	хол.	3-10	1-00	0-40	1-45	2-20	5-45	8-55	6-55	12-40	15-50

* также для энергоблоков 200 МВт с турбинами: К-205-130, К-210-130, К-215-130 и К-225-130

I – при температуре паровпуска ЦСД ≥ 90, < 120 градусов

II – при температуре паровпуска ЦСД ≥ 60, < 90 градусов

III - при температуре паровпуска ЦСД < 60 градусов

Примечания:

1. Нормативы действуют только при пусках генерирующего оборудования из состояния «Резерв».
2. Нормативные величины продолжительности этапов пусковых операций определены требованиями заводов-производителей и результатами пуска оборудования из различных тепловых состояний.
3. При пусках энергоблоков после длительного простоя:
 - если проводилась обработка котлов октадециламином (ОДА), продолжительность предпусковых операций увеличивается на 1 час;0
 - если время нахождения энергоблока в холодном резерве составило более 30 суток и проведено необходимое в связи с этим дренирование водяных контуров котла, продолжительность предпусковых работ увеличивается на 1,5 часа - время заполнения котла водой перед пуском;
 - при необходимости задействования пускорезервной котельной общая продолжительность пуска увеличивается на время пуска котельной.
4. Нормативы продолжительности пуска энергоблоков мощностью 150–800 МВт тепловых электростанций из различных тепловых состояний не распространяются:
 - на энергоблоки мощностью 150 МВт с барабанными котлами сверхвысокого давления ($P_{бар} \geq 16$ МПа) и турбинами СВК-150 (160) ЛМЗ (первая очередь Черепетской ГРЭС);
 - на энергоблок мощностью 500 (400) МВт Назаровской ГРЭС (ст. № 7) из-за особенностей его тепловой схемы и системы топливоприготовления.
5. Для моноблоков мощностью 300 МВт с двухкорпусными котлами с несимметричными схемами пароводяного тракта (например, моноблок с котлами ТПП-110 ТКЗ) продолжительность пуска устанавливается как для дубль-блоков 300 МВт.
6. Продолжительность пусков энергоблоков, перемаркированных в установленном порядке как энергоблоки измененной (чаще всего уменьшенной) номинальной мощности, принимается равной продолжительности пусков блоков проектной мощности.
7. Продолжительность пуска дубль-блоков из холодного и неостывшего состояний (после простоя 48 часов и более) на одном котлоагрегате сокращается на 1 час.

ТГ – турбогенератор.

¹ N ном – номинальная мощность.

¹ ЦВД – цилиндр высокого давления.

¹ ЦСД – цилиндр среднего давления.

III. Методика определения максимальной нормативной продолжительности пуска ПГУ

1. Настоящая Методика применяется для определения максимальной нормативной продолжительности пуска для типоразмеров ПГУ, не указанных в Нормативах продолжительности пуска генерирующего оборудования тепловых электростанций.

2. Для ПГУ установленной (номинальной) мощностью **от 39 до 120 МВт** включительно:

2.1. Продолжительность предпусковых работ:

2.1.1. Для блока и первого полублока:

- горячее состояние: 80 мин.;
- неостывшее состояние: 100 мин.;
- холодное состояние: 130 мин.

2.1.2. Для второго полублока:

- горячее состояние: 40 мин.;
- неостывшее и холодное состояние: 70 мин.

2.2. Продолжительность пуска ГТУ, в т.ч. набора оборотов до синхронизации:

2.2.1. При пуске блока и первого полублока - согласно приведенной далее таблицы.

2.2.2. При пуске второго полублока: 80% времени, указанного в таблице.

2.3. Продолжительность пуска ПТУ, составляющая:

2.3.1. При пуске блока:

- горячее состояние: $30 + 0.92x(N-39)$ мин.;
 - неостывшее состояние: $35 + 1.17x(N-39)$ мин.;
 - холодное состояние: $95 + 1.30x(N-39)$ мин.,
- где N – установленная мощность ПГУ в МВт.

2.3.2. При пуске первого полублока: 50% времени, согласно п. 2.3.1.

2.3.3. При пуске второго полублока:

- горячее и неостывшее состояние: 30 мин.;
- холодное состояние: 40 мин.

3. Для ПГУ установленной (номинальной) мощностью **свыше 120 МВт**

3.1. Продолжительность предпусковых работ:

3.1.1. Для блока и первого полублока:

- горячее состояние: 100 мин.;
- неостывшее и холодное состояние: 190 мин.

3.2. Продолжительность пуска ГТУ, в т.ч. набора оборотов до синхронизации:

3.2.1. При пуске блока и первого полублока: согласно приведенной далее таблицы.

3.2.2. При пуске второго полублока: 80% времени, указанного в таблице.

3.3. Продолжительность пуска ПТУ, составляющая:

3.3.1. При пуске блока:

- горячее состояние: 120 мин.;
- неостывшее состояние: $130 + 0.26x(N-120)$ мин.;
- холодное состояние: $200 + 0.21x(N-120)$ мин.,

где N – установленная мощность ПГУ в МВт.

3.3.2. При пуске первого полублока: 50% времени, согласно п. 3.3.1.

3.3.3. При пуске второго полублока:

- горячее и неостывшее состояние: 30 мин.;
- холодное состояние: 40 мин.

4. Для одновальных ПГУ: на основе данных по нормативам продолжительности пуска ПГУ-400 (без расцепной муфты).

5. Для надстроенных ПГУ: проводится индивидуально, с учетом промежуточных паровых объемов, а также нормативных величин продолжительности пуска ПГУ-220 и ПГУ-800.

Таблица

Продолжительность пуска ГТУ в составе ПГУ

Тип ГТУ	Мощность ГТУ, МВт	Продолжительность пуска, мин		
		При пуске из холодного и неостывшего состояния	При пуске из горячего состояния	В том числе время набора оборотов до включения в сеть
ГТГ-12 ВЕ, ДЖ-59Л	12	40	30	15
ГТД-15-02	15	60	40	7
ГТД-20С	20	60	40	7
ГТ-25-710	25	60	40	12
MS5001N	26	70	50	11
SGT700, GT10C	28,4	70	50	11
LM2500+	29,0	70	50	11
PG6581, MS6001(B)	40,6	70	50	11
LM6000-PF, PD, PD sprint	45,6	70	50	11
MS6001B	41			
SGT800	45,0	70	50	11
V64.3A	65,8	70/61	50/41	19/10
ГТЭ-110	110	80/74	60/54	30/24
PG9171E	125	80	60	20
ГТЭ-160, V94.2	155	80/73	60/53	16/9
GT13E2	168	80/67	60/47	34/21
SGT5-4000F	277	80	60	30
PG6111FA, MS6001FA	77	80	60	25
MS9001FB	270	80	60	25
M701F4	304	80	60	25
PG9351FA, 109FA	255,6	150 -неост. 195 -холодн.	90	13

Примечание: через дробь указаны параметры ускоренного пуска, допускаемые производителем ГТУ в аварийных ситуациях (справочные данные).

Приложение 6
к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

ПОЛОЖЕНИЕ

**о порядке перемаркировки основного энергетического оборудования объектов
по производству электрической энергии**

1. Общие положения

1.1. Положение о порядке перемаркировки основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии (далее – Положение) устанавливает порядок перемаркировки основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии (далее – основное энергетическое оборудование), а также определяет порядок взаимодействия между СО и собственниками или иными законными владельцами объектов по производству электрической энергии (далее – собственники) при перемаркировке основного энергетического оборудования.

1.2. К основному энергетическому оборудованию, перемаркировка которого осуществляется в соответствии с Положением, относятся паровые и гидравлические турбины, газотурбинные и парогазовые установки, турбогенераторы и гидрогенераторы, дизель-генераторные и газопоршневые агрегаты, ветроэнергетические установки, фотоэлектрические солнечные модули, а также иные типы генерирующего оборудования, установленные на электростанциях ЕЭС России.

1.3. Для целей Положения под перемаркировкой основного энергетического оборудования понимается изменение его типа, установленной мощности и/или номинальных основных параметров и иных технических характеристик основного энергетического оборудования, обеспечивающих выдачу его установленной мощности.

1.4. Перемаркировка основного энергетического оборудования осуществляется при необходимости изменения его типа и/или номинальных основных параметров и технических характеристик, указанных в приложении 2 к Положению.

1.5. Решение о перемаркировке основного энергетического оборудования принимается его собственником.

2. Порядок оформления перемаркировки основного энергетического оборудования

2.1. Перемаркировка основного энергетического оборудования осуществляется:

2.1.1. Без изменения установленной генерирующей мощности в случае модернизации или реконструкции оборудования, приводящей к изменению типа, заводских или эксплуатационных параметров и характеристик генерирующего оборудования, функционирующего в составе электроэнергетической системы;

2.1.2. С уменьшением установленной мощности в случаях:

– невозможности эксплуатации оборудования при номинальных паспортных параметрах из-за наличия неустранимых ограничений установленной мощности основного энергетического оборудования;

– модернизации или реконструкции оборудования, приводящей к уменьшению установленной мощности;

– пониженного по сравнению с расчётным напором воды на гидроэлектростанциях;

2.1.3. С увеличением установленной мощности в случаях:

– модернизации или реконструкции оборудования, приводящей к увеличению установленной мощности;

– наличия запаса мощности, подтвержденного заводом-изготовителем и результатами испытаний.

2.2. При перемаркировке оборудования из-за наличия неустранимых ограничений установленной мощности основного энергетического оборудования должны быть соблюдены условия проведения перемаркировки, предусмотренные разделом 7 Методических указаний по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций (Приложение 4 к Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников оптового рынка).

2.3. Обоснованность перемаркировки основного энергетического оборудования, в том числе изменения значений мощности и других его технических

характеристик, должна быть подтверждена результатами обследований или испытаний, в том числе проведенных с учетом требований *Регламента аттестации генерирующего оборудования* (приложения № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, далее – *Регламент аттестации*) организациями, имеющими право на соответствующий вид деятельности.

Для целей перемаркировки должна быть составлена техническая документация на перемаркированное оборудование, включающая в себя исчерпывающий перечень номинальных основных параметров такого оборудования после перемаркировки, а также поправочные кривые, диаграммы режимов и иные графические или аналитические зависимости, необходимые для расчёта его установленной мощности. Указанная документация должна охватывать все ожидаемые после перемаркировки режимы работы и диапазоны изменения параметров, характеризующих режимы работы, перемаркированного оборудования.

2.4. При перемаркировке одного из видов основного энергетического оборудования с увеличением мощности результатами испытаний должно быть подтверждено, что такое увеличение мощности обеспечивается основным энергетическим оборудованием других видов, собственным вспомогательным, а также общестанционным оборудованием.

В этом случае должны быть представлены результаты испытаний, содержащие данные о допустимых значениях параметров и мощности оборудования, в том числе, в течение длительного периода времени, при его дальнейшей эксплуатации.

2.5. При перемаркировке основного энергетического оборудования собственником оформляется акт о перемаркировке оборудования (далее – Акт). Акт составляется в двух экземплярах по форме в соответствии с приложением 1 к Положению.

В Акте должен быть приведен перечень основного энергетического и вспомогательного оборудования с указанием его номинальных основных параметров и характеристик до и после перемаркировки.

2.6. Акт утверждается собственником после получения заключения СО о соответствии условий проведения перемаркировки и определения новых технических параметров и характеристик перемаркируемого основного энергетического оборудования требованиям *Регламента аттестации* (далее – заключение).

2.7. Для получения заключения собственник направляет в соответствующий филиал СО РДУ проект Акта и документы, обосновывающие перемаркировку основного энергетического оборудования:

- заключение о техническом состоянии оборудования, подписанное техническим руководителем электростанции, содержащее данные о наработке в часах от даты пуска в эксплуатацию, номинальные основные параметры и характеристики оборудования до и после перемаркировки и описание причин перемаркировки;

- документы, оформленные по результатам испытаний, проведенных в соответствии с требованиями *Регламента аттестации*, содержащие, в том числе, данные о допустимых значениях параметров и мощности оборудования в течение длительного периода времени при его дальнейшей эксплуатации;

- заявление собственника или иного законного владельца перемаркируемого оборудования, оформленное в соответствии с приложением 3 к настоящему Положению, подтверждающее возможность длительной эксплуатации оборудования с повышенной мощностью при номинальных основных параметрах и (или) нормальных условиях, – при перемаркировке оборудования с увеличением установленной (номинальной) мощности по результатам его модернизации или реконструкции;

- утвержденные официальные документы (паспорт перемаркированного энергетического оборудования, инструкции по эксплуатации, нормативно-техническая документация по топливоиспользованию и иные документы), составленные в соответствии с п. 2.3 настоящего Положения и содержащие исчерпывающий перечень номинальных основных параметров соответствующего энергетического оборудования, а также исчерпывающее количество поправочных кривых и диаграмм режимов, необходимых для определения установленной мощности такого оборудования (для приведения величины установленной (номинальной) мощности к нормальным условиям и номинальным параметрам, определенным действующими ГОСТ (в отношении ТЭС – ГОСТ 24278-89, ГОСТ Р 52200-2004 (при температуре наружного воздуха +15°C), ГОСТ 27240-87);

- при перемаркировке с увеличением мощности в случае сохранения существующего генератора, а также в случае его реконструкции или модернизации – результаты тепловых испытаний и/или заключение завода-изготовителя, либо техническую документацию по генератору (паспорта, инструкции по эксплуатации),

подтверждающие допустимость длительной без ограничений по времени работы генератора с новой увеличенной номинальной активной мощностью;

- информация о заключенном договоре (договорах) о технологическом присоединении к электрическим сетям (о его реквизитах с указанием даты заключения и сторонах договора), технические условия на технологическое присоединение, акт о выполнении технических условий, подписанный сетевой организацией и СО;

- отчет (отчеты) о приведении результатов испытаний к номинальным параметрам (нормальным условиям), а также о результатах дорасчета установленной (номинальной) мощности с указанием каждого этапа (в случаях, если такой дорасчет выполнялся при проведении тестирования). Для определения величины установленной (номинальной) мощности результаты замеров фактической располагаемой мощности должны быть приведены к номинальным параметрам (нормальным условиям), определенным действующими ГОСТ (в отношении ТЭС – ГОСТ 24278-89, ГОСТ Р 52200-2004 (при температуре наружного воздуха +15 0С), ГОСТ 27240-87), с использованием дорасчета или применением кривых поправок к мощности;

- иные документы, подтверждающие изменение типа и/или технических параметров оборудования, в том числе ограничение его мощности.

2.8. СО рассматривает документы, представленные в соответствии с п. 2.7 настоящего Положения, и в течение 20 (двадцати) рабочих дней направляет в адрес собственника заключение по форме приложения 4 к Положению, либо перечень замечаний к представленным документам.

2.9. После получения заключения собственник утверждает Акт и согласно требованиям *Регламента аттестации*, направляет один экземпляр утверждённого Акта в СО в целях регистрации изменений в *Реестре фактических параметров генерирующего оборудования* не позднее чем за 10 (десять) рабочих дней до первого числа месяца, с которого планируется регистрация этих изменений.

2.10. В случае перемаркировки основного энергетического оборудования объекта по производству электрической энергии, установленная мощность которого менее 5 МВт, оформление заключения не требуется, и собственник уведомляет СО о произведенных изменениях, направляя в соответствующий филиал СО РДУ утвержденный Акт и документацию, обосновывающую перемаркировку и новые величины параметров и характеристик основного энергетического оборудования.

Приложение 1
к Положению о порядке
перемаркировки основного
энергетического
оборудования объектов по
производству
электрической энергии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель генерирующей компании
(наименование должности)

_____ (Ф.И.О.)
« ____ » _____ 20__ г

АКТ
о перемаркировке оборудования
(наименование объекта диспетчеризации)

Комиссия в составе:

1. Технического руководителя генерирующей компании (должность) (инициалы, фамилия)
2. Технического руководителя электростанции (должность) (инициалы, фамилия)
3. Представителя экспертной организации (должность) (инициалы, фамилия)

на основании документов (согласно приложению к настоящему акту) подтверждает изменение действующих технических параметров и характеристик (наименование перемаркируемого оборудования), установленного на (наименование электростанции), и устанавливает новые значения его технических параметров и характеристик с (дата установления новых технических параметров и характеристик).

Технические параметры и характеристики (наименование перемаркируемого оборудования) до и после перемаркировки:

№ п/п	Наименование	Значения технических параметров и характеристик	
		До перемаркировки	После перемаркировки

Приложения:

Подписи:

Приложение 2
к Положению о порядке
перемаркировки основного
энергетического
оборудования объектов по
производству
электрической энергии

Перечень технических параметров и характеристик основного энергетического оборудования, которые могут изменяться при его перемаркировке

1. Турбины паровые:
 - марка турбины (в соответствии с ГОСТ 3618-2016, ГОСТ 24278-2016);
 - номинальная электрическая мощность, МВт;
 - номинальная тепловая мощность, Гкал/ч;
 - номинальный расход свежего пара, т/ч;
 - начальные параметры пара (давление, кгс/см², МВт, температура, С°);
 - параметры пара после промежуточного перегрева (температура, С°, потери давления, %, влажность за сепаратором-пароперегревателем для паровых турбин АЭС);
 - давление за турбиной, кгс/см², кПа;
 - расход (т/ч, Гкал/ч) и параметры (давление, кгс/см², МПа и температура, С°) отбираемого пара для внешних потребителей теплоты;
 - давление, температура и количество отбираемого пара из нерегулируемых отборов (при условии, что их изменение влечет за собой необходимость перемаркировки электрической или тепловой мощности турбины);

2. Газотурбинные установки:
 - марка турбины (в соответствии с ГОСТ 27529-87, ГОСТ Р 52200-2004);
 - дата выпуска;
 - вид топлива;
 - номинальная электрическая мощность, МВт;
 - параметры газа перед турбиной (давление, кгс/см², МПа, температура, С°);
 - давление газа за турбиной, кгс/см²;

- потери давления на срезе входного патрубка компрессора;

3. Гидравлические турбины:

- марка турбины (в соответствии с ГОСТ 27528-87);
- дата выпуска;
- номинальная электрическая мощность, МВт;
- расчетный напор воды, м;
- расчетная высота отсасывания, м;
- диаметр рабочего колеса, см.

4. Турбогенераторы, гидрогенераторы:

- марка генератора (в соответствии с ГОСТ 5616-89);
- дата выпуска;
- полная мощность, МВА;
- коэффициент мощности;
- вид охлаждающей среды;
- давление охлаждающей среды, кгс/см²;
- температура охлаждающей среды, С°.

Приложение 3
к Положению о порядке
перемаркировки основного
энергетического
оборудования объектов по
производству
электрической энергии

(исходящая дата и номер)

Заявление о возможности
длительной эксплуатации оборудования

(Фирменное наименование организации - собственника или иного законного владельца перемаркируемого оборудования)

подтверждает возможность длительной эксплуатации _____

(наименование, маркировка и станционный номер перемаркируемого оборудования, название электростанции)

с увеличенной в результате перемаркировки установленной (номинальной) мощностью, указанной в акте о перемаркировке, при номинальных основных параметрах согласно паспортным данным оборудования.

(должность подписанта)

(фамилия и инициалы подписанта)

Приложение 4
к Положению о порядке
перемаркировки основного
энергетического
оборудования объектов по
производству
электрической энергии

(исходящая дата и номер)

АО «СО ЕЭС» подтверждает соответствие условий проведения перемаркировки и определения новых технических параметров и характеристик (*диспетчерское наименование и номер перемаркируемого основного энергетического оборудования, наименование электростанции*) требованиям Регламента аттестации генерирующего оборудования (приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

Главный диспетчер

Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ

(фамилия и инициалы подписанта)

Приложение 7
к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

**Положение о порядке вывода из эксплуатации
генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии**

1. Общие положения

1.1. Положение о порядке вывода из эксплуатации генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии (далее – Положение) определяет условия и устанавливает порядок вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, включая порядок подачи и рассмотрения заявления о выводе из эксплуатации генерирующего оборудования и оформления документации по выводу его из эксплуатации, определяет принципы организационных взаимоотношений СО и собственников или иных законных владельцев объектов по производству электрической энергии в процессе вывода из эксплуатации генерирующего оборудования.

1.2. К генерирующему оборудованию, вывод из эксплуатации которого осуществляется в соответствии с настоящим Положением, относятся:

- турбины паровые;
- турбины гидравлические;
- газотурбинные установки;
- ветроэнергетические установки;
- фотоэлектрические солнечные модули и иные типы генерирующего оборудования.

1.3. Основаниями для подачи заявления о выводе из эксплуатации генерирующего оборудования являются:

- а) необходимость ликвидации (демонтажа) оборудования:
 - по причине его неудовлетворительного технического состояния (в случае износа оборудования, выработки им предельного расчетного ресурса, получения

соответствующего предписания органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор);

- не подлежащего восстановлению (ремонту) после аварии или иного технологического нарушения;

- в связи с реконструкцией (техническим перевооружением, модернизацией) объекта по производству электрической энергии;

- по причине его перемещения на другие объекты электроэнергетики;

б) принятие собственником объекта по производству электрической энергии решения о ликвидации (демонтаже, списании) оборудования по иным причинам.

1.4. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования осуществляется в порядке, установленном Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (далее – Правила вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики), и настоящим Положением.

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии осуществляется также на основании решения о согласовании вывода из эксплуатации источника тепловой энергии, полученного в порядке, установленном Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 06.09.2012 № 889 (далее – Правила вывода из эксплуатации источников тепловой энергии).

2. Порядок вывода из эксплуатации генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, включенного в перечень объектов диспетчеризации СО

2.1. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, включенного в перечень объектов диспетчеризации СО, осуществляется собственником или иным законным владельцем соответствующего объекта на основании решения уполномоченного органа.

2.2. Уполномоченным органом, осуществляющим согласование вывода генерирующего оборудования из эксплуатации, является:

- Министерство энергетики Российской Федерации (за исключением генерирующего оборудования атомных электростанций);

- Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» – в отношении генерирующего оборудования атомных электростанций.

2.3. Заявление о выводе из эксплуатации генерирующего оборудования (далее – Заявление) подается собственником объекта по производству электрической энергии.

Заявление также может быть подано представителем собственника или иного законного владельца объекта по производству электрической энергии, действующим в соответствии с полномочиями, основанными на указаниях федеральных законов или актов уполномоченных на то органов государственной власти или органов местного самоуправления либо доверенности, составленной в письменной форме в соответствии с требованиями статьи 185 Гражданского кодекса Российской Федерации.

2.4. Собственник объекта по производству электрической энергии либо уполномоченное им лицо (далее – Заявитель) не позднее чем за 6 (шесть) месяцев до предполагаемой даты вывода из эксплуатации генерирующего оборудования направляет в СО Заявление по форме 1 (приложение 1 к настоящему Положению), содержащее:

- сведения о генерирующей мощности оборудования, тип выводимого генерирующего оборудования, его стационарный номер и технические характеристики;

- причину вывода оборудования из эксплуатации;

- информацию о замещении мощности генерирующего оборудования при выводе оборудования из эксплуатации в связи с реконструкцией (техническим перевооружением, модернизацией). Указанная информация включается в заявление в случае вывода оборудования из эксплуатации с целью его замены в рамках реконструкции (технического перевооружения, модернизации);

- предполагаемую дату вывода генерирующего оборудования из эксплуатации;

- заключение о техническом состоянии оборудования, подписанное техническим руководителем электростанции, а также иные документы о техническом освидетельствовании оборудования, включающие в себя оценку состояния оборудования, его отдельных узлов, степени их физического износа.

Датой подачи заявления считается дата его получения СО.

2.5. СО рассматривает Заявление в соответствии с требованиями национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 57285-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Порядок подготовки заключений о возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций, относящегося к объектам диспетчеризации. Нормы и требования» (далее – Стандарт).

При рассмотрении Заявления СО осуществляет оценку наличия (отсутствия) последствий, установленных пунктами 31 и 43 Правил вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики.

2.6. По результатам рассмотрения Заявления СО не позднее, чем через 30 (тридцать) календарных дней со дня получения Заявления направляет Заявителю и в уполномоченный орган заключение о согласовании вывода генерирующего оборудования из эксплуатации либо о необходимости отказа в выводе соответствующего оборудования из эксплуатации по установленной Стандартом форме (далее – Заключение).

2.7. Уполномоченный орган рассматривает Заявление и Заключение СО в порядке и сроки, установленные Правилами вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики, принимает решение о согласовании вывода генерирующего оборудования из эксплуатации и направляет его Заявителю и СО.

2.8. После получения Заявителем решения уполномоченного органа о согласовании вывода генерирующего оборудования из эксплуатации (а для генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, – также решения о согласовании вывода его из эксплуатации как источника тепловой энергии в соответствии с Правилами вывода из эксплуатации источников тепловой энергии) Заявитель составляет и утверждает Акт о выводе оборудования из эксплуатации (далее – Акт) и направляет его в СО не позднее 1-го числа месяца, предшествующего месяцу, в котором ожидается вывод генерирующего оборудования из эксплуатации.

2.9. Акт составляется Заявителем по форме в соответствии с приложением 2 к настоящему Положению.

К Акту должны прилагаться:

- копия решения уполномоченного органа о согласовании вывода генерирующего оборудования из эксплуатации, полученного в соответствии с Правилами вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики;

- в отношении генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, – также копия решения о согласовании вывода его из эксплуатации как источника тепловой энергии, полученного в соответствии с Правилами вывода из эксплуатации источников тепловой энергии;

- информация об устранении причин отказа в выводе генерирующего оборудования из эксплуатации, в том числе о выполнении требуемых мероприятий – в случае, если ранее вывод такого оборудования из эксплуатации был приостановлен в соответствии с Правилами вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики или Правилами вывода из эксплуатации источников тепловой энергии.

2.10. В соответствии с Актом уполномоченными работниками Заявителя в порядке, установленном положением о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, утвержденным СО, в уполномоченный диспетчерский центр подается диспетчерская заявка о выводе из эксплуатации генерирующего оборудования.

Порядок рассмотрения СО диспетчерской заявки, в том числе основания для отказа в ее согласовании, устанавливается положением о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

Уполномоченный диспетчерский центр вправе отказать в согласовании диспетчерской заявки, в случае если СО будет установлено, что вывод из эксплуатации генерирующего оборудования может привести к последствиям, предусмотренным пунктами 31 и 43 Правил вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики.

2.11. Технологические операции по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования могут производиться только после получения от уполномоченного диспетчерского центра диспетчерской команды (разрешения), которая выдается диспетчером диспетчерского центра уполномоченному дежурному работнику

Заявителя непосредственно перед выводом соответствующего объекта диспетчеризации из эксплуатации.

2.12. Генерирующее оборудование считается выведенным из эксплуатации с даты открытия диспетчерской заявки.

3. Порядок вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, не включенного в перечень объектов диспетчеризации СО

Решение о выводе из эксплуатации генерирующего оборудования, не включенного в перечень объектов диспетчеризации СО, принимается собственником или иным законным владельцем самостоятельно. После принятия решения о выводе из эксплуатации соответствующего генерирующего оборудования собственник или иной законный владелец оформляет Акт о выводе оборудования из эксплуатации произвольной формы, содержащей наименование объекта по производству электрической энергии, наименование выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования и направляет его копию в СО с информацией о фактической дате вывода генерирующего оборудования из эксплуатации.

В случае если выводимое из эксплуатации генерирующее оборудование функционирует в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, собственником или иным законным владельцем также должны быть соблюдены требования Правил вывода из эксплуатации источников тепловой энергии.

Приложение 1
к Положению о порядке вывода из эксплуатации
генерирующего оборудования
объектов по производству электрической
энергии

Форма 1
(обязательная)

Заместителю
Председателя Правления
АО «СО ЕЭС»

ЗАЯВЛЕНИЕ
о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации

Прошу Вас согласовать вывод из эксплуатации

_____ (наименование оборудования и объекта по производству электрической энергии)

в связи с _____ (причина вывода из эксплуатации оборудования)

Предполагаемая дата вывода оборудования из эксплуатации: «__» ____ 20__ г.

Основные технические сведения о выводимом из эксплуатации оборудовании:

№ п/п	Наименование	Технические данные и иная информация
1	Марка оборудования	
2	Год изготовления	
3	Завод-изготовитель	
4	Установленная мощность, МВт	
5	Число часов использования установленной мощности за последний год	
6	Особые условия, связанные с демонтажем оборудования	
7	Сведения о замещении мощностей ^[1]	

Приложение: Заключение о техническом состоянии оборудования.

Руководитель генерирующей компании:
(должность)

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

«__» ____ 20__ г.

^[1] При осуществлении вывода оборудования из эксплуатации с целью замены оборудования в рамках реконструкции (технического перевооружения, модернизации).

Приложение 2
к Положению о порядке вывода из эксплуатации
генерирующего оборудования
объектов по производству электрической
энергии

Форма 2
(рекомендуемая)

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель (должность)
генерирующей компании

(инициалы, фамилия)
« ____ » _____ 20__ г.

АКТ
о выводе из эксплуатации

(наименование оборудования)

г. _____ « ____ » _____ 20__ г.

Комиссия в составе:

1. Технического руководителя
генерирующей компании

(должность, инициалы, фамилия)

2. Представителя экспертной
организации

(должность, инициалы, фамилия)

3. Технического руководителя
электростанции

(должность, инициалы, фамилия)

руководствуясь Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484, и Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 06.09.2012 № 889, на основании представленных материалов (согласно приложению к Акту) постановляет, что установленное на _____

(наименование электростанции)

оборудование _____
(наименование оборудования, основные характеристики)

выпуска _____ года, типа _____,
станционный № _____ подлежит выводу из эксплуатации с « ____ » _____ 20__ г.

Приложения:

1. Копия решения уполномоченного органа о возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации³.

2. Копия решения о согласовании вывода из эксплуатации источника тепловой энергии⁴.

3. Информация об устранении причин отказа в выводе генерирующего оборудования из эксплуатации, в том числе о выполнении требуемых мероприятий⁵.

Подписи:

³ Представляется решение уполномоченного органа, оформленное в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484, в случае вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, указанного в разделе 2 настоящего Положения.

⁴ Представляется в случае вывода из эксплуатации генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Указанное решение принимается в порядке, установленном Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 06.09.2012 № 889.

⁵ Представляются документы и информация, подтверждающие устранение причин отказа в выводе генерирующего оборудования из эксплуатации, в случае если ранее вывод его из эксплуатации был приостановлен.

Приложение 8

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Методические рекомендации по расчету ремонтных снижений мощности электростанций

1. Общие положения

1.1. Настоящие Методические рекомендации по расчету ремонтных снижений мощности электростанций (далее по тексту – Методические рекомендации) разработаны в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности.

1.2. Методические рекомендации определяют основные условия и рекомендуемый порядок расчета показателей ремонтного снижения мощности, рабочей мощности и величины ремонтной площадки электростанций, соответствующих плановым графикам ремонтов основного и вспомогательного генерирующего оборудования электростанций.

1.3. Настоящие Методические рекомендации являются рекомендуемым документом для АО «СО ЕЭС», а также участников оптового рынка, ответственного за формирование показателей ремонтного снижения и рабочей мощности электростанций.

2. Основные принципы расчета ремонтного снижения мощности электростанций

2.1. Рабочая мощность и ремонтное снижение мощности электростанций, обусловленное выводом в ремонт основного и вспомогательного оборудования, должно определяться с учетом:

- календарных графиков ремонтов основного и вспомогательного

- оборудования и сооружений электростанций;
- собственных ограничений установленной мощности паровых, газовых и гидравлических турбин, паросиловых и парогазовых энергоблоков, детандер-генераторных установок и прочих генерирующих агрегатов электростанций;
 - общегрупповых ограничений установленной мощности и их распределения между генерирующими агрегатами;
 - схем соединения основного и вспомогательного оборудования электростанций;
 - энергетических характеристик основного и вспомогательного оборудования.

В случае если в отношении электростанции действуют факторы, приводящие к вынужденному недоиспользованию ее установленной мощности и не зависящие от электростанции, при расчете ремонтной площадки указанное снижение мощности должно быть отнесено к ограничению установленной мощности электростанции.

2.2. Расчет ремонтного снижения и рабочей мощности должен проводиться в отдельности по каждой генерирующему агрегату. Суммарные показатели по электростанции в целом должны определяться как сумма соответствующих показателей по отдельным генерирующим агрегатам.

2.3. Расчет ремонтного снижения и рабочей мощности электростанций должен проводиться по календарным суткам. В качестве расчетного подпериода принимается совокупность календарных суток, исходные данные для расчета в которых (состав основного и вспомогательного оборудования, величины ограничений установленной мощности, распределение тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами) неизменны.

В качестве расчетного периода может приниматься произвольный временной интервал, состоящий из одного или нескольких расчетных подпериодов, в том числе календарный месяц, год.

Допускается проведение одного расчета для всех суток одного расчетного подпериода.

Итоговая величина ремонтного снижения и рабочей мощности за расчетный период определяется как средневзвешенный показатель по времени.

2.4. При расчете ремонтного снижения и рабочей мощности должен быть обеспечен учет вывода в ремонт исчерпывающего перечня основного и вспомогательного оборудования электростанции, определяемого спецификой схемы соединения основного и вспомогательного оборудования конкретной электростанции.

2.5. В настоящих Методических рекомендациях в качестве единицы измерения электрической мощности принят мегаватт (МВт).

Алгоритм определения ремонтных снижений и рабочей мощности электростанций приведен на рис. 1.

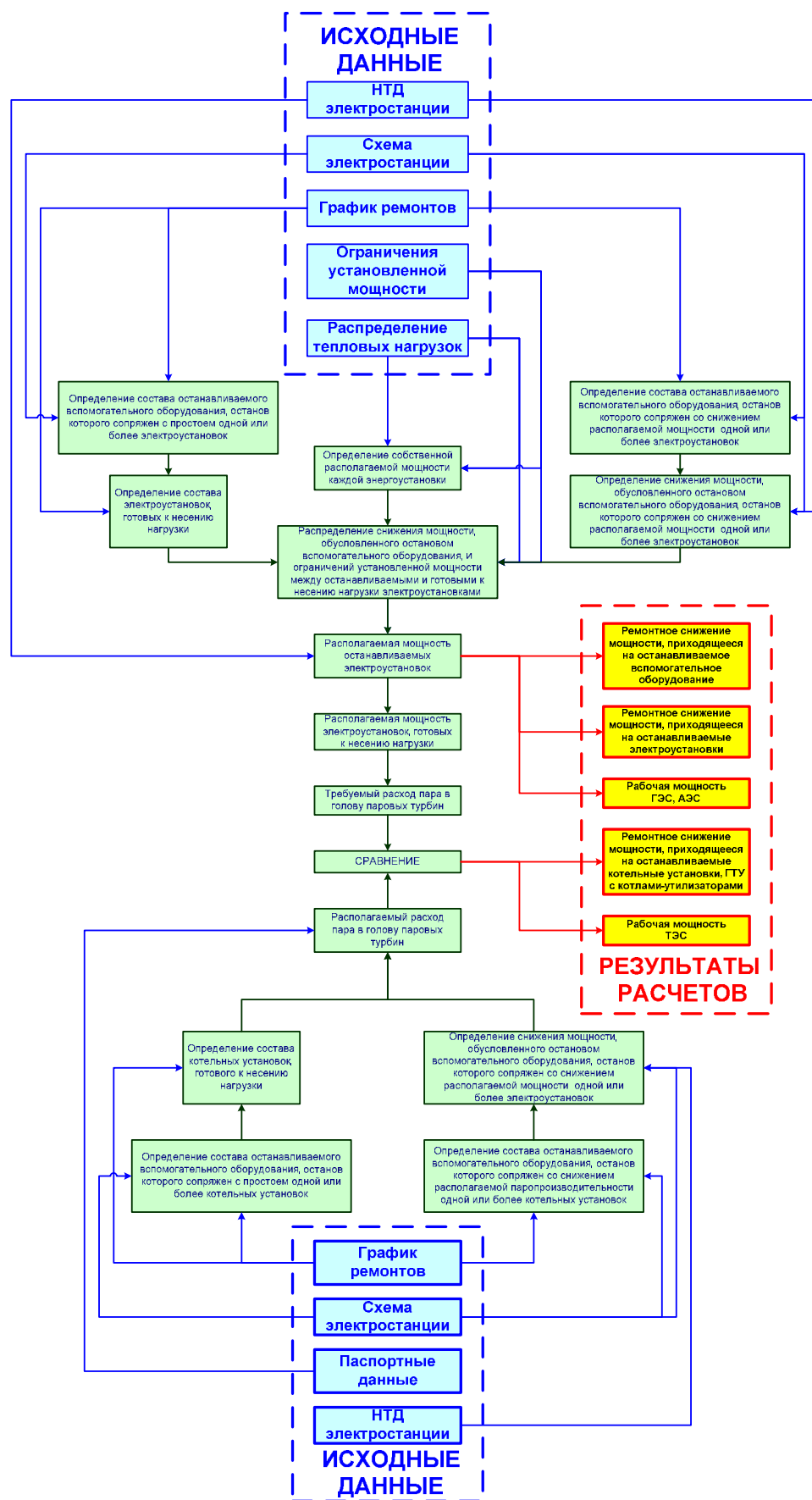


Рис. 1. Алгоритм определения ремонтных снижений и рабочей мощности электростанций.

3. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтного снижения мощности ТЭС

3.1. Для каждого генерирующего агрегата ТЭС с учетом собственных ограничений установленной мощности определяется ее собственная располагаемая мощность:

$$N_{расп}^{зу\ собств} = N_{ном}^{зу} - \sum_{a=1}^A N_{огр\ a}^{зу\ собств} \quad (1), \text{ где:}$$

$N_{расп}^{зу\ собств}$, $МВт$ – собственная располагаемая мощность генерирующего агрегата ТЭС;

$N_{ном}^{зу}$, $МВт$ – установленная (номинальная) мощность генерирующего агрегата ТЭС;

a – порядковый номер причины возникновения собственного ограничения установленной мощности генерирующего агрегата ТЭС;

A – количество причин возникновения собственных ограничений установленной мощности, имеющих место на генерирующем агрегате ТЭС;

$N_{огр\ a}^{зу\ собств}$, $МВт$ – величина собственного ограничения установленной мощности по причине a генерирующего агрегата ТЭС.

3.2. Для каждого генерирующего агрегата ТЭС с учетом первоначально распределенных на нее долей общегрупповых ограничений установленной мощности определяется ее первоначальная располагаемая мощность:

$$N_{0\ расп}^{зу} = N_{расп}^{зу\ собств} - \sum_{b=1}^B N_{огр\ b}^{згун\ 0} \quad (2), \text{ где:}$$

$N_{0\ расп}^{зу}$, $МВт$ – первоначальная располагаемая мощность генерирующего агрегата ТЭС;

b – порядковый номер группы генерирующих агрегатов, в которую входит генерирующий агрегат ТЭС;

B – количество групп генерирующих агрегатов, в которые входит генерирующий агрегат ТЭС;

$N_{огр\ b}^{групп0}$, $МВт$ – доля общегруппового ограничения установленной мощности группы генерирующих агрегатов b , первоначально распределенная на генерирующий агрегат ТЭС.

3.3. Согласно плановому графику ремонтов основного и вспомогательного энергетического оборудования на планируемый расчетный подпериод определяется состав выводимых в ремонт ГР.

Фактическая производительность каждой останавливаемой градирни (т/ч) переводится в снижение активной мощности (МВт), которое будет иметь место на технологически связанных с ними генерирующих агрегатах, имеющих конденсаторы:

$$N_{рем}^{ГР} = f(W_{факт}^{ГР}) \quad (3), \text{ где:}$$

$W_{факт}^{ГР}$, $м^3 / ч$ – фактическая производительность останавливаемой градирни;

$N_{рем}^{ГР}$, $МВт$ – суммарное снижение мощности, обусловленное остановом градирни фактической производительностью $W_{факт}^{ГР}$, приходящееся на все технологически с ней связанные генерирующего агрегата ТЭС с конденсаторами.

Перевод осуществляется на основании соответствия между $1 м^3/ч$ производительности выводимой в ремонт градирни и количеством МВт активной нагрузки генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами, обеспечиваемыми указанной производительностью.

Соответствие между производительностью градирни и активной нагрузкой генерирующего агрегата с конденсаторами, технологически связанной с рассматриваемой градирней, должно определяться согласно НТД электростанции.

В случае отсутствия в НТД необходимых характеристик рассматриваемое соответствие определяется согласно следующему соотношению:

$$N_{рем}^{ГР} = \frac{W_{факт}^{ГР}}{(160 \dots 200)}.$$

3.4. Суммарное снижение мощности, обусловленное остановом каждой градирни, должно распределяться между всеми технологически связанными с ней генерирующими агрегатами ТЭС с конденсаторами с учетом особенностей схемы

технического водоснабжения ТЭС (взаимное расположение конденсатора генерирующего агрегата и градирни, протяженность и гидравлическое сопротивление циркуловода и т.п.).

При невозможности учета вышеуказанных факторов снижение мощности распределяется пропорционально первоначальным располагаемым мощностям рассматриваемых генерирующих агрегатов ТЭС:

$$N_{\text{доп рем } c}^{GP} = N_{\text{рем } c}^{GP} \times \frac{N_{\theta \text{ расн } c}^{\text{эу}}}{\sum_{c=1}^C N_{\theta \text{ расн } c}^{\text{эу}}} \leq N_{\theta \text{ расн } c}^{\text{эу}} \quad (4), \text{ где:}$$

C – порядковый номер генерирующего агрегата ТЭС, связанной с останавливаемой градирней;

C – количество генерирующих агрегатов ТЭС, связанных с останавливаемой градирней;

$N_{\text{доп рем } c}^{GP}, \text{ МВт}$ – доля суммарного снижения мощности, обусловленного остановом градирни фактической производительностью $W_{\text{факт}}^{GP}$, распределенная на генерирующий агрегат ТЭС с конденсатором C (величина $N_{\text{доп рем } c}^{GP}$ не может превышать первоначальную располагаемую мощность генерирующего агрегата).

В случае если на генерирующем агрегате ТЭС с конденсатором, технологически связанной с останавливаемой градирней, отсутствуют ограничения установленной мощности, обусловленные работой СТВ, то дополнительно распределенное на него снижение мощности, обусловленное остановом градирни, учитывается в дальнейшем расчете как доля общегруппового ограничения, обусловленного работой СТВ.

В случае если генерирующий агрегат ТЭС с конденсатором, технологически связанный с останавливаемой градирней, имеет ограничения установленной мощности, обусловленные работой СТВ, то дополнительно распределенное на него снижение мощности, обусловленное остановом градирни, прибавляется к первоначальной доле указанного ограничения, распределенной на рассматриваемый генерирующий агрегат.

3.5. С учетом ожидаемых ограничений установленной мощности,

дополнительных снижений располагаемой мощности, обусловленных остановом градирен, и их перераспределения рассчитывается располагаемая мощность оставшихся в работе ТГ, ГТУ, ПГУ, БЛ и прочих генерирующих агрегатов ТЭС, а также ремонтное снижение генерирующих агрегатов, выводимых в ремонт.

Расчет должен учитывать изменения распределения прогнозных тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами ТЭС, особенностей тепловой схемы ТЭС и режимов работы основного и вспомогательного оборудования и осуществляться по приведенному ниже алгоритму с использованием НТД электростанции.

3.5.1. В соответствии с плановым графиком ремонтов основного и вспомогательного энергетического оборудования на расчетный подпериод определяется состав выводимых в ремонт ТГ, ГТУ, ПГУ, БЛ и прочих генерирующих агрегатов ТЭС.

3.5.2. При выводе в ремонт ТГ, БЛ, ПГУ или иного генерирующего агрегата ТЭС, входящего в состав группы генерирующих агрегатов, на него распределяются доли соответствующего общегруппового ограничения (включая доли снижения мощности, обусловленного остановом ГР), имевшие место на оставшихся в работе генерирующий агрегатах ТЭС, входящих в рассматриваемую группу.

Распределение осуществляется в объеме, не превышающем собственную располагаемую мощность выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС:

$$N_{огр\ b}^{групп\ доп} = \sum N_{огр\ b}^{групп} \times \frac{N_{расп\ d}^{з\у\ собств}}{\sum_{d=1}^D N_{расп\ d}^{з\у\ собств}} \leq N_{расп\ d}^{з\у\ собств} \quad (5), \text{ где:}$$

$N_{огр\ b}^{групп\ доп}$, $МВт$ – доля общегруппового ограничения установленной мощности группы генерирующих агрегатов b (включая доли снижения мощности, обусловленного остановом ГР), дополнительно распределенная на выводимую в ремонт генерирующий агрегат ТЭС;

$\sum N_{огр\ b}^{групп}$, $МВт$ – суммарная величина общегруппового ограничения установленной мощности группы генерирующих агрегатов b (включая доли снижения мощности, обусловленного остановом ГР);

d – порядковый номер выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС, входящей в группу генерирующих агрегатов b ;

D – количество выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, входящих в группу генерирующих агрегатов d .

3.5.3. Величина ремонтного снижения выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС определяется как разность между ее собственной располагаемой мощностью, дополнительно распределенными долями общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом градирен:

$$N_{\text{рем огр}}^{\text{эу}} = N_{\text{расп}}^{\text{эу собств}} - \sum_{b=1}^B N_{\text{огр } b}^{\text{эу группов}} \geq 0 \quad (6), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем огр}}^{\text{эу}}$, $MВм$ – ремонтное снижение мощности на каждом выводимом в ремонт ТГ, БЛ, ПГУ и иной генерирующему агрегату ТЭС, определенное с учетом вывода прочих генерирующих агрегатов ТЭС, останова ГР и перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности.

В случае вывода в ремонт ТГ с противодавлением типов «Р», «ПР», «ТР», «ПТР» величина ремонтного снижения должна приниматься равной 0, за исключением случая, когда выполняются следующие условия:

на останавливаемый турбоагрегат с противодавлением распределена тепловая нагрузка;

в случае останова рассматриваемого турбоагрегата его тепловая нагрузка полностью, либо частично не может быть перераспределена на оставшиеся в работе турбоагрегаты, готовые к несению нагрузки (т.е. резервирование тепловой нагрузки недостаточно, либо отсутствует, потребитель тепла переводится на снабжение от РОУ, либо пиковых водогрейных котлов).

Ремонтное снижение мощности в данном случае должно соответствовать величине тепловой нагрузки турбоагрегата, которая не может быть перераспределена на иные турбоагрегаты, готовые к несению нагрузки, и определяться согласно НТД электростанции.

3.5.4. В случае если суммарная величина общегруппового ограничения превышает располагаемую мощность выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, ремонтное снижение мощности выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС принимается равным 0, а оставшаяся доля общегруппового ограничения (включая доли снижения мощности, обусловленного остановом ГР) перераспределяется между оставшимися в работе генерирующими агрегатами ТЭС, входящими в рассматриваемую группу генерирующих агрегатов.

Распределение осуществляется пропорционально собственным располагаемым мощностям оставшихся в работе агрегатов ТЭС:

$$N_{озр\ b}^{згун\ доп} = \left(\sum N_{озр\ b}^{згун} - \sum_{e=1}^E \left(N_{озр\ b}^{згун\ 0} + N_{озр\ b}^{згун\ доп} \right)_e \right) \times \frac{N_{расп\ f}^{зг\ собств}}{\sum_{f=1}^F N_{расп\ f}^{зг\ собств}} \geq 0 \quad (7), \text{ где:}$$

e – порядковый номер выведенной в ремонт генерирующего агрегата ТЭС, входящей в группу генерирующих агрегатов b ;

E – количество выведенных в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, входящих в группу генерирующих агрегатов b ;

f – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата ТЭС, входящей в группу генерирующих агрегатов b ;

F – количество оставшихся в работе генерирующих агрегатов ТЭС, входящих в группу генерирующих агрегатов b .

В случае если рассматриваемый генерирующий агрегат входит в несколько групп генерирующих агрегатов, то распределение долей в каждой последующей группе осуществляется с учетом ранее распределенных долей в других группах.

Приоритет типов общегрупповых ограничений установленной мощности при распределении их долей на каждую выводимую в ремонт генерирующий агрегат ТЭС определяется на основании анализа вклада каждой генерирующего агрегата в соответствующее общегрупповое ограничение и устанавливается в следующем порядке:

- 1) ограничения, обусловленные работой системы технического водоснабжения и снижения мощности, вызванные остановом ГР;
- 2) ограничения, обусловленные особенностями отпуска тепловой энергии;
- 3) сетевые ограничения;
- 4) прочие общегрупповые ограничения.

В случае если согласно плановому графику ремонтов основного и вспомогательного оборудования ни один из генерирующих агрегатов ТЭС не выведен в ремонт, то распределение долей общегрупповых ограничений установленной мощности (включая доли снижения мощности, обусловленного остановом градирен) между генерирующими агрегатами должно соответствовать исходному.

3.5.5. Располагаемая мощность каждого генерирующего агрегата ТЭС, оставшегося в работе, определяется как разность между его собственной располагаемой мощностью, дополнительно распределенными долями общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом градирен:

$$N_{1\text{ расн}}^{\text{зу}} = N_{\text{ расн}}^{\text{зу собств}} - \sum_{b=1}^B N_{\text{огр } b}^{\text{зрун доп}} \geq 0 \quad (8), \text{ где:}$$

$N_{1\text{ расн}}^{\text{зу}}$, **МВт** – располагаемая мощность генерирующего агрегата ТЭС, определенная с учетом останова ГР и перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности при выводе в ремонт иных генерирующих агрегатов ТЭС.

Располагаемая мощность каждого оставшегося в работе генерирующего агрегата ТЭС, технологически не зависящей от режима работы системы технического водоснабжения ТЭС, определяется только с учетом перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности.

3.6. Определение итоговых величин ремонтных снижений и рабочей мощности отдельных генерирующих агрегатов ТЭС и ТЭС в целом основано на сравнении требуемого расхода пара в голову оставшихся в работе генерирующих агрегатов и располагаемого расхода пара, который могут обеспечить паровые котлы, ГТУ с котлами-утилизаторами и РОУ, и осуществляется по следующему алгоритму:

3.6.1. С учетом прогнозируемого распределения тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами согласно НТД электростанции определяется требуемый расход пара в голову каждого ТГ, соответствующий его располагаемой мощности, определенной при фактических величинах параметров пара в регулируемых отборах:

$$D_0^{треб} = f(N_{I расч}^{эу}; Q_m; D_n) \quad (9), \text{ где:}$$

$D_0^{треб}$, $m / ч$ – требуемый расход пара в голову оставшегося в работе ТГ;

Q_m , $Gкал / ч$ – прогнозируемая тепловая нагрузка ТГ теплофикационных параметров;

D_n , $m / ч$ – прогнозируемая тепловая нагрузка ТГ производственных параметров.

При отсутствии данных о прогнозном распределении тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами ТЭС выбор расчетных тепловых нагрузок и соответствующих используемых в расчете энергетических характеристик должен осуществляться по следующему алгоритму:

- Для ТГ типов «Т», «ПТ», «ТР», «ПТР», «Р» (работающих на теплосеть):

в зимний месяц отопительного периода Q_m принимается равной 100% номинальной тепловой нагрузки ТГ;

в весенний (осенний) месяц отопительного периода Q_m принимается равной 50% номинальной тепловой нагрузки ТГ;

в неотапительный период Q_m принимается равной 0;

- Для ТГ типов «П», «ПТ», «ПТР» D_n принимается равной 50% номинальной тепловой нагрузки ТГ;

- Для ТГ типов «Р», «ПР», «ТР», «ПТР», отпускающих пар противодавления не на нужды теплосети, величина D_n принимается в соответствии с ожидаемыми величинами ограничений установленной мощности рассматриваемых ТГ при номинальной величине противодавления в соответствии с паспортными характеристиками ТГ.

3.6.2. В соответствии с графиком ремонтов основного и вспомогательного энергетического оборудования на расчетный подпериод определяется состав выводимых в ремонт ПК, ГТУ с КУ.

Согласно паспортным данным с учетом фактического состояния оборудования определяется располагаемая паропроизводительность каждого оставшегося в работе ПК $D_{расч}$.

3.6.3. Для каждой группы генерирующих агрегатов, снабжающейся паром от одних и тех же ПК, ГТУ с КУ, определяется суммарная располагаемая паропроизводительность оставшихся в работе ПК, ГТУ с КУ и сравнивается с суммарным требуемым расходом пара в голову оставшихся в работе ТГ в составе рассматриваемой группы генерирующих агрегатов в целях определения наличия дефицита, либо избытка паропроизводительности.

$$\Delta D_{\theta} = \sum_{g=1}^G D_{расч\ g} - \sum_{h=1}^H D_{\theta\ h}^{треб} \quad (10), \text{ где:}$$

g – порядковый номер оставшегося в работе ПК, связанного с рассматриваемой группой генерирующих агрегатов;

G – количество оставшихся в работе ПК, связанных с рассматриваемой группой генерирующих агрегатов;

h – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата в составе рассматриваемой группы;

H – количество ТГ оставшихся в работе генерирующих агрегатов в составе рассматриваемой группы.

3.6.4. В случае если $\Delta D_{\theta} \geq 0$ ремонтное снижение на выводимых в ремонт ПК, ГТУ с КУ принимается равным 0.

3.6.5. В случае если $\Delta D_{\theta} < 0$, то ремонтное снижение на выводимых в ремонт ПК, ГТУ с КУ определяется по следующему алгоритму:

3.6.5.1. Величина дефицита паропроизводительности должна распределяться между оставшимися в работе ТГ, снабжающимися паром от рассматриваемой группы

ПК, ГТУ с КУ, с учетом особенностей тепловой схемы ТЭС (удаленность того или иного ТГ от рассматриваемого ПК, ГТУ с КУ, положение запорной арматуры и т.п.).

При невозможности учета вышеуказанных факторов распределение осуществляется по следующему алгоритму пропорционально требуемому расходу пара в голову каждого ТГ:

$$D_{0i}^{def} = \Delta D_0 \times \frac{D_{0i}^{mpeb}}{\sum_{i=1}^I D_{0i}^{mpeb}} \leq D_{0i}^{mpeb} \quad (11), \text{ где:}$$

i – порядковый номер оставшегося в работе ТГ, снабжающегося паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ;

I – количество оставшихся в работе ТГ, снабжающихся паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ;

$D_{0i}^{def}, m / ч$ – доля суммарного дефицита паропроизводительности, распределенная на оставшийся в работе турбоагрегат i .

3.6.5.2. Для каждого оставшегося в работе ТГ i определяется располагаемый расход пара в голову:

$$D_0^{расп} = D_0^{mpeb} - D_0^{def} \quad (12), \text{ где:}$$

$D_0^{расп}, m / ч$ – располагаемый расход пара в голову.

3.6.5.3. На основании располагаемого расхода пара в голову ТГ с учетом прогнозируемого распределения тепловых нагрузок между ТГ согласно НТД электростанции определяется его фактическая располагаемая мощность:

$$N_{расп}^{эу} = f(D_0^{расп}; Q_m; D_n) \quad (13), \text{ где:}$$

$N_{расп}^{эу}, МВт$ – фактическая располагаемая мощность оставшегося в работе ТГ, снабжающегося паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ.

Располагаемая мощность каждой оставшегося в работе генерирующего агрегата ТЭС, технологически не зависящего от располагаемой паропроизводительности, определяется с учетом настоящих Методических рекомендаций.

Выбор расчетных тепловых нагрузок и соответствующих используемых в расчете энергетических характеристик должен осуществляться с учетом настоящих Методических рекомендаций.

3.6.5.4. Для каждого оставшегося в работе ТГ, снабжающегося паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ, определяется снижение мощности, обусловленное остановом технологически связанных с ним ПК, ГТУ с КУ:

$$N_{рем}^{ПК} = N_{I расч}^{эу} - N_{расч}^{эу} \geq 0 \quad (14), \text{ где:}$$

$N_{рем}^{ПК}$, *МВт* – снижение мощности ТГ, обусловленное остановом технологически связанных с ним ПК, ГТУ с КУ.

3.6.5.5. Для каждой группы останавливаемых ПК, ГТУ с КУ рассчитывается суммарное снижение мощности на всех технологически связанных с ними ТГ, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ:

$$\Sigma N_{рем}^{ПК} = \sum_{i=1}^I N_{рем i}^{ПК} \quad (15), \text{ где:}$$

$\Sigma N_{рем}^{ПК}$, *МВт* – суммарное снижение мощности, обусловленное остановом группы ПК, ГТУ с КУ.

3.6.5.6. Суммарное снижение мощности, обусловленное остановом группы ПК, ГТУ с КУ, распределяется между останавливаемыми ПК, ГТУ с КУ пропорционально их располагаемой паропроизводительности:

$$N_{ПКj} = \Sigma N_{рем}^{ПК} \times \frac{D_{расчj}}{\sum_{j=1}^J D_{расчj}} \quad (16), \text{ где:}$$

j – порядковый номер останавливаемого ПК, ГТУ с КУ;

J – количество ПК, выводимых в ремонт.

$N_{ПКj}$, *МВт* – ремонтное снижение мощности, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ j .

3.7. Итоговая величина рабочей мощности ТЭС в расчетном подпериоде

определяется как сумма располагаемых мощностей отдельных генерирующих агрегатов ТЭС:

$$N_{\text{раб}}^{\text{нпер}} = \sum_{k=1}^K N_{\text{раснк}}^{\text{zy}} + \sum_{l=1}^L N_{\text{раснл}}^{\text{zy}} \quad (17), \text{ где:}$$

$N_{\text{раб}}^{\text{нпер}}$ – средняя за расчетный подпериод рабочая мощность ТЭС;

k – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата ТЭС, не зависящей от располагаемой паропроизводительности;

K – количество оставшихся в работе генерирующих агрегатов ТЭС, зависящих от располагаемой паропроизводительности;

l – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата ТЭС, зависящей от располагаемой паропроизводительности;

L – количество оставшихся в работе генерирующих агрегатов ТЭС, зависящих от располагаемой паропроизводительности.

3.8. Рабочая мощность ТЭС в расчетном периоде определяется как средняя величина по всем расчетным подпериодам в составе расчетного периода, взвешенная по количеству календарных суток, входящих в каждый расчетный подпериод:

$$N_{\text{раб}}^{\text{нпер}} = \frac{\sum_{m=1}^M (n \times N_{\text{раб}}^{\text{нпер}})_m}{N} \quad (18), \text{ где:}$$

$N_{\text{раб}}^{\text{нпер}}, \text{ МВт}$ – средняя рабочая мощность за расчетный период;

m – порядковый номер подпериода в составе расчетного периода;

M – количество подпериодов в расчетном периоде;

n – число календарных суток в расчетном подпериоде;

N – число календарных суток в расчетном периоде.

3.9. Ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное выводом в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, определяется как сумма ремонтных снижений мощности соответствующих генерирующих агрегатов, определенных с учетом

перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и остановов ГР:

$$N_{\text{рем эу}}^{\text{нпер}} = \sum_{o=1}^O N_{\text{рем оgrp o}}^{\text{эу}} \quad (19), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем эу}}^{\text{нпер}}, \text{ MВт}$ – ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное выводом в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС;

O – порядковый номер выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС;

O – количество выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС.

3.10. Ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановами ГР, определяется как сумма ремонтных снижений, обусловленных всеми останавливаемыми ГР:

$$N_{\text{рем ГР}}^{\text{нпер}} = \sum_p^P N_{\text{рем p}}^{\text{ГР}} \quad (20), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем ГР}}^{\text{нпер}}, \text{ MВт}$ – ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановом ГР;

p – порядковый номер останавливаемой ГР;

P – количество останавливаемых ГР.

3.11. Ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановами ПК, ГТУ с КУ определяется как сумма ремонтных снижений, обусловленных всеми останавливаемыми ПК, ГТУ с КУ:

$$N_{\text{рем ПК}}^{\text{нпер}} = \sum_q^Q N_{\text{ПК q}} \quad (21), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем ПК}}^{\text{нпер}}, \text{ MВт}$ – ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ;

q – порядковый номер останавливаемого ПК, ГТУ с КУ;

Q – количество останавливаемых ПК, ГТУ с КУ.

3.12. Итоговое ремонтное снижение мощности ТЭС в расчетном подпериоде

определяется как сумма ремонтных снижений, обусловленных выводом в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС и остановами ГР, ПК, ГТУ с КУ:

$$N_{рем}^{нпер} = N_{ремэу}^{нпер} + N_{ремГР}^{нпер} + N_{ремПК}^{нпер} \quad (22), \text{ где:}$$

$N_{рем}^{нпер}$, $МВт$ – ремонтное снижение мощности ТЭС в расчетном подпериоде.

3.13. Ремонтное снижение мощности ТЭС в расчетном периоде определяется как средняя величина по всем расчетным подпериодам в составе расчетного периода, взвешенная по количеству календарных суток, входящих в каждый расчетный подпериод:

$$N_{рем}^{нпер} = \frac{\sum_{m=1}^M (n \times N_{рем}^{нпер})_m}{N} \quad (18), \text{ где:}$$

$N_{рем}^{нпер}$, $МВт$ – среднее ремонтное снижение мощности за расчетный период.

4. Особенности определения ремонтного снижения мощности при выводе в ремонт отдельных элементов схемы ТЭС

4.1. Вывод в ремонт ЦНС учитывается останком соответствующих ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанной (связанных) с ними ЦНС, определяется с учетом фактической производительности останавливаемых ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС, по результатам расчета относится на выводимую в ремонт ЦНС.

Для ТЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦНС в ремонт учитывается останком всех технологически связанных с выводимой в ремонт ЦНС генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами по результатам расчета относится на выводимую в ремонт ЦНС.

4.2. Расчет ремонтного снижения мощности генерирующих агрегатов ТЭС,

обусловленного выводом в ремонт ЦВ, осуществляется с учетом особенностей тепловой схемы рассматриваемой электростанции.

В случае если установленные на ТЭС ГР технологически связаны с несколькими ЦВ, снабжающими конденсаторы ТГ охлаждающей водой, и каждый ТГ снабжается охлаждающей водой только одним ЦВ, вывод в ремонт ЦВ учитывается останом соответствующих ТГ с конденсаторами. Расчет ремонтного снижения мощности, обусловленного выводом в ремонт ЦВ, в данном случае осуществляется в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и относится на выводимый в ремонт ЦВ.

В случае если установленные на ТЭС ГР технологически связаны с одним ЦВ, снабжающим конденсаторы ТГ охлаждающей водой, вывод в ремонт ЦВ учитывается останом соответствующих ГР. Расчет ремонтного снижения мощности, обусловленного выводом в ремонт ЦВ, в данном случае осуществляется в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и относится на выводимый в ремонт ЦВ.

Для ТЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦВ в ремонт учитывается останом всех технологически связанных с выводимым в ремонт ЦВ генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами, определенной в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями, и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ЦВ.

4.3. Вывод в ремонт ГРП учитывается останом соответствующих ПК, ГТУ с КУ, технологически связанных с выводимым в ремонт ГРП.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ними ГРП, определяется с учетом фактической паропроизводительности останавливаемых ПК, ГТУ с КУ, технологически связанных с выводимым в ремонт ГРП, в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ГРП.

4.4. Вывод в ремонт ДТ учитывается остановом соответствующих ПК, технологически связанных с выводимой в ремонт ДТ.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанной с ними ДТ, определяется с учетом фактической паропроизводительности останавливаемых ПК, технологически связанных с выводимой в ремонт ДТ, по результатам расчета относится на выводимую в ремонт ДТ.

4.5. Вывод в ремонт ГПП учитывается остановом всех ТГ, ПК и ГТУ с КУ, технологически связанных с выводимым в ремонт ГПП.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ними ГПП, определяется с учетом фактической паропроизводительности останавливаемых ПК и перераспределения общегрупповых ограничений и снижений мощности, обусловленных остановом ГР, между останавливаемыми и оставшимися в работе генерирующими агрегатами ТЭС.

Ремонтное снижение по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ГПП.

4.6. Вывод в ремонт Г учитывается остановом соответствующей генерирующего агрегата ТЭС.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующего агрегата ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней Г, определяется в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт Г.

4.7. Вывод в ремонт ТР учитывается остановом соответствующей генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), технологически связанных с рассматриваемым ТР.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ТР, определяется в соответствии с

настоящими Методическими рекомендациями и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ГР.

4.8. Вывод в ремонт ПВО учитывается остановом соответствующего основного оборудования ТЭС (генерирующий агрегат, ПК, ГТУ с ПК), технологически связанного с выводимым в ремонт ПВО.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ПВО, определяется в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями и по результатам расчета относится на выводимое в ремонт ПВО.

4.9. В случае останова всех ГР, технологически связанных с генерирующими агрегатами ТЭС с конденсаторами, ремонтное снижение, обусловленное остановом ГР, принимается равным суммарной первоначальной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами.

По результатам расчета суммарное ремонтное снижение распределяется между останавливаемыми ГР с учетом особенностей схемы ТЭС (удаленность ГР от генерирующего агрегата ТЭС, гидравлическое сопротивление ЦВ и т.п.), либо, при невозможности учета указанных факторов, распределяется пропорционально производительности останавливаемых ГР.

4.10. В случае останова всех ПК, ГТУ с КУ, технологически связанных с генерирующими агрегатами ТЭС, зависящими от располагаемой паропроизводительности, ремонтное снижение, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ, принимается равным суммарной первоначальной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС.

По результатам расчета суммарное ремонтное снижение распределяется между останавливаемыми ПК, ГТУ с КУ с учетом особенностей схемы ТЭС (удаленность ПК, ГТУ с КУ от генерирующего агрегата ТЭС, положение регулирующей арматуры и т.п.), либо, при невозможности учета указанных факторов, распределяется пропорционально паропроизводительности останавливаемых ПК, КУ.

4.11. В случае если по результатам перераспределения общегрупповых

ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР и прочего вспомогательного оборудования, изменена первоначальная располагаемая мощность приключенного ТГ, то при расчете ремонтных снижений необходимо учесть соответствующее изменение располагаемой мощности предвключенного ТГ.

4.12. Вывод в ремонт предвключенного (приключенного) ТГ учитывается остановом оставшегося приключенного (предвключенного) ТГ со снижением мощности, определенным по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР.

Итоговое ремонтное снижение мощности, равное суммарной располагаемой мощности приключенного и предвключенного ТГ, по результатам расчета относится на выводимый в ремонт предвключенный или приключенный ТГ.

4.13. Особенности учета вывода в ремонт энергоблочного оборудования.

4.13.1. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт ТГ в составе БЛ, определяется с учетом его располагаемой мощности и относится на соответствующий БЛ.

4.13.2. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт ПК в составе моноблока БЛ (двух корпусов ПК в составе дубль-блока БЛ), определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ и относится на соответствующий БЛ.

4.13.3. В случае вывода в ремонт корпуса ПК в составе дубль-блока БЛ ремонтное снижение мощности должно определяться по следующему алгоритму:

определяется располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого БЛ;

согласно НТД определяется требуемый расход пара в голову ТГ и сравнивается с располагаемой паропроизводительностью, которая может быть обеспечена оставшимся в работе корпусом ПК в составе БЛ;

с учетом определенного дефицита, либо избытка пара, согласно НТД рассчитывается фактическая располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого

БЛ, на основании которой определяется ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт корпуса ПК;

по результатам расчета ремонтное снижение относится на соответствующий БЛ.

В общем случае ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт корпуса ПК, может быть принято равным 50% располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ и отнесено на соответствующий БЛ.

4.13.4. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт Г, либо ТР в составе БЛ, определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

4.13.5. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт ТГ в составе ПГУ, определяется с учетом располагаемой мощности выводимого в ремонт ТГ и всех технологически связанных с ним ГТУ и относится на соответствующий ПГУ (если тепловой схемой энергоблока не предусмотрена автономная работа газовых турбин в составе энергоблока ПГУ).

4.13.6. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт всех ГТУ (КУ) в составе ПГУ, определяется с учетом располагаемой мощности выводимых в ремонт ГТУ (либо останавливаемых вследствие вывода в ремонт КУ) и технологически связанного с ними ТГ и относится на соответствующий ПГУ.

4.13.7. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт одной ГТУ (одного КУ) в составе дубль-блока ПГУ, должно определяться по следующему алгоритму:

определяется располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого ПГУ;

согласно НТД определяется требуемый расход пара в голову ТГ и сравнивается с располагаемой паропроизводительностью, которая может быть обеспечена оставшимся в работе КУ в составе БЛ при одной работающей ГТУ;

с учетом определенного дефицита, либо избытка пара, согласно НТД рассчитывается фактическая располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого ПГУ, на основании которой определяется ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт одной ГТУ (одного КУ);

по результатам расчета ремонтное снижение относится на соответствующий ПГУ.

В общем случае ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт одной ГТУ (одного КУ) в составе дубль-блока ПГУ, может быть принято равным 50% располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого ПГУ и отнесено на соответствующий ПГУ.

4.13.8. В случае если по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР, изменена первоначальная располагаемая мощность ТГ в составе ПГУ, то при расчете ремонтных снижений мощности необходимо учесть соответствующее изменение располагаемой мощности ГТУ в составе энергоблока ПГУ.

4.13.9. Вывод в ремонт ДКС учитывается остановом всех ГТУ и ТГ в составе рассматриваемого ПГУ. Ремонтное снижение мощности в данном случае определяется с учетом величины располагаемой мощности ТГ в составе ПГУ и располагаемой мощности ГТУ, соответствующей располагаемой мощности ТГ.

По результатам расчета ремонтное снижение относится на рассматриваемый ПГУ.

5. Приоритетность учета ремонтных снижений при одновременном выводе в ремонт различных типов оборудования электростанции

При одновременном выводе в ремонт различных типов оборудования электростанции при прочих равных условиях ремонтное снижение должно быть отнесено:

при выводе ДТ и ПК – на ДТ;

при выводе ГРП и ПК – на ГРП;

при выводе ГРП и ДТ – на ГРП;

при выводе ЦНС и ГР – на ЦНС;

при выводе ЦВ и ГР – на ЦВ;

при выводе ЦНС и ЦВ – на ЦНС;

при выводе ТГ (Г, ТР) и ГР – на ГР;

при выводе ТГ (Г, ТР) и ПК – на ТГ;

при выводе ГПП вместе с иным типом оборудования – на ГПП;

при выводе ПВО вместе с иным типом оборудования – на ПВО с учетом типа оборудования, останавливаемого вследствие вывода в ремонт ПВО и требований настоящего пункта.

6. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтного снижения мощности генерирующих агрегатов АЭС

6.1. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтных снижений мощности АЭС с учетом перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР и прочего вспомогательного оборудования, аналогичен расчетам для ТЭС.

6.2. Особенности определения ремонтного снижения мощности при выводе в ремонт отдельных элементов схемы АЭС:

6.2.1. В случае вывода в ремонт ТГ в составе дубль-блока АЭС ремонтное снижение мощности должно определяться с учетом его располагаемой мощности, рассчитанной по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР и по результатам расчета относиться на соответствующий БЛ.

6.2.2. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт Р в составе БЛ АЭС, определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ и относится на соответствующий БЛ.

6.2.3. В случае останова всех ГР, технологически связанных с генерирующей агрегатами АЭС с конденсаторами, ремонтное снижение, обусловленное остановом ГР, принимается равным суммарной первоначальной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами и относится на соответствующий БЛ.

6.2.4. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт Г, либо ТР в составе БЛ АЭС, определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ и относится на соответствующий БЛ.

6.2.5. Вывод в ремонт ЦНС учитывается остановом соответствующих ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов АЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанной (связанных) с ними ЦНС, определяется с учетом фактической производительности останавливаемых ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС и относится соответствующий БЛ.

Для АЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦНС в ремонт учитывается остановом всех технологически связанных с выводимой в ремонт ЦНС генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами и относится на соответствующий БЛ.

6.2.6. Вывод в ремонт ЦВ учитывается остановом соответствующих ГР.

Для АЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦВ в ремонт учитывается остановом всех технологически связанных с выводимым в ремонт ЦВ генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами и относится на соответствующий БЛ.

6.2.7. Вывод в ремонт ПВО учитывается остановом соответствующего основного оборудования АЭС, технологически связанного с выводимым в ремонт ПВО.

В указанном случае ремонтное снижение мощности ТГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ПВО относится на выводимое в ремонт ПВО.

7. Особенности определения ремонтных снижений и рабочей мощности ГЭС

7.1. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтных снижений мощности ГЭС с учетом перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности аналогичен расчетам для ТЭС.

7.2. Особенности определения ремонтного снижения мощности при выводе в ремонт отдельных элементов схемы ГЭС:

7.2.1. Вывод в ремонт Г учитывается остановом соответствующего ГГ.

7.2.2. В указанном случае ремонтное снижение мощности ГГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней Г и относится на выводимый в ремонт Г.

7.2.3. Вывод в ремонт ТР учитывается остановом соответствующих ГГ, технологически связанных с рассматриваемым ТР.

В указанном случае ремонтное снижение мощности ГГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ТР и относится на выводимый в ремонт ТР.

7.2.4. Вывод в ремонт ПВО учитывается остановом соответствующего основного оборудования ГЭС (ГГ, ТР, Г), технологически связанного с выводимым в ремонт ПВО.

В указанном случае ремонтное снижение мощности ГГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ПВО и относится на выводимое в ремонт ПВО.

Приложение 9

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

**Форма заявления об учете ограничений (снижений) максимальной мощности от
величины изменения температуры наружного воздуха**

(исходящая дата и номер)

Заявление об учете ограничений (снижений) максимальной мощности от величины
изменения температуры наружного воздуха

(Фирменное наименование организации - собственника или иного законного владельца оборудования)

направляю данные о зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности

(наименование, маркировка и станционный номер, название электростанции)

от величины изменения температуры наружного воздуха для учета при подтверждении
способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии.

Приложение на 1 л. в 1 экз.

(должность подписанта)

(фамилия и инициалы подписанта)

Зависимость ограничений (снижений) максимальной мощности (наименование включенного блочного генерирующего оборудования и электростанции) от величины изменения температуры наружного воздуха *

№ п/п	Температура наружного воздуха	Максимальная мощность генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ)** , МВт	Ограничение (снижение) максимальной мощности в связи с увеличением температуры*** , МВт
1	-40		
2	-35		
3	-30		
4	-25		
5	-20		
6	-15		
7	-10		
8	-5		
9	0		
10	5		
11	10		
12	15		
13	20		
14	25		
15	30		
16	35		
17	40		

* – для трех и более вальных ПГУ заполняется в отношении каждой ГТУ в составе ПГУ;

** – указывается справочно и не используется при подтверждении способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии;

*** – определяется как разность текущего и предшествующего значений максимальной мощности генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ).

Приложение 10

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
по проверке обеспечения устойчивой работы генерирующего
оборудования ТЭС в течение не менее 30 минут при его выделении
на свои собственные нужды.**

1. Общие положения.

Настоящие методические рекомендации определяют:

- Методику проведения контрольных испытаний по проверке обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС в течение не менее 30 минут при его выделении на свои собственные нужды.
- Порядок оценки результатов испытаний.

2. Методика проведения испытаний по проверке обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС в течение не менее 30 минут при его выделении на свои собственные нужды.

2.1 До проведения испытаний должны быть выполнены следующие подготовительные мероприятия:

2.1.1 Выполнена проверка способности автоматической системы регулирования испытываемых газовых турбин удерживать частоту их вращения ниже уставки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки генератора.

2.1.2 При наличии паровых турбин в составе испытываемого оборудования должна быть выполнена проверка работоспособности и готовность к работе в автоматическом режиме быстродействующих редуционно-охладительных установок.

2.1.3 Должна быть проверена работоспособность автоматических регуляторов, технологических защит и аварийной и предупредительной сигнализации испытываемого генерирующего оборудования.

2.1.4 Должна быть проверена готовность программно-технических комплексов испытываемого генерирующего оборудования к регистрации с

дискретностью не более 1 с и хранению параметров, которые необходимо контролировать при проведении испытаний (перечень параметров определяется на этапе разработки и согласования с соответствующим диспетчерским центром программы испытаний).

2.1.5 Должна быть разработана и согласована с соответствующим диспетчерским центром программа испытаний по проверке обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут при его выделении на свои собственные нужды.

2.1.6 Должна быть оформлена и подана диспетчерская заявка в соответствующий диспетчерский центр, содержащая время начала и окончания испытаний, и требуемые для проведения испытаний значения нагрузки испытываемого генерирующего оборудования. В заявке должна быть указана возможность аварийного отключения испытываемого генерирующего оборудования.

2.2 Условия и порядок проведения испытаний.

2.2.1 Во время испытаний не должны выполняться другие работы на генерирующем оборудовании, на котором проводятся испытания.

2.2.2 Все основные автоматические регуляторы, технологические защиты и сигнализации, соответствующие согласно инструкциям по эксплуатации генерирующего оборудования его исходному режиму (исходной нагрузке), должны быть введены в работу. Настройки регуляторов и уставки срабатывания защит и сигнализаций во время испытаний должны соответствовать значениям, принятым при эксплуатации генерирующего оборудования.

2.2.3 Во время испытаний возможно аварийное отключение генерирующего оборудования, на котором проводятся испытания.

2.2.4 Испытания проводятся при работе генерирующего оборудования на основном топливе.

2.2.5 Испытания проводятся в следующей последовательности:

- Подтвердить готовность персонала электростанции к проведению испытаний.
- Получить разрешение на проведение испытаний от диспетчера соответствующего диспетчерского центра.
- На испытываемом генерирующем оборудовании набрать нагрузку, соответствующую максимуму его регулировочного диапазона, соответствующему условиям окружающей среды на момент проведения испытаний.
- Выполнить отключение испытываемого оборудования от электрической сети с переводом на питание собственных нужд.

- Средствами программно-технических комплексов испытываемого генерирующего оборудования осуществлять регистрацию контролируемых параметров с дискретностью не более 1 секунды.
- Проверить обеспечение устойчивой работы испытываемого генерирующего оборудования на свои собственные нужды в течение не менее 30 минут.
- По истечении 30 минут устойчивой работы испытываемого оборудования получить разрешение диспетчера соответствующего диспетчерского центра на включение указанного оборудования в сеть.
- После разрешения диспетчера выполнить включение испытываемого оборудования в сеть методом точной синхронизации.

3. Оценка результатов испытаний.

Испытания признаются успешными, если испытываемое оборудование устойчиво проработало на свои собственные нужды в течение не менее 30 минут и затем было успешно синхронизировано с энергосистемой.

Приложение 11

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Форма заявления об учете величины максимальной мощности ГЭС, которая может быть многократно (не менее 2 раз) набрана в течение суток из остановленного состояния в течение 20 минут и поддерживаться в течение не менее 40 последующих минут в случае ступенчатого набора ГЭС нагрузки

(исходящая дата и номер)

В целях учета при определении регулировочной мощности ГЭС в рамках подтверждения готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии данных о ступенчатом наборе нагрузки ГЭС _____,
(наименование электростанции)

направляю информацию о величине максимальной мощности ГЭС, которая может быть многократно (не менее 2 раз) набрана в течение суток из остановленного состояния в течение 20 минут и поддерживаться в течение не менее 40 последующих минут.

Приложение на X л. в 1 экз.

В приложении приводится описание причин, обуславливающих ступенчатый набор нагрузки ГЭС, а также представляются обосновывающие документы.

(должность подписанта)

(фамилия и инициалы подписанта)

Зависимость величины нагрузки (наименование электростанции) от времени

№ п/п	Величина нагрузки, МВт	Суммарное время из остановленного состояния до набора соответствующей нагрузки * , мин
1		10
2		20
3		30
4		40
5		50
6		60
...

* – данные указываются с шагом 10 минут. Последнее указываемое значение времени должно соответствовать минимальному времени набора максимальной нагрузки из остановленного состояния всех гидрогенераторов.

Приложение 12

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Форма проекта Решения об отсутствии технической возможности участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

должность /от АО «СО ЕЭС»/

должность /от объекта электроэнергетики/

дата, личная подпись, расшифровка подписи

дата, личная подпись, расшифровка подписи

« ____ » _____ 20 ____ г.

« ____ » _____ 20 ____ г.

Решение

об отсутствии технической возможности участия в общем первичном регулировании частоты генерирующего оборудования

диспетчерское наименование объекта электроэнергетики

В связи с _____

*кратко указываются технические причины невозможности участия генерирующего оборудования
объекта электроэнергетики в ОПРЧ*

принято настоящее решение о технической невозможности участия в общем
первичном регулировании частоты:

диспетчерское наименование оборудования, без возможности участия в ОПРЧ

Приложение: _____
реквизиты заключения организации - изготовителя или экспертной организации