



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

**УТВЕРЖДЕНО**

Первым заместителем Председателя  
Правления АО «СО ЕЭС»

С.А. Павлушко

«11» января 2024 г.

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

<b>Введено в действие с:</b>	01.01.2024
Листов:	261

Москва 2024

## 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.....	7
2. Требования к предоставлению информации.....	8
2.1. Предоставление участниками оптового рынка данных по генерирующему оборудованию.....	8
2.2. Предоставление данных коммерческим оператором.....	9
3. Требования к участию в ОПРЧ.....	10
3.1. Требования к участию в ОПРЧ и подтверждение готовности к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования.....	10
3.2. Мониторинг, анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ .....	13
4. Требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности.....	14
5. Требования к участию во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности.....	14
5.1. Требования к участию ГЭС в АВРЧМ .....	15
5.2. Требования к участию ГЭС в оперативном вторичном регулировании.....	18
5.3. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в оперативном вторичном регулировании .....	20
5.4. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в АВРЧМ .....	20
5.5. Требования к участию вновь вводимого генерирующего оборудования ГЭС в автоматическом регулировании частоты в условиях работы в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы).....	21
6. Технические требования к определению способности к выработке электроэнергии .....	22
6.1. Требования к определению установленной мощности, технического минимума и предельного объема поставки мощности .....	23
6.2. Требования к определению ограничений установленной мощности и располагаемой мощности и планового технологического минимума .....	24
6.2.1. Требования к определению располагаемой мощности .....	24
6.2.2. Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях ценовых зон оптового рынка .....	25
6.2.3 Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях неценовых зон оптового рынка .....	27

6.2.4 Требования к определению планового технологического минимума 30	
6.3. Требования к определению плановой максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования.....	33
6.3.1. Определение плановой максимальной мощности .....	33
6.3.1.1. Особенности учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха .....	36
6.3.1.2. Особенности учета ступенчатого набора нагрузки ГЭС.....	37
6.3.2. Требования к определению плановой максимальной мощности и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования .....	37
6.4. Требования к максимальной мощности, заявляемой участниками оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед.....	38
6.5. Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования .....	38
6.6. Требования к соблюдению нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования.....	41
6.7. Требования к определению скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления.....	43
6.8. Требования к определению фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования.....	44
7. Требования к определению способности к выработке электроэнергии генерирующего оборудования квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии	44
8. Требования к обмену телеинформацией .....	45
9. Требования к вновь вводимому в эксплуатацию генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, подлежащих строительству в соответствии с решениями Правительства РФ .....	45
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.....	45
9.2. Технические требования к генерирующим объектам тепловых электростанций, которые подлежат строительству на территории Республики Крым и (или) г. Севастополя .....	48
9.3. Технические требования к генерирующим объектам, подлежащим строительству и отобраным по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (далее – КОМ НГО).....	49
10. Требования к обеспечению устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении на свои собственные нужды. ....	53

11. Список сокращений и обозначений .....	54
12. Список регламентирующих документов .....	56
13. Перечень определений .....	58
Приложение 1 .....	66
Приложение 2 .....	151
Приложение 4 .....	162
Приложение 4.1 .....	163
Приложение 4.2 .....	166
Приложение 5 .....	169
Приложение 8 .....	183
Приложение 9 .....	211
Приложение 10 .....	213
Приложение 11 .....	216
Приложение 12 .....	218
Приложение 13 .....	219

## 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.

## **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 (испытаний), проводимого в порядке, установленном *Правилами проведения испытаний* [17], *Регламентом аттестации* [9] и 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).

#### **3.1. Требования к участию в ОПРЧ и подтверждение готовности к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования**

Технические требования к участию различных типов генерирующего оборудования электростанций в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) в целях поддержания в электроэнергетической системе частоты электрического тока в пределах допустимых значений, а также порядок подтверждения выполнения собственниками и иными законными владельцами электростанций требований к участию генерирующего оборудования в ОПРЧ, устанавливаются в соответствии с Требованиями к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденными приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2 (далее – Требования к участию в ОПРЧ) [18].

В соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ допускается неучастие в ОПРЧ генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа Р, 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 Р (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 Р (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»);

– другие имеющиеся у собственника документы, подтверждающие отсутствие технической возможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования с турбинами типа Р (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.

Решение об отсутствии технической возможности участия генерирующего оборудования ТЭС с турбинами типа Р в ОПРЧ утверждается собственником или иным законным владельцем электростанции при условии согласования такого решения субъектом оперативно-диспетчерского управления. Собственник или иной законный владелец электростанции должен направить субъекту оперативно-диспетчерского

управления копию указанного решения в течение 10 рабочих дней со дня его утверждения.

Генерирующее оборудование, участвующее в нормированном первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) 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.

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.

Подтверждение выполнения требований к участию генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется в соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ.

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

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

Проверка готовности генерирующего оборудования АЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждого энергоблока, учитывающим требования *Методическими указаниями по проверке готовности генерирующего оборудования тепловых электростанций в общем первичном регулировании частоты* (Приложение 1). При этом допускается ограничиваться испытаниями только вверху регулировочного диапазона энергоблока.

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.

### **3.2. Мониторинг, анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ**

Мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется в соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ.

СО осуществляет мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на основе телеметрической информации, поступающей от электростанций в ОИК диспетчерских центров.

Время обновления телеинформации текущей активной мощности каждой единицы генерирующего оборудования, текущей частоты вращения турбин или текущей частоты на шинах электростанций, поступающей в автоматизированную систему СО из устройств телемеханики, установленных на объектах, не должно превышать 10 секунд. При новом строительстве или комплексной модернизации СОТИАССО по согласованному после 01.12.2021 СО техническому заданию на СОТИАССО время обновления указанной телеинформации не должно превышать 1 секунду.

При необходимости, для мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ собственник электростанции должен предоставить по запросу СО данные мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ.

Анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется в соответствии с *Методикой мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты* (Приложение 14 к настоящим *Техническим требованиям*).

#### **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, привлекаемые к автоматическому либо оперативному вторичному регулированию.

Под участием в АВРЧМ понимается реализация ГРАМ ГЭС задания вторичной мощности от централизованной (центральной координирующей) системы автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и перетокам мощности (далее ЦС (ЦКС) АРЧМ) на изменение активной мощности с заданными скоростью и точностью в пределах диапазона вторичного регулирования. ЦС (ЦКС) АРЧМ 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.

Оценка участия ГЭС в АВРЧМ осуществляется вне зависимости от заданных параметров работы ЦС (ЦКС) АРЧМ.

Условия подключения ГЭС к управлению от ЦС (ЦКС) АРЧМ в рамках обеспечения готовности ГЭС к участию в АВРЧМ 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 гидроагрегаты 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 ЦС (ЦКС) АРЧМ может быть задан диспетчерскими командами или диспетчерскими распоряжениями (диспетчерскими инструкциями), а также может быть задан как необходимое количество гидроагрегатов, включенных в сеть и под управление системы ЦС (ЦКС) ГРАМ.

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 ЦС (ЦКС) 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.

Реализация задания вторичной мощности должна осуществляться в темпе, задаваемом ЦС (ЦКС) АРЧМ, с учетом ограничений максимальной скорости изменения задания, установленных в ЦС (ЦКС) АРЧМ в зависимости от количества гидроагрегатов ГЭС, подключенных к управлению от системы ГРАМ. Величина текущих (фактических) вторичных резервов на загрузку и разгрузку ГЭС, участвующей в АВРЧМ, не должна быть меньше величины заданных в ЦС (ЦКС) АРЧМ на ГЭС вторичных резервов, уменьшенных на величину задания от ЦС (ЦКС) АРЧМ более, чем на 1% от величины максимальной мощности ГЭС, готовой к несению нагрузки, но не менее 2 МВт.

Величина фактической мощности ГЭС, участвующей в АВРЧМ, не должна отличаться от величины суммарного задания мощности ГЭС более, чем на  $\pm 1\%$  величины максимальной мощности ГЭС, готовой к несению нагрузки.

Задержка реализации суммарного задания мощности ГЭС не должна превышать 15 секунд.

При этом:

- допускается в течение не более 2 минут однократно отличие величины фактической мощности ГЭС, участвующей в АВРЧМ, от величины суммарного задания мощности ГЭС более чем на  $\pm 1\%$ , но не более чем на 3% величины максимальной мощности ГЭС, готовой к несению нагрузки, в периоды снижения фактического напора ГЭС ниже расчетного при работе гидроагрегатов на максимальной мощности.

- в случае изменения состава включенных в работу гидроагрегатов для целей выполнения команды на изменение задания плановой мощности контроль задержки реализации суммарного задания мощности ГЭС выполняется с учетом нормативного времени набора/ сброса нагрузки по ГЭС, являющихся ГОУ различных уровней СО.

Суммарное задание мощности ГЭС – сумма значений задания плановой мощности ГЭС, задания требуемой первичной мощности, задания вторичной мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ.

При участии ГЭС в АВРЧМ переходный процесс изменения мощности ГЭС должен иметь аperiodический характер.

Оценка готовности к участию генерирующего оборудования ГЭС в автоматическом вторичном регулировании осуществляется в соответствии с Методикой оценки участия гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности, приведенной в Приложении 13 к настоящим Техническим требованиям.

## **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  $\pm 15$  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  $\pm 15$  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 генерирующего оборудования, зарегистрированных СО в Реестре предельных объемов поставки мощности, в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9].

Величины предельного объема поставки мощности на оптовый рынок (далее – предельный объем поставки мощности) ГТП, используемые для расчетов, определяется на основании данных о предельных объемах поставки мощности ГТП,

зарегистрированных СО в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, 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 паропроизводительности 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 *Правилами проведения испытаний* [17], *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 поставки мощности в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Порядком установления соответствия*.

## **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 не относящихся к электростанции линий электропередачи и электросетевого оборудования, оказывающая влияние на режимы работы электростанций, не создает дополнительных ограничений установленной мощности генерирующего оборудования такой электростанции.

### **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, заявленных участниками оптового рынка в электронном виде на Сайт КОМ в отношении каждого часа каждых суток отчетного месяца до 15 числа месяца, предшествующего отчетному, в отношении всех единиц генерирующего оборудования, входящих в состав ГТП генерации, в отношении которых получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке.

Допускается уточнение заявленных ограничений установленной мощности до последнего числа месяца, предшествующего отчетному в следующих случаях:

- при изменении количества и состава ГТП генерации, в отношении которых получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, относительно предшествующего месяца;
- при изменении величины установленной мощности генерирующего оборудования, входящего в состав ГТП генерации, в отношении которых получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированной с первого числа отчетного месяца в *Реестре фактических параметров*, формируемом в установленном *Регламенте аттестации генерирующего оборудования* [9] порядке.

Заявление ограничений установленной мощности генерирующего оборудования осуществляется путем задания на Сайте КОМ почасовых и среднесуточных значений ограничений с указанием их видов и соответствующих имкодов, приведенных в приложении 4.2 к настоящим Техническим требованиям. Заявленные ограничения установленной мощности по ГТП и по электростанции в целом определяются равными сумме ограничений установленной мощности, заявленных в отношении входящих в них единиц генерирующего оборудования.

Заявляемые данные подписываются на Сайте КОМ электронной подписью (ЭП) уполномоченного представителя участника оптового рынка.

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 (за исключением малых водоточных ГЭС), ГАЭС 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 в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, заявляют почасовые значения ограничений установленной мощности, соответствующие ограничениям мощности, не связанным с проведением ремонтов.

В отношении генерирующего оборудования малых водоточных ГЭС участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток X-1), заявляются почасовые значения ограничений, соответствующие напору воды, обеспечивающему выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками.

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 сезонного тестирования для целей подтверждения величины заявленных ограничений установленной мощности 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 таким тестированием.

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.

Ограничения установленной мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности ГТП принимаются в заявительном порядке. Превышение ожидаемых ограничений установленной мощности над положительной разницей между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности ГТП 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*, приведенными в приложении 4 к настоящим *Техническим требованиям*, и положениями настоящих *Технических требований*.

Заявляемые участниками оптового рынка ограничения установленной мощности генерирующего оборудования подлежат согласованию с СО по всем единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации и электростанции в целом в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*. СО до начала отчетного месяца согласовывает заявленные ограничения или представляет обоснованный отказ в их согласовании.

Согласование величин ограничений установленной мощности в отношении ТЭС и АЭС осуществляется СО в соответствии с *Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций*, приведенными в приложении 4 к настоящим *Техническим требованиям*.

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

В случае если участник оптового рынка не заявил ограничения установленной мощности на предстоящий месяц, в качестве заявленных ограничений установленной мощности СО принимает ограничения установленной мощности, заявленные до начала текущего года.

В случае если участник оптового рынка не заявил ограничения установленной мощности в месяц, предшествующий планируемому, а также до начала текущего года, то

в качестве заявленных ограничений установленной мощности принимаются нулевые значения.

Корректировка ограничений установленной мощности на предстоящий месяц должна быть представлена в СО не позднее 15 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 15 числа месяца, предшествующего планируемому, должен заявить разнесение ограничений установленной мощности по ГТП.

В случае если участник оптового рынка не заявлял ограничения установленной мощности до начала текущего года, то последующее заявление ограничений установленной мощности должно быть представлено в СО не позднее 1 числа месяца, предшествующего планируемому.

Согласование величин ограничений установленной мощности в отношении ГЭС 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.

Корректировка ограничений установленной мощности внутри месяца допускается:

- в отношении генерирующего оборудования ГЭС;
- в отношении электростанций, использующих отходы промышленного производства;
- для ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТП – в случае перераспределения ограничений, согласованных по электростанции в целом, между ГТП, при условии сохранения суммарной величины ограничений для электростанции в целом, зарегистрированной в установленном порядке до начала месяца.

Для целей корректировки ограничений установленной мощности внутри месяца участники оптового рынка предоставляют в СО обосновывающие документы и по согласованию с СО заявляют значения ограничений в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО для неценовых зон Республики Коми, Архангельской области и Калининградской области – не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, для второй неценовой зоны – не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1.

В 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 *Правилами проведения испытаний* [17], *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 тестированием 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 соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5] (уведомления ВСВГО, уведомления РСВ, оперативные уведомления);
- 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 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 Х-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 из резерва в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

Фактически включенное состояние генерирующего оборудования определяется в соответствии с п.6.8. настоящих *Технических требований*.

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 от отдачи такой команды 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 отключенном состоянии. В случае отсутствия установленного норматива включения в сеть генерирующего оборудования из резерва, 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 нормативного времени используется 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 *Правилами проведения испытаний* [17], *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.

#### **6.8. Требования к определению фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования**

Генерирующее оборудование считается фактически включенным в сеть при условии его синхронизации с сетью и регистрации выдачи активной мощности в сеть по данным СОТИАССО на конец часового интервала. Синхронизация с сетью определяется по включенному состоянию (положению) коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей – при наличии) генерирующего оборудования по данным СОТИАССО на конец часового интервала.

Для ЕГО ГЭС, а также ЕГО, в отношении которых в рамках СОТИАССО, частично соответствующей требованиям приложения 3 *Регламента допуска к торговой системе оптового рынка* [3], в случаях, установленных указанным регламентом, осуществлялась передача в СО данных о фактической нагрузке только в отношении группы ЕГО, фактическое эксплуатационное состояние определяется в соответствии с поданными диспетчерскими заявками и оперативными уведомлениями.

#### **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 3 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 отобраным 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, исключающее 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 30.01.2021 № 86.
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.
17. Правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденные Минэнерго России от 11.02.2019 № 90.
18. Технические требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденные приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2.

### 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.

<p>Готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии</p>	<p>Соответствие генерирующего оборудования участников оптового рынка комплексу требований в части определения готовности к несению нагрузки:</p> <p>а) способность к выработке электроэнергии в соответствии с заданным СО режимом работы и участию в регулировании активной мощности;</p> <p>б) предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;</p> <p>в) участие гидроэлектростанций во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности;</p> <p>г) участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока.</p>
<p>Группа точек поставки (ГТП)</p>	<p>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.</p>
<p>Группа генерирующих агрегатов</p>	<p>Совокупность генерирующих агрегатов, объединенных общими технологическими факторами, которые могут привести к возникновению ограничений установленной мощности (снижению располагаемой мощности).</p>
<p>Группа точек поставки генерации</p>	<p>Группа точек поставки, для которой сальдо перетоков может быть только отрицательным (генерирующим) за любой период времени.</p>
<p>Групповой объект управления (ГОУ)</p>	<p>Совокупность одной или нескольких групп точек поставки, в отношении которой СО отдаются и фиксируются команды на изменение режима работы.</p>
<p>Данные</p>	<p>Информация, представленная в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами [ГОСТ 34.320].</p>
<p>Диспетчерское ведение</p>	<p>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</p>

	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)	Нижний предел регулировочного диапазона активной мощности генерирующего оборудования, для достижения которого допускаются изменение состава работающего основного оборудования и вспомогательного оборудования и отключение автоматического регулирования [16].
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 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.
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.
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 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].
Ограничение мощности	Величина вынужденного недоиспользования установленной мощности электростанции, не связанного с выводом в ремонт, консервацию или вынужденный простой основного оборудования и вспомогательного оборудования [16].
Ограничение мощности общегрупповое	Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности группы генерирующих агрегатов, обусловленное влиянием факторов, распространяющих свое действие одновременно на все входящие в данную группу генерирующие агрегаты.

Ограничение собственного	мощности	Значение установленной мощности обусловленное	вынужденного влияния	недоиспользования электроустановки, факторов, распространяющих свое действие только на данный генерирующий агрегат.
Оперативно-информационный комплекс (ОИК)		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].		
Операционная диспетчерского управления	зона	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].		
Оптовый рынок		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.		
Отчетный период		Промежуток времени, который включает происходившие на его протяжении или относящиеся к нему факты в части оценки готовности генерирующего оборудования участника рынка к 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.		
Располагаемая мощность		Установленная мощность генерирующего оборудования, сниженная на величину ограничений установленной мощности или увеличенная на величину длительно допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных типов турбоагрегатов [16].		
Регламенты рынка	оптового	Неотъемлемые приложения к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка,		

Реконструкция генерирующего оборудования	<p>определяющие правила и процедуры взаимодействия субъектов оптового рынка, разрабатываемые и утверждаемые Наблюдательным советом Ассоциации «НП Совет рынка».</p> <p>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.</p>
Силовые агрегаты	<p>Силовыми агрегатами блочных частей электрических станций являются блоки.</p> <p>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 (<math>N_{\text{мин}}</math> и <math>N_{\text{макс}}</math>), которую способны развивать неблочные части электростанций, определяется либо включенными энергетическими котлами, либо – турбинами.</p>
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.
Установленная (номинальная) мощность	Электрическая мощность, с которой электроустановка, оборудование могут работать длительное время при номинальных параметрах и (или) в нормальных условиях [16].
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.
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].

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 УКАЗАНИЯ**

по проверке готовности генерирующего оборудования тепловых электростанций  
к участию в общем первичном регулировании частоты

## **1. Область применения и общие положения**

1.1. Настоящие Методические указания устанавливают требования к методам и объему проверки готовности генерирующего оборудования тепловых электростанций к участию в общем первичном регулировании частоты, а также требования к структуре и содержанию рабочих программ контрольных испытаний и отчетов о проведенных проверках.

1.2. Организация дополнительных проверок по сравнению с указанными в настоящих Методических указаниях допускается по решению собственника или иного законного владельца генерирующего оборудования тепловой электростанции.

1.3. Положения настоящих Методических указаний распространяются на генерирующее оборудование тепловых электростанций следующих типов:

- паросиловые установки блочной компоновки;
- паросиловые установки неблочной компоновки, работающие с общим паровым коллектором;
- парогазовые установки утилизационного типа;
- парогазовые установки со сбросом выхлопных газов газотурбинных установок в котел паросиловой установки;
- парогазовые установки с дожиганием;
- парогазовые установки с параллельной схемой;
- газотурбинные установки, работающие автономно;
- газотурбинные установки с водогрейными и (или) промышленными паровыми котлами (газотурбинные теплоэлектроцентрали);
- газопоршневые агрегаты.

1.4. Настоящие Методические указания разработаны в соответствии с действующими в электроэнергетике нормативно-техническими документами, включая Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты [1] и Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [2], с учетом опыта проведения контрольных испытаний на готовность к участию в общем первичном регулировании частоты генерирующего оборудования тепловых электростанций.

## **2. Термины, определения и сокращения**

### **2.1. Термины и определения**

В настоящих Методических указаниях применяются термины и определения, в значениях, установленных законодательством Российской Федерации, ГОСТ Р 57114-2016 [3] и ГОСТ Р 55890-2013 [4], а также следующие термины с соответствующими определениями:

**Величина расширения «мертвой полосы» первичного регулирования** – программная величина, используемая для увеличения «мертвой полосы» первичного регулирования.

**Газопоршневой агрегат** – энергетическая установка, состоящая из поршневого двигателя внутреннего сгорания, работающего на природном или другом горючем газе.

**Газотурбинная надстройка** – ГТУ и технологически связанное с ней оборудование, используемое для интегрирования ГТУ в действующие паросиловые установки электростанций и промышленные или отопительные котельные.

**Газотурбинная установка** – конструктивно объединенная совокупность газотурбинного двигателя, газоздушного тракта, системы управления и вспомогательных систем.

**Газотурбинная теплоэлектроцентраль** – тепловая электроцентраль с ГТУ и утилизацией тепла в котле-утилизаторе или в водогрейном котле для целей теплофикации (без паровых турбин). В зависимости от характера тепловой нагрузки ГТУ-ТЭЦ могут быть отопительного, промышленного типа или с комбинированной тепловой схемой.

**Диапазон регулирования** – интервал нагрузок внутри регулировочного диапазона, в пределах которого мощность может изменяться автоматически без изменения состава вспомогательного оборудования и горелочных устройств.

**Парогазовая установка надстроечного типа** – энергетическая установка, включающая технологически связанные между собой ГТ-надстройку, паровой котел паросиловой установки и паротурбинную установку.

**Парогазовая установка утилизационного типа** – энергетическая установка, состоящая из одной или нескольких газовых турбин с парогенератором (котлом-утилизатором) на выхлопе, производящим пар для выработки дополнительной мощности в конденсационной или теплофикационной паровой турбине.

**Парогазовая установка с дожиганием** – парогазовая установка утилизационного типа с дожигающим устройством, установленным перед или внутри котла-утилизатора и предназначенным для увеличения паропроизводительности или дополнительного отпуска тепла.

**Парогазовая установка со сбросом выхлопных газов ГТУ в котел паросиловой установки (ПГУ сбросного типа, ПГУ с низконапорным парогенератором)** – парогазовая установка надстроечного типа, в которой выхлопные газы ГТУ направляются в топку парового котла паросиловой установки, замещая в нем воздух, подаваемый дутьевыми вентиляторами.

**Парогазовая установка с параллельной схемой** – парогазовая установка надстроечного типа, состоящая из паросиловой установки и ГТУ с утилизацией тепла в котле-утилизаторе, пар из которого подается в линию свежего пара или в линию пара холодного (горячего) промежуточного перегрева паросиловой установки.

**Паросиловая установка блочной компоновки** – энергетическая установка, состоящая из одного или нескольких паровых котлов, паротурбинной установки, электрогенератора и вспомогательных устройств.

**Паросиловая установка неблочной компоновки** – часть электростанции с общим паропроводом, представляющая собой совокупность связанных по паровому тракту котлов и паровых турбин.

**Система автоматического регулирования частоты и мощности** – совокупность систем автоматического регулирования, функциями которых являются поддержание заданных частоты вращения и активной мощности генерирующего оборудования.

**Специализированная организация** – не аффилированная с собственником генерирующего оборудования организация, имеющая опыт проведения режимно-наладочных работ на генерирующем оборудовании рассматриваемого типа.

**Структурная схема** – схема, отражающая связи между элементарными звеньями (частями) объекта, выполняющими различные функции.

**Технический минимум (минимальная мощность)** – минимальная активная электрическая мощность, обеспечивающая безопасное для оборудования, потребителя, персонала состояние работы без останова технологического процесса. Для достижения технического минимума допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов.

## 2.2. Сокращения и расшифровки

<b>АСР</b>	– автоматическая система регулирования;
<b>АСУ ТП</b>	– автоматизированная система управления технологическим процессом;
<b>БППГ</b>	– блочный пункт подготовки газа;
<b>БРМ</b>	– блочный регулятор мощности;
<b>БРОУ</b>	– быстродействующая редуциционно-охладительная установка;
<b>БЧК</b>	– блочный частотный корректор;
<b>ВД</b>	– высокое давление;
<b>ВНА</b>	– входной направляющий аппарат;
<b>ВР</b>	– величина расширения;
<b>ГПА</b>	– газопоршневой агрегат;

<b>ГР</b>	– главный регулятор;
<b>ГТ-надстройка</b>	– газотурбинная надстройка;
<b>ГТУ</b>	– газотурбинная установка;
<b>ГТУ-ТЭЦ</b>	– газотурбинная теплоэлектроцентраль;
<b>Д</b>	– блок динамической блокировки;
<b>ИК</b>	– измерительный канал;
<b>ИОЧ</b>	– имитатор отклонения частоты;
<b>ИЭ</b>	– инструкция по эксплуатации;
<b>КВОУ</b>	– комплексная воздухоочистительная установка;
<b>КРМ</b>	– котельный регулятор мощности;
<b>КУ</b>	– котел-утилизатор;
<b>МИП</b>	– многофункциональный измерительный преобразователь;
<b>МП</b>	– «мертвая полоса»;
<b>МУТ</b>	– механизм управления турбиной;
<b>ОПРЧ</b>	– общее первичное регулирование частоты;
<b>ПГУ</b>	– парогазовая установка;
<b>ПСУ</b>	– паросиловая установка;
<b>ПТК</b>	– программно-технический комплекс;
<b>ПТУ</b>	– паротурбинная установка;
<b>РД</b>	– регулятор давления свежего пара перед турбиной;
<b>РДК</b>	– регулятор давления свежего пара за котлом;
<b>РЗМ</b>	– регулятор загрузки мельницы;
<b>РК</b>	– регулирующий клапан;
<b>РНрк</b>	– регулятор положения регулирующих клапанов турбины;
<b>РМ</b>	– регулятор мощности;
<b>РО</b>	– регулирующий орган;
<b>РОВ</b>	– регулятор общего воздуха;
<b>РОУ</b>	– редукционно-охладительная установка;
<b>РПК</b>	– регулятор питания котла;
<b>РР</b>	– регулятор разрежения;
<b>РТ</b>	– регулятор топлива;
<b>РТН</b>	– регулятор тепловой нагрузки;
<b>РЧВ</b>	– регулятор частоты вращения;
<b>САРЧМ</b>	– система автоматического регулирования частоты и мощности;
<b>САУМ</b>	– система автоматического управления мощностью;
<b>САУМ-У</b>	– система автоматического управления мощностью – упрощенная;
<b>СД</b>	– среднее давление;
<b>СОТИАССО</b>	– система обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора;

<b>ТЗ</b>	– техническое задание;
<b>ТН</b>	– трансформатор напряжения;
<b>ТРМ</b>	– турбинный регулятор мощности;
<b>ТУ</b>	– технические условия;
<b>ТЭС</b>	– тепловая электрическая станция;
<b>ТЭЦ</b>	– теплоэлектроцентраль;
<b>ЧК</b>	– частотный корректор;
<b>ЭТ ИК</b>	– электрический тракт измерительного канала;
<b>D<sub>к</sub></b>	– расход пара на котел;
<b>Н<sub>рк</sub></b>	– величина открытия (положение) регулирующих клапанов;
<b>n</b>	– обороты турбины;
<b>P</b>	– активная мощность;
<b>p'</b>	– давление пара.

### 3. Порядок проведения проверки

Проверка готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ обеспечивается собственником или иным законным владельцем генерирующего оборудования электростанции и включает в себя следующие взаимосвязанные этапы:

а) определение необходимости проведения проверки в соответствии с разделом 4 настоящих Методических указаний;

б) анализ информации, содержащейся в технической документации (документальная проверка) с целью оценки обеспечения готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ до проведения контрольных испытаний, выполняемый в соответствии с подразделом **Ошибка! Источник ссылки не найден.** настоящих Методических указаний;

в) разработка и согласование рабочей программы контрольных испытаний в соответствии с подразделами 5.2 и **Ошибка! Источник ссылки не найден.** настоящих Методических указаний;

г) проведение испытаний по рабочей программе контрольных испытаний;

д) анализ результатов контрольных испытаний и оформление итогового отчета по результатам проверки готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ, выполненные в соответствии с разделами 6 и 7 настоящих Методических указаний.

### 4. Условия необходимости проведения проверки

4.1. Проверка готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ проводится в соответствии с разделом 6 настоящих Методических указаний в следующих случаях:

а) при технологическом присоединении к электрическим сетям в рамках проверки выполнения технических условий на технологическое присоединение, а также при аттестации генерирующего оборудования в соответствии с Правилами оптового рынка [5];

б) после реконструкции, модернизации или технического перевооружения:

– при изменениях конструкции генерирующего оборудования ТЭС, изменений алгоритмов и (или) настроек САРЧМ, влияющих на динамику первичного регулирования;

– при изменениях САРЧМ генерирующего оборудования ТЭС с заменой технических средств, если изменения затрагивают АСР из списка, приведенного в подразделе А.1 приложения А к настоящим Методическим указаниям;

в) после зафиксированных АО «СО ЕЭС» случаев неучастия (неудовлетворительного участия) в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС и выполнения мероприятий по устранению причин неучастия (неудовлетворительного участия).

4.2. Проверку готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ проводить не требуется в следующих случаях:

– при изменении установленной (номинальной) мощности или регулировочного диапазона генерирующего оборудования ТЭС, не связанного с проведением его реконструкции, модернизации или технического перевооружения;

– при изменениях САРЧМ генерирующего оборудования ТЭС, если такие изменения не затрагивают АСР из списка, приведенного в подразделе А.1 приложения А к настоящим Методическим указаниям.

## **5. Подготовка к проведению контрольных испытаний**

### **5.1. Общие положения**

На этапе подготовки к проведению контрольных испытаний необходимо:

а) выполнить документальную проверку для подтверждения готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ согласно подразделу **Ошибка! Источник ссылки не найден.** настоящих Методических указаний;

б) разработать и согласовать рабочую программу контрольных испытаний;

в) обеспечить выполнение требований к регистрации технологических параметров при проведении контрольных испытаний.

### **5.2. Требования к составлению рабочей программы контрольных испытаний**

#### **5.2.1. Требования к разработке, согласованию и утверждению рабочей программы контрольных испытаний**

5.2.1.1. Проведение контрольных испытаний должно осуществляться по рабочим программам, утвержденным техническим руководителем электростанции.

5.2.1.2. Допускается разработка рабочих программ контрольных испытаний на группу однотипного генерирующего оборудования ТЭС.

5.2.1.3. Порядок, сроки и необходимость согласования с АО «СО ЕЭС» рабочих программ контрольных испытаний определены пунктом 39 Требований [1].

5.2.1.4. Необходимость согласования рабочей программы контрольных испытаний со специализированными и проектными организациями, заводами – изготовителями оборудования и систем регулирования определяется техническим руководителем электростанции.

### **5.2.2. Требования к структуре рабочей программы контрольных испытаний**

Рабочая программа контрольных испытаний должна содержать следующие разделы:

- а) цель испытаний;
- б) объект испытаний;
- в) ответственные за обеспечение и проведение испытаний;
- г) условия проведения испытаний;
- д) подготовительные работы;
- е) порядок и содержание испытаний;
- ж) состояние и режим оборудования после окончания испытаний;
- з) меры безопасности;
- и) оформление результатов испытаний;
- к) приложения;
- л) лист ознакомления.

### **5.2.3. Требования к содержанию разделов рабочей программы контрольных испытаний**

5.2.3.1. В разделе «Цель испытаний» указывается проверка готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ и причины проведения контрольных испытаний, а также приводится ссылка на настоящие Методические указания, в соответствии с которыми проводятся контрольные испытания.

5.2.3.2. В разделе «Объект испытаний» должны содержаться:

- а) состав, наименование и тип основного оборудования, входящего в объект испытаний;
- б) регулировочный диапазон, установленная мощность объекта испытаний для всех предусмотренных штатных вариантов состава оборудования объекта испытаний;

в) тип (природный газ, мазут, уголь) и вид (основное, резервное, аварийное) топлива, на котором проводятся контрольные испытания;

г) краткое описание САРЧМ с приложением структурных схем и указанием организации-разработчика;

д) описание работы ИОЧ (при наличии) со схемой нанесения возмущений.

5.2.3.3. В разделе «Ответственные за обеспечение и проведение испытаний» должно быть указано распределение обязанностей при подготовке и проведении контрольных испытаний между должностными лицами оперативного и административно-технического персонала ТЭС, а также представителями специализированных организаций.

5.2.3.4. В разделе «Условия проведения испытаний» должны быть указаны:

а) требование о проведении контрольных испытаний по разрешенной диспетчерской заявке и утвержденной рабочей программе контрольных испытаний;

б) требование об успешном прохождении документальной проверки готовности испытываемого генерирующего оборудования ТЭС в соответствии с требованиями подраздела 6.1 настоящих Методических указаний;

в) требование об организации регистрации технологических параметров во время контрольных испытаний согласно приложению Б к настоящим Методическим указаниям с указанием способов регистрации;

г) требование о необходимости соответствия генерирующего оборудования на время проведения контрольных испытаний требованиям нормального состояния на период участия в ОПРЧ согласно приложению А к настоящим Методическим указаниям;

д) требование об участии генерирующего оборудования ТЭС в ОПРЧ и противоаварийном управлении (оперативном и автоматическом) на время проведения контрольных испытаний;

е) требование о недопустимости выполнения каких-либо работ на генерирующем оборудовании ТЭС, не связанных с проведением испытаний, которые могут повлиять на результаты контрольных испытаний или нарушать их проведение (например, выполнение переключений топливоподающих устройств или переключений в тепловой схеме, выполнение периодической продувки барабана, продувки импульсных линий датчиков или протяжки клеммных колодок цепей, участвующих в схемах АСР или защит и т.д.);

ж) требование о невмешательстве оперативного персонала в работу САРЧМ, кроме случаев технологической необходимости, когда создается угроза нарушения нормального режима работы оборудования или его аварийного отключения защитой;

з) требование о недопустимости изменения структуры или параметров САРЧМ на период проведения контрольных испытаний.

5.2.3.5. В разделе «Подготовительные работы» должны быть указаны работы, которые выполняются предварительно до начала проведения контрольных испытаний и требуют затрат времени и средств. Например, такие как выполнение режимной наладки объекта испытаний, устранение причин нарушения работоспособности, установка дополнительных средств измерения, регистрации и связи и т. д.

5.2.3.6. В разделе «Порядок и содержание испытаний» должны быть указаны последовательность проведения опытов, операции, входящие в каждый из опытов, место и способ выполнения операций, исполнитель, контролирующие лица. Последовательность опытов при проведении контрольных испытаний рекомендуется выбирать из условия сокращения общего времени испытаний и минимального количества переходов на разные уровни нагрузки.

5.2.3.7. В разделе «Состояние и режим оборудования после окончания испытаний» должны быть указаны сведения о составе оборудования, режиме работы объекта испытаний и систем регулирования, защит, сигнализации, блокировок после окончания (при перерывах) контрольных испытаний.

5.2.3.8. В разделе «Меры безопасности» должен быть указан состав мероприятий по обеспечению безопасности оборудования и людей, в том числе:

а) указание об организации работ с оформлением распоряжения или наряда-допуска, проведением инструктажей для оперативного персонала и представителей специализированных организаций, принимающих непосредственное участие в контрольных испытаниях;

б) указание о необходимости ознакомления с рабочей программой всех непосредственных участников контрольных испытаний с отметкой в «Листе ознакомления»;

в) указание о действиях персонала при нарушениях нормального режима работы (возникновении аварийных ситуаций) на энергообъекте и (или) в энергосистеме;

г) определение объема контроля, требующего повышенного внимания персонала.

5.2.3.9. В разделе «Оформление результатов испытаний» должны быть указаны документы, оформляемые по результатам контрольных испытаний, а также приводится ссылка на требования по их оформлению.

5.2.3.10. В раздел «Приложения» должны включаться макеты графиков изменения мощности объекта испытаний, а также другие данные или документы, на которые имеются ссылки в рабочей программе.

### **5.3. Требования к регистрации технологических параметров во время контрольных испытаний**

5.3.1. Регистрация технологических параметров во время контрольных испытаний производится автоматически штатными средствами регистрации (при их наличии).

5.3.2. Перечень регистрируемых во время комплексных испытаний технологических параметров приведен в приложении Б к настоящим Методическим указаниям.

5.3.3. При регистрации технологических параметров с использованием бумажных самопишущих приборов должны выполняться следующие требования:

а) на время контрольных испытаний штатные бумажные самопишущие приборы должны регистрировать параметры со скоростью 12 мм/мин – 20 мм/мин;

б) при использовании многоканальных бумажных самопишущих приборов для регистрации технологических параметров на время контрольных испытаний должна обеспечиваться скорость записи значений не более 15 с между замерами;

в) шкалы измеряемых параметров на бумажных самопишущих приборах должны обеспечивать точное определение значений регистрируемых величин.

5.3.4. При регистрации технологических параметров с использованием АСУ ТП на базе ПТК регистрация технологических параметров, за исключением частоты вращения первичных двигателей, частоты электрического тока и активной мощности на шинах генерирующего оборудования ТЭС, должна производиться с периодичностью по времени не более 5 с или дискретностью не более 0,5 % от полного диапазона измерения датчика.

5.3.5. В случае несоответствия настроек штатных бумажных самопишущих приборов, электронных регистрирующих приборов или подсистемы регистрации и архивирования АСУ ТП указанным требованиям по периодичности или дискретности, они должны быть перенастроены на время проведения контрольных испытаний согласно требованиям настоящего подраздела.

## **6. Методика проверки**

### **6.1. Методика документальной проверки**

#### **6.1.1. Общие положения**

6.1.1.1. При проведении документальной проверки используются методы формального, нормативно-технического и взаимного контроля.

6.1.1.2. Под формальным контролем понимается внешний осмотр документов с целью установления типа документации, наличия необходимых реквизитов.

6.1.1.3. Под нормативно-техническим контролем понимается изучение содержания документов с точки зрения соответствия действующим на момент проверки требованиям нормативно-технических документов.

6.1.1.4. Под взаимным контролем понимается сопоставление содержания различных документов с целью установления отсутствия противоречий в их содержании.

## 6.1.2. Проверка параметров и настроек САРЧМ

### 6.1.2.1. Проверка РЧВ

Используя приведенную в приложении В к настоящим Методическим указаниям информацию устанавливается, что:

а) степень неравномерности (статизм) первичного регулирования для генерирующего оборудования ТЭС соответствует перечислению, указанному в подпункте «б» пункта 8 Требований [1], кроме того, для ПТУ и ГТУ должны выполняться требования пунктов 4.4.3, 4.6.2 Правил технической эксплуатации [2] соответственно;

б) степень (зона) нечувствительности первичного регулирования для генерирующего оборудования ТЭС должна соответствовать перечислению, указанному в подпункте «а» пункта 8 Требований [1].

### 6.1.2.2. Проверка РМ (при наличии в составе САРЧМ)

Используя информацию, приведенную в приложении В к настоящим Методическим указаниям, устанавливается:

а) наличие ЧК в РМ согласно пункту 16 Требований [1];

б) использование в ЧК сигнала частоты вращения ротора турбины согласно пункту 21 Требований [1];

в) настройка статизма первичного регулирования в ЧК и ее соответствие степени неравномерности (статизму) РЧВ, определенной в подразделе **Ошибка! Источник ссылки не найден.** настоящих Методических указаний, согласно пункту 17 Требований [1];

г) корректность настройки расширения «мертвой полосы» первичного регулирования в ЧК, исходя из условия, что «мертвая полоса» первичного регулирования не должна превышать  $(50,000 \pm 0,075)$  Гц согласно подпункту «г» пункта 8 Требований [1]:

– проверяется наличие и величина «мертвой полосы» РМ по отклонению фактической мощности от задания, по структурным схемам и карте настроек АСР;

– допустимая величина расширения «мертвой полосы» первичного регулирования в ЧК должна удовлетворять следующему неравенству:

$$\Delta f_{\text{МП ПР}} = \Delta f_{\text{ВР МП}} + \Delta f_{\text{СН ПР}} \leq 75 \text{ мГц} \quad (1),$$

где  $\Delta f_{\text{МП ПР}}$  – «мертвая полоса» первичного регулирования, мГц;

$\Delta f_{\text{ВР МП}}$  – величина расширения «мертвой полосы» ЧК, мГц;

$\Delta f_{\text{СН ПР}}$  – степень нечувствительности первичных регуляторов (САРЧМ), мГц.

За величину степени нечувствительности первичных регуляторов (САРЧМ) до проведения контрольных испытаний принимается значение «мертвой полосы» РМ, пересчитанное в мГц ( $\Delta f_{\text{СН ПР}} = \Delta f_{\text{МП РМ}}$ ), рассчитанное по формулам (2), (3);

– значение «мертвой полосы» по отклонению фактической мощности от задания РМ, пересчитанное в мГц, определяется по следующей формуле:

$$\Delta f_{\text{МП РМ}} = 5 \cdot \Delta P_{\text{МП РМ}\%} \cdot S \quad (2),$$

где  $\Delta P_{\text{МП РМ}\%}$  – ширина «мертвой полосы» РМ по отклонению фактической мощности от задания РМ в процентах от установленной (номинальной) мощности генерирующего оборудования ТЭС, %;

$S$  – настройка статизма в ЧК, %;

– значение «мертвой полосы» по отклонению фактической мощности от задания в % определяется по следующей формуле:

$$\Delta P_{\text{МП РМ}\%} = \frac{\Delta P_{\text{МП РМ}}}{P_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% \quad (3),$$

где  $\Delta P_{\text{МП РМ}}$  – ширина «мертвой полосы» РМ по отклонению фактической мощности от задания РМ, МВт;

$P_{\text{НОМ}}$  – установленная (номинальная) мощность генерирующего оборудования ТЭС, МВт;

– в случае если ПСУ блочной компоновки оснащены САРЧМ типа САУМ-У или схемой управления аналогичного типа, то значение «мертвой полосы» в ведущем котельном регуляторе (регуляторе топлива, регуляторе тепловой нагрузки или регуляторе питания котла)  $\Delta P_{\text{РП}\%}$  определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{МП РП}\%} = \Delta P_{\text{МП РМ}\%} = \frac{\Delta P_{\text{МП РП}}}{P_{\text{НОМ РП}}} \cdot 100\% \quad (4),$$

где  $\Delta P_{\text{МП РП}}$  – ширина «мертвой полосы» регулируемого параметра, физические единицы регулируемого параметра;

$P_{\text{НОМ РП}}$  – номинальное значение регулируемого параметра, физические единицы регулируемого параметра.

д) допустимая величина расширения «мертвой полосы» электронных РЧВ должна удовлетворять следующему неравенству:

$$\Delta f_{\text{ВР МП РЧВ}} \leq \Delta f_{\text{ВР МП}} \quad (5),$$

где  $\Delta f_{\text{ВР МП}}$  – величина расширения «мертвой полосы» ЧК, мГц;

$\Delta f_{\text{ВР МП РЧВ}}$  – величина расширения «мертвой полосы» РЧВ, мГц;

е) отсутствие в структуре САРЧМ следующих ограничений:

– выходного сигнала ЧК, за исключением ограничений, соответствующих величине диапазона регулирования генерирующего оборудования ТЭС, и ограничений, связанных с действием блокировок;

– скорости изменения задания первичной мощности, за исключением ограничений, обеспечивающих скорость изменения задания в соответствии с требованиями маневренности генерирующего оборудования ТЭС для участия в ОПРЧ согласно пунктам 24, 25, 28 Требований [1].

#### 6.1.2.3. Проверка ИОЧ (при наличии ЧК в САРЧМ)

Используя информацию, приведенную в приложении В к настоящим Методическим указаниям, устанавливается:

а) наличие ИОЧ в структуре САРЧМ для имитации ступенчатых изменений частоты во время проведения контрольных испытаний;

б) обеспечение возможности нанесения ИОЧ неограниченного числа разных по величине и направлению ступенчатых возмущений в сторону уменьшения или увеличения частоты с дискретностью не менее 1 мГц в пределах  $\pm 500$  мГц;

в) обеспечение возможности ввода сигнала ИОЧ за блоком расширения «мертвой полосы» ЧК параллельно (суммированием) с действующим трактом ОПРЧ;

г) наличие возможности корректного завершения испытания при возникновении аварийной ситуации на энергообъекте и (или) в энергосистеме. Например, не должно происходить автоматического обнуления сигнала от ИОЧ по истечении отведенного на опыт времени без возможности приостановить действие таймера или выходной сигнал ИОЧ не должен обнуляться в случае выхода реальной частоты за пределы «мертвой полосы» ЧК.

#### 6.1.3. Проверка объема реализации основных АСР технологических параметров

Используя информацию, приведенную в приложении В к настоящим Методическим указаниям, устанавливается соответствие объема основных АСР технологических параметров перечню нормального состояния АСР, приведенного в подразделе А.1 приложения А к настоящим Методическим указаниям.

#### 6.1.4. Проверка допустимости работы генерирующего оборудования ТЭС при различных отклонениях частоты от номинальной

Используя информацию, приведенную в приложении В к настоящим Методическим указаниям, устанавливается возможность работы генераторов и приводящих их в движение двигателей при частоте отличной от номинальной согласно требованиям пункта 110 Правил технологического функционирования [6].

### **6.1.5. Проверка содержащихся в инструкциях указаний по действиям оперативного персонала ТЭС при отклонениях частоты в энергосистеме и наличия организации на ТЭС мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ**

6.1.5.1. Используя информацию, приведенную в приложении В к настоящим Методическим указаниям, устанавливается наличие в инструкции по эксплуатации генерирующего оборудования ТЭС и в инструкции по предупреждению и ликвидации нарушений нормального режима на ТЭС указаний по действию персонала электростанции при отклонениях частоты в энергосистеме и их соответствия положениям пунктов 12, 13 Требований [1].

6.1.5.2. Используя информацию, приведенную в приложении В к настоящим Методическим указаниям, устанавливается соответствие организации на ТЭС мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ положениям перечислений подпунктов «г», «д» пункта 43 и пункта 44 Требований [1].

### **6.1.6. Проверка точности измерения частоты вращения ротора турбины**

6.1.6.1. Соответствие погрешности измерения частоты вращения ротора нормам, установленным подпунктом «а» пункта 43 Требований [1] устанавливается методом сравнения измерений частоты вращения ротора турбины с измерениями частоты электрического тока на шинах ТЭС.

6.1.6.2. Для одинаковых меток времени разность указанных измерений частоты не должна превышать 55 мГц.

6.1.6.3. Вышеупомянутые измерения должны быть представлены в АО «СО ЕЭС» в табличном виде в формате MS Excel за период в один час, при этом шаг регистрации данных не должен превышать 1 с и содержать метку всемирного координированного времени (UTC).

6.1.6.4. При рассмотрении отчета по результатам проверки готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ работники АО «СО ЕЭС» осуществляют оценку точности измерений частоты вращения турбины аналогичным методом, сравнивая данные, представленные собственником или иным законным владельцем ТЭС, с частотой электрического тока, измеренной в диспетчерском центре АО «СО ЕЭС».

### **6.1.7. Проверка средств измерения частоты электрического тока и активной мощности**

6.1.7.1. Используя информацию, приведенную в приложении В к настоящим Методическим указаниям, устанавливается соответствие технических средств, входящих в измерительные каналы частоты электрического тока и активной

мощности, требованиям, указанным в подпунктах «б», «в» пункта 43 Требований [1].

6.1.7.2. Условие, указанное в подпункте «б» пункта 43 Требований [1] распространяется на все секции и системы сборных шин генераторного и высшего напряжения электростанций.

6.1.7.3. Условия по использованию датчиков активной мощности, перечисленные в подпункте «в» пункта 43 Требований [1] относятся к МИП в составе СОТИАССО. При этом метрологические характеристики МИП должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.22-2012 [7], а возможность перевода измерительных цепей датчиков активной мощности на резервные ТН должна быть обеспечена только при наличии на генерирующем оборудовании резервных ТН.

### **6.1.8. Проверка систем регистрации технологических параметров и мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ**

6.1.8.1. Проверяется наличие перечня, указанного в пункте «о» приложения В к настоящим Методическим указаниям, а при его отсутствии формируют вышеуказанный перечень для последующего включения в отчет о проверке готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ.

6.1.8.2. Проверяется указанный выше перечень на наличие технологических параметров, приведенных в приложении Б к настоящим Методическим указаниям для соответствующего типа генерирующего оборудования ТЭС, и при отсутствии каких-либо технологических параметров в перечне определяют мероприятия по организации их регистрации и архивирования.

6.1.8.3. Проверяется выполнение требований раздела 5.3 настоящих Методических указаний в отношении регистрации технологических параметров во время проведения контрольных испытаний и определяют перечень мероприятий по их обеспечению.

6.1.8.4. Проверяется соответствие периодичности или дискретности регистрации измерений частоты вращения первичных двигателей, частоты электрического тока и активной мощности на шинах генерирующего оборудования ТЭС требованиям, указанным в подпунктах «а», «б», «в» пункта 43 Требований [1].

Максимальное допустимое количество повторяющихся значений измерений по частоте и мощности в прикладываемой выгрузке не должно превышать 2 согласно Методике мониторинга [8].

6.1.8.5. Периодичность или дискретность регистрации технологических параметров из перечня, приведенного в приложении Б к настоящим Методическим указаниям, не указанных в пункте 6.1.8.4, должны соответствовать требованиям пункта 5.3.4 настоящих Методических указаний.

6.1.8.6. Технологические параметры, используемые согласно подпунктам «а», «б», «в» пункта 43 Требований [1] для целей мониторинга участия генерирующего оборудования ТЭС в ОПРЧ, должны архивироваться со сроком хранения не менее 3 календарных месяцев, а для случаев отклонения частоты от номинальной на  $\pm 0,20$  Гц и более должна быть предусмотрена возможность создания импульс-архивов или выгрузки и хранения данных не менее 12 календарных месяцев.

6.1.8.7. При наличии АСУ ТП на базе ПТК должны архивироваться технологические параметры в соответствии с требованиями пункта 6.1.8.6 и технологические параметры, приведенные в приложении Б к настоящим Методическим указаниям.

### **6.1.9. Анализ участия генерирующего оборудования ТЭС в ОПРЧ**

В случаях, установленных подпунктом «в» пункта 4.1 настоящих Методических указаний, используя документацию и информацию, приведенную в приложении В к настоящим Методическим указаниям, оценивают участие в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС посредством сравнения в хронологическом порядке параметров режима работы генерирующего оборудования ТЭС и ответных действий со стороны АСР, защит, блокировок, а также оперативного персонала и делают вывод о причинах неучастия (неудовлетворительного участия) генерирующего оборудования ТЭС в ОПРЧ.

Анализ участия генерирующего оборудования ТЭС в ОПРЧ должен заканчиваться списком мероприятий, обеспечивающих устранение выявленных причин неучастия в данном виде регулирования.

## **6.2. Методика проведения контрольных испытаний**

### **6.2.1. Общие положения**

6.2.1.1. Контрольные испытания генерирующего оборудования ТЭС включают в себя следующие опыты:

- а) проверка динамики первичного регулирования;
- б) оценка степени нечувствительности САРЧМ;
- в) проверка работы САРЧМ при знакопеременных отклонениях частоты.

6.2.1.2. На время проведения контрольных испытаний режим работы генерирующего оборудования ТЭС должен соответствовать требованиям нормального состояния на период участия в ОПРЧ в соответствии с приложением А к настоящим Методическим указаниям.

6.2.1.3. Контрольные испытания проводятся на основном виде топлива. По решению собственника генерирующего оборудования ТЭС контрольные испытания могут быть проведены на резервном или аварийном топливе в случае

его отличия от основного. Если вид резервного или аварийного топлива совпадает с основным, то проведение контрольных испытаний на резервном или аварийном топливе не требуется.

6.2.1.4. Контрольные испытания следует проводить при эксплуатационном значении величины статизма первичного регулирования в РЧВ и ЧК.

6.2.1.5. На время проведения контрольных испытаний генерирующее оборудование ТЭС должно оставаться в режиме участия в ОПРЧ и противоаварийном управлении. В случае возникновения условий для участия генерирующего оборудования в ОПРЧ или противоаварийном управлении испытания должны быть приостановлены. Возобновление контрольных испытаний допускается только с разрешения диспетчера АО «СО ЕЭС».

6.2.1.6. Проверку готовности к участию в ОПРЧ ПСУ неблочной компоновки следует выполнять в пределах имеющегося регулировочного диапазона на момент проведения контрольных испытаний, но не менее 10 % суммарной установленной (номинальной) мощности рассматриваемой группы генерирующего оборудования. Во время проведения контрольных испытаний по проверке готовности к участию в ОПРЧ внизу и вверху регулировочного диапазона не допускается изменение состава работающих котлов и турбин.

6.2.1.7. В случаях, предусмотренных подпунктами «а», «б» пункта 4.1 настоящих Методических указаний, контрольные испытания ПСУ неблочной компоновки проводятся при доступном на момент их проведения составе котлов и турбин с обязательным включением в работу генерирующего оборудования, послужившего причиной проведения контрольных испытаний.

В случаях проведения контрольных испытаний после фактов неудовлетворительного участия ПСУ неблочной компоновки в ОПРЧ контрольные испытания должны проводиться при условии включения в работу турбоагрегатов, суммарная установленная (номинальная) мощность которых не менее установленной (номинальной) мощности находящихся в работе турбоагрегатов ПСУ неблочной компоновки на момент отклонения частоты, в результате которого было зарегистрировано неучастие (неудовлетворительное участие) в ОПРЧ.

6.2.1.8. Во время контрольных испытаний по проверке готовности ПСУ неблочной компоновки к участию в ОПРЧ возмущения следует наносить одновременно в системы регулирования всех находящихся в работе ПТУ, постоянно готовых к участию в ОПРЧ.

6.2.1.9. Способы нанесения возмущений при проведении контрольных испытаний указаны в приложении Г к настоящим Методическим указаниям.

6.2.1.10. В случае, если схема газоснабжения ТЭС с несколькими ГТУ (ПГУ утилизационного типа) предусматривает общую дожимную компрессорную станцию, то контрольные испытания должны включать опыт по оценке надежности

работы системы подачи газа при возмущениях по топливу, соответствующих загрузке всех взаимосвязанных ГТУ (ПГУ утилизационного типа) данной ТЭС на  $10 \% P_{\text{ном}}$ . Вышеуказанные опыты проводятся на любой нагрузке, а в случае, если их проведение не возможно в данный момент, допускается их перенос на срок не более 1 года с момента возникновения условий для проверки ГТУ (ПГУ утилизационного типа).

6.2.1.11. Контрольные испытания по проверке готовности к участию в ОПРЧ ПСУ блочной компоновки с двухкорпусными котлами (дубль-блоков) должны проводиться при полном и неполном (на каждом корпусе) составе оборудования. Допускается не проводить испытания при неполном составе оборудования (при условии подачи диспетчерской заявки на все время работы с неполным составом), если время работы в данном режиме не превышает 300 ч в год. При этом величина возмущения определяется как доля от установленной (номинальной) мощности ПСУ с полным составом котлов.

6.2.1.12. Контрольные испытания ПГУ по проверке готовности к участию в ОПРЧ должны проводиться для всех предусмотренных штатных вариантов состава оборудования, например:

- а) для ПГУ утилизационного типа:
  - полный состав оборудования;
  - ГТУ автономно;
  - каждая ГТУ совместно с ПТУ (для полиблоков ПГУ);
- б) для ПГУ сбросного типа:
  - полный состав оборудования;
  - ГТУ автономно;
  - ПСУ автономно.

6.2.1.13. Оценку степени нечувствительности САРЧМ полиблоков ПГУ утилизационного типа необходимо проводить только с полным составом оборудования (ПТУ и всеми ГТУ).

6.2.1.14. Контрольные испытания ПГУ с параллельной схемой совместно с ПСУ неблочной компоновки должны проводиться в 2 этапа:

- контрольные испытания ПСУ неблочной компоновки на соответствие пункту 24 Требований [1] для ТЭС с общим паропроводом (в качестве результатов контрольных испытаний допускается засчитывать результаты предыдущих контрольных испытаний по проверке готовности к ОПРЧ ПСУ неблочной компоновки);
- контрольные испытания ГТУ при работе КУ в общий паропровод на соответствие пункту 28 Требований [1].

6.2.1.15. Во время проведения контрольных испытаний должны фиксироваться все факты работы технологических защит, блокировок и аварийной сигнализаций, факты вмешательства оперативного персонала, а также повторного проведения опытов с указанием сопутствующих причин.

6.2.1.16. Выводы о готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ следует делать после обработки результатов контрольных испытаний в соответствии с методикой, приведенной в настоящем разделе.

## **6.2.2. Проверка динамики первичного регулирования**

6.2.2.1. Проверка проводится путем имитации ступенчатого отклонения частоты на входе в САРЧМ или имитации ступенчатого изменения задания первичной мощности, приводящих к изменению мощности генерирующего оборудования ТЭС на  $\pm 10\% P_{\text{ном}}$ .

6.2.2.2. Контрольные испытания проводятся на двух исходных нагрузках, соответствующих верхней и нижней границам фактического регулировочного диапазона, сниженной (увеличенной) на величину необходимого резерва мощности в  $10\% P_{\text{ном}}$ .

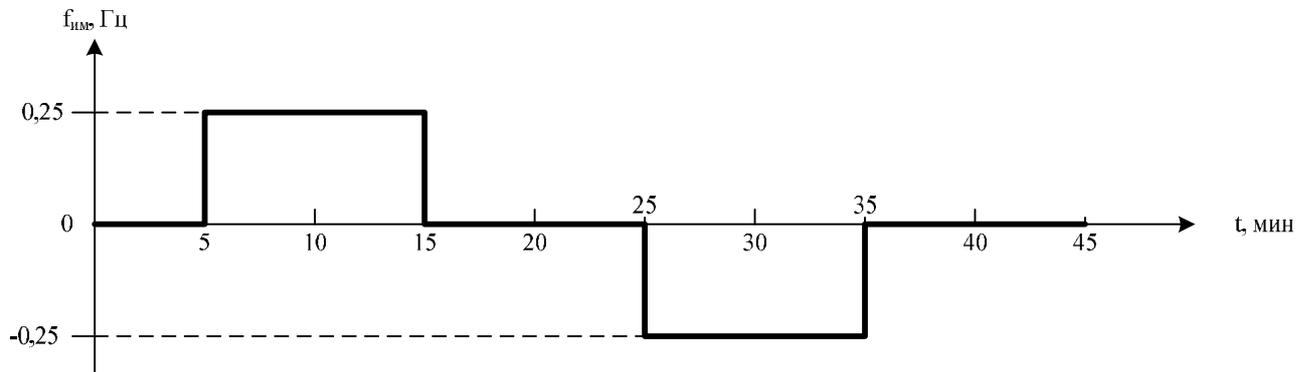
6.2.2.3. Сокращение регулировочного диапазона при проведении проверки допустимо только по причинам, связанным с погодными условиями или тепловыми нагрузками. В случае наличия ограничений, связанных с техническим состоянием генерирующего оборудования ТЭС, контрольные испытания должны быть перенесены на период времени после снятия указанных ограничений.

6.2.2.4. Проверка должна проводиться строго вблизи фактических границ регулировочного диапазона без искусственного создания запаса на динамическое перерегулирование.

6.2.2.5. Не допускается наносить возмущения на величину более  $10\% P_{\text{ном}}$  для ускорения динамики процесса изменения мощности. Для возмущений, наносимых местно или дистанционно через МУТ, допустимая точность установки задания должна быть в пределах  $\pm 2\% P_{\text{ном}}$ .

6.2.2.6. Перед нанесением возмущения необходимо стабилизировать все основные технологические параметры на протяжении не менее 3 мин (1 мин для ГПА). Предельно допустимые показатели качества регулирования основных технологических параметров в стационарном режиме для ПСУ приведены в приложении Д к настоящим Методическим указаниям или устанавливаются согласно местным инструкциям по эксплуатации. Для остальных типов генерирующего оборудования показатели качества регулирования основных технологических параметров устанавливаются согласно местным инструкциям по эксплуатации.

6.2.2.7. Нанесение и снятие возмущений необходимо производить в последовательности, приведенной на рисунке 1 на каждой из нагрузок, установленных согласно пункту 6.2.2.2 настоящих Методических указаний.



**Рисунок 1. Последовательность нанесения и снятия имитационных отклонений частоты при оценке динамики первичного регулирования ( $S = 5\%$ ) ГТУ**

6.2.2.8. Интервал времени между возмущениями в одной серии из четырех опытов, на одной нагрузке в зависимости от типа испытываемого генерирующего оборудования ТЭС должен быть достаточным для стабилизации всех регистрируемых согласно программе испытаний технологических параметров и составлять, как правило, не менее:

- а) 2 мин для ГПА;
- б) 10 мин для ГТУ;
- в) 15 мин для ПГУ утилизационного типа, ПСУ блочной компоновки с газомазутными котлами и ПГУ сбросного типа с газомазутными котлами в составе ПСУ блочной компоновки;
- г) 20 мин для ПСУ блочной компоновки с пылеугольными котлами, ПСУ неблочной компоновки и ПГУ сбросного типа с пылеугольными котлами в составе ПСУ блочной компоновки.

**Важно!** Точное значение времени стабилизации контролируемых технологических параметров определяется персоналом электростанции, на основе опыта эксплуатации испытываемого генерирующего оборудования ТЭС.

6.2.2.9. Обработка результатов опытов непосредственно в момент их проведения выполняется при ручной регистрации технологических параметров путем заполнения бланков-таблиц и бланков-графиков, приведенных в таблицах Е.1 – Е.6 приложения Е и приложении Ж к настоящим Методическим указаниям. При автоматической регистрации технологических параметров обработка результатов опытов выполняется путем непосредственного анализа фиксируемых с использованием электронных регистрирующих приборов или ПТК АСУ ТП графиков изменения активной мощности.

6.2.2.10. Итоговая обработка результатов проверки динамики первичного регулирования для представления их в отчете включает:

а) заполнение по зарегистрированным во время проведения контрольных испытаний технологическим параметрам бланков-таблиц, приведенных в таблицах Е.1 – Е.9 приложения Е, и бланков-графиков, приведенных в приложении Ж к настоящим Методическим указаниям для соответствующего типа генерирующего оборудования ТЭС;

б) построение в соответствии с требованиями, приведенными в подразделе И.2 приложения И к настоящим Методическим указаниям, графиков изменения технологических параметров во время проведения контрольных испытаний.

6.2.2.11. Опыты по проверке динамики первичного регулирования следует считать успешными при выполнении следующих условий:

а) каждый график изменения мощности в относительных величинах должен находиться в допустимой области, указанной на бланке-графике;

б) переходные процессы изменения активной мощности после имитации скачкообразного отклонения частоты должны носить устойчивый апериодический характер, включая монотонный, в соответствии с рисунком 2;

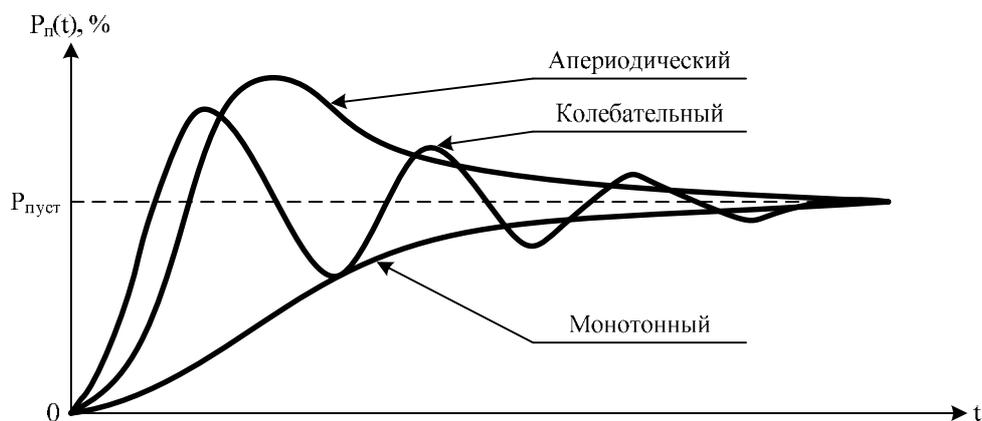


Рисунок 2. Виды переходных процессов

в) в установившемся режиме (после стабилизации параметра вблизи нового заданного значения) отклонения мощности от заданного значения должны быть не более  $\pm 1\%$  номинальной мощности генерирующего оборудования ТЭС;

г) зарегистрированные в опытах по проверке динамики первичного регулирования отклонения технологических параметров не должны превышать величин, приведенных в таблицах Д.1 и Д.3 приложения Д к настоящим Методическим указаниям, или не должны превышать величин, указанных в местных инструкциях по эксплуатации;

д) для генерирующего оборудования ТЭС с теплофикационными турбинами отклонения температуры сетевой воды, поступающей в тепловую сеть, от температурного графика на день проведения контрольных испытаний и

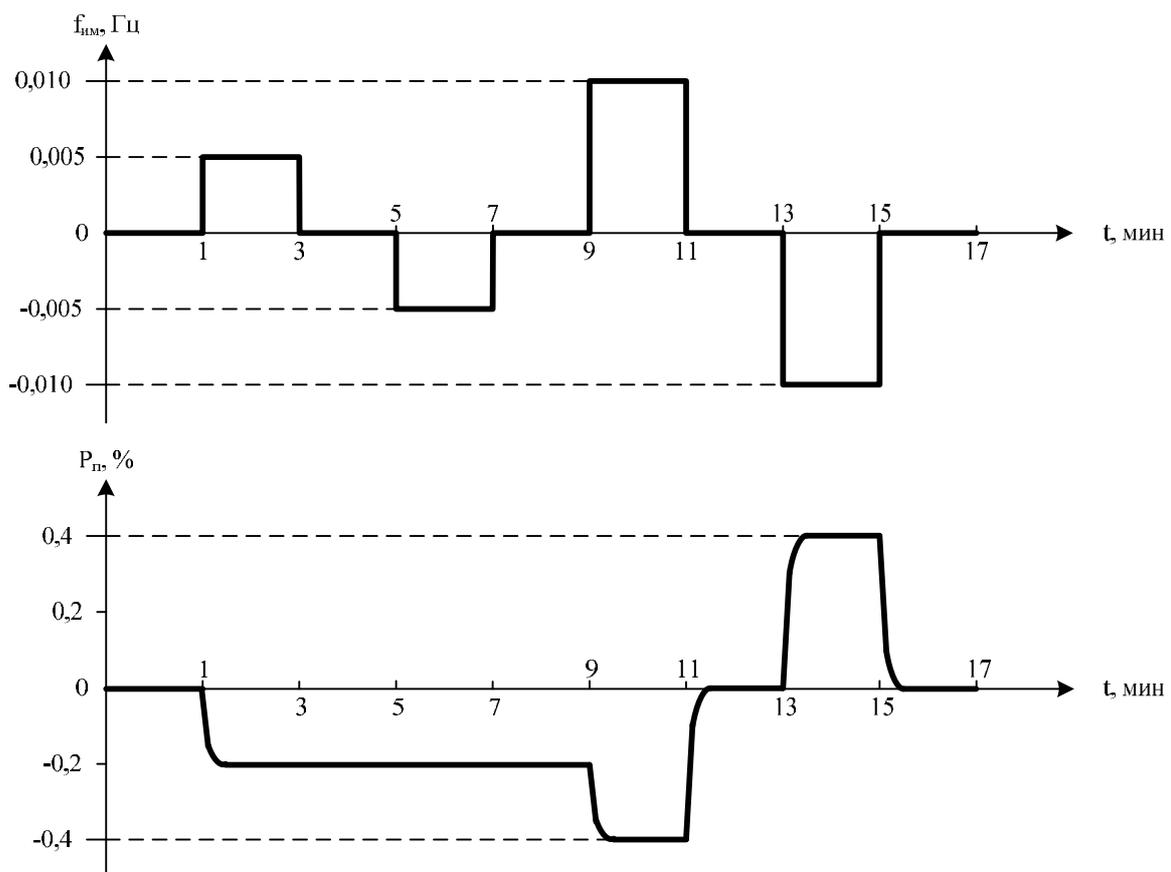
отклонения температуры и давления производственного пара не должны превышать величин, указанных в договорах на поставку тепловой энергии или, при отсутствии таких данных, не должны превышать величин, приведенных в таблице Д.2 приложения Д к настоящим Методическим указаниям;

е) во время проведения опытов не происходило срабатывание аварийной сигнализации, технологических защит, технологических блокировок, влияющих или способных повлиять на характер изменения первичной мощности, не требовалось вмешательство оперативного персонала.

### 6.2.3. Оценка степени нечувствительности САРЧМ (при наличии РМ)

6.2.3.1. Оценка проводится путем имитации знакопеременных ступенчатых отклонений частоты на входе в РМ, вызывающих необходимость изменения мощности генерирующего оборудования ТЭС пропорционально величине отклонений.

6.2.3.2. Нанесение возмущений необходимо производить в последовательности, приведенной на рисунке 3 на каждой из нагрузок, установленных согласно пункту 6.2.2.2 настоящих Методических указаний.



**Рисунок 3. Последовательность нанесения и снятия имитационных отклонений частоты при оценке степени нечувствительности САРЧМ и один из вариантов соответствующего ему изменения мощности ( $S = 5\%$ , степень нечувствительности 10 мГц)**

6.2.3.3. Перед началом опытов по оценке степени нечувствительности САРЧМ необходимо стабилизировать технологические параметры (см. пункт 6.2.2.6).

6.2.3.4. Оценкой степени нечувствительности САРЧМ следует считать минимальную величину имитационного отклонения частоты, приводящую к визуально заметному изменению средней величины активной мощности генерирующего оборудования ТЭС в течение первых 15 – 30 с во всех 4 опытах. В этом случае дальнейшее увеличение возмущений не требуется, в противном случае необходимо увеличивать возмущение с шагом 5 мГц до тех пор, пока не будет зафиксировано изменение мощности во всех 4 опытах одной серии.

6.2.3.5. В случае если степень нечувствительности САРЧМ не превышает 5 мГц, то  $\Delta f_{\text{ВР МП РЧВ}}$  и  $\Delta f_{\text{ВР МП ЧК}}$  могут быть установлены равными 70 мГц.

6.2.3.6. В случае если в состав генерирующего оборудования ТЭС входит несколько турбин, то оценкой степени нечувствительности САРЧМ следует считать минимальную величину имитационного отклонения частоты, приводящую к устойчивому изменению активной мощности генерирующего оборудования ТЭС в течение первых 15–30 с каждой из турбин, участвующих в регулировании нагрузки, во всех 4 опытах. В этом случае дальнейшее увеличение возмущений не требуется, в противном случае необходимо увеличивать возмущение с шагом 5 мГц до тех пор, пока не будет зафиксировано изменение мощности во всех 4 опытах одной серии. Оценку степени нечувствительности САРЧМ турбин, участвующих в регулировании нагрузки, можно проводить по отдельности.

6.2.3.7. Максимальное из экспериментально полученных значений оценки степени нечувствительности САРЧМ на высокой и низкой нагрузках является величиной степени нечувствительности САРЧМ.

6.2.3.8. Обработка результатов опытов по оценке степени нечувствительности САРЧМ для представления их в отчете включает:

- а) построение графиков изменения активной мощности генерирующего оборудования ТЭС, совмещенных с графиками имитации отклонений частоты;
- б) расчет величины расширения «мертвой полосы» ЧК и величины расширения «мертвой полосы» РЧВ по формулам (1), (5) соответственно на основании полученного в опытах значения степени нечувствительности САРЧМ;
- в) заполнение бланка-таблицы, приведенной в таблице Е.10 приложения Е к настоящим Методическим указаниям.

6.2.3.9. Опыты по оценке степени нечувствительности САРЧМ следует считать успешными, если ее значение не превышает величины, установленной в подпункте «а» пункта 8 Требований [1] для турбин, оснащенных электрогидравлическими регуляторами.

#### **6.2.4. Проверка работы САРЧМ при знакопеременных отклонениях частоты (при наличии РМ)**

6.2.4.1. Проверка проводится при возможности снижения «мертвой полосы» первичного регулирования генерирующего оборудования ТЭС до значений, позволяющих оценить работу САРЧМ при непрерывных знакопеременных отклонениях частоты в энергосистеме.

6.2.4.2. Проверка проводится путем задания нулевого расширения «мертвой полосы» в ЧК РМ в условиях покрытия генерирующим оборудованием ТЭС заданного диспетчерского графика нагрузки, при условии обеспечения резерва первичного регулирования не менее 5 %  $P_{ном}$ .

6.2.4.3. Суммарная продолжительность проверки должна быть не менее 6 ч.

6.2.4.4. Опыты по проверке работы САРЧМ при непрерывных знакопеременных отклонениях частоты считаются успешными при выполнении следующих условий:

а) при отклонениях частоты, превышающих степень нечувствительности САРЧМ, должны происходить заметные изменения мощности генерирующего оборудования ТЭС, противоположные по знаку и пропорциональные вызывающим их отклонениям частоты;

б) в случае резкого ступенчатого изменения частоты (за время не более 10 с) на величину, превышающую степень нечувствительности САРЧМ в 3 и более раз, но не менее 30 мГц и продолжительностью более 40 с должны происходить резкие изменения мощности генерирующего оборудования ТЭС с требуемой динамикой.

6.2.4.5. Обработка результатов проверки заключается в построении графиков изменения активной мощности, совмещенных с графиками отклонений частоты, и заполнении бланка-таблицы, приведенной в таблице Е.12 приложения Е к настоящим Методическим указаниям.

### **7. Требования к составлению отчета по результатам проверки**

#### **7.1. Требования к разработке, согласованию и утверждению отчета**

7.1.1. Результаты проведения проверки готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ должны быть представлены в виде отчета, утвержденного техническим руководителем энергообъекта.

7.1.2. В случае если проверка готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ проводится по причине, указанной в подпункте «в» пункта 4.1 настоящих Методических указаний, к отчету должно прилагаться экспертное заключение специализированной организации, подтверждающее результаты проверки, в соответствии с Регламентом определения объемов [9]. Если проверка проводилась, в том числе, с дополнительным применением критериев

автоматизированного контроля, указанных в Методике мониторинга [8], к отчету должны прилагаться соответствующие отчетные формы.

7.1.3. Разрабатываемые отчеты должны быть оформлены согласно требованиям приложения И к настоящим Методическим указаниям.

7.1.4. Порядок, сроки и необходимость согласования с АО «СО ЕЭС» отчетов по проверке готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ установлены пунктом 41 Требований [1].

## **7.2. Требования к структуре отчета**

Отчет должен содержать следующие разделы:

- а) титульный лист;
- б) сокращения;
- в) введение;
- г) описание объекта проверки;
- д) результаты документальной проверки;
- е) условия проведения контрольных испытаний;
- ж) результаты контрольных испытаний;
- з) выводы;
- и) приложения.

## **7.3. Требования к содержанию разделов отчета**

7.3.1. В разделе «Введение» должна быть указана общая информация, в том числе:

- а) цели и причины проведения проверки;
- б) методика проверки;
- в) наименование электростанции;
- г) наименование объекта проверки;
- д) контакты разработчиков отчета (Ф.И.О, должность, телефон, электронная почта).

7.3.2. В разделе «Описание объекта проверки» должны содержаться:

- а) состав, тип и параметры основного оборудования объекта проверки, а также штатно предусмотренные составы его работы;
- б) данные о регулировочном диапазоне и техническом минимуме;
- в) тип топлива (природный газ, мазут, уголь и т. д.), используемого в качестве основного, резервного и аварийного;
- г) краткое описание технических средств, на которых реализованы САРЧМ и основные АСР генерирующего оборудования ТЭС согласно перечню, приведенному в подразделе А.1 приложения А к настоящим Методическим указаниям, с указанием организаций, разработавших алгоритм САРЧМ;

д) краткая характеристика тепловых нагрузок ТЭС, на которой установлено генерирующее оборудование (структура, распределения в течение года, использование генерирующего оборудования при ее покрытии).

В случае если в отдельные периоды года регулировочный диапазон генерирующего оборудования ТЭС не превышал 5 %, в отчете необходимо привести соответствующие периоды времени (прогноз).

7.3.3. В разделе «Результаты документальной проверки» должны содержаться выводы о соответствии объекта испытаний требованиям раздела **Ошибка! Источник ссылки не найден.** настоящих Методических указаний по каждому пункту проверки и следующая информация:

а) периоды времени, в которых регулировочный диапазон может быть менее 10 % номинальной мощности рассматриваемого состава оборудования по условиям теплоснабжения;

б) степень неравномерности и степень нечувствительности РЧВ;

в) степень неравномерности и величина расширения «мертвой полосы» ЧК (при наличии) (в качестве подтверждения значений могут быть приведены карты настроек или графики с фактическими значений величин за период испытаний);

г) источник сигнала по частоте, используемого в работе ЧК (при наличии);

д) величина ограничений выходного сигнала ЧК, а также скорости изменения суммарного задания в структуре САРЧМ;

е) описание ИОЧ и ограничений в его работе, а также схема нанесения возмущений (при наличии ИОЧ);

ж) состав АСР основных технологических параметров генерирующего оборудования ТЭС;

з) данные о продолжительности работы генераторов и приводящих их в движение двигателей при частоте отличной от номинальной;

и) перечень инструкций энергообъекта, в которых указан порядок действия оперативного персонала при отклонениях частоты в энергосистеме;

к) описание измерительного канала частоты вращения ротора турбины (коленчатого вала ГПА);

л) описание измерительного канала активной мощности генератора и данные о классах точности основного и резервного трансформаторов напряжения и тока, датчиков активной мощности;

м) описание измерительного канала частоты электрического тока и данные о классе точности входящих в него средств измерений;

н) описание организации на ТЭС мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

В случае если в ходе документальной проверки выявлено несоответствие какому-либо из пунктов проверки, то приложение к отчету документов, подтверждающих это несоответствие, не требуется.

Раздел должен быть оформлен в форме таблицы, бланк которой приведен в таблице Е.11 приложения Е к настоящим Методическим указаниям.

7.3.4. В разделе «Условия проведения контрольных испытаний» должны содержаться:

а) варианты составов основного оборудования в период проведения контрольных испытаний;

б) данные о фактическом регулировочном диапазоне с учетом ограничений, связанных с погодными условиями, тепловыми нагрузками в период проведения контрольных испытаний;

в) тип и вид (основное, резервное, аварийное) топлива, на котором проводились контрольные испытания;

г) сведения об отклонениях, возникших при проведении контрольных испытаний, от условий, указанных в программе испытаний.

7.3.5. В разделе «Результаты контрольных испытаний» должны содержаться выводы о соответствии объекта испытаний требованиям раздела **Ошибка! Источник ссылки не найден.** настоящих Методических указаний в каждом из опытов и следующая информация:

а) оценка качества переходных процессов по активной мощности по проверке динамики первичного регулирования со ссылкой на приложения, в которых приводятся таблицы и графики изменения активной мощности и регистрируемых во время контрольных испытаний технологических параметров;

б) информация о срабатывании во время контрольных испытаний технологических защит, блокировок и аварийной сигнализаций. В указанных случаях в отчете должны содержаться поясняющие нарушения графики изменения технологических параметров;

в) информация о необходимости вмешательства оперативного персонала ТЭС во время контрольных испытаний с указанием причин этого вмешательства;

г) информация об экспериментальной оценке степени нечувствительности САРЧМ вверху и внизу регулировочного диапазона, о расчетной величине расширения «мертвой полосы» первичного регулирования в РЧВ (для электронных РЧВ) и ЧК, со ссылкой на графики, полученные при проведении контрольных испытаний;

д) оценка качества первичного регулирования при проверке работы САРЧМ в условиях знакопеременных отклонений частоты, со ссылкой на графики, полученные при проведении контрольных испытаний.

7.3.6. В разделе «Вывод» делается заключение о соответствии (несоответствии) результатов проверки генерирующего оборудования ТЭС Требованиям [1].

7.3.7. В разделе «Приложения» приводится следующая информация:

- а) рабочая программа контрольных испытаний;
- б) документы или выписки из них, использованные при выполнении документальной проверки, в том числе описание АСР основных технологических параметров генерирующего оборудования ТЭС;
- в) упрощенная тепловая схема генерирующего оборудования ТЭС (по станции в целом для ПСУ неблочной компоновки);
- г) графики и таблицы изменения технологических параметров во время проведения контрольных испытаний;
- д) утвержденные карты уставок технологических защит, блокировок и сигнализаций генерирующего оборудования ТЭС, а также информация об уставках задания стерегущих регуляторов минимального давления для генерирующего оборудования ТЭС с паровыми турбинами;
- е) данные (выписка) о величине и допустимых отклонениях параметров сетевой воды и производственного пара, в том числе в аварийных режимах работы энергосистемы, из договоров на теплоснабжение потребителей (для генерирующего оборудования теплофикационных ТЭС);
- ж) температурный график на дату проведения контрольных испытаний по проверке готовности к участию в ОПрЧ (для генерирующего оборудования ТЭС с теплофикацией);
- з) «снимки экранов» архивов предупредительной и аварийной технологической сигнализации за время контрольных испытаний для генерирующего оборудования ТЭС, оснащенного ПТК АСУ ТП.

**Приложение А****Требования к нормальному состоянию и недопустимые режимы работы генерирующего оборудования ТЭС на период участия в ОПРЧ**

На период участия в ОПРЧ режим работы генерирующего оборудования должен соответствовать требованиям нормального состояния, приведенным в настоящем приложении.

При отклонениях от нормального состояния, наличия несовместимых с эффективным участием в ОПРЧ режимов работы генерирующего оборудования необходимо в установленном порядке подавать диспетчерские заявки на временный вывод генерирующего оборудования из участия в ОПРЧ.

**А.1. Нормальное состояние АСР генерирующего оборудования ТЭС, участвующего в ОПРЧ**

А.1.1 На период участия ПСУ блочной компоновки в ОПРЧ в автоматическом режиме должны находиться следующие АСР и элементы САРЧМ:

- а) общестанционный уровень регуляторов:  
регуляторы давления и температуры после общестанционных РОУ, резервирующих тепловых потребителей (для теплофикационных ПСУ). РОУ должны находиться в горячем резерве, допускается перевод в автоматический режим действием оперативного персонала;
- б) для САУМ-1, САУМ-2 и иных схем управления с обратной связью по мощности:
  - КРМ;
  - ТРМ;
  - ЧК;
- в) для САУМ-У или иных аналогичных схем управления:
  - РД или РН<sub>рк</sub> с динамической блокировкой их действия при изменении частоты;
  - ЧК;
- г) для схем управления мощностью с РЧВ и регулятором давления за котлом (без воздействия автоматики на МУТ ПТУ) – РДК;
- д) регулятор ПТУ – РЧВ;
- е) регуляторы котла:
  - РТ или РТН, включая РЗМ, регуляторы давления (расхода) газа (мазута);
  - РОВ, а также его корректирующий контур (при наличии) по содержанию кислорода;
  - РПК;
  - РР;
  - регуляторы температуры свежего пара на выходе из котла;

– регуляторы температуры пара промперегрева на выходе из котла (при наличии промперегрева);

ж) регуляторы общешлюпочного вспомогательного оборудования:

– регулятор давления перегретого пара перед БРОУ (допускается работа регулятора в дистанционном режиме с переводом в автоматический режим действием технологических защит или блокировок);

– регулятор температуры пара за БРОУ (допускается работа регулятора в дистанционном режиме с переводом в автоматический режим действием технологических защит или блокировок).

А.1.2. На период участия ПСУ неблочной компоновки в ОПРЧ в автоматическом режиме должны находиться следующие АСР и элементы САРЧМ:

а) общешлюпочный уровень регуляторов:

– ГР, воздействующий на котлы, работающие в регулирующем режиме. Допускается работа в регулирующем режиме части котлов, при этом их суммарная паропроизводительность не должна быть менее 50 % от общей паропроизводительности всех работающих котлов;

– регуляторы давления и температуры после общешлюпочных РОУ, резервирующих тепловых потребителей. РОУ должны находиться в горячем резерве, допускается перевод в автоматический режим действием оперативного персонала.

б) регуляторы ПТУ:

– РЧВ;

– РМ ПТУ (при наличии);

– ЧК (при наличии РМ);

в) регуляторы котлов, работающих в регулирующем режиме:

– РТ или РТН, включая РЗМ, регуляторы давления (расхода) газа (мазута);

– РОВ, а также его корректирующие контуры (при наличии) по содержанию кислорода;

– РПК;

– Регуляторы разрежения (давления) вверху топки (РР);

– регуляторы температуры свежего пара на выходе из котлов.

А.1.3. На период участия автономных ГТУ в ОПРЧ в автоматическом режиме должны находиться следующие АСР и элементы САРЧМ:

а) РЧВ (при наличии);

б) РМ ГТУ (при наличии);

в) ЧК (при наличии РМ);

г) РТ;

д) регулятор температуры газов на выходе ГТУ;

е) регулятор положения ВНА.

А.1.4. На период участия ГТУ-ТЭЦ в ОПРЧ в автоматическом режиме должны находиться следующие АСР и элементы САРЧМ:

- а) регуляторы ГТУ:
  - РЧВ (при наличии);
  - РМ ГТУ (при наличии);
  - ЧК (при наличии РМ);
  - РТ;
  - регулятор температуры газов на выходе ГТУ;
  - регулятор положения ВНА;
- б) регуляторы КУ:
  - регуляторы питания всех контуров;
  - регуляторы температуры перегретого пара на выходе из КУ (для промышленных или комбинированных ГТУ-ТЭЦ);
- в) регуляторы общестанционного вспомогательного оборудования – регуляторы, обеспечивающие изменение тепловой нагрузки ГТУ-ТЭЦ независимо от электрической нагрузки ГТУ (например, АСР, обеспечивающих дожигание топлива в КУ и байпасирование выхлопных газов ГТУ в обход КУ).

А.1.5. На период участия ПГУ утилизационного типа (в том числе с дожиганием) в ОПРЧ в автоматическом режиме должны находиться следующие АСР и элементы САРЧМ:

- а) общестанционный уровень регуляторов – регуляторы давления и температуры после общестанционных РОУ, резервирующих тепловых потребителей (для теплофикационных ПГУ). РОУ должны находиться в горячем резерве, допускается перевод в автоматический режим действием оперативного персонала.
- б) общеблочный уровень регуляторов:
  - БРМ;
  - БЧК;
- в) регуляторы ГТУ:
  - РМ ГТУ;
  - ЧК ГТУ;
  - РТ;
  - регулятор температуры газов на выходе ГТУ;
  - регулятор положения ВНА;
- г) регулятор ПТУ – РЧВ ПТУ;
- д) регуляторы КУ:
  - РТ для КУ с дожиганием;
  - регуляторы питания всех контуров;
  - регуляторы температуры свежего пара на выходе из КУ;

- регуляторы температуры пара промперегрева на выходе из КУ (при наличии промперегрева);
- е) регуляторы общестанционного вспомогательного оборудования:
  - регуляторы давления перегретого пара перед БРОУ (допускается работа регуляторов в дистанционном режиме с переводом в автоматический режим действием технологических защит или блокировок);
  - регуляторы температуры перегретого пара за БРОУ (допускается работа регуляторов в дистанционном режиме с переводом в автоматический режим действием технологических защит или блокировок).

А.1.6. На период участия ПГУ надстроечного типа в ОПРЧ в автоматическом режиме должны находиться следующие АСР и элементы САРЧМ:

А.1.6.1. Общестанционный уровень регуляторов – регуляторы давления и температуры после общестанционных РОУ, резервирующих тепловых потребителей (для теплофикационных ПГУ). РОУ должны находиться в горячем резерве, допускается перевод в автоматический режим действием оперативного персонала.

А.1.6.2. Для ПГУ сбросного типа:

- а) общестанционный уровень регуляторов:
  - БРМ (при наличии);
  - БЧК (при наличии БРМ);
- б) регуляторы ГТУ:
  - РМ ГТУ;
  - ЧК ГТУ;
  - РТ;
  - регулятор температуры газов на выходе ГТУ;
  - регулятор положения ВНА;
- в) регуляторы ПСУ:
  - КРМ;
  - ТРМ;
  - ЧК.

А.1.6.3. Для ПГУ с параллельной схемой:

- а) общестанционный уровень регуляторов – ГР, воздействующий на котлы, работающие в регулирующем режиме. Паропроизводительность котлов, находящихся в регулирующем режиме, должна составлять не менее 70 % от общей паропроизводительности работающих котлов.
- б) регуляторы ГТУ:
  - РМ ГТУ;
  - ЧК ГТУ;
  - РТ;

- регулятор температуры газов на выходе ГТУ;
- регулятор положения ВНА;
- в) регуляторы ПТУ:
  - РЧВ ПТУ;
  - РМ ПТУ (при наличии);
  - ЧК (при наличии РМ);
- г) регуляторы котла:
  - РТ или РТН, включая РЗМ, регуляторы давления (расхода) газа (мазута);
  - РОВ, а также его корректирующий контур (при наличии) по содержанию кислорода;
  - РПК;
  - Регулятор разрежения (давления) вверху топки (РР);
  - регуляторы температуры свежего пара на выходе из котла;
  - регуляторы температуры пара промперегрева на выходе из котла (при наличии промперегрева);
- д) регуляторы КУ (для ПГУ с параллельной схемой):
  - регуляторы питания всех контуров;
  - регуляторы температуры свежего пара на выходе из КУ (для ПГУ с параллельной схемой);
- е) регуляторы общецелочного вспомогательного оборудования:
  - регуляторы давления перегретого пара перед БРОУ (допускается работа регуляторов в дистанционном режиме с переводом в автоматический режим действием технологических защит или блокировок);
  - регуляторы температуры перегретого пара за БРОУ (допускается работа регуляторов в дистанционном режиме с переводом в автоматический режим действием технологических защит или блокировок).

А.1.7. На период участия ГПА в ОПрЧ в автоматическом режиме должны находиться следующие АСР и элементы САРЧМ:

- РЧВ;
- РМ (при наличии);
- ЧК (при наличии РМ).

## **А.2 . Нормальное состояние настройки технологических защит, блокировок и АСР генерирующего оборудования ТЭС, участвующего в ОПрЧ**

А.2.1. Подсистема технологических защит и блокировок тепломеханического и электротехнического оборудования ТЭС, а также настройки работы АСР не должны приводить к ограничению величины или скорости первичного регулирования, нарушающего положения в отношении маневренности генерирующего оборудования ТЭС, установленные пунктами 24, 25, 28 Требований [1].

А.2.2. Нормы качества поддержания технологических параметров, учитываемые при расчете технологических защит и блокировок тепломеханического и электротехнического оборудования ТЭС, а также выборе настроек работы АСР должны устанавливаться на основе данных заводов – изготовителей оборудования, в максимальной степени используя доступную маневренность оборудования и возможности средств автоматического регулирования.

### **А.3 . Несовместимые с эффективным участием в ОПРЧ режимы работы генерирующего оборудования ТЭС**

Несовместимым с эффективным участием в ОПРЧ является использование регуляторов и режимов работы оборудования, препятствующих первичному регулированию:

а) работа турбинных регуляторов, препятствующих действию РЧВ в случае, если они не входят в состав САУМ (РД и положения РК);

б) работа генерирующего оборудования с установленными ограничителями мощности без наличия согласования соответствующих ограничений с АО «СО ЕЭС»;

в) работа генерирующего оборудования в режиме скользящего давления при полностью открытых клапанах турбины при частичных нагрузках, за исключением ПТУ в составе ПГУ утилизационного типа;

г) работа генерирующего оборудования ТЭС с ограниченным диапазоном изменения активной мощности, величиной менее 5 % номинальной (необходима подача заявки не временное неучастие в ОПРЧ);

д) работа генерирующего оборудования на резервном или аварийном топливе в случае его отличия от основного, если готовность к участию в ОПРЧ в таком режиме не подтверждена соответствующими контрольными испытаниями (необходима подача заявки не временное неучастие в ОПРЧ);

е) работа генерирующего оборудования на период участия в ОПРЧ с неполным составом вспомогательного оборудования, не обеспечивающим изменение нагрузки во всем заявленном регулировочном диапазоне.

## Приложение Б

### Перечни регистрируемых и архивируемых технологических параметров генерирующего оборудования ТЭС

Б.1. В настоящем приложении в таблицах Б.1 – Б.7 приведены перечни регистрируемых и архивируемых технологических параметров в зависимости от типа генерирующего оборудования ТЭС.

Б.2. Технологические параметры, относящиеся к обязательной категории, являются обязательными для регистрации и архивирования как при проведении контрольных испытаний, так и вовремя эксплуатации для целей мониторинга участия генерирующего оборудования ТЭС в ОПРЧ.

Б.3. Технологические параметры, относящиеся к дополнительной категории, должны регистрироваться и архивироваться при наличии АСУ ТП на базе ПТК.

Б.4. Технологические параметры одной группы должны быть представлены на одном графике совместно. В таблице Б.1 римскими цифрами отмечены группы для опытов согласно пункту 6.2.2 настоящих Методических указаний.

Таблица Б.1

Перечень регистрируемых и архивируемых параметров для ПСУ блочной компоновки

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков <sup>1</sup>
1	2	3	4
1	Фактическая активная мощность турбогенератора	Обязательный	I–VI, для пункта 6.2.3 <sup>2</sup> и пункта 6.2.4
2	Частота вращения ротора ПТУ (для электронных систем регулирования)	Обязательный	I, пункта 6.2.3 и пункта 6.2.4
3	Частота электрического тока на шинах ТЭС	Обязательный	I
4	Давление свежего пара перед турбиной	Дополнительный	II
5	Задание по давлению свежего пара перед турбиной	Дополнительный	II
6	Положение РК ВД турбины	Дополнительный	III
7	Положение поворотной диафрагмы (для теплофикационных ПСУ)	Дополнительный	III
8	Температура сетевой воды за головными задвижками ТЭС (для теплофикационных ПСУ)	Дополнительный	IV
9	Задание по температуре сетевой воды за головными задвижками ТЭС для теплофикационных ПСУ (при наличии)	Дополнительный	IV
10	Температура производственного пара на коллекторах ТЭС (для теплофикационных ПСУ с производственными отборами)	Дополнительный	IV
11	Задание по температуре производственного пара на коллекторах ТЭС для теплофикационных ПСУ (при наличии)	Дополнительный	IV
12	Давление производственного пара на коллекторах ТЭС (для теплофикационных ПСУ с производственными отборами)	Дополнительный	IV

<sup>1</sup> Группировка параметров приведена для проверок, проводимых согласно пункту 6.2.2 настоящих Методических указаний, за исключением отдельно оговоренных случаев.

<sup>2</sup> Здесь и далее по тексту приложения ссылки на структурные единицы текста относятся к настоящим Методическим указаниям.

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков <sup>1</sup>
1	2	3	4
13	Задание по давлению производственного пара на коллекторах ТЭС для теплофикационных ПСУ (при наличии)	Дополнительный	IV
14	Положение БРОУ (степень открытия)	Дополнительный	III
15	Положение РОУ, резервирующих тепловых потребителей (степень открытия)	Дополнительный	III
16	Суммарное задание мощности с учетом плановой и первичной мощности	Дополнительный	I, для пункта 6.2.3 и пункта 6.2.4
17	Плановое задание мощности ПТУ	Дополнительный	Для пункта 6.2.4
18	Уровень в барабане котла	Дополнительный	VII
19	Давление пара в барабане котла	Дополнительный	II
20	Содержание кислорода в уходящих газах	Дополнительный	VI
21	Задание по содержанию кислорода в уходящих газах	Дополнительный	VI
22	Расход топлива на котел	Дополнительный	VII
23	Расход питательной воды на котел	Дополнительный	VII
24	Расход воздуха на котел	Дополнительный	VI
25	Расход свежего пара на выходе из котла	Дополнительный	VII
26	Температура свежего пара перед турбиной	Дополнительный	II
27	Температура пара промперегрева перед турбиной (для турбин с промперегревом)	Дополнительный	II
28	Температура свежего пара на выходе из котла	Дополнительный	V
29	Задание по температуре свежего пара на выходе из котла	Дополнительный	V
30	Температура пара промперегрева на выходе из котла (для котлов с промперегревом)	Дополнительный	V
31	Задание по температуре пара промперегрева на выходе из котла (для котлов с промперегревом)	Дополнительный	V
32	Температура аэросмеси за мельницей (для котлов, работающих на угле)	Дополнительный	VI
33	Задание по температуре аэросмеси за мельницей (для котлов, работающих на угле)	Дополнительный	VI
34	Разрежение в топке котла (для котлов с уравновешенной тягой)	Дополнительный	VI
35	Задание по разрежению в топке котла (для котлов с уравновешенной тягой)	Дополнительный	VI
36	Давление в каждой секции конденсатора ПТУ (только для теплофикационных ПСУ)	Дополнительный	II
37	Величина возмущения имитатором отклонения частоты	Дополнительный	I, для пункта 6.2.3

Перечень регистрируемых и архивируемых параметров для ПСУ неблочной компоновки<sup>3</sup>

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	2	3	4
1	Фактическая активная мощность каждого включенного турбогенератора и суммарная активная мощность всех включенных турбогенераторов	Обязательный	I – VI, для пункта 6.2.3 и пункта 6.2.4
2	Частота вращения роторов ПТУ (для электронных систем регулирования)	Обязательный	I, для пункта 6.2.3 и пункта 6.2.4
3	Частота электрического тока на шинах ТЭС	Обязательный	I
4	Давление в точках общего паропровода, используемых в работе главного регулятора	Дополнительный	II
5	Задание по давлению в общем паропровode для главного регулятора	Дополнительный	II
6	Положение РК ВД турбин	Дополнительный	III
7	Температура сетевой воды за головными задвижками ТЭС	Дополнительный	IV
8	Задание по температуре сетевой воды за головными задвижками ТЭС (при наличии)	Дополнительный	IV
9	Температура производственного пара на коллекторах ТЭС	Дополнительный	IV
10	Задание по температуре производственного пара на коллекторах ТЭС (при наличии)	Дополнительный	IV
11	Давление производственного пара на коллекторах ТЭС	Дополнительный	IV
12	Задание по давлению производственного пара на коллекторах ТЭС (при наличии)	Дополнительный	IV
13	Положение поворотной диафрагмы (для теплофикационных ПТУ)	Дополнительный	III
14	Давление свежего пара перед каждой турбиной	Дополнительный	V
15	Суммарные задания мощности каждого включенного турбогенератора с учетом плановой и первичной мощности (для турбоагрегатов оснащенных РМ)	Дополнительный	I, для пункта 6.2.3 и пункта 6.2.4
16	Плановое задание мощности каждого турбогенератора (для турбоагрегатов оснащенных РМ)	Дополнительный	Для пункта 6.2.4
17	Уровни в барабанах котлов	Дополнительный	VII
18	Давление пара в барабане котла	Дополнительный	II
19	Содержание кислорода в уходящих газах котлов	Дополнительный	VI
20	Задание по содержанию кислорода в уходящих газах котлов	Дополнительный	VI
21	Расходы топлива на котлы	Дополнительный	VII
22	Расходы питательной воды на котлы	Дополнительный	VII
23	Расходы воздуха на котлы	Дополнительный	VI
24	Расход свежего пара на выходе из котлов	Дополнительный	VII
25	Температура свежего пара перед турбинами	Дополнительный	V
26	Температура свежего пара на выходе из котлов	Дополнительный	V
27	Задание по температуре свежего пара на выходе из котлов	Дополнительный	V
28	Температура аэросмеси за мельницей (для котлов, работающих на угле)	Дополнительный	VI
29	Задание по температуре аэросмеси за мельницей (для котлов, работающих на угле)	Дополнительный	VI

<sup>3</sup> Котельные параметры регистрируются только для котлов, принимающих участие в регулировании давления во время испытаний.

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	2	3	4
30	Разрежение в топке котла (для котлов с уравновешенной тягой)	Дополнительный	VI
31	Задание по разрежению в топке котла (для котлов с уравновешенной тягой)	Дополнительный	VI
32	Давление в каждой секции конденсаторов теплофикационных ПТУ	Дополнительный	V
33	Величина возмущения имитатором отклонения частоты (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта 6.2.3

Таблица Б.3

## Перечень регистрируемых и архивируемых параметров для автономных ГТУ

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	Фактическая активная мощность ГТУ	Обязательный	I – V, для пункта 6.2.3 и пункта 6.2.4
2	Частота вращения ротора ГТУ (для электронных систем регулирования)	Обязательный	I, для пункта 6.2.3 и пункта 6.2.4
3	Частота электрического тока на шинах ТЭС	Обязательный	I
4	Суммарное задание мощности ГТУ с учетом плановой и первичной мощности (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта 6.2.3 и пункта 6.2.4
5	Плановое задание мощности ГТУ	Дополнительный	I, для пункта 6.2.4
6	Температура газов за ГТУ	Дополнительный	II
7	Задание по температуре газов за ГТУ	Дополнительный	II
8	Расход топлива в ГТУ	Дополнительный	III
9	Давление топлива на входе в ГТУ	Дополнительный	V
10	Положение ВНА ГТУ	Дополнительный	II
11	Положение регулирующих топливных клапанов ГТУ	Дополнительный	III
12	Температура воздуха за КВОУ (перед компрессором)	Дополнительный	IV
13	Давление природного газа на входе в БППГ	Дополнительный	V
14	Давление природного газа на выходе из БППГ	Дополнительный	V
15	Температура окружающей среды (наружного воздуха)	Дополнительный	IV
16	Относительная влажность окружающего воздуха (наружного воздуха)	Дополнительный	IV
17	Давление окружающего воздуха (наружного воздуха)	Дополнительный	IV
18	Величина возмущения имитатором отклонения частоты (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта 6.2.3

Перечень регистрируемых и архивируемых параметров для ГТУ-ТЭЦ

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	Фактическая активная мощность ГТУ	Обязательный	I – VII, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
2	Частота вращения ротора ГТУ	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
3	Частота электрического тока на шинах ТЭС	Обязательный	I
4	Температура сетевой воды за головными задвижками ТЭС (для отопительных и комбинированных ГТУ-ТЭЦ)	Дополнительный	II
5	Задание по температуре сетевой воды за головными задвижками ТЭС (для отопительных и комбинированных ГТУ-ТЭЦ) на время испытаний (диспетчерский график)	Дополнительный	II
6	Расход сетевой воды за головными задвижками ТЭС (для отопительных и комбинированных ГТУ-ТЭЦ)	Дополнительный	II
7	Температура производственного пара на коллекторах ТЭС (для производственных и комбинированных ГТУ-ТЭЦ)	Дополнительный	III
8	Задание по температуре производственного пара на коллекторах ТЭС (для производственных и комбинированных ГТУ-ТЭЦ)	Дополнительный	III
9	Давление производственного пара на коллекторах ТЭС (для производственных и комбинированных ГТУ-ТЭЦ)	Дополнительный	III
10	Задание по давлению производственного пара на коллекторах ТЭС (для производственных и комбинированных ГТУ-ТЭЦ)	Дополнительный	III
11	Расход производственного пара на коллекторах ТЭС (для производственных и комбинированных ГТУ-ТЭЦ)	Дополнительный	III
12	Суммарное задание мощности ГТУ с учетом плановой и первичной мощности (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
13	Плановое задание мощности ГТУ	Дополнительный	I, для пункта 6.2.4
14	Температура газов за ГТУ	Дополнительный	IV
15	Задание по температуре газов за ГТУ	Дополнительный	IV
16	Расход топлива в ГТУ	Дополнительный	IV
17	Давление топлива на входе в ГТУ	Дополнительный	IV
18	Положение ВНА ГТУ	Дополнительный	V
19	Положение регулирующих топливных клапанов ГТУ	Дополнительный	V
20	Температура воздуха за КВОУ (перед компрессором)	Дополнительный	VI
21	Давление природного газа на входе в БППГ	Дополнительный	VII
22	Давление природного газа на выходе из БППГ	Дополнительный	VII

23	Задание по давлению природного газа на выходе из БППГ	Дополнительный	VII
24	Температура окружающей среды (наружного воздуха)	Дополнительный	VI
25	Относительная влажность окружающего воздуха (наружного воздуха)	Дополнительный	VI
26	Давление воздуха перед компрессором ГТУ	Дополнительный	VI
27	Величина возмущения имитатором отклонения частоты (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b> и пункта. <b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>

## Перечень регистрируемых и архивируемых параметров для ПГУ утилизационного типа

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	2	3	4
1	Фактическая активная мощность ПГУ	Обязательный	I – XII, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
2	Активная мощность ГТУ в составе ПГУ (кроме одновалвных ПГУ)	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
3	Активная мощность ПТУ в составе ПГУ (кроме одновалвных ПГУ)	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
4	Частота вращения роторов ГТУ	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
5	Частота вращения ротора ПТУ	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
6	Частота электрического тока на шинах ТЭС	Обязательный	I
7	Температура сетевой воды за головными задвижками ТЭС (для теплофикационных ПГУ)	Дополнительный	IV
8	Задание по температуре сетевой воды за головными задвижками ТЭС (для теплофикационных ПГУ) на время испытаний (диспетчерский график)	Дополнительный	IV
9	Температура производственного пара на коллекторах ТЭС для теплофикационных ПГУ	Дополнительный	V
10	Задание по температуре производственного пара на коллекторах ТЭС для теплофикационных ПСУ (при наличии)	Дополнительный	V
11	Давление производственного пара на коллекторах электростанции для теплофикационных ПГУ	Дополнительный	V
12	Задание по давлению производственного пара на коллекторах ТЭС для теплофикационных ПСУ (при наличии)	Дополнительный	V
13	Суммарное задание мощности ПГУ с учетом плановой и первичной мощности (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	2	3	4
			пункта. <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
14	Плановое задание мощности ПГУ	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта. <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
15	Температура газов за газовыми турбинами	Дополнительный	VI
16	Задание по температуре газов за ГТУ	Дополнительный	VI
17	Расход топлива в газовые турбины	Дополнительный	VI
18	Давление топлива на входе в ГТУ	Дополнительный	VI
19	Положение ВНА газовых турбин	Дополнительный	VII
20	Положение регулирующих топливных клапанов газовых турбин	Дополнительный	VII
21	Температура воздуха за КВОУ (перед компрессором)	Дополнительный	VIII
22	Давление природного газа на входе в БППГ	Дополнительный	IX
23	Давление природного газа на выходе из БППГ	Дополнительный	IX
24	Температура окружающей среды (наружного воздуха)	Дополнительный	VIII
25	Относительная влажность окружающего воздуха (наружного воздуха)	Дополнительный	VIII
26	Давление окружающего воздуха (наружного воздуха)	Дополнительный	VIII
27	Величина возмущения имитатором отклонения частоты (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>

Таблица Б.6

## Перечень регистрируемых и архивируемых параметров для ПГУ сбросного типа

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	2	3	4
1	Фактическая активная мощность ПГУ	Обязательный	I–XV, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
2	Активная мощность ПТУ в составе ПГУ	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
3	Активная мощность ГТУ в составе ПГУ	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	2	3	4
			пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
4	Частота вращения ротора ГТУ	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
5	Частота вращения ротора ПГУ	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
6	Частота электрического тока на шинах ТЭС	Обязательный	I
7	Положение РК ВД турбины	Дополнительный	II
8	Положение поворотной диафрагмы (для теплофикационных ПГУ)	Дополнительный	III
9	Давление свежего пара перед турбиной	Дополнительный	IV
10	Задание по давлению свежего пара перед турбиной	Дополнительный	IV
11	Температура сетевой воды за головными задвижками ТЭС (для теплофикационных ПГУ)	Дополнительный	V
12	Задание по температуре сетевой воды за головными задвижками ТЭС (для теплофикационных ПГУ) на время испытаний (диспетчерский график)	Дополнительный	V
13	Расход сетевой воды за головными задвижками ТЭС (для теплофикационных ПГУ)	Дополнительный	V
14	Температура производственного пара на коллекторах ТЭС (для теплофикационных ПГУ с производственными отборами)	Дополнительный	VI
15	Задание по температуре производственного пара на коллекторах ТЭС (для теплофикационных ПГУ с производственными отборами)	Дополнительный	VI
16	Давление производственного пара на коллекторах ТЭС (для теплофикационных ПГУ с производственными отборами)	Дополнительный	VI
17	Задание по давлению производственного пара на коллекторах ТЭС (для теплофикационных ПГУ с производственными отборами)	Дополнительный	VI
18	Расход производственного пара на коллекторах ТЭС (для теплофикационных ПГУ с производственными отборами)	Дополнительный	VI
19	Положение БРОУ (степень открытия)	Дополнительный	III
20	Положение РОУ (степень открытия)	Дополнительный	III
21	Суммарное задание мощности ГТУ с учетом плановой и первичной мощности (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
22	Плановое задание мощности ГТУ (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	2	3	4
			пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
23	Температура газов за ГТУ	Дополнительный	VII
24	Задание по температуре газов за ГТУ	Дополнительный	VII
25	Расход топлива в ГТУ	Дополнительный	VII
26	Давление топлива на входе в ГТУ	Дополнительный	VII
27	Положение ВНА ГТУ	Дополнительный	VIII
28	Положение регулирующих топливных клапанов ГТУ	Дополнительный	VIII
29	Температура воздуха за КВОУ (перед компрессором)	Дополнительный	IX
30	Давление природного газа на входе в БППГ	Дополнительный	X
31	Давление природного газа на выходе из БППГ	Дополнительный	X
32	Задание по давлению природного газа на выходе из БППГ	Дополнительный	X
33	Температура окружающей среды (наружного воздуха)	Дополнительный	IX
34	Относительная влажность окружающего воздуха (наружного воздуха)	Дополнительный	IX
35	Давление воздуха перед компрессором ГТУ	Дополнительный	IX
36	Давление пара в барабане котла (для барабанных котлов)	Дополнительный	IV
37	Положение РК СД турбины	Дополнительный	III
38	Суммарное задание мощности ПГУ с учетом плановой и первичной мощности (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
39	Суммарное задание мощности ПТУ с учетом плановой и первичной мощности (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
40	Плановое задание мощности ПТУ (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
41	Уровень в барабане котла (для барабанных котлов)	Дополнительный	XI
42	Задание по уровню в барабане котла (для барабанных котлов)	Дополнительный	XI
43	Содержание кислорода в уходящих газах	Дополнительный	XII
44	Задание по содержанию кислорода в уходящих газах	Дополнительный	XII
45	Расход топлива на котел	Дополнительный	XII
46	Расход питательной воды на котел	Дополнительный	XI
47	Расход воздуха на котел	Дополнительный	XII
48	Расход свежего пара на выходе из котла	Дополнительный	XI
49	Температура свежего пара перед турбиной	Дополнительный	XIII
50	Температура пара промперегрева перед турбиной (для турбин с промперегревом)	Дополнительный	XIII

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	2	3	4
51	Температура свежего пара на выходе из котла	Дополнительный	XIII
52	Задание по температуре свежего пара на выходе из котла	Дополнительный	XIII
53	Температура пара промперегрева на выходе из котла (для котлов с промперегревом)	Дополнительный	XIII
54	Задание по температуре пара промперегрева на выходе из котла (для котлов с промперегревом)	Дополнительный	XIII
55	Температура аэросмеси за мельницей (для котлов, работающих на угле)	Дополнительный	XIV
56	Задание по температуре аэросмеси за мельницей (для котлов, работающих на угле)	Дополнительный	XIV
57	Разрежение в топке котла (для котлов с уравновешенной тягой)	Дополнительный	XV
58	Задание по разрежению в топке котла (для котлов с уравновешенной тягой)	Дополнительный	XV
59	Давление в каждой секции конденсатора ПТУ	Дополнительный	IV
60	Величина возмущения имитатором отклонения частоты (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>

Таблица Б.7

## Перечень регистрируемых и архивируемых параметров для ГПА

№ п/п	Наименование технологического параметра	Категория параметра	Группа графиков
1	Фактическая активная мощность турбогенератора	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
2	Частота вращения коленчатого вала двигателя (для электронных систем регулирования)	Обязательный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>
3	Частота электрического тока на шинах ТЭС	Обязательный	I
4	Величина возмущения имитатором отклонения частоты (при наличии РМ)	Дополнительный	I, для пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b> и пункта <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>

**Приложение В****Перечень информации, содержащейся в технической документации, рассматриваемой при документальной проверке**

При выполнении документальной проверки согласно подразделу **Ошибка! Источник ссылки не найден.** настоящих Методических указаний используется следующая информация из технической документации:

а) описание генерирующего оборудования ТЭС и его упрощенной тепловой схемы, позволяющее идентифицировать его тип, основные технические характеристики (давление, температура и расход сред, установленную (номинальную) мощность, вид топлива (основной, резервный, аварийный) из действующих инструкций по эксплуатации;

б) режимные карты для основного технологического оборудования;

в) данные о регулировочном диапазоне и техническом минимуме генерирующего оборудования ТЭС из действующих инструкций по эксплуатации;

г) описание алгоритмов САРЧМ, включая информацию об ИОЧ и ЧК, и основных АСР технологических параметров генерирующего оборудования, указанных в подразделе А.1 приложения А к настоящим Методическим указаниям, структурные схемы, карты настроек из проектной документации, документации завода-изготовителя, действующих инструкций по эксплуатации. Описание алгоритмов регулирования должно объяснять алгоритм работы, позволять точно идентифицировать входные и выходные сигналы, элементы структурных схем;

д) данные по результатам последних испытаний РЧВ, выполненных в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей или для паровых турбин согласно МУ 34-70-062-83 [10]:

– о величине степени неравномерности (статизме) первичного регулирования (включая данные о наибольшем и наименьшем значении местных степеней неравномерности) с приложением экспериментально снятой статической характеристики по каналу регулирования частоты вращения ротора;

– о величине степени нечувствительности по частоте вращения ротора с приложением экспериментально снятой характеристики холостого хода;

е) краткое описание технических средств, на которых реализованы САРЧМ и основные АСР генерирующего оборудования, согласно перечню, приведенному в подразделе А.1 приложения А к настоящим Методическим указаниям, из проектной документации или руководств по эксплуатации;

ж) данные завода-изготовителя на генераторы и приводящие их в движение двигатели о возможности работы генерирующего оборудования ТЭС при частоте электрического тока отличной от номинальной;

з) данные об уставках технологических защит генератора по частоте электрического тока из соответствующей карты уставок в составе эксплуатационной документации;

и) данные об уставках технологических защит тепломеханического оборудования, уставках сигнализаций и блокировок из соответствующих карт в составе эксплуатационной документации;

к) инструкцию по предупреждению и ликвидации аварий на ТЭС и разделы инструкций по эксплуатации генерирующего оборудования ТЭС, содержащие указания по действиям персонала при отклонении частоты в энергосистеме;

л) документы, подтверждающие точность измерения активной мощности и частоты электрического тока:

1) руководства по эксплуатации, действующие свидетельства о поверке (калибровке) или паспорта с действующей отметкой о поверке (калибровке) заводом-изготовителем:

- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- измерительных преобразователей мощности;
- измерительных преобразователей частоты;
- модулей ввода аналоговых сигналов в ПТК;
- ваттметров, используемых на щитах управления ТЭС для оперативного

контроля;

2) полные электрические или принципиальные схемы ИК активной мощности;

м) документы, устанавливающие порядок проведения мониторинга участия генерирующего оборудования ТЭС в ОПРЧ в соответствии с Методикой мониторинга [8];

н) архивные данные, подтверждающие фактическое проведение на ТЭС мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ;

о) перечень регистрируемых и архивируемых системой контроля и управления генерирующего оборудования ТЭС (электростанции) технологических параметров с их описанием;

п) данные (выписку) о величине и допустимых отклонениях параметров сетевой воды и производственного пара, в том числе в аварийных режимах работы энергосистемы, из договоров на теплоснабжение потребителей (для генерирующего оборудования теплофикационных ТЭС);

р) краткую характеристику тепловых нагрузок теплофикационных ТЭС, на которых установлено генерирующее оборудование (структура, распределения в течение года, использование генерирующего оборудования при ее покрытии);

**Важно!** В случае отсутствия каких-либо из указанных в настоящем приложении документов или отсутствия в них необходимой для выполнения документальной

проверки информации собственник генерирующего оборудования должен направить соответствующие запросы заводам-изготовителям или поставщика оборудования и технических средств АСУ ТП.

## Приложение Г

### Способы нанесения имитационных возмущений при проведении контрольных испытаний генерирующего оборудования ТЭС

При проведении контрольных испытаний нанесение имитационных возмущений можно выполнять одним из приведенных ниже способов в зависимости от схемы управления мощностью генерирующего оборудования ТЭС.

#### Г.1. Нанесение возмущений при помощи МУТ

Г.1.1. До проведения контрольных испытаний на подготовительном этапе необходимо определить величину возмущающих воздействий, соответствующих 10 % изменению активной мощности генерирующего оборудования ТЭС путем постепенного (в 2–3 приема) прикрытия (открытия) РК ПТУ с выдержками на каждой ступени до восстановления давления свежего пара.

Г.1.2. Оценочное определение величины возмущающих воздействий на МУТ необходимо проводить перед каждой серией опытов (вверху и внизу регулировочного диапазона).

Г.1.3. Во время контрольных испытаний возмущающие воздействия следует выполнять путем *однократного* ступенчатого перемещения регулирующих клапанов турбины на величину, соответствующую изменению активной мощности на  $\pm 10\% P_{\text{ном}}$ . Допускается отклонение от требуемой величины возмущающих воздействий при помощи МУТ в пределах  $\pm 2\% P_{\text{ном}}$ . При превышении допустимых отклонений опыты необходимо выполнять повторно. Перемещение клапанов следует осуществлять 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.

Г.1.4. Схемы нанесения имитационных возмущений при помощи МУТ для различных типов генерирующего оборудования ТЭС приведены на рисунках Г.2, Г.3, Г.4, Г.7в, Г.8в.

#### Г.2. Нанесение возмущений при помощи ИОЧ

Г.2.1. Величину возмущения ИОЧ для требуемого значения первичной мощности следует определять по следующим формулам:

а) в Гц

$$\Delta f_{\text{им}} = -\frac{P_n}{200} \cdot S \quad (\text{Г.1});$$

б) в об/мин

$$\Delta f_{\text{им}} = -0,3 \cdot P_n \cdot S \quad (\text{Г.2}),$$

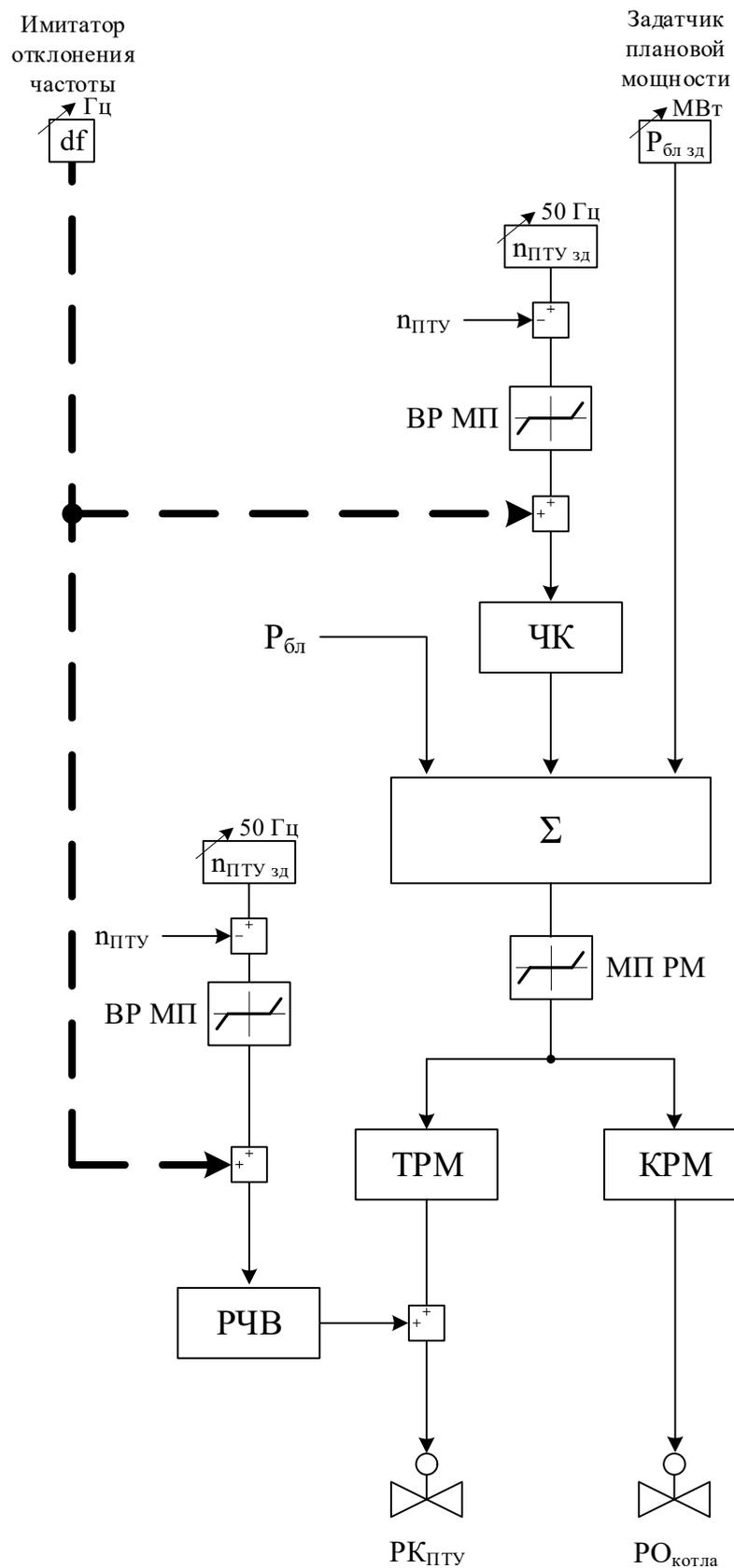
где  $\Delta f_{им}$  – величина возмущения имитатором отклонения частоты, Гц или об/мин;

$P_n$  – требуемая первичная мощность, %;

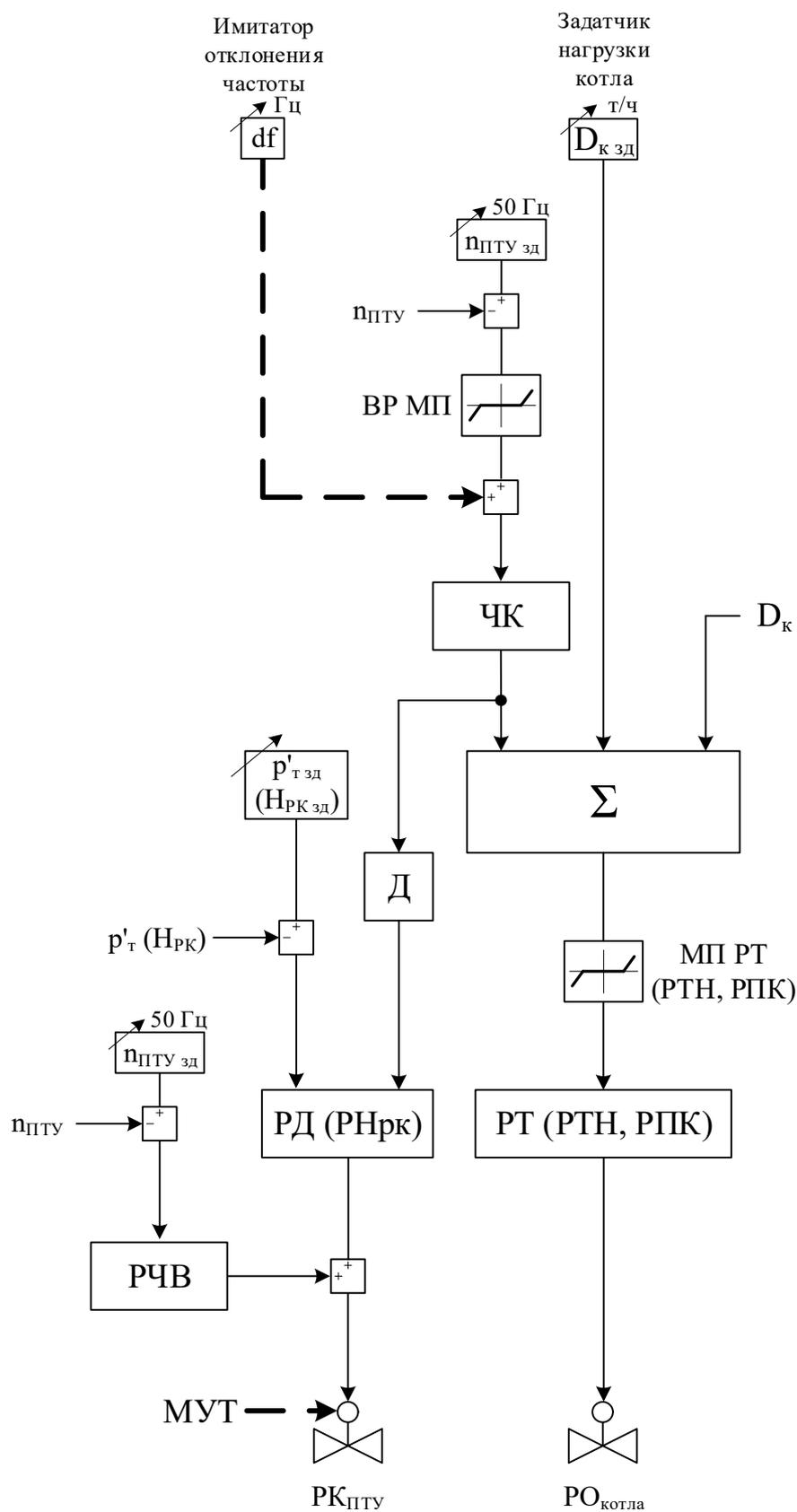
$S$  – статизм первичного регулирования, %.

Г.2.2. Схемы нанесения имитационных возмущений при помощи ИОЧ для различных типов генерирующего оборудования ТЭС приведены на рисунках Г.1, Г.2, Г.4, Г.5, Г.6, Г.7а, Г.7б, Г.8а, Г.8б.

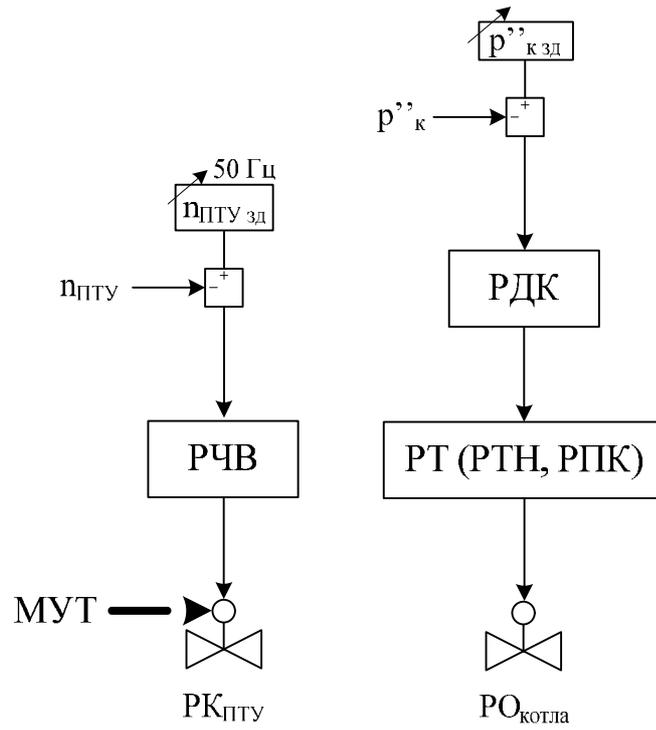
Д.2.3. В структуре САРЧМ ПГУ утилизационного типа с ПТУ, работающих на скользящих параметрах, допускается нанесение возмущения по отклонению частоты только в схемы управления ГТУ (рисунок Г.5).



**Рисунок Г.1. Схема нанесения имитационных возмущений для ПСУ блочной компоновки с РМ и электронным РЧВ**



**Рисунок Г.2. Схема нанесения имитационных возмущений для ПСУ блочной компоновки с САУМ – У (без РМ)**



**Рисунок Г.3. Схема нанесения имитационных возмущений для ПСУ блочной компоновки с управлением мощностью от РЧВ и РДК**

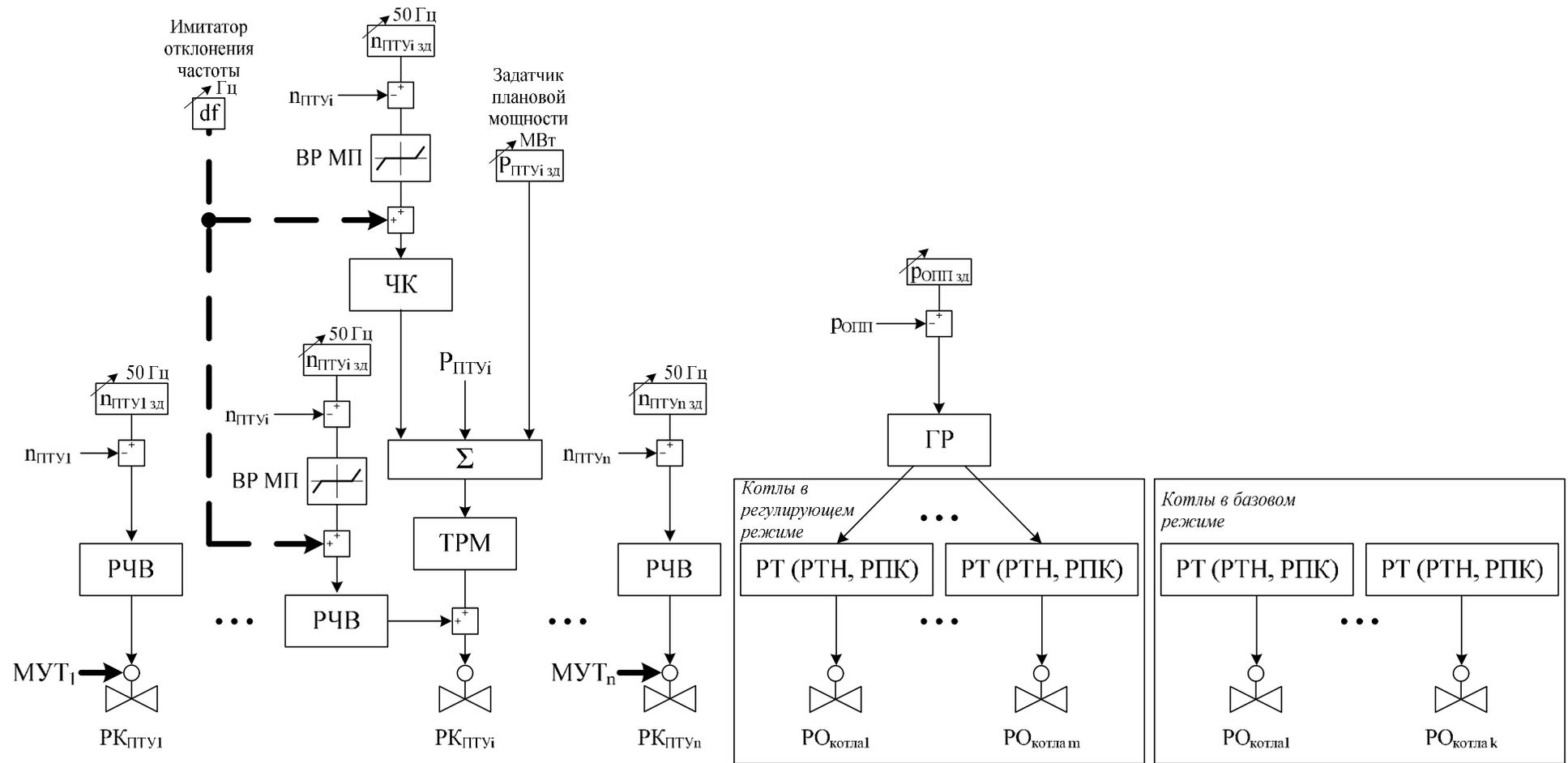


Рисунок Г.4. Схема нанесения имитационных возмущений для ПСУ неблочной компоновки

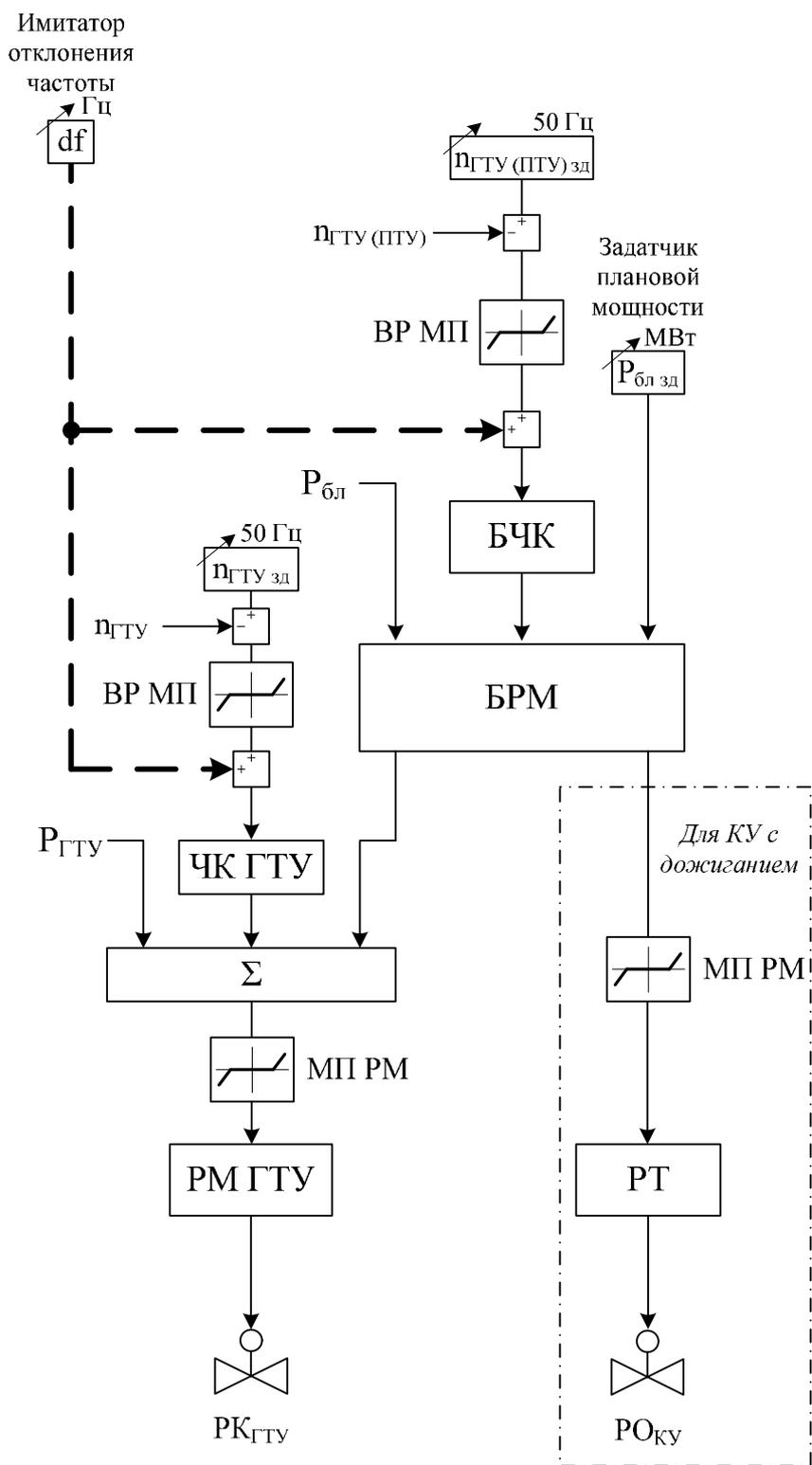


Рисунок Г.5. Схема нанесения имитационных возмущений для ПГУ утилизационного типа

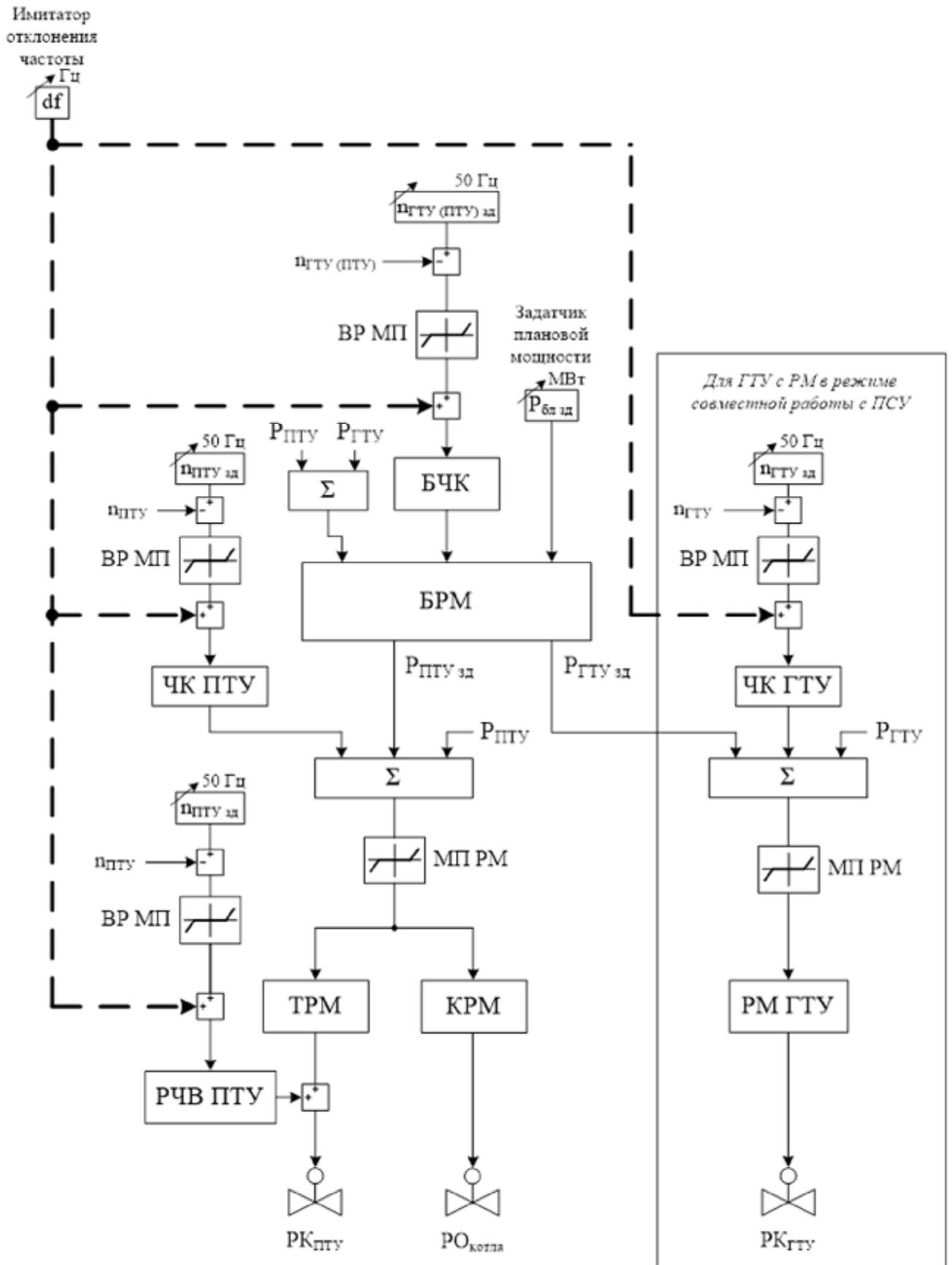
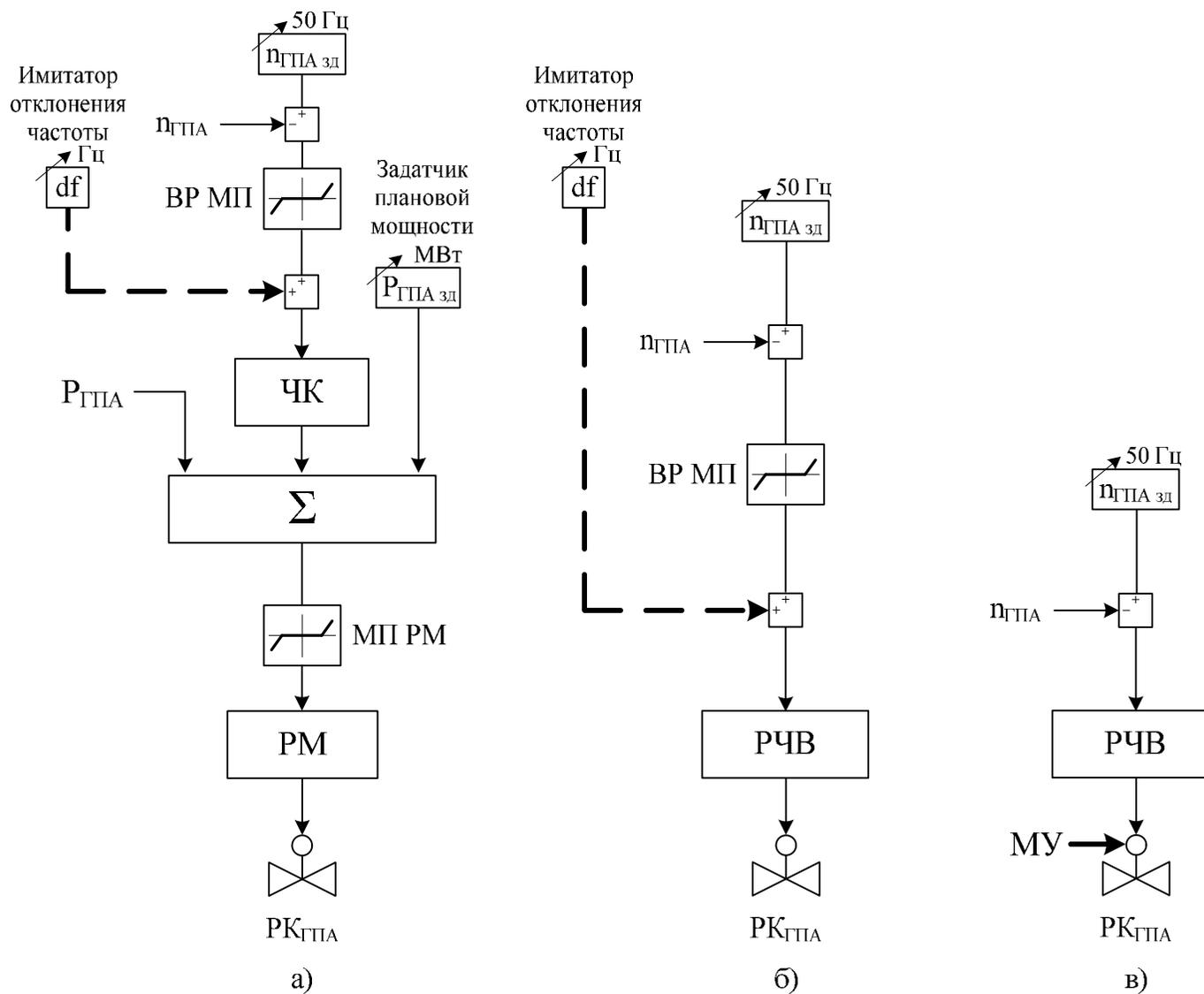


Рисунок Г.6. Схема нанесения имитационных возмущений для ПГУ со сбросом выхлопных газов ГТУ в котел ПСУ





а) с РМ и ИОЧ; б) без РМ с ИОЧ; в) без РМ и ИОЧ

**Рисунок Г.8. Схема нанесения имитационных возмущений для ГПА**

## Приложение Д

**Показатели качества регулирования основных технологических параметров  
ПСУ в стационарном режиме и режиме со скачкообразным изменением  
нагрузки на 10 %**

Таблица Д.1

Предельно допустимые значения показателей качества регулирования основных технологических параметров согласно ГОСТ 28269-89 [11]

Наименование параметра	Предельное отклонение в стационарном режиме	Предельное отклонение при изменении нагрузки на 10% $P_{ном}$
Давление свежего пара перед турбиной $P'_т$ или в главном паропроводе $P'_{гпп}$ (только в режиме постоянного давления и в тех случаях, когда оно поддерживается котельной автоматикой), %: – для прямоточных котлов; – для барабанных котлов	$\pm 2$ $\pm 2$	5 3
Расход пара на выходе из котла $D_k$ (в тех случаях, когда оно поддерживается котельной автоматикой), %	$\pm 3$	-
Температура свежего пара на выходе из котла $t'_{св}$ (в указанном ТУ (ТЗ) диапазоне нагрузок), °С (%)	( $\pm 1$ )	8
Температура пара промежуточного перегрева на выходе из котла $t''_{пп}$ (в указанном ТУ (ТЗ) диапазоне нагрузок), °С (%)	( $\pm 1$ )	10
Уровень воды в барабане котла $H_6$ , мм	$\pm 20$	50
Содержание кислорода в дымовых газах $O_2$ , %: – для мазутных котлов при малых избытках воздуха; – для остальных котлов	$\pm 0,2$ $\pm 1,0$	0,3 2,0
Разрежение вверху топки котла $S_t$ , Па	$\pm 20$	30

Таблица Д.2

Предельно допустимые значения показателей качества регулирования основных технологических параметров систем теплоснабжения согласно Правилам технической эксплуатации [2]

Наименование параметра	Максимально допустимые отклонения
Температура воды за головными задвижками электростанции, поступающей в тепловую сеть $t_{св}$ , %	$\pm 3$
Температура производственного пара на коллекторах электростанции, %	$\pm 5$
Давление производственного пара на коллекторах электростанции, %	$\pm 5$

Таблица Д.3

Предельно допустимые значения отклонения параметров свежего пара и температуры промежуточного перегрева пара от их номинальных значений при длительной работе в стационарном режиме для ПТУ мощностью от 50 до 1600 МВт согласно ГОСТ 24278-2016 [12]

Параметры свежего пара				Температура промежуточного перегрева пара	
Абсолютное давление, МПа		Температура, °С		°С	
Номинальное значение	Предельное отклонение	Номинальное значение	Предельное отклонение	Номинальное значение	Предельное отклонение
12,8	±0,5*	555	+5 -10	–	–
		540		540	+5 -10
		565		565	
17,0		540		540	
560		560			
23,5		540		540	
		560	560		

\* При работе на скользящем давлении уровень допустимого снижения давления свежего пара устанавливают в нормативно-технической документации

## Приложение Е

**Бланки-таблицы изменения технологических параметров  
генерирующего оборудования ТЭС**

Таблица Е.1

Бланк-таблица для ПСУ блочной компоновки

Электростанция: \_\_\_\_\_

Станционные номера ПТУ, котлов, участвовавших в испытаниях: \_\_\_\_\_

Дата испытаний: \_\_\_\_\_

№ опыта	№ рисунка / бланка-графика с опытом	Наименование параметра	Значение в указанный момент времени		
			начальное	через 15 с	через 5 (6) мин
1		Фактическая активная мощность ПСУ, МВт			
		Относительное изменение активной мощности ПСУ ( $\Delta P_{п}$ ), %	—		
...					
8		Фактическая активная мощность ПСУ, МВт			
		Относительное изменение активной мощности ПСУ ( $\Delta P_{п}$ ), %	—		

$$\Delta P_{п} = \frac{\Delta P}{P_{ном}} \cdot 100 \% \text{ – относительная величина первичной мощности, \%},$$

где  $\Delta P$  – отклонение величины активной мощности от исходного значения, МВт;

$P_{ном}$  – установленная (номинальная) мощность, МВт.

## Бланк-таблица для ПСУ неблочной компоновки

Электростанция: \_\_\_\_\_

Станционные номера ПТУ, котлов, участвовавших в испытаниях: \_\_\_\_\_

Дата испытаний: \_\_\_\_\_

№ опыта	№ рисунка / бланка-графика с опытом	Наименование параметра	Значение в указанный момент времени		
			начальное	через 15 с	через 7 мин
1		Суммарная мощность ПСУ, МВт			
		Относительное изменение суммарной мощности ПСУ ( $\Delta P_{\text{п}}$ ), %	—		
		Фактическая активная мощность ПТУ № ____, МВт			
		Относительное изменение активной мощности ПТУ № ____, ( $\Delta P_{\text{п №}}$ ), %	—		
...					
8		Суммарная мощность ПСУ, МВт			
		Относительное изменение суммарной мощности ПСУ ( $\Delta P_{\text{п}}$ ), %	—		
		Фактическая активная мощность ПТУ № ____, МВт			
		Относительное изменение активной мощности ПТУ № ____, ( $\Delta P_{\text{п №}}$ ), %	—		

$\Delta P_{\text{п } i} = \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} \cdot 100 \%$  – относительная величина первичной мощности  $i$ -ой ПТУ (ПСУ), %,

где  $\Delta P_i$  – отклонение величины активной мощности  $i$ -ой ПТУ (ПСУ) от исходного значения, МВт;

$P_{\text{ном}}$  – установленная (номинальная) мощность, МВт.

## Бланк-таблица для автономной ГТУ (ГТУ-ТЭЦ)

Электростанция: \_\_\_\_\_

Станционный номер ГТУ, КУ, участвовавших в испытаниях: \_\_\_\_\_

Дата испытаний: \_\_\_\_\_

№ опыта	№ рисунка / бланка-графика с опытом	Наименование параметра	Значение в указанный момент времени			
			начальное	через 15 с	через 30 с	через 2 мин
1		Фактическая активная мощность ГТУ, МВт				
		Относительное изменение активной мощности ГТУ ( $\Delta P_{\text{п}}$ ), %	—			
...						
8		Фактическая активная мощность ГТУ, МВт				
		Относительное изменение активной мощности ГТУ ( $\Delta P_{\text{п}}$ ), %	—			

$\Delta P_{\text{п}} = \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} \cdot 100 \%$  – относительная величина первичной мощности, %,

где  $\Delta P$  – отклонение величины активной мощности от исходного значения, МВт;

$P_{\text{ном}}$  – установленная (номинальная) мощность, МВт.

## Бланк-таблица для ПГУ утилизационного типа

Электростанция: \_\_\_\_\_

Станционный номер ГТУ, ПГУ и КУ, участвовавших в испытаниях: \_\_\_\_\_

Дата испытаний: \_\_\_\_\_

№ опыта	№ рисунка / бланка-графика с опытом	Наименование параметра	Значение в указанный момент времени			
			начальное	через 15 с	через 30 с	через 2 мин
1		Фактическая активная мощность ПГУ, МВт				
		Относительное изменение активной мощности ПГУ ( $\Delta P_{\text{п}}$ ), %	—			
...						
8		Фактическая активная мощность ПГУ, МВт				
		Относительное изменение активной мощности ПГУ ( $\Delta P_{\text{п}}$ ), %	—			

$$\Delta P_{\text{п}} = \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} \cdot 100 \% \text{ – относительная величина первичной мощности, \%},$$

где  $\Delta P$  – отклонение величины активной мощности от исходного значения, МВт;

$P_{\text{ном}}$  – установленная (номинальная) мощность, МВт.

Бланк-таблица для ПГУ надстроечного типа с ПСУ блочной компоновки

Электростанция: \_\_\_\_\_

Станционные номера ПТУ, ГТУ, котлов, участвовавших в испытаниях: \_\_\_\_\_

Дата испытаний: \_\_\_\_\_

№ опыта	№ рисунка / бланка-графика с опытом	Наименование параметра	Значение в указанный момент времени		
			начальное	через 15 с	через 5 (6) мин
1		Фактическая активная мощность ПГУ, МВт			
		Относительное изменение активной мощности ПГУ ( $\Delta P_{п}$ ), %	—		
...					
8		Фактическая активная мощность ПГУ, МВт			
		Относительное изменение активной мощности ПГУ ( $\Delta P_{п}$ ), %	—		

$$\Delta P_{п} = \frac{\Delta P}{P_{ном}} \cdot 100 \% \text{ – относительная величина первичной мощности, \%},$$

где  $\Delta P$  – отклонение величины активной мощности от исходного значения, МВт;

$P_{ном}$  – установленная (номинальная) мощность, МВт.

## Бланк-таблица для ГПА

Электростанция: \_\_\_\_\_

Станционный номер ГПА, участвовавших в испытаниях: \_\_\_\_\_

Дата испытаний: \_\_\_\_\_

№ опыта	№ рисунка / бланка-графика с опытом	Наименование параметра	Значение в указанный момент времени	
			начальное	через 1 мин
1		Фактическая активная мощность ГПА, МВт		
		Относительное изменение активной мощности ГПА ( $\Delta P_{\text{п}}$ ), %	–	
...				
8		Фактическая активная мощность ГПА, МВт		
		Относительное изменение активной мощности ГПА ( $\Delta P_{\text{п}}$ ), %	–	

$$\Delta P_{\text{п}} = \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} \cdot 100 \% \text{ – относительная величина первичной мощности, \%},$$

где  $\Delta P$  – отклонение величины активной мощности от исходного значения, МВт;

$P_{\text{ном}}$  – установленная (номинальная) мощность, МВт.

Таблица Е.7

Бланк-таблица зарегистрированных технологических параметров для ПСУ блочной компоновки, ПГУ сбросного типа

Электростанция: \_\_\_\_\_

Станционные номера оборудования, участвовавшего в испытаниях: \_\_\_\_\_

Дата испытаний: \_\_\_\_\_

Начало таблицы Е.7

№ опыта	№ рис. с опытом	Наименование параметра	Значение параметра <sup>1)</sup>							Уставка технологической защиты (ограничение) согласно ИЭ по оборудованию <sup>2)</sup>		
			нач. <sup>3)</sup>	кон. <sup>4)</sup>	мин. <sup>5)</sup>	макс. <sup>6)</sup>	факт. задан. до возмущения (значение по режим. карте котла, инструкции эксплуатации турбины)	максимальное отклонение от задания в установившемся режиме при неизменном задании до возмущения <sup>7)</sup> в переходном режиме при скачкообразном изменении нагрузки на 10% <sup>8)</sup>	допустимое максимальное отклонение от задания в стационарном режиме / при изменении нагрузки на 10% Рном <sup>9)</sup>	на ↑	на ↓	Пояснение к уставке (ограничению)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1		Регистрируемый параметр 1, ед. изм. <sup>10)</sup>										
		Уровень в барабане котла (10HAD00CL901), мм <sup>11)</sup>	2,57	4,81	-53,72	13,54	0,00 (0,00)	2,57	± 20	200	-100	Останов котла
								-53,72	± 50			
...												
...												

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
8		Регистрируемый параметр 1, ед. изм. <sup>10)</sup>										
		Регистрируемый параметр 2, ед. изм. <sup>10)</sup>										
...												

<sup>1)</sup> Пояснения по заполнению столбцов «Значение параметра» приведены на рисунках Е.1, Е.2.

<sup>2)</sup> Столбцы заполняются значениями из карты уставок технологических защит или значениями ограничений, приведенных в соответствующих ИЭ по оборудованию.

<sup>3)</sup> Столбец заполняется значениями с максимальным (по модулю) отклонением зарегистрированного параметра от заданного значения (или указанного в режимной карте, или в ИЭ по оборудованию) на 3-х минутном участке стабилизации до нанесения возмущения в соответствующем опыте, для разрежения в топке котла столбец заполняется усредненными значениями на 3-х минутном участке стабилизации до нанесения возмущения.

<sup>4)</sup> Столбец заполняется значениями с максимальным (по модулю) отклонением зарегистрированного параметра от заданного значения (или указанного в режимной карте, или в ИЭ по оборудованию) на участке стабилизации после завершения переходного процесса в соответствующем опыте.

<sup>5)</sup> Столбец заполняется минимальными значениями зарегистрированного параметра, достигнутыми при переходном процессе в соответствующем опыте.

<sup>6)</sup> Столбец заполняется максимальными значениями зарегистрированного параметра, достигнутыми при переходном процессе в соответствующем опыте.

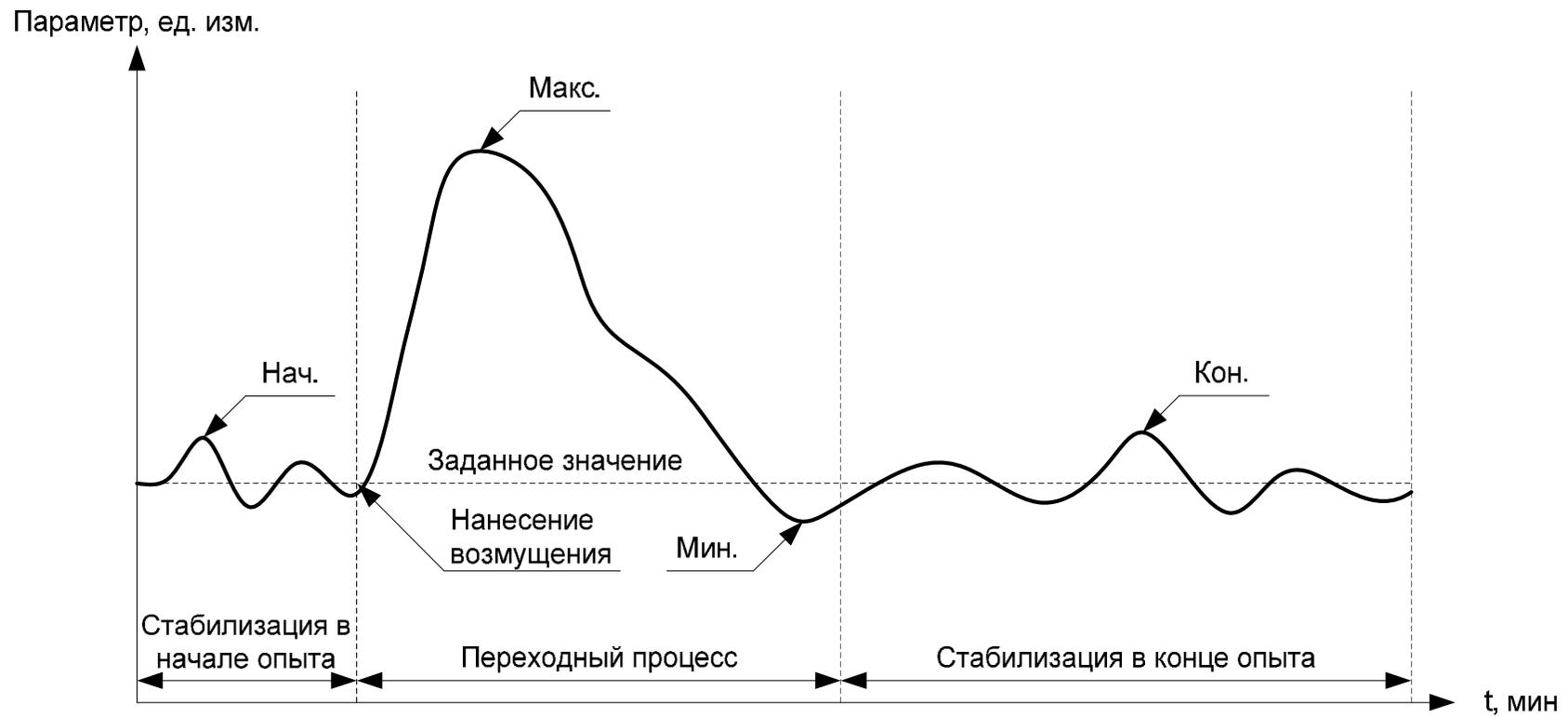
<sup>7)</sup> Столбец заполняется значениями разности начального значения (нач.) и заданного значения на момент нанесения возмущения (или указанного в режимной карте, или в ИЭ по оборудованию при его отсутствии). **В случае превышения допустимых отклонений значения в столбце выделяются жирным шрифтом.**

<sup>8)</sup> Столбец заполняется значениями с максимальным (по модулю) отклонением зарегистрированного параметра от заданного значения после нанесения возмущения (или указанного в режимной карте, или в ИЭ по оборудованию) при переходном процессе в соответствующем опыте. **В случае превышения допустимых отклонений значения в столбце выделяются жирным шрифтом.**

<sup>9)</sup> Столбец заполняется показателями качества переходного процесса согласно таблиц Д.1 (показатели для стационарного режима работы оборудования и для скачкообразного изменения нагрузки на 10%), Д.2 (для теплофикационного генерирующего оборудования ТЭС), Д.3 (допустимые отклонения в стационарном режиме для ПТУ) приложения Д к настоящим Методическим указаниям.

<sup>10)</sup> Бланк-таблица заполняется значениями зарегистрированных технологических параметров, приведенных в таблицах Б.1 – Б.7 приложения Б к настоящим Методическим указаниям для соответствующего типа генерирующего оборудования ТЭС, по которым имеются требования к качеству переходных процессов согласно приложению Д к настоящим Методическим указаниям или ограничения (защиты) согласно ИЭ по оборудованию.

<sup>11)</sup> Пример заполнения таблицы



**Рисунок Е.1. Уточняющий рисунок по заполнению бланка-таблицы зарегистрированных технологических параметров, которые остаются неизменными во всем регулировочном диапазоне генерирующего оборудования**



**Рисунок Е.2. Уточняющий рисунок по заполнению бланка-таблицы зарегистрированных технологических параметров, которые изменяются в зависимости от нагрузки в регулировочном диапазоне генерирующего оборудования**

## Бланк-таблица зарегистрированных технологических параметров для ПСУ неблочной компоновки

Электростанция: \_\_\_\_\_

Станционные номера оборудования, участвовавшего в испытаниях: \_\_\_\_\_

Дата испытаний: \_\_\_\_\_

Начало таблицы Е.8

№ опыта	№ рис. с опытом	Наименование параметра	Значение параметра <sup>1)</sup>							Уставка технологической защиты/ ограничение согласно ИЭ по оборудованию <sup>2)</sup>		
			нач.	кон.	мин.	макс.	факт. задан. до возмущения (значение по режим. картам котлов, по инструкциям по эксплуатации турбин, по температурному графику)	максимальное отклонение от задания в установившемся режиме при неизменном задании до возмущения / в переходном режиме при скачкообразном изменении нагрузки на 10%	допустимое максимальное отклонение от задания в стационарном режиме / при изменении нагрузки на 10% Рном	на ↑	на ↓	Пояснение к уставке (ограничению)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1		Регистрируемый параметр 1, ед. изм. <sup>3)</sup>										
		Регистрируемый параметр 2, ед. изм. <sup>3)</sup>										
		...										
		...										

Окончание таблицы Е.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
8		Регистрируемый параметр 1, ед. изм. <sup>3)</sup>										
		Регистрируемый параметр 2, ед. изм. <sup>3)</sup>										
	...											

<sup>1)</sup> Пояснения по заполнению столбцов «Значение параметра» приведены на рисунках Е.1, Е.2.

<sup>2)</sup> Столбцы заполняются значениями из карты уставок технологических защит или значениями ограничений, приведенных в соответствующих ИЭ по оборудованию.

<sup>3)</sup> Бланк-таблица заполняется значениями зарегистрированных технологических параметров, приведенных в таблицах Б.1 – Б.7 приложения Б к настоящим Методическим указаниям для соответствующего типа генерирующего оборудования ТЭС, по которым имеются требования к качеству переходных процессов согласно приложению Д к настоящим Методическим указаниям или ограничения (защиты) согласно ИЭ по оборудованию

Бланк-таблица зарегистрированных технологических параметров для автономной ГТУ (ГТУ-ТЭЦ), ПГУ  
утилизационного типа

Электростанция: \_\_\_\_\_

Станционные номера ГТУ, ПТУ и КУ, участвовавших в испытаниях: \_\_\_\_\_

Дата испытаний: \_\_\_\_\_

*Начало таблицы Е.9*

№ опыта	№ рис. с опытом	Наименование параметра	Значение параметра <sup>1)</sup>					Уставка технологической защиты (ограничение) согласно ИЭ по оборудованию <sup>2)</sup>		
			нач.	кон.	мин.	макс.	факт. задан. до возмущения (значение по режим. карте ГТУ, ПТУ или КУ)	на ↑	на ↓	Пояснение к уставке (ограничению)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1		Регистрируемый параметр 1, ед. изм. <sup>3)</sup>								
		Регистрируемый параметр 2, ед. изм. <sup>3)</sup>								
		...								
		...								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8		Регистрируемый параметр 1, ед. изм. <sup>3)</sup>								
		Регистрируемый параметр 2, ед. изм. <sup>3)</sup>								
	...									
<p><sup>1)</sup> Пояснения по заполнению столбцов «Значение параметра» приведены на рисунках Е.1, Е.2.</p> <p><sup>2)</sup> Столбцы заполняются значениями из карты уставок технологических защит или значениями ограничений, приведенных в соответствующих ИЭ по оборудованию.</p> <p><sup>3)</sup> Бланк-таблица заполняется значениями следующих зарегистрированных технологических параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– давление природного газа (топлива) на входе в БППГ;</li> <li>– давление природного газа (топлива) на выходе из БППГ;</li> <li>– температура выхлопных газов за (на выходе) ГТУ</li> </ul>										

Бланк-таблица оценки степени нечувствительности САРЧМ

№ опыта	1	2	...	...	...	...
Исходная нагрузка, МВт <sup>1)</sup>						
Возмущение, мГц	± 5	± 10		± 5	± 10	
Наличие реакции во всех четырех опытах <sup>2)</sup>						
Оценка степени нечувствительности САРЧМ <sup>3)</sup>	___ мГц					
Фактическое значение «мертвой полосы»	(50,000 ± ___) Гц					
Требуемое значение «мертвой полосы»	Не более (50,000 ± 0,075) Гц					
<sup>1)</sup> Указываются значения исходной нагрузки, на которой проводятся опыты по проверке динамики первичного регулирования. <sup>2)</sup> При отсутствии реакции во всех четырех опытах в соответствующей графе следует ставить «-», при наличии реакции во всех четырех опытах в соответствующей графе следует ставить «+». <sup>3)</sup> В графе указывается максимальное из значений оценки степени нечувствительности САРЧМ на разных нагрузках						

Бланк-таблица результатов проведенной документальной проверки

№ п/п	Наименование проверяемого требования <sup>1)</sup>	Фактическое исполнение <sup>2)</sup>	Требуемое исполнение <sup>3)</sup>	Документация и расчеты, подтверждающие соответствие требованиям <sup>4)</sup>	Результат проверки <sup>5)</sup>			Примечание <sup>9)</sup>
					Формальный контроль <sup>6)</sup>	НТК или НПК <sup>7)</sup>	Взаимный контроль <sup>8)</sup>	
1	<b>Наименование подраздела документальной проверки Методических указаний</b>							
1.1	Величина регулировочного диапазона <sup>10)</sup>	120–200 МВт 40 % P <sub>ном</sub>	Не менее 10 % P <sub>ном</sub>	Производственная инструкция по эксплуатации энергоблока ст. № 1 ... ТЭЦ. Номер ИЭ-2 от 12.04.2014	+	+	+	Подраздел А.1, стр. 10 приложения А
...	...							
11	<b>Наименование подраздела документальной проверки Методических указаний</b>							
11.1	Настройка статизма ЧК <sup>10)</sup>	5 %	4–5 %	Видеокадр «Блочный регулятор мощности» от 20.01.2022	Не ведется	+	Не ведется	Подраздел Б.1 Приложения Б
...	...							
<p><sup>1)</sup> В столбце указывается наименование проверяемого условия, характеристики или параметра.</p> <p><sup>2)</sup> В столбце указывается фактическое значение (исполнение) проверяемого условия, характеристики или параметра.</p> <p><sup>3)</sup> В столбце указывается значение (исполнение), указанное в Требованиях [1].</p> <p><sup>4)</sup> В столбце приводится полное наименование подтверждающего документа с реквизитами, датой утверждения.</p> <p><sup>5)</sup> В столбцах «Результат проверки» используются следующие обозначения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– при полном соответствии фактического исполнения требованию ставится «+»;</li> <li>– при несоответствии или частичном соответствии требованию ставится «-»;</li> <li>– при отсутствии какого-либо из типов проверки для прикладываемого подтверждающего документа ставится «не ведется».</li> </ul> <p><sup>6)</sup> При формальном контроле проверяется наличие официальных реквизитов документа (титального листа, подписей исполнителей, даты утверждения и т.п.).</p> <p><sup>7)</sup> При нормативно-техническом контроле и нормативно-правовом контроле проверяется соответствие между фактическим исполнением и требуемым.</p> <p><sup>8)</sup> При взаимном контроле проверяется соответствие (отсутствие противоречий) содержания различных документов в части проверяемого параметра.</p> <p><sup>9)</sup> В столбце «Примечание» приводится ссылку на приложение к отчету, в котором находится подтверждающий документ, с указанием номера страницы (при необходимости), а также другую поясняющую информацию.</p> <p><sup>10)</sup> Пример заполнения таблицы</p>								

**Бланк-таблица проверки работы САРЧМ  
при знакопеременных отклонениях частоты**

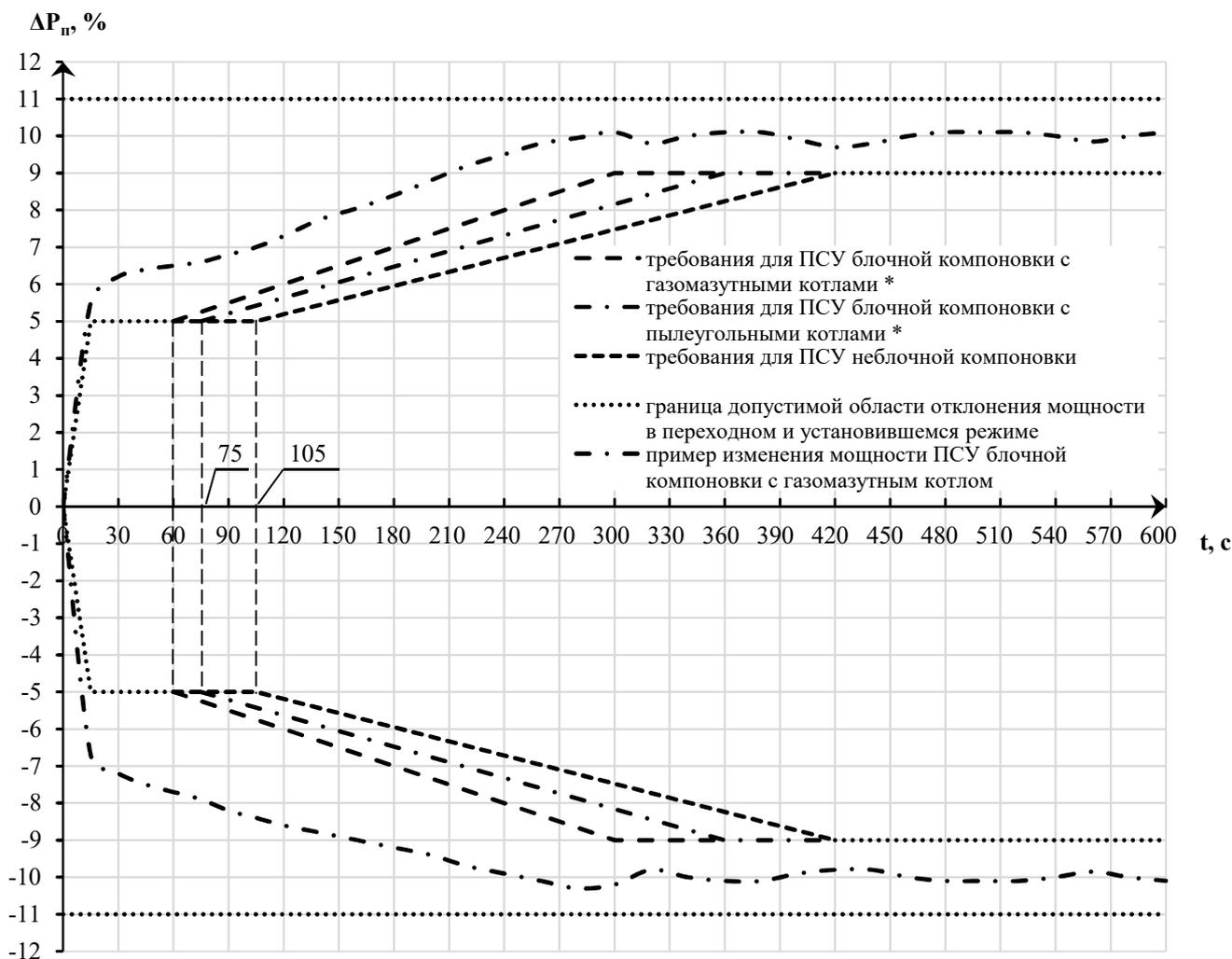
№ рисунка	Время опыта <sup>1)</sup>		Критерий оценки согласно пункту 6.2.4.4 Методических указаний <sup>2)</sup>	
	Начало	Конец	а	б
			Наличие противоположных по знаку и пропорциональных величинам отклонений частоты изменений мощности для отклонений частоты, превышающих зону нечувствительности САРЧМ	Наличие первичной реакции с требуемой динамикой при резких отклонениях частоты на $\pm 30$ мГц и более на время не менее 40 с
1	2	3	4	5
	00:00 01.01.22	01:00 01.01.22		
	01:00 01.01.22	02:00 01.01.22		
	02:00 01.01.22	03:00 01.01.22		
	03:00 01.01.22	04:00 01.01.22		
	04:00 01.01.22	05:00 01.01.22		
	05:00 01.01.22	06:00 01.01.22		

<sup>1)</sup> В столбцах «Время опыта» указываются почасовые интервалы, в течение которых проводилась проверка.

<sup>2)</sup> В столбцах «Критерий оценки» используются следующие обозначения:

- при изменении мощности энергоблока соответствующим критерию на всем интервале времени ставится «+»;
- при изменении мощности энергоблока соответствующим критерию на части интервала времени ставится «+ / -»;
- при изменении мощности энергоблока не соответствующим критерию на всем интервале времени ставится «-»;
- при отсутствии условий проверки (при резких отклонениях частоты на  $\pm 30$  мГц и более на время не менее 40 с) на всем интервале времени указывается «условия отсутствовали»

### Бланки-графики оценки динамики первичного регулирования генерирующего оборудования ТЭС



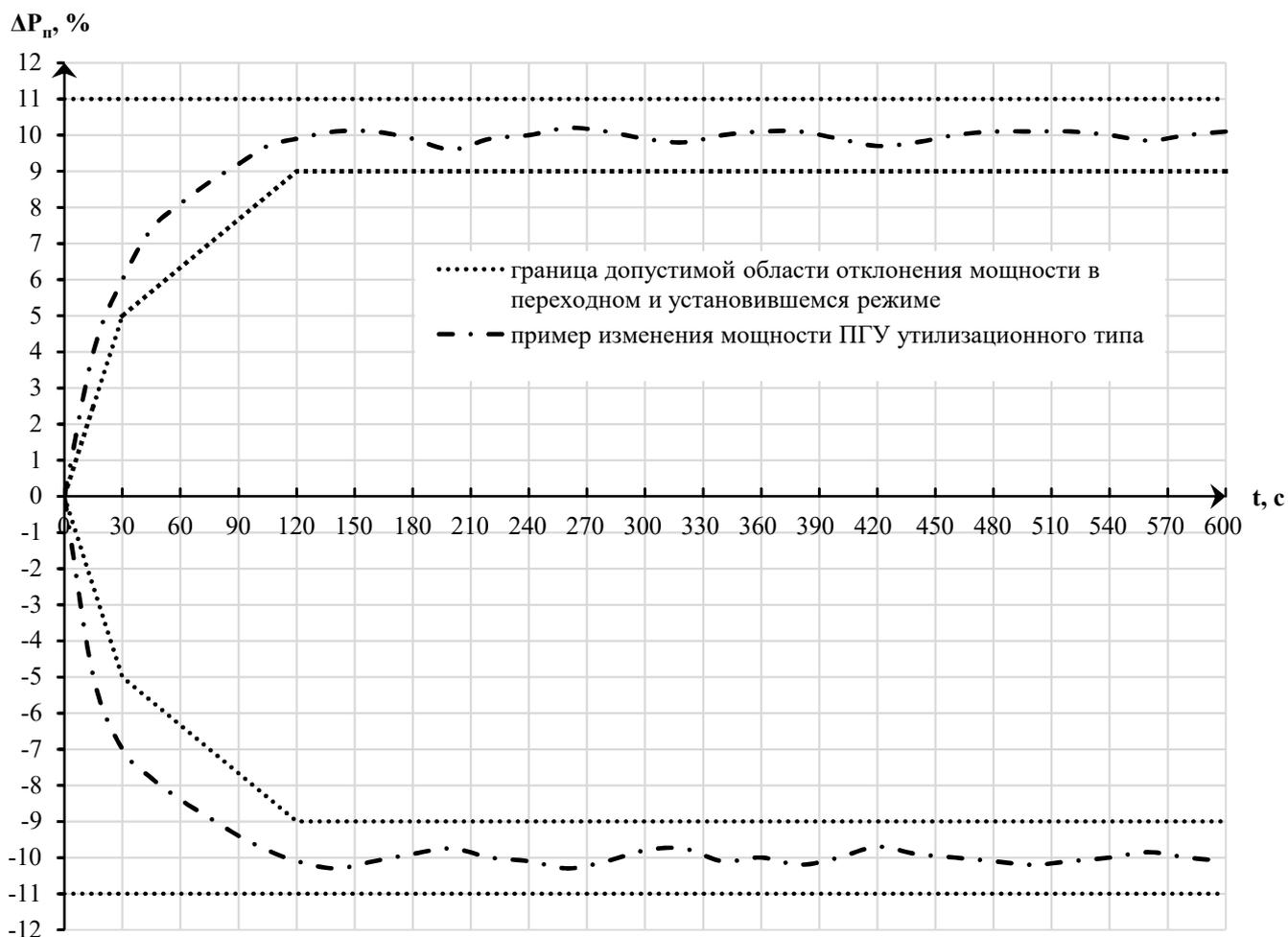
\* Требования для сбросных ПГУ, аналогичные требованиям ПСУ блочной компоновки в соответствии с видом используемого топлива.

**Рисунок Ж.1. Бланк-график оценки динамики первичного регулирования для ПСУ блочной и неблочной компоновки при скачкообразном изменении задания на 10 %**

$$\Delta P_{\text{п}} = \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} \cdot 100 \% \text{ — относительная величина первичной мощности, \%},$$

где  $\Delta P$  — отклонение величины активной мощности от исходного значения, МВт;

$P_{\text{ном}}$  — установленная (номинальная) мощность, МВт.

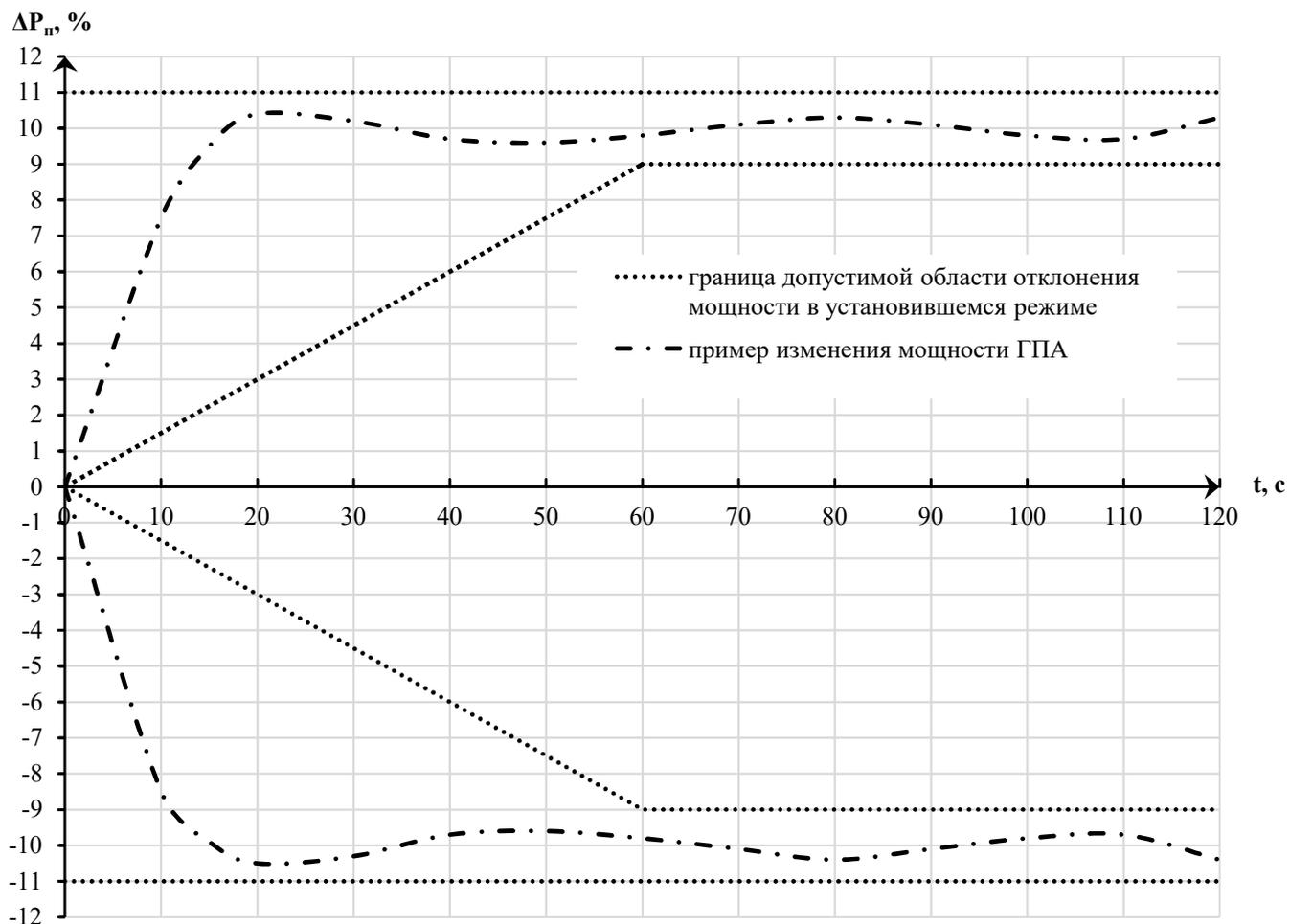


**Рисунок Ж.2. Бланк-график оценки динамики первичного регулирования для ПГУ утилизационного типа (ГТУ) при скачкообразном изменении задания на 10 %**

$$\Delta P_{\text{п}} = \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} \cdot 100 \% \text{ – относительная величина первичной мощности, \%},$$

где  $\Delta P$  – отклонение величины активной мощности от исходного значения, МВт;

$P_{\text{ном}}$  – установленная (номинальная) мощность, МВт.



**Рисунок Ж.3. Бланк-график оценки динамики первичного регулирования для ГПА при скачкообразном изменении задания на 10 %**

$$\Delta P_{\text{п}} = \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} \cdot 100 \% \text{ – относительная величина первичной мощности, \%},$$

где  $\Delta P$  – отклонение величины активной мощности от исходного значения, МВт;

$P_{\text{ном}}$  – установленная (номинальная) мощность, МВт.

## Приложение И

### Требования к оформлению отчета по результатам проверки генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ

#### И.1. Общие требования к оформлению отчета

И.1.1. Отчет должен быть разбит на отдельные файлы: файл основного текста отчета и файлы отдельных приложений к нему. При этом внутри основного текста отчета должен быть оформлен перечень прилагаемых документов.

И.1.2. Страницы отчета должны быть пронумерованы арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию.

И.1.3. Разделы, подразделы, пункты и подпункты (в том числе внутри приложения) отчета должны быть пронумерованы арабскими цифрами в пределах всего документа (части), обозначенные цифрами без точки и записанные с абзацного отступа. Нижестоящий номер (например, подраздела, пункта, подпункта) должен включать в себя вышестоящие номера, например 1.1, 1.2 или 1.1.1, 1.1.2 или 1.1.1.1, 1.1.1.2 или А.1, А.2 и т. д.

И.1.4. В случае необходимости приведения перечислений, перед каждой из позиций перечня ставиться дефис, строчная буква или арабская цифра со скобкой.

Если необходима дальнейшая детализация перечня, то ее необходимо начинать с двойного абзацного отступа.

И.1.5. Заголовки разделов, подразделов, наименования таблиц, рисунков и т.д. должны отражать их содержание, быть краткими и однозначными.

И.1.6. Таблицы, рисунки и формулы внутри тела отчета (за исключением приложений) должны иметь сквозную нумерацию с использованием арабских цифр.

Допускается нумеровать таблицы, рисунки и формулы в пределах одного раздела, в этом случае нумерация должна содержать номер раздела и порядковый номер таблицы, рисунка или формулы.

И.1.7. Графики переходных процессов, прилагаемые к отчету и оформленные в виде рисунков, должны удовлетворять требованиям подраздела И.2 настоящего приложения.

И.1.8. На все таблицы, рисунки и формулы внутри отчета (включая приложения) должны быть выполнены ссылки по тексту.

И.1.9. Таблицы, рисунки и формулы, размещенные в приложениях (за исключением случая приложения отдельного, самостоятельного документа) должны нумероваться сквозной нумерацией внутри приложения, например А.1, А.2.

И.1.10. Каждое приложение должно начинаться с новой страницы с указанием посередине листа слова «Приложение» и его порядкового обозначения.

Приложения обозначаются заглавными буквами за исключением букв Ё, З, Й, О, Ч, Ь, Ы, Ъ. Например, приложение А.

И.1.11. В случае приложения к отчету выписки из документа (фрагмента документа), она также должна содержать титульный лист с полным наименованием документа, датой утверждения и подписями согласовавших и утвердивших документ лиц.

И.1.12. В случае приложения к отчету заводских формуляров испытаний РЧВ, в них должны быть приведены исполнители с указанием даты проведения данных испытаний.

И.1.13. В случае приложения к отчету многостраничных документов, в отчете (кроме наименования документов) должны содержаться ссылки на конкретные страницы документов, в которых содержится необходимая информация.

## **И.2. Требования к графикам, прикладываемым к отчету**

И.2.1. Все рисунки переходных процессов должны быть одного размера (не менее 90 % площади листа А4). Один лист формата А4 не должен вмещать более 1 рисунка.

И.2.2. Масштаб по шкале времени должен быть одинаковым на всех рисунках для опытов одного типа (проверка динамики первичного регулирования или оценка степени нечувствительности САРЧМ).

И.2.3. На одном рисунке должно быть не более одного опыта по проверке динамики первичного регулирования при скачкообразном изменении задания на 10 %.

И.2.4. При оценке степени нечувствительности САРЧМ на одном рисунке должно быть не более одной серии опытов (четыре опыта с одной величиной возмущения).

И.2.5. Графики проверки работы САРЧМ при знакопеременных отклонениях частоты, прикладываемые к отчету, должны быть почасовыми.

И.2.6. Для каждого из опытов по проверке динамики первичного регулирования при скачкообразном изменении задания на 10 % шкала времени должна составлять, как правило (см. 5.2.2.8), не менее:

- а) 3 мин для ГПА (1 мин до нанесения возмущения и 2 мин после);
- б) 13 мин для ГТУ (3 мин до нанесения возмущения и 10 мин после);
- в) 18 мин для ПГУ утилизационного типа, ПСУ блочной компоновки с газомазутными котлами и ПГУ сбросного типа с газомазутными котлами в

составе ПСУ блочной компоновки (3 мин до нанесения возмущения и 15 мин после);

г) 23 мин для ПСУ блочной компоновки с пылеугольными котлами, ПСУ неблочной компоновки и ПГУ сбросного типа с пылеугольными котлами в составе ПСУ блочной компоновки (3 мин до нанесения возмущения и 20 мин после).

И.2.7. Фон рисунка должен быть светлым (светло-серым или белым).

И.2.8. На рисунке должны быть вспомогательные линии сетки (вертикальные и горизонтальные) для облегчения чтения графиков.

И.2.9. Вертикальные линии сетки не должны затруднять прочтение графиков и должны располагаться не чаще, чем через каждые 15 с.

И.2.10. Горизонтальные линии сетки должны быть общими для всех графиков, изображенных на рисунке, и не должны затруднять их прочтение.

И.2.11. На одном рисунке должно размещаться не более 10 графиков изменения технологических параметров.

Технологические параметры, относящиеся к одной группе (см. таблицы Б.1 –Б.7), должны приводиться на одном рисунке в отчетах.

И.2.12. На каждом рисунке одним из графиков должен быть график изменения активной мощности.

И.2.13. Размер графиков изменения технологических параметров по оси ординат должен составлять не менее 10 % использованной шкалы для графика, при этом должны быть хорошо заметны отклонения параметров по вертикали.

И.2.14. Допускается наложение графиков переходных процессов, если это не затрудняет их прочтения.

И.2.15. Надписи на шкалах и наименования параметров должны быть хорошо читаемы на рисунках.

И.2.16. Названия тегов сигналов в наименованиях параметров к рисункам, вставляемых в отчет, должны быть указаны полностью.

И.2.17. Толщина линий должна обеспечивать хорошую читаемость графиков на общем фоне.

И.2.18. Для графиков изменения технологических параметров следует использовать разные контрастные цвета, хорошо различимые между собой на общем фоне. Если отсутствует возможность выбора разных цветов, то линии графиков должны быть подписаны для определения принадлежности к разным измерениям.

И.2.19. У шкал ординат должны быть подписаны единицы измерений. Если для нескольких параметров, например температур, используются шкалы с разным масштабом и с одинаковыми единицами измерения, то они должны быть

подписаны или выделены тем же цветом, что и соответствующий параметр, для определения их принадлежности.

И.2.20. Если средства отображения графиков ПТК АСУ ТП позволяют обеспечить вышеуказанные требования, то к отчету следует прикладывать эти графики изменения технологических параметров. В противном случае, к графикам, построенным в ПТК АСУ ТП, дополнительно прикладываются графики, построенные в программе Microsoft Excel либо в аналогичной по функционалу программе, на основании выгруженных в табличном виде данных изменения технологических параметров с периодичностью, указанной в пунктах 6.1.8.4 и 6.1.8.5 настоящих Методических указаний.

И.2.21. При ручной регистрации технологических параметров к отчету прикладываются графики, построенные в программе Microsoft Excel либо в аналогичной по функционалу программе, на основании зафиксированных данных с периодичностью не более 15 с.

И.2.22. Если регистрация технологических параметров выполнялась бумажными самопишущими приборами, то к отчету необходимо прикладывать их сканированные копии в высоком разрешении (не менее 300 dpi).

## 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  $K_f = \Delta s / \Delta f$ .

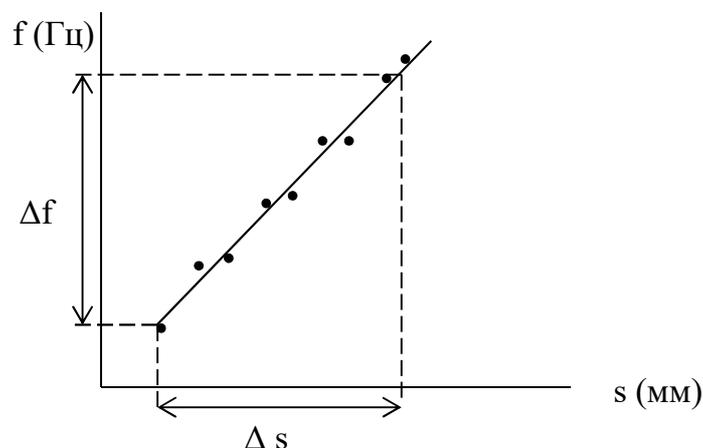
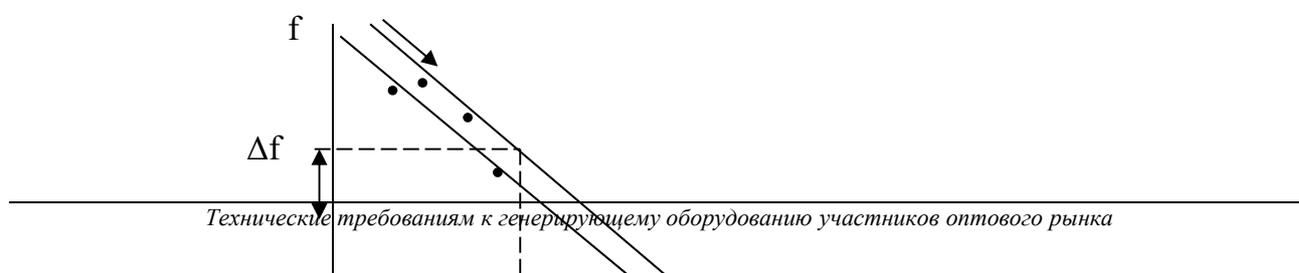
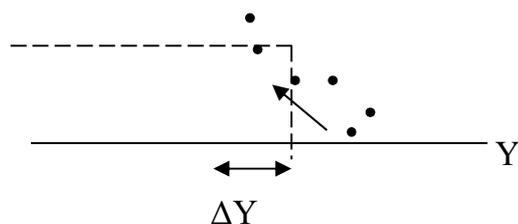


Рис. 1

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

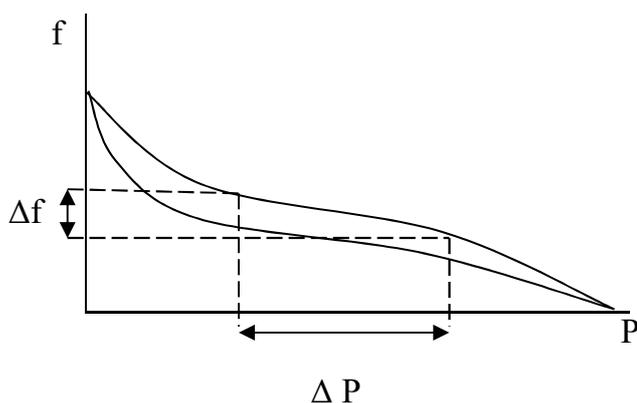


Рис. 2 Статическая характеристика системы регулирования

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 перемычкой 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 перемычки 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

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

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

где  $\Delta f$  — изменение частоты, Гц;

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

$P_{\text{ГЭСНОМ}}$  и  $P_{\text{ГНОМ}}$  — 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 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:

№	Участник процесса	Действие	Примечание
1	2	3	4
1.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Формирование заявки, включая пакет документов, содержащий обязательные приложения, нормативную документацию, обосновывающие документы и расчеты	<p>Заявка и полный пакет документов в её составе должны быть размещены в электронном виде на Сайте КОМ не позднее 01 июня года, предшествующего планируемому.</p> <p>Пакет документов должен быть сформирован в соответствии с <i>Методическими указаниями</i>, при этом документы оформляются в соответствии с требованиями приложения 12. В состав пакета документов включаются в том числе документы, представленные ранее.</p> <p>Для ТЭС и АЭС вне зависимости от прогноза наличия ограничений в обязательном порядке передается информация по приложению 2.1 к <i>Методическим указаниям</i> 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>Для ГЭС пакет документов должен включать пояснительную записку, расчеты и другие необходимые обосновывающие документы, в том числе паспортные данные и характеристики основного энергетического оборудования.</p> <p>В случае если в отношении электростанции в каком-либо месяце предстоящего года прогнозируется отсутствие ограничений указанная информация должна быть представлена в СО в составе заявки, размещенной на Сайте КОМ на указанные месяцы.</p> <p>В случае если в отношении электростанции в каком-либо месяце предстоящего года прогнозируется превышение ожидаемых ограничений установленной мощности над положительной разницей между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности, объемы ограничений установленной мощности в отношении данного месяца подлежат согласованию СО в общем порядке на основании полного пакета представленных документов, в соответствии с <i>Методическими указаниями</i> и положениями настоящих <i>Технических требований</i>.</p> <p>Заявление на месяца предстоящего года в соответствии с положениями п. 6.2.3 настоящих <i>Технических требований</i> ограничений установленной мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности осуществляется участниками оптового рынка (электростанциями) путем подачи соответствующей заявки посредством Сайта КОМ с указанием поагрегатного распределения заявляемых объемов ограничений.</p>

2.	Системный оператор	Согласование ограничений установленной мощности	<p>Рассмотрение до 30 августа года, предшествующего планируемому, представленных в соответствии с п.1 настоящего Регламента пакетов документов, включая проверку их полноты и корректности представленных расчетов.</p> <p>Перечень замечаний направляется Системным оператором по электронной почте на адрес ответственного исполнителя участника оптового рынка (электростанции).</p>
3.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Устранение замечаний по результатам рассмотрения СО пакета документов	Корректировка ранее представленных по п.1 настоящего Регламента данных и документов в части устранения замечаний, выявленных по результатам рассмотрения Системным оператором пакета документов
4.	Системный оператор	Согласование заявки	Согласование до 05 сентября года, предшествующего планируемому, представленных участниками оптового рынка (электростанциями) заявленных величин ограничений установленной мощности на предстоящий год путем установки в электронном виде в отношении соответствующей заявки на Сайта КОМ признака, содержащего результат рассмотрения.

на этапе месячного планирования:

№	Отправитель	Действие	Примечание
1	2	3	4
1.	Участники оптового рынка (электростанции)	Формирование заявки, включая пакет документов, содержащий обязательные приложения, нормативную документацию, обосновывающие документы и расчеты	<p>Заявка и пакет документов должны быть размещены в электронном виде на Сайте КОМ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- не позднее 15 числа месяца, предшествующего планируемому месяцу, в случае если заявка и пакет документов подавались на этапе годового планирования;</li> <li>- не позднее 1 числа месяца, предшествующего планируемому месяцу, в случае если заявка и пакет документов не подавались на этапе годового планирования.</li> </ul> <p>Заявление ограничений установленной мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности осуществляется участником оптового рынка (электростанцией) путем подачи соответствующей заявки с указанием поагрегатного распределения заявляемых объемов ограничений установленной мощности.</p> <p>В случае заявления превышения ожидаемых ограничений мощности над положительной разницей между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности, объемы ограничений установленной мощности в отношении данного месяца подлежат согласованию СО в общем порядке на основании полного пакета представленных документов, в соответствии с <i>Методическими указаниями</i> и положениями настоящих <i>Технических требований</i>.</p> <p>Для ТЭС и АЭС пакет документов должен быть сформирован в соответствии с <i>Методическими указаниями</i>.</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 <i>Методическим указаниям</i>.</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 электронном виде представляется только оформленные в соответствии с требованиями <i>Методических указаний</i> пояснительная записка и обязательные приложения (приложения 3-7 к <i>Методическим указаниям</i>). В случае внесения изменений в нормативно-техническую документацию (НТД) или дополнительные приложения к пояснительной записке, новые редакции указанных материалов также должны быть представлены в электронном виде.</p> <p>Для электростанций, не подававших пакет документов или не согласовавших ограничения на этапе годового планирования, пакет документов в электронном виде подается в полном объеме.</p> <p>Приложение 2.1 и полный пакет 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>
2.	Системный оператор	Согласование ограничений установленной мощности	Согласование заявленных данных выполняется не позднее 1 (одного) дня до начала планируемого месяца путем установки в электронном виде в отношении соответствующей заявки на Сайте КОМ признака, содержащего результат рассмотрения.
3.	Участники оптового рынка (электростанции)	Устранение замечаний по результатам рассмотрения заявки	Корректировка ранее представленных по п.1 настоящего Регламента данных и документов в части устранения замечаний, выявленных по результатам рассмотрения Системным оператором пакета документов в срок не позднее 2 (двух) рабочих дней до начала планируемого месяца.

**Приложение 4.2**  
к Техническим требованиям  
к генерирующему оборудованию  
участников оптового рынка

Классификатор ограничений установленной мощности генерирующего оборудования \*

№ п/п	Вид ограничений	Код причин ограничений	
		3	4
1	Технические ограничения	1	Непроектное топливо (при соответствии требованиям п. 5.11.2 Методических указаний)
2	Технические ограничения	2	Износ котлов и котельно-вспомогательного оборудования, отработавших расчетный ресурс
3	Технические ограничения	3	Конструктивные дефекты котлов (в т.ч. котлов-утилизаторов)
4	Технические ограничения	4	Конструктивные дефекты котельно-вспомогательного оборудования
5	Технические ограничения	5	Недостаточная номинальная производительность котельно-вспомогательного оборудования
6	Технические ограничения	6	Неудовлетворительное техническое состояние поверхностей нагрева котлов (в т.ч. котлов-утилизаторов)
7	Технические ограничения	7	Неудовлетворительное техническое состояние газовоздушного тракта
8	Технические ограничения	8	Неудовлетворительное техническое состояние котельно-вспомогательного оборудования
9	Технические ограничения	9	Неудовлетворительное техническое состояние паропроводов, работа турбин со сниженными параметрами пара
10	Технические ограничения	10	Недостаточная номинальная паропроизводительность котлов (в т.ч. котлов-утилизаторов)
11	Технические ограничения	11	Конструктивные дефекты турбоагрегатов
12	Технические ограничения	12	Неудовлетворительное техническое состояние турбоагрегатов
13	Технические ограничения	13	Неудовлетворительное техническое состояние лопаточного аппарата
14	Технические ограничения	14	Неудовлетворительное техническое состояние вспомогательного оборудования турбоагрегатов
15	Технические ограничения	15	Неудовлетворительное техническое состояние оборудования и устройств системы регенерации
16	Технические ограничения	16	Износ турбоагрегата, отработавшего расчетный ресурс
17	Технические ограничения	17	Недостаточная номинальная подача ПТН
18	Технические ограничения	18	Неудовлетворительное техническое состояние ПТН
19	Технические ограничения	33	Недостаточная пропускная способность паропроводов свежего пара
20	Технические ограничения	57	Неудовлетворительное техническое состояние генератора
21	Технические ограничения	58	Недостаточная производительность топливоподачи
22	Технические ограничения	59	Строительно-монтажные недоделки на котлах и котельно-вспомогательном оборудовании
23	Технические ограничения	60	Строительно-монтажные недоделки на турбинах, в тепловых схемах на вспомогательном оборудовании турбин
24	Технические ограничения	61	Недостаточная производительность общестанционного оборудования и устройств (химводоочистка, дымовая труба, золоотвалы)
25	Технические ограничения	62	Недостаточная проектная производительность общестанционного оборудования и устройств (химводоочистка, дымовая труба, золоотвалы)
26	Технические ограничения	63	Строительно-монтажные недоделки на общестанционном оборудовании
27	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	20	Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок ГТУ-ТЭЦ
28	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	22	Недостаток тепловых нагрузок турбин, работающих по техническим причинам только с ухудшенным вакуумом
29	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	24	Прочие причины, связанные с режимом потребления тепла

№ п/п	Вид ограничений	Код причин ограничений	
		3	4
30	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	25	Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок турбин типов «Т», «П», «ПТ», «Р» (конструктивные особенности, не связанные с отклонением от проекта, в т.ч. связанные с пропускной способностью ЧСД)
31	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	31	Повышенное потребление тепла (по техническим особенностям схемы)
32	Отсутствие/недостаток тепловых нагрузок	32	Отпуск тепла из нерегулируемых отборов
33	Ограничения по системе технического водоснабжения	41	Недостаточное количество градирен по проекту
34	Ограничения по системе технического водоснабжения	42	Недостаточная производительность циркуляционных насосов
35	Ограничения по системе технического водоснабжения	43	Недостаточное количество циркуляционных насосов по проекту
36	Ограничения по системе технического водоснабжения	44	Неудовлетворительное техническое состояние трубопроводов
37	Ограничения по системе технического водоснабжения	45	Неудовлетворительное техническое состояние градирен
38	Ограничения по системе технического водоснабжения	46	Неудовлетворительное техническое состояние циркуляционных насосов
39	Ограничения по системе технического водоснабжения	47	Неудовлетворительное техническое состояние конденсаторов
40	Ограничения по системе технического водоснабжения	48	Прочие причины, связанные с работой системы технического водоснабжения
41	Ограничения по системе технического водоснабжения	49	Повышение температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор (при соответствии номинальных характеристик вспомогательного оборудования)
42	Ограничения по системе технического водоснабжения	50	Недостаточная охлаждающая способность прудов-охладителей
43	Ограничения по температуре наружного воздуха	51	Ограничения мощности ГТУ по температуре наружного воздуха
44	Ограничения по температуре наружного воздуха	52	Ограничения мощности ГТУ по работе дожимного компрессора
45	Ограничения по температуре наружного воздуха	53	Ограничения мощности ПГУ, обусловленные наличием температурных ограничений ГТУ
46	Прочие ограничения	54	Проектное несоответствие мощности генератора
47	Прочие ограничения	55	Работа турбогенератора в режиме синхронного компенсатора, не связанная с техническим состоянием основного и вспомогательного оборудования
48	Прочие ограничения	56	Недостаточная пропускная способность электротехнического оборудования электростанции (запертая мощность)
49	Прочие ограничения	64	Ограничения мощности по условиям охраны воздушного бассейна (превышение норма предельно-допустимых выбросов)
50	Прочие ограничения	65	Ограничения мощности по условиям охраны водного бассейна (превышение норм предельно-допустимых сбросов вредных веществ и температурного загрязнения)
51	Прочие ограничения	66	Ограничения мощности по условиям охраны водного бассейна (превышение норм водопотребления)
52	Прочие ограничения	67	Ограничения по топливному циклу АЭС
53	Прочие ограничения	68	Ограничения по работе реакторной установки АЭС
54	Прочие ограничения	69	Системные ограничения
55	Прочие ограничения	70	Прочие причины, не вошедшие в классификатор
56	Ограничения ГЭС	71	Износ оборудования (сооружений), отработавшего расчетный ресурс
57	Ограничения ГЭС	72	Конструктивные дефекты основного и вспомогательного оборудования, зданий и гидротехнических сооружений
58	Ограничения ГЭС	73	Проектное несоответствие производительности отдельного оборудования установленной мощности гидрогенераторов
59	Ограничения ГЭС	74	Неудовлетворительное техническое состояние (дефекты основных узлов оборудования, возникшие в процессе эксплуатации и требующие замены в период проведения работ по его модернизации и реконструкции)
60	Ограничения ГЭС	75	Строительно-монтажные недоделки на основном и вспомогательном оборудовании ГЭС)
61	Ограничения ГЭС	76	Дополнительные требования по защите окружающей среды (ограничения по нижнему бьефу)
62	Ограничения ГЭС	77	Недостаток гидроресурсов (приточность ниже расчетной)
63	Ограничения ГЭС	78	Проектная сезонная сработка водохранилищ, ледовый подпор

№ п/п	Вид ограничений	Код причин ограничений	
		3	4
64	Ограничения ГЭС	79	Снижение нагрузки вследствие работы на водотоке в соответствии с проектом в зимний период (для ГЭС, не имеющих водохранилищ)
65	Ограничения ГЭС	80	Срабатывание водохранилищ по требованию других водопользователей (для нужд ирригации, рыбного хозяйства, судоходства, сплава леса и т.п.)

\* - при формировании объемов заявленных ограничений установленной мощности в электронном виде посредством Сайта КОМ задается суммарный объем ограничений установленной мощности для каждого указываемого кода причин ограничений, носящих технический и/или временный характер.

## 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 из резерва, учитывающие полные периоды времени от получения команды диспетчера на пуск до включения в сеть и набора полной мощности

Тип и мощность энергоблока ПГУ	Тип основного оборудования энергоблока (справочно) Тип и мощность работающей в открытом цикле ГТУ	Продолжительность отключенного состояния, час	Исходное тепловое состояние	Продолжительность этапов пуска, час-мин				
				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	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>1. Энергоблоки ПГУ</b>								
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

ПГУ-39 с открытой компоновкой оборудования	ГТУ (GT-10С) КУ (П-103) ПТУ (Т-10/11-5,2/0,2)	< 4	гор.	01-20	00-50 / 00-15	02-10 / 01-35	00-30	02-40	
		$\geq 4, < 12$	неост.	01-40	01-10 / 00-15	02-50 / 01-55	00-35	03-25	
		$\geq 12$	хол.	02-50	01-10 / 00-15	04-00 / 03-05	01-35	05-35	
ПГУ-80 с открытой компоновкой оборудования	Две ГТУ (SGT-700) Два КУ (ПК-58) ПТУ (SST-600)	< 12	гор.	01-20	01-19 / 00-15	02-39 / 01-35	00-43	03-22	
		$\geq 12, < 36$	неост.	01-40	01-44 / 00-15	03-24 / 01-55	01-00	04-24	
		$\geq 36$	хол.	03-10	01-57 / 00-15	05-07 / 03-25	01-22	06-29	
ГУ-120	Дубль-блок и первый полублок (при отличии*)	2(1)хГТУ SGT-800, 2(1)хКУ HRSG, ПТ MP16DH	< 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*
			$\geq 72$	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 MP16DH	< 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

			$\geq 72$	хол.	01-10	00-55 / 00-11	02-05 / 01-21	00-40	02-45
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
ПГУ-180	Дубль-блок и первый полублок (при отлличии*)	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*
			$\geq 120$	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
			$\geq 120$	хол.	02-10	00-55 / 00-19	03-05 / 02-29	00-40	03-45
ПГУ-325	Дубль-блок и первый полублок (при отлличии*)	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*

ПГУ-450	Второй полублок	ГТД-2 ГТЭ-110 НПО «Сатурн», КУ-2 П-88, ПТ-К-110-6,5	$\geq 120$	хол.	03-10	1-20 / 00-30	04-30 / 03-40	04-00 / 02-00*	08-30/ 06-30*
			$< 8$	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
			$\geq 120$	хол.	02-40	01-05 / 00-30	03-45 / 03-10	00-40	04-25
	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*
			$\geq 120$	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	
		$\geq 120$	хол.	02-40	01-05 / 00-16	03-45/ 02-56	00-40	04-25	

2. Одновальные (без расцепной муфты) ПГУ								
ПГУ-400	ГТУ PG9351FA, КУ DA-05; ПТ D10	< 8	гор.	02-00	03-30 / 00-15	05-30/ 02-15	-	05-30
		$\geq 8, < 120$	неост.	04-00	05-00 / 00-15	09-00/ 04-15	-	09-00
		$\geq 120$	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-ТГЕ-435, ПТ - Т-130/160	< 8	гор.	02-00	00-50 / 00-19	02-50 / 02-19	04-55	07-45
		$\geq 8, < 120$	неост.	03-30	01-10 / 00-19	04-40 / 03-49	06-25	11-05
		$\geq 120$	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
		$\geq 8, < 120$	неост.	03-30	01-20 / 00-30	04-50 / 04-00	06-10	11-00
		$\geq 120$	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 отключенном состоянии 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 отключенного состояния, 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 из резерва для различных тепловых состояний

Тип и мощность энергоблока	Тип турбины, завод-изготовитель	Топливо	Продолжительность отключенного состояния, 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	<b>2-35</b>	1-30	3-05	<b>4-05</b>
			≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	2-00	→	0-25	2-25	<b>4-55</b>	2-40	5-05	<b>7-35</b>
			≥ 30, < 72	неост.	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	<b>5-10</b>	3-00	5-40	<b>8-10</b>
			≥ 72, < 120	неост.	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	<b>5-10</b>	3-20	6-00	<b>8-30</b>
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	<b>2-35</b>	1-40	3-15	<b>4-15</b>
			≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	2-00	→	0-25	2-25	<b>4-55</b>	2-40	5-05	<b>7-35</b>
			≥ 30, < 120	неост.	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	<b>5-10</b>	3-25	6-05	<b>8-35</b>
			≥ 120	хол.	2-50	←	1-30	→	1-10	2-40	<b>5-30</b>	6-10	8-50	<b>11-40</b>
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	<b>2-25</b>	1-40	3-05	<b>4-05</b>
			≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	1-40	→	0-25	2-05	<b>4-35</b>	2-40	4-45	<b>7-15</b>
			≥ 30, < 120	неост.	2-30	←	1-50	→	0-35	2-25	<b>4-55</b>	3-25	5-50	<b>8-20</b>
			≥ 120	хол.	2-50	0-30	0-40	0-50	1-10	3-10	<b>6-00</b>	5-50	9-00	<b>11-50</b>

Моноблок и дубль-блок 200 МВт	(котел с ест.)	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	<b>2-35</b>	1-00	2-35	<b>3-35</b>
				≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	2-00	→	0-20	2-20	<b>4-50</b>	2-20	4-40	<b>7-10</b>
				≥ 30, < 72	неост.	2-30	←	2-10	→	0-20	2-30	<b>5-00</b>	2-50	5-20	<b>7-50</b>
				≥ 72, < 120	неост.	2-30	←	2-30	→	0-25	2-55	<b>5-25</b>	3-30	6-25	<b>8-55</b>
				≥ 120	хол.	2-50	←	2-45	→	0-55	3-40	<b>6-30</b>	4-30	8-10	<b>11-00</b>
	(прямоточ.)	К-200-130 ЛМЗ* Т-180/210-130 ЛМЗ, Т-175/210-130 УТМЗ	Газ, мазут, уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-20	→	0-15	1-35	<b>3-05</b>	0-50	2-25	<b>3-55</b>
				≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	1-50	→	0-20	2-10	<b>5-20</b>	2-25	4-35	<b>7-45</b>
				≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	2-00	→	0-20	2-20	<b>5-30</b>	3-00	5-20	<b>8-30</b>
				≥ 72, < 120	неост.	3-10	←	2-10	→	0-25	2-35	<b>5-45</b>	3-30	6-05	<b>9-15</b>
				≥ 120	хол.	3-10	←	0-30	0-40	0-50	0-55	2-55	<b>6-05</b>	4-10	7-05
Моноблок 250/300 МВт	Т-250/300-240 УТМЗ	Газ, мазут	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	<b>2-50</b>	1-55	3-15	<b>4-45</b>	
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	<b>6-05</b>	2-40	5-35	<b>8-45</b>	
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	<b>6-05</b>	3-30	6-25	<b>9-35</b>	
			≥ 72, < 120	хол.	3-10	←	0-35	0-40	1-00	0-50	3-05	<b>6-15</b>	4-00	7-05	<b>10-15</b>
			≥ 120	хол.	3-10	←	0-35	0-40	1-00	1-50	4-05	<b>7-15</b>	4-50	8-55	<b>12-05</b>
Моноблок 250/300 МВт	Т-250/300-240 УТМЗ	Уголь	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	<b>2-50</b>	2-25	3-45	<b>5-15</b>	
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	<b>6-05</b>	3-00	5-55	<b>9-05</b>	
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	<b>6-05</b>	3-50	6-45	<b>9-45</b>	
			≥ 72, < 120	хол.	3-10	←	0-40	0-40	1-15	0-50	3-25	<b>6-35</b>	4-30	7-55	<b>11-05</b>
			≥ 120	хол.	3-10	←	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	<b>7-20</b>	5-10	9-20	<b>12-30</b>
Моноблок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Газ, мазут	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-05	<b>2-35</b>	1-55	3-00	<b>4-30</b>	
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	2-25	<b>5-35</b>	2-40	5-05	<b>8-15</b>	
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	2-25	<b>5-35</b>	3-30	5-55	<b>9-05</b>	
			≥ 72, < 120	хол.	3-10	←	0-35	0-40	1-00	0-55	3-10	<b>6-20</b>	4-00	7-10	<b>10-20</b>
			≥ 120	хол.	3-10	←	0-35	0-40	1-00	1-50	4-05	<b>7-15</b>	4-50	8-55	<b>12-05</b>

Моноблок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Уголь	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	<b>2-50</b>	2-10	3-30	<b>5-00</b>
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	3-00	<b>6-10</b>	3-00	6-00	<b>9-10</b>
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	1-55	→	0-30	3-00	<b>6-10</b>	3-50	6-50	<b>10-00</b>
			≥ 72, < 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	<b>6-40</b>	4-30	8-00	<b>11-10</b>
			≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	<b>7-20</b>	5-10	9-20	<b>12-30</b>
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Газ, мазут	< 8	гор.	1-30	←	0-50	→	0-20	1-10	<b>2-40</b>	1-55	3-05	<b>4-35</b>
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	<b>6-15</b>	2-40	5-45	<b>8-55</b>
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	<b>6-15</b>	3-30	6-35	<b>9-45</b>
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	0-30	0-40	1-00	0-55	3-05	<b>6-15</b>	4-00	7-05	<b>10-15</b>
			≥ 120	хол.	3-10	0-30	0-40	1-00	1-50	4-00	<b>7-10</b>	4-50	8-50	<b>12-00</b>
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-05	→	0-20	1-25	<b>2-55</b>	2-10	3-35	<b>5-05</b>
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	<b>6-15</b>	3-00	6-05	<b>9-15</b>
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	<b>6-15</b>	3-50	6-55	<b>10-05</b>
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	<b>6-40</b>	4-30	8-00	<b>11-10</b>
			≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	<b>7-20</b>	5-10	9-20	<b>12-30</b>
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ХТГЗ, К-310-240 ХТГЗ	уголь	< 8	гор.	1-30	←	1-05	→	0-30	1-35	<b>3-05</b>	2-10	3-45	<b>5-15</b>
			≥ 8, < 30	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	<b>6-15</b>	3-15	6-20	<b>9-30</b>
			≥ 30, < 72	неост.	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	<b>6-15</b>	4-00	7-05	<b>10-15</b>
			≥ 72, < 120	неост.	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	<b>6-40</b>	4-45	8-15	<b>11-25</b>
			≥ 120	хол.	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	<b>7-20</b>	5-20	9-30	<b>12-40</b>
Моноблок 330 МВт	К – 330 – 23.5, с котлом с циркулирую щим кипящим слоем	уголь	< 8	гор.	1-40	←	3-00	→	0-20	3-20	<b>5-00</b>	13-00	16-20	<b>18-00</b>
			≥ 8, < 30	неост.	2-30	←	3-20	→	1-00	4-20	<b>6-50</b>	15-00	19-20	<b>21-50</b>
			≥ 30, < 72	неост.	3-30	←	5-00	→	1-00	6-30	<b>9-30</b>	16-00	23-00	<b>25-30</b>
			≥ 72, < 120	неост.	3-50	←	6-30	→	1-00	7-30	<b>11-20</b>	16-00	23-30	<b>27-20</b>
			≥ 120	хол.	3-50	←	6-30	→	1-00	7-30	<b>11-20</b>	16-00	23-30	<b>27-20</b>

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

\* 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 отключенного состояния:
  - 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 отключенного состояния 48 часов и более) на одном котлоагрегате сокращается на 1 час.

ТГ – турбогенератор.

<sup>1</sup> N ном – номинальная мощность.

<sup>1</sup> ЦВД – цилиндр высокого давления.

<sup>1</sup> 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 ПГУ, 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 ПГУ, 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 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.

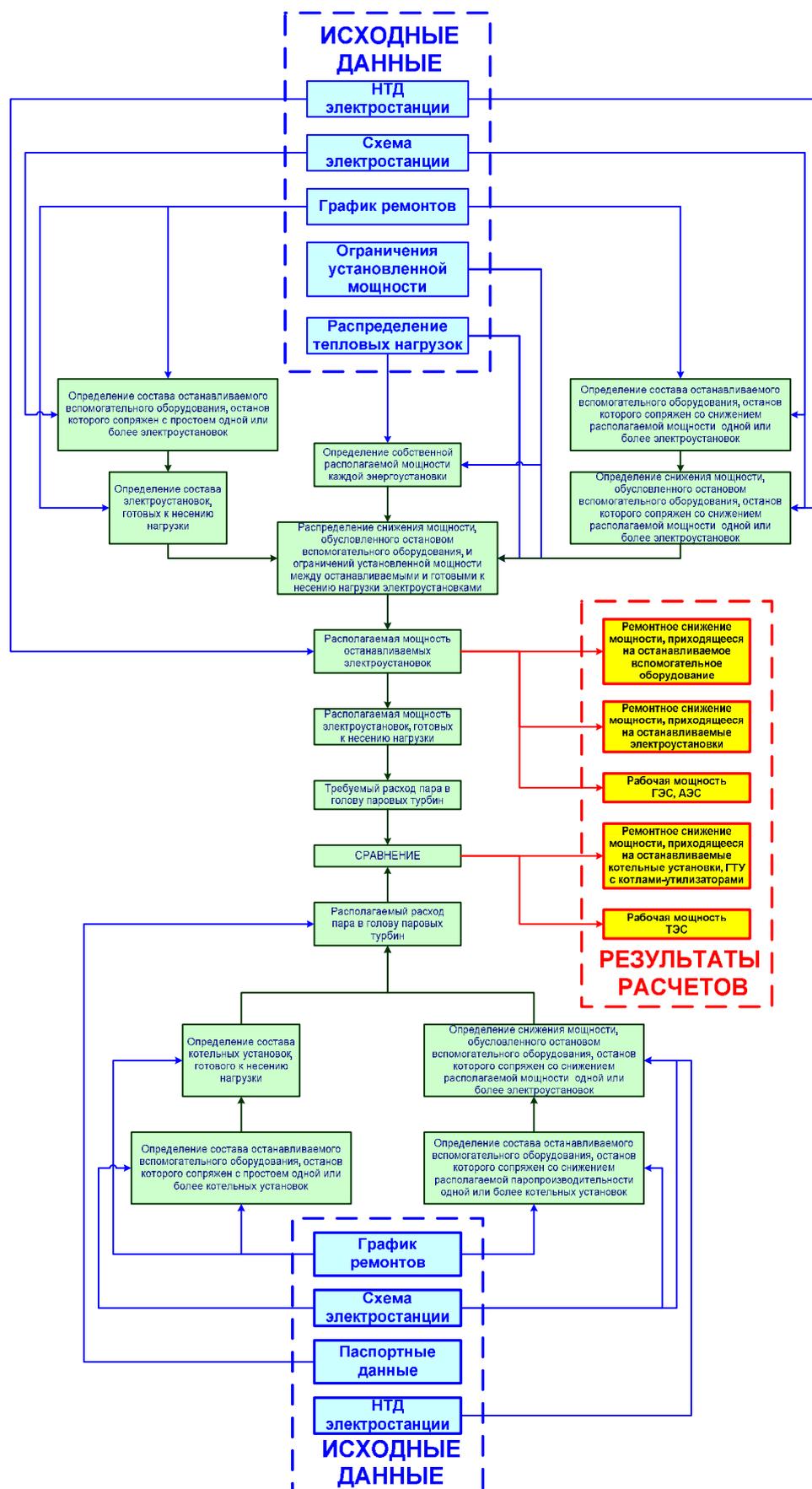


Рис. 1. Алгоритм определения ремонтных снижений и рабочей мощности электростанций.

### 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:

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

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

$N_{ном}^{зу}, MBm$  – 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;

$N_{огр\ a}^{зу\ собств}, MBm$  – 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:

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

$N_{0\ расп}^{зу}, MBm$  – 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;

$N_{огрb}^{групп0}$ ,  $МВт$  – 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:

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

**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 циркуляционного водовода и т.п.).

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

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

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

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

$N_{\text{допреж}}^{GP}, \text{ МВт}$  – доля суммарного снижения мощности, обусловленного остановом градирни фактической производительностью  $W_{\text{факт}}^{GP}$ , распределенная на генерирующий агрегат ТЭС с конденсатором  $C$  (величина  $N_{\text{допреж}}^{GP}$  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 остановам 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 остановам 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:

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

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

$\sum N_{огрб}^{групп}$ ,  $MBm$  – суммарная величина общегруппового ограничения установленной мощности группы генерирующих агрегатов  $b$  (включая доли снижения мощности, обусловленного останом 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 останом градирен:

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

$N_{рем\ огр}^{эу}$ ,  $MBn$  – 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 останом 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:

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

$e$  – 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:

$$N_{I\text{ расн}}^{\text{эу}} = N_{\text{ расн}}^{\text{эу собств}} - \sum_{b=1}^B N_{\text{ огр } b}^{\text{эу груп доп}} \geq 0 \quad (8), \text{ где:}$$

$N_{I\text{ расн}}^{\text{эу}}$ , **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:

$$D_0^{треб} = f(N_{I\text{расч}}^{эу}; Q_m; D_n) \quad (9), \text{ где:}$$

$D_0^{треб}$ , т / ч – требуемый расход пара в голову оставшегося в работе ТГ;

$Q_m$ , Гкал / ч – прогнозируемая тепловая нагрузка ТГ теплофикационных параметров;

$D_n$ , т / 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  $D_{\text{н}}$  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  $D_{\text{расп}}$ .

**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.

$$\Delta D_0 = \sum_{g=1}^G D_{\text{расп } g} - \sum_{h=1}^H D_{0h}^{\text{треб}} \quad (10), \text{ где:}$$

$g$  – 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  $\Delta D_0 \geq 0$  ремонтное снижение на выводимых в ремонт ПК, ГТУ с КУ принимается равным 0.

**3.6.5.** В случае если  $\Delta D_0 < 0$ , 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:

$$D_{0i}^{def} = \Delta D_0 \times \frac{D_{0i}^{треб}}{\sum_{i=1}^I D_{0i}^{треб}} \leq D_{0i}^{треб} \quad (11), \text{ где:}$$

$i$  – 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:

$$D_0^{расп} = D_0^{треб} - D_0^{def} \quad (12), \text{ где:}$$

$D_0^{расп}, m / ч$  – 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:

$$N_{расч}^{эу} = f(D_0^{расч}; Q_m; D_n) \quad (13), \text{ где:}$$

$N_{расч}^{эу}, \text{ МВт}$  – 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:

$$N_{рем}^{ПК} = N_{I расч}^{эу} - N_{расч}^{эу} \geq 0 \quad (14), \text{ где:}$$

$N_{рем}^{ПК}, \text{ МВт}$  – 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:

$$\Sigma N_{рем}^{ПК} = \sum_{i=1}^I N_{рем i}^{ПК} \quad (15), \text{ где:}$$

$\Sigma N_{рем}^{ПК}, \text{ МВт}$  – 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:

$$N_{ПКj} = \sum N_{рем}^{ПК} \times \frac{D_{раснj}}{\sum_{j=1}^J D_{раснj}} \quad (16), \text{ где:}$$

$j$  – порядковый номер останавливаемого ПК, ГТУ с КУ;

$J$  – количество ПК, выводимых в ремонт.

$N_{ПКj}, MBm$  – 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:

$$N_{раб}^{нпер} = \sum_{k=1}^K N_{I раснк}^{2y} + \sum_{l=1}^L N_{расnl}^{2y} \quad (17), \text{ где:}$$

$N_{раб}^{нпер}$  – 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:

$$N_{раб}^{нпер} = \frac{\sum_{m=1}^M (n \times N_{раб}^{нпер})_m}{N} \quad (18), \text{ где:}$$

$N_{\text{раб}}^{\text{пер}}, \text{МВт}$  – 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:

$$N_{\text{ремзю}}^{\text{пер}} = \sum_{o=1}^O N_{\text{рем } o \text{ гр } o}^{\text{зю}} \quad (19), \text{ где:}$$

$N_{\text{ремзю}}^{\text{пер}}, \text{МВт}$  – 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:

$$N_{\text{рем ГР}}^{\text{пер}} = \sum_p^P N_{\text{рем } p}^{\text{ГР}} \quad (20), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем ГР}}^{\text{пер}}, \text{МВт}$  – 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:

$$N_{\text{рем}}^{\text{нпер}} = N_{\text{рем эу}}^{\text{нпер}} + N_{\text{рем ГР}}^{\text{нпер}} + N_{\text{рем ПК}}^{\text{нпер}} \quad (22), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем}}^{\text{нпер}}, \text{ MВт}$  – 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:

$$N_{\text{рем}}^{\text{нпер}} = \frac{\sum_{m=1}^M (n \times N_{\text{рем}}^{\text{нпер}})_m}{N} \quad (18), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем}}^{\text{нпер}}, \text{ MВт}$  – 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 остановом 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 остановом 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 остановом 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 остановом 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 остановом 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 остановом 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 ГР учитывается остановом соответствующей генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), технологически связанных с рассматриваемым ГР.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ГР, 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 останом 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 останом оставшегося приключенного (предвключенного) ТГ со снижением мощности, определенным по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных останом 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 на 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 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 \***

<b>№ п/п</b>	<b>Температура наружного воздуха</b>	<b>Максимальная мощность генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ)** , МВт</b>	<b>Ограничение (снижение) максимальной мощности в связи с увеличением температуры*** , МВт</b>
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 многовалльных 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 предшествующего и текущего 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**

<b>№ п/п</b>	<b>Величина нагрузки, МВт</b>	<b>Суммарное время из остановленного состояния до набора соответствующей нагрузки * , мин</b>
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*

## Приложение 13

к Техническим требованиям  
к генерирующему оборудованию  
участников оптового рынка

### Методика оценки участия гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

#### 1. Общие положения

При оценке участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) используются следующие критерии:

1. «Непредоставление резервов вторичного регулирования»
2. «Недостаточная точность регулирования мощности»
3. «Наличие колебательного процесса»

Оценка участия ГЭС в АВРЧМ производится на часовых интервалах. Из интервалов контроля исключаются периоды времени, когда ГЭС не находилась под управлением от ЦС (ЦКС) АРЧМ (в централизованном режиме).

Для ГЭС, участвующих в АВРЧМ только в режиме АОП, расчет по критерию «Непредоставление резервов вторичного регулирования» не производится, расчет по критерию «Недостаточная точность регулирования» производится для периодов времени, когда величина телеизмерения «Выход ЗВМ» по модулю более значения 0,5 МВт.

Данные, используемые при проведении контроля:

– телеизмерения (ТИ) и телесигналы (ТС), передаваемые из ГРАМ ГЭС в ЦС (ЦКС) АРЧМ:

ТИ «Мощность», ТИ «Плановая мощность», ТИ «Частотная коррекция (первичная мощность)», ТИ «Выход ЗВМ», ТИ «Частота», ТИ «Диапазон на загрузку», ТИ «Диапазон на разгрузку», ТС «Централизованный», ТС «Минимум», ТС «Максимум», ТС «Блокировка»;

– ТИ из ЦС (ЦКС) АРЧМ: величина заданных для ГЭС резервов на загрузку, величина заданных для ГЭС резервов на разгрузку;

– данные из уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования (ПАК MODES-Terminal) на каждый час суток: максимальная заявленная мощность ГЭС, минимальная заявленная мощность ГЭС.

Значения параметров алгоритмов и уставок срабатывания по каждому из критериев указаны в карте уставок и параметров алгоритмов критериев контроля участия гидроэлектростанций (ГЭС) в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

#### 2. Математические обозначения

$f(t)$  – «Частота» [Гц];

$P_{\text{факт}}(t)$  – «Фактическая активная мощность» [МВт];

$P_{\text{план}}(t)$  – «Плановая мощность» [МВт];

$P_{звм}(t)$  – «Выход ЗВМ» [МВт];

$S_{ц}(t)$  – «Централизованный»;

$P_{чк}(t)$  – требуемая первичная мощность [МВт];

$R_{загр.план}(t)$  – «Заданный резерв на загрузку» [МВт];

$R_{разгр.план}(t)$  – «Заданный резерв на разгрузку» [МВт];

$R_{загр.ост}(t)$  – «Диапазон на загрузку» [МВт];

$R_{разгр.ост}(t)$  – «Диапазон на разгрузку» [МВт]

$R_{загр.факт}(t)$  – «Фактические резервы на загрузку» [МВт]

$R_{разгр.факт}(t)$  – «Фактические резервы на разгрузку» [МВт]

$X$  (написание полужирным шрифтом) – массив, состоящий из нескольких элементов:  $X = \{X_i, i = 1..N\}$  (здесь  $i$  – индекс элементов массив,  $N$  – количество элементов массива).

### 3. Критерий 1 «Непредоставление резервов вторичного регулирования»

Критерий предназначен для выявления факта непредоставления ГЭС, участвующими в АВРЧМ, заданных резервов вторичного регулирования.

#### Используемая информация

Сигналы:

- Массив значений задания вторичной мощности (ТИ «Выход ЗВМ») [МВт] –  $P_{звм} = \{P_{звм,i}, i = 1..n\}$ .
- Массив значений резерва на загрузку (ТИ «Диапазон на загрузку») [МВт] –  $R_{загр.ост} = \{R_{загр.ост,i}, i = 1..n\}$ .
- Массив значение резерва на разгрузку (ТИ «Диапазон на разгрузку») [МВт] –  $R_{разгр.ост} = \{R_{разгр.ост}, i = 1..n\}$ .
- Массив значений заданных резервов АВРЧМ на загрузку [МВт] –  $R_{загр.план} = \{R_{загр.план,i}, i = 1..n\}$ .
- Массив значений заданных резервов АВРЧМ на разгрузку [МВт] –  $R_{разгр.план} = \{R_{разгр.план,i}, i = 1..n\}$ .
- Максимальная мощность [МВт] –  $P_{макс}$ .

#### Параметры алгоритма:

Величина упреждения определения исчерпания вторичных резервов, относительная [%] –  $\Delta_{R,отн}$ .

Максимальная допустимая длительность отклонений [сек]

#### Алгоритм решения

- 1) Расчет фактических резервов на загрузку  $R_{загр.факт}$  и разгрузку  $R_{разгр.факт}$ :

$$R_{\text{загр.факт},i} = \max(P_{\text{звм},i}, 0) + R_{\text{загр.ост},i}$$

$$R_{\text{разгр.факт},i} = \max(P_{\text{звм},i}, 0) - R_{\text{разгр.ост},i}$$

- 2) Нахождение интервалов непредоставления резервов вторичного регулирования (нарушений) на загрузку и разгрузку.

Моменты времени непредоставления резервов определяются следующим образом:

$$M_{\text{загр},i} = R_{\text{загр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) - R_{\text{загр.факт},i} > 0$$

$$M_{\text{разгр},i} = -R_{\text{разгр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) + R_{\text{разгр.факт},i} > 0$$

- 3) Исключение из дальнейших расчётов интервалов с нарушениями, длительность которых меньше максимальной допустимой длительности отклонений, и соответствующих им моментов времени.
- 4) Расчёт суммарной длительности непредоставления резервов АВРЧМ (на загрузку и разгрузку):

$$T_{\text{нар.загр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{загр},i}}} 1$$

$$T_{\text{нар.разгр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{разгр},i}}} 1$$

- 5) Расчёт суммарной величины непредоставленных резервов АВРЧМ (на загрузку и разгрузку):

$$V_{\text{нар.загр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{загр},i}}} \max(0, R_{\text{загр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) - R_{\text{загр.факт},i})$$

$$V_{\text{нар.разгр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{разгр},i}}} \max(0, -R_{\text{разгр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) + R_{\text{разгр.факт},i})$$

### Результаты решения

- суммарная длительность непредоставления вторичных резервов (на загрузку и разгрузку);
- суммарная величина непредоставленных резервов АВРЧМ (на загрузку и разгрузку).

## 4. Критерий 2 «Недостаточная точность регулирования мощности»

Критерий предназначен для выявления случаев несоответствия ГЭС установленным требованиям регулирования мощности при подключении к ЦКС (ЦС) АРЧМ.

## Используемая информация

Сигналы:

- Массив значений фактической мощности ГЭС (ТИ «Мощность») [МВт] –  $P_{\text{факт}} = \{P_{\text{факт},i}, i = 1..n\}$ .
- Массив значений плановой мощности ГЭС (ТИ «Плановая мощность») [МВт] –  $P_{\text{план}} = \{P_{\text{план},i}, i = 1..n\}$ .
- Массив значений задания вторичной мощности (ТИ «Выход ЗВМ») [МВт] –  $P_{\text{ЗВМ}} = \{P_{\text{ЗВМ},i}, i = 1..n\}$ .
- Массив значений требуемой первичной мощности (ТИ «Частотная коррекция (первичная мощность)») [МВт] –  $P_{\text{чк}} = \{P_{\text{чк},i}, i = 1..n\}$ .
- Массив значения сигнала ТС «Централизованный».
- Максимальная мощность [МВт] –  $P_{\text{макс}}$ .

Параметры алгоритма:

- Максимальная заявленная мощность ГЭС –  $P_{\text{макс}}$ .
- Допустимая задержка [сек] –  $t_{\text{delay}}$ .
- Максимальное допустимое отклонение [%] –  $\Delta_P$ .
- Максимальная допустимая длительность отклонений [сек] –  $t_{\text{out}}$ .
- Признак работы ГЭС в режиме АОП.

## Алгоритм решения

- 1) Расчёт суммарного задания мощности:

$$P_{\text{зад},i} = P_{\text{план},i} + P_{\text{чк},i} + P_{\text{ЗВМ},i}$$

- 2) Расчёт верхней и нижней допустимых границ:

$$P_{\text{вг.доп},i} = \max_{j \in [i-t_{\text{delay}}; i]} (P_{\text{зад},j}) + 0,01 \cdot \Delta_P \cdot P_{\text{макс}}$$

$$P_{\text{нг.доп},i} = \min_{j \in [i-t_{\text{delay}}; i]} (P_{\text{зад},j}) - 0,01 \cdot \Delta_P \cdot P_{\text{макс}}$$

- 3) Нахождение интервалов выхода фактической мощности  $P_{\text{факт}}$  за допустимые границы  $P_{\text{вг.доп}}$  и  $P_{\text{нг.доп}}$ , которые произошли в централизованном режиме. Для ГЭС, находящихся только под управлением АОП, так же должно выполняться условие:

$$|P_{\text{ЗВМ},i}| > 0,5$$

- 4) Исключение из расчётов интервалов с нарушениями, у которых одновременно и длительность не больше максимальной допустимой длительности отклонений  $t_{\text{out}}$ , и величина не больше максимальной допустимой величины отклонений  $V_{\text{out}}$  – оставление интервалов, у которых длительность больше максимальной допустимой  $t_{\text{out}}$  или величина больше максимальной допустимой  $V_{\text{out}}$ .
- 5) Подсчет суммарной длительности выхода фактической мощности за допустимые границы.

## Результаты решения

Суммарная длительность выхода фактической мощности за допустимые границы.

### 5. Критерий 3 «Наличие колебательного процесса»

Критерий предназначен для выявления по значениям фактической мощности ГЭС, участвующей в АВРЧМ, нежелательного колебательного процесса.

#### Используемая информация

Сигналы:

- Массив значений фактической мощности (ТИ «Мощность») [МВт]  $P_{\text{факт}} = \{P_{\text{факт},i}, i = 1..n\}$ .
- Максимальная мощность [МВт] –  $P_{\text{макс}}$ .

Параметры алгоритма:

- Максимальная допустимая амплитуда колебаний [% $P_{\text{макс}}$ ]
- Максимально допустимая мера колебательности

#### Алгоритм решения

- 1) Нормируется сигнал фактической мощности:

$$P_i = \frac{P_{\text{факт},i}}{P_{\text{макс}}}$$

- 2) Выбирается сетка полос для детектирования колебаний.

Детектирование колебаний на часовом отрезке выполняется посредством скользящего окна. Ширина окна выбирается таким образом, чтобы в нем укладывалось несколько периодов. Сдвиг окна – около периода. Нижняя граница периода колебаний – 5 сек, верхняя граница периода колебаний – 600 сек. Для лучшего детектирования колебаний с разными периодами вся полоса [5 сек; 10 мин] разбивается на несколько полос с одинаковым соотношением верхней границы к нижней. Это отношение должно быть не больше 2, чтобы исключить повторяемость кратных периодов.

- 3) Для каждой полосы с параметрами [ $T_{\text{нг}}$ ;  $T_{\text{вг}}$ ] выполняются пункты 3-7.
- 4) Выполняется фильтрация высокочастотных (шумовых) и низкочастотных (плавно меняющийся тренд) составляющих сигнала активной мощности.

Исключение из исходного сигнала высокочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным  $\left[\frac{T_{\text{нг}}}{4}\right]$ :

$$X = A G\left(P, \left[\frac{T_{\text{нг}}}{4}\right]\right)$$

Исключение из исходного сигнала низкочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным [ $T_{\text{вг}} * 4$ ]:

$$S = A G(P, [T_{\text{вг}} * 4])$$

- 5) Рассчитывается сигнал  $O$  – колебания мощности на искомым нежелательных частотах относительно нуля:

$$O_i = X_i - S_i$$

- б) Часовой интервал делится на окна шириной  $T_{m \times} * 5$ , и для каждого окна вычисляется автокорреляционная функция (АКФ), минимум АКФ в полосе получастот ( $[T_{нг}/2, T_{вг}/2]$ ), максимум АКФ в полосе частот ( $[T_{нг}, T_{вг}]$ ), мера колебательности, амплитуда колебаний и период колебаний.
- 7) Определяется наличие колебательного процесса при выполнении следующих условий:
- минимум АКФ в полосе получастот – меньше нуля;
  - максимум АКФ в полосе частот – больше нуля;
  - мера колебательности – больше максимального допустимого значения меры колебательности;
  - амплитуда колебаний – больше максимального допустимого значения амплитуды.

### Результаты решения

каждый зафиксированный колебательный процесс с параметрами:

- моменты начала и конца колебательного процесса;
- амплитуда колебаний;
- период колебаний;
- мера колебательности.

### Карта уставок и параметров алгоритмов критериев оценки участия гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

Параметры и уставки	Значение
<b>Критерий 1 «Непредоставление резервов вторичного регулирования»</b>	
величина упреждения определения исчерпания вторичных резервов, %Р <sub>макс</sub>	1
максимальная допустимая длительность отклонений, сек	15
<b>Критерий 2 «Недостаточная точность поддержания мощности»</b>	
допустимая задержка, сек	15
максимальная допустимая длительность отклонений, сек	15
максимальное допустимое отклонение мощности, %Р <sub>макс</sub>	1
<b>Критерий 3 «Наличие колебательного процесса»</b>	
максимальная допустимая амплитуда колебаний, %Р <sub>макс</sub>	1
максимально допустимая величина колебательности	1,55

## Приложение 14

к Техническим требованиям  
к генерирующему оборудованию  
участников оптового рынка

### Методика мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты

#### 1. Общие положения

1.1. Настоящая Методика мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – Методика) разработана в соответствии с Требованиями к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденными приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2 (далее – Требования).

1.2. Методика предназначена для использования персоналом электростанций, работающих в составе ЕЭС России, а также работниками АО «СО ЕЭС» при осуществлении мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) на соответствие Требованиям.

1.3. Положения настоящей Методики распространяются на генерирующее оборудование всех типов электростанций, с использованием которых осуществляется деятельность по производству электрической энергии (мощности) на оптовом рынке электрической энергии и мощности или розничных рынках электрической энергии, работающее в режиме выработки электрической энергии и признанное в установленном Требованиями порядке готовым к участию в ОПРЧ.

1.4. Методика устанавливает:

- исходные данные, используемые для мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ;
- порядок проведения анализа и оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на соответствие Требованиям;
- критерии неудовлетворительного участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций различного типа.

#### 2. Используемые обозначения и сокращения

В Методике применены следующие обозначения и сокращения:

АЭС – атомная электростанция;

ВОЛЭС – волновая электростанция;

ВЭС – ветровая (ветроэлектрическая) электростанция;

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;

ГПА – газопоршневой агрегат;

ГУБТ – газовая утилизационная бескомпрессорная турбина;

ГЭС – гидравлическая электростанция;

ДГА – детандер-генераторный агрегат;

ДГУ – дизель-генераторная установка;  
ОИК – оперативно-информационный комплекс;  
СЭС – солнечная электростанция;  
ТЭС – тепловая электростанция;  
частота – значение частоты электрического тока, если не оговорено иное.

### **3. Исходные данные, используемые для мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ**

3.1. АО «СО ЕЭС» осуществляет мониторинг и анализ участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на основе телеметрической информации, поступающей от электростанций в ОИК диспетчерских центров.

При необходимости, для анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ собственник электростанции должен предоставить по запросу АО «СО ЕЭС» данные мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ согласно Требованиям.

3.2. Для целей мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на каждой электростанции должно быть организовано измерение параметров в соответствии с пунктом 43 Требованиям.

Должна быть предусмотрена возможность представления информации мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в табличном и графическом виде. Требования к формату предоставления данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в табличном виде представлены в Приложении 1 к настоящей Методике.

3.3. В целях подтверждения предоставленной собственником электростанции информации по участию генерирующего оборудования в ОПРЧ АО «СО ЕЭС» вправе запросить соответствующие обосновывающие документы: паспортные данные, проектную документацию, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов-изготовителей, заключения специализированных организаций.

3.4. Срок хранения архивных данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС» и на электростанциях должен соответствовать пункту 44 Требованиям.

### **4. Порядок проведения анализа и оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ**

4.1. Анализ и оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций, функционирующих в составе ЕЭС России осуществляется при скачкообразных отклонениях частоты в энергосистеме на величину в пределах  $\pm 0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной частоты, а также для всех случаев отклонения частоты в энергосистеме от номинальной на 0,2 Гц и более.

Для проведения анализа и оценки участия в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ВЭС и СЭС продолжительность указанных отклонений частоты должна быть не менее 30 секунд.

Для проведения анализа и оценки участия в ОПРЧ ГПА и ДГУ, генерирующего оборудования ГЭС и ГАЭС, ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и

ДГА продолжительность указанных отклонений частоты должна быть не менее 1 минуты.

Анализ и оценка участия в ОНРЧ генерирующего оборудования ВЭС, СЭС, ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА осуществляется при повышении частоты более 50,1 Гц.

4.2. Анализ участия генерирующего оборудования в ОНРЧ не осуществляется в следующих случаях:

- при наличии оформленной в установленном порядке диспетчерской заявки на временный вывод генерирующего оборудования из режима участия в ОНРЧ;
- при производстве пуско-остановочных операций на генерирующем оборудовании;
- если в отношении генерирующего оборудования оформлено решение об отсутствии технической возможности участия в ОНРЧ, в соответствии с пунктом 7 Требований;
- при отключении генератора от сети вследствие:
  - действия противоаварийной автоматики;
  - отключения элементов схемы выдачи мощности с переходом генерирующего оборудования на холостой ход или нагрузку собственных нужд;
  - нарушений нормального режима работы или повреждений генератора с остановом генерирующего оборудования;
  - недопустимых отклонений параметров электроэнергетического режима энергосистемы вследствие неправильного действия противоаварийной автоматики.

4.3. Анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОНРЧ осуществляется персоналом АО «СО ЕЭС с применением следующих формализованных критериев автоматизированного контроля, алгоритмы которых приведены в Приложении 2 к настоящей Методике:

- критерий «Непредоставление информации»;
- критерий «Наличие колебательного процесса»;
- критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции».

При проведении анализа и оценки участия генерирующего оборудования в ОНРЧ принятие решения об удовлетворительном или неудовлетворительном участии такого оборудования принимается персоналом АО «СО ЕЭС» на основании применения формализованных критериев автоматизированного контроля и факторов, указанных в п. 4.3.6. Методики.

4.3.1. Критерий «Непредоставление информации» предназначен для выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОНРЧ, а также требований к осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга участия генерирующего оборудования в ОНРЧ.

В случае выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга по данным ОИК, АО «СО ЕЭС» направляет собственнику

электростанции запрос о предоставлении данных мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ согласно п.45 Требований. По предоставленным данным, соответствующим указанным в Приложении 1 к настоящей Методике требованиям к формату предоставления данных мониторинга, АО «СО ЕЭС» проводит анализ и оценку участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

4.3.2. Критерий «Наличие колебательного процесса» предназначен для выявления случаев возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ. Для генерирующего оборудования электростанций всех типов, контролируется отсутствие незатухающих колебаний активной мощности, не связанных с колебаниями частоты.

4.3.3. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

4.3.4. При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС при скачкообразных отклонениях частоты в пределах  $\pm 0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка).

Для генерирующего оборудования СЭС, ВЭС качественная оценка проводится при скачкообразном повышении частоты в пределах  $0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной.

4.3.5. При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС при отклонениях частоты на  $\pm 0,2$  Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка).

Для генерирующего оборудования ТЭС, АЭС количественная оценка проводится с учетом коэффициента динамики Кд, установленного Требованиями для соответствующего типа генерирующего оборудования.

Для генерирующего оборудования СЭС, ВЭС количественная оценка проводится при повышении частоты на  $0,2$  Гц и более от номинальной.

4.3.6. При проведении анализа и оценки адекватной/должной реакции изменения мощности генерирующего оборудования при изменении частоты:

- учитываются актуальные ограничения на регулировочный диапазон генерирующего оборудования, указанные в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования;

- учитываются изменения мощности генерирующего оборудования, вызванные действием оперативного персонала электростанций по диспетчерской команде, а также изменения мощности, связанные с участием в автоматическом вторичном регулировании частоты и/или перетоков активной мощности с управлением от ЦКС (ЦС) АРЧМ;

- для генерирующего оборудования АЭС учитывается работа в режиме «мощностного» эффекта реактивности;

- для генерирующего оборудования ВЭС и СЭС, ВОЛЭС анализ и оценка участия в ОПРЧ выполняется по суммарной мощности включенного в работу

генерирующего оборудования. Номинальная мощность генерирующего оборудования ВЭС и СЭС принимается равной фактической мощности генерирующего оборудования на момент начала его участия в ОНРЧ;

- для генерирующего оборудования ВОЛЭС, ГУБТ и ДГА анализ о оценка участия в ОНРЧ проводится с учетом скорости изменения мощности, установленной документами по эксплуатации систем автоматического управления этим генерирующим оборудованием;

- при выявлении нарушений участия в ОНРЧ единиц генерирующего оборудования неблочной части ТЭС дополнительно проводится анализ причин неудовлетворительного участия в ОНРЧ неблочной части ТЭС по суммарной мощности включенного в работу и готового к участию в ОНРЧ генерирующего оборудования неблочной части;

- при необходимости, учитываются запрошенные АО «СО ЕЭС» и предоставленные собственником или иным законным владельцем электростанции соответствующие обосновывающие документы: паспортные данные, проектная документация, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов-изготовителей, заключения специализированных организаций, а также результаты мониторинга и анализа, проведенные на электростанции.

4.3.7. Граничные меры и параметры алгоритмов критериев автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в ОНРЧ указаны в Приложении 2 к Методике.

## **5. Критерии неудовлетворительного участия в ОНРЧ генерирующего оборудования электростанций различного типа**

По результатам анализа и оценки неудовлетворительное участие генерирующего оборудования в ОНРЧ фиксируется в случаях:

- выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОНРЧ по данным ОИК с применением критерия «Непредоставления информации»;

- непредоставления в АО «СО ЕЭС» собственником электростанции или иным законным владельцем запрошенных данных мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОНРЧ согласно п.45 Требований или несоответствия предоставленных данных требованиям, указанным в Приложении 1;

- выявления нарушений требований к осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга участия генерирующего оборудования в ОНРЧ по данным, предоставленным собственником электростанции с применением критерия «Непредоставление информации»;

- выявления возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования при участии в ОНРЧ с применением критерия «Наличие колебательного процесса»;

- выявления при проведении количественной оценки нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования с применением критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции»;

– отсутствия при проведении качественной оценки адекватного изменения мощности генерирующего оборудования при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования с применением критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции»;

– если в процессе первичного регулирования зафиксировано срабатывание технологических защит (вмешательство оперативного персонала), действующих на останов генерирующего оборудования или приводящих к значительному снижению нагрузки (ниже технического минимума или более чем в 3 раза превышающего требуемую первичную мощность);

– если для генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, не имеющего технической возможности автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты при повышении частоты более 51 Гц продолжительностью 10 секунд и более не зафиксировано отключение генерирующего оборудования от сети.

**Приложение 1**  
к Методике мониторинга и анализа  
участия генерирующего оборудования  
в общем первичном регулировании  
частоты

**Требования к формату представления данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в табличном виде**

1. Данные мониторинга ОПРЧ должны предоставляться с шагом 1 секунда.
2. Точность и дискретность измерений данных мониторинга ОПРЧ должна соответствовать п.43 Требований.
3. Данные мониторинга ОПРЧ по объекту генерации должны быть представлены в текстовом файле формата CSV (Comma-Separated Values).
4. Файл должен содержать данные за период времени, который определяется запросом диспетчерского центра АО «СО ЕЭС».
5. Каждая запись в файле должна представлять собой строку следующего формата:

**<Всемирное координированное время>;<Частота>;<Активная мощность>**

Всемирное координированное время (далее – UTC) должно иметь краткий формат даты <dd.ММ.уууу> и полный формат времени <НН:мм:сс,00> разделенные пробелом. Секунды могут иметь дробную часть, отделенную от целой части точкой (ss.000).

В данных <Частота> и <Активная мощность> десятичные знаки от целых отделяются точкой.

*Пример.*

*Для частоты вращения турбины (частоты сети) со значением 50,207 Гц и активной мощностью со значением 120,57 МВт, зафиксированным 14 марта 2020 года в 17 часов 30 минут 57 секунд (UTC), строка должна иметь вид:*

**14.03.2020 17:30:57;50.207;120.57**

6. Имя файла должно представлять собой строку, определяющую объект генерации и время (UTC) начала периода по п.4, следующего формата:

**<Краткое название электростанции>.<2 цифры номера единицы генерирующего оборудования>.<4 цифры года><2 цифры месяца><2 цифры дня>.<2 цифры часа><2 цифры минуты><2 цифры секунды>**

*Пример.*

*Для энергоблока ст. № 1 Ставропольской ГРЭС полное имя файла с данными за период времени, начиная с 17 часов 30 минут 57 секунд 14 марта 2020 года, будет иметь вид:*

**СтаврГРЭС.01.20200314.173057.csv**

7. Файл (-ы) мониторинга ОПРЧ объекта генерации должен (-ны) быть сжат (-ы) архиватором zip.
8. Имя сжатого файла (далее – Архив) должно представлять собой строку, определяющую электростанцию и время (UTC) начала периода по п.4, следующего формата:

**<Краткое название электростанции>.<4 цифры года><2 цифры месяца><2 цифры дня>.<2 цифры часа><2 цифры минуты><2 цифры секунда>**

*Пример.*

*Для Ставропольской ГРЭС полное имя Архива с файлами за период времени, начиная с 17 часов 30 минут 57 секунд 14 марта 2020 года, будет иметь вид:*

***СтаврГРЭС.20200314.173057.zip***

9. Внутри Архива должен (-ны) содержаться файл(-ы) мониторинга ОПРЧ по всем объектам генерации, запрашиваемым диспетчерским центром АО «СО ЕЭС».

*Пример.*

*Диспетчерский центр АО «СО ЕЭС» запрашивает данные мониторинга ОПРЧ энергоблоков ст. № 1 и № 2 Ставропольской ГРЭС за период времени с 17 часов 30 минут 57 секунд 14 марта 2020 года по 18 часов 15 минут 00 секунд 14 марта 2020 года.*

*В Архиве с полным именем СтаврГРЭС.20200314.173057.zip должны находиться файлы СтаврГРЭС.01.20200314.173057.csv и СтаврГРЭС.02.20200314.173057.csv.*

**Приложение 2**  
к Методике мониторинга и анализа  
участия генерирующего оборудования  
в общем первичном регулировании  
частоты

**Критерии автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования  
в общем первичном регулировании частоты**

## 1. Общие положения

Настоящие критерии предназначены для проведения автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) в части соблюдения требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования, к предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга, отсутствию незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

Автоматизированный контроль участия генерирующего оборудования в ОПРЧ производится с использованием передаваемых с электростанций в ОИК АО «СО ЕЭС» измерений (сигналов) активной мощности  $P(t)$  генерирующего оборудования и частоты  $f(t)$ , а также с использованием переданных с электростанций по запросу АО «СО ЕЭС» данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

При оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ используются следующие критерии автоматизированного контроля:

- 1) «Непредоставление информации»;
- 2) «Наличие колебательного процесса»;
- 3) «Отсутствие адекватной/должной реакции».

Критерии автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в ОПРЧ реализованы с использованием мер нарушений.

Мера нарушения – числовая скалярная функция, вычисляемая на временном интервале.

Выявление нарушений осуществляется с использованием граничного значения меры (граничной меры) следующим образом:

- если мера нарушения больше граничной меры, то принимается решение о наличии нарушения;
- если мера нарушения меньше или равна граничной мере, то принимается решение об отсутствии нарушения.

Значения параметров алгоритмов и граничных мер по каждому из критериев указаны в карте граничных мер и параметров алгоритмов критериев контроля участия генерирующего оборудования различного типа в ОПРЧ.

## 2. Математические обозначения

$\Delta f_p$	расчетное отклонение частоты
$f(t)$	сигнал частоты
$h(t)$	переходная функция
$h(15\text{сек}), h(15)$	значение переходной функции в точке 15 сек.
$P(t)$	сигнал фактической активной мощности генерирующего оборудования
$P_{\text{мин}}$	минимальная мощность (нижняя граница регулировочного диапазона) генерирующего оборудования
$P_{\text{макс}}$	максимальная мощность (верхняя граница регулировочного диапазона) генерирующего оборудования
$P_{\text{ном}}$	номинальная мощность генерирующего оборудования
$A G$	фильтр скользящего среднего
$\exists$	квантор существования
$\forall$	квантор всеобщности
$\in$	принадлежность множеству
$\equiv$	знак тождественности
$\mathbf{x} \equiv \{x_i, i = 1..N\}$	массив из нескольких элементов ( $i$ – индекс элемента, $N$ – количество элементов)
$ x $	модуль числа $x$
$\tilde{X}_i$	сглаженные (обработанные фильтром низких частот) значения сигнала $X_i \equiv X(t_i)$

### 3. Критерий «Непредоставление информации»

Критерий предназначен для выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, а также осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

#### Используемая информация

Массив значений измерений мощности [МВт] –  $P = \{P_i, i = 1..n\}$ .

Массив значений измерений частоты [Гц] –  $f = \{f_i, i = 1..n\}$ .

Массив значений измерений эталонной частоты [Гц] –  $f_{\text{эт}} = \{f_{\text{эт},i}, i = 1..n\}$ .

Уставка нижней границы для проверки достоверности мощности –  $P_{\text{дост},m n}$ .

Уставка верхней границы для проверки достоверности мощности –  $P_{\text{дост},m x}$ .

#### Параметры алгоритма:

- Минимальное допустимое значение частоты  $f_{m n,\text{доп}}$  [Гц].
- Максимальное допустимое значение частоты  $f_{m x,\text{доп}}$  [Гц].
- Максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты  $\Delta f_{m x,\text{доп}}$  [Гц].
- Максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте  $N_{m x,f}$ .
- Максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности  $N_{m x,P}$ .
- Максимальное допустимое суммарное время непредоставления информации  $t_{m x,\text{доп}}$ .

#### Алгоритм решения

Блок-схема алгоритма для критерия представлена на рисунке 1.

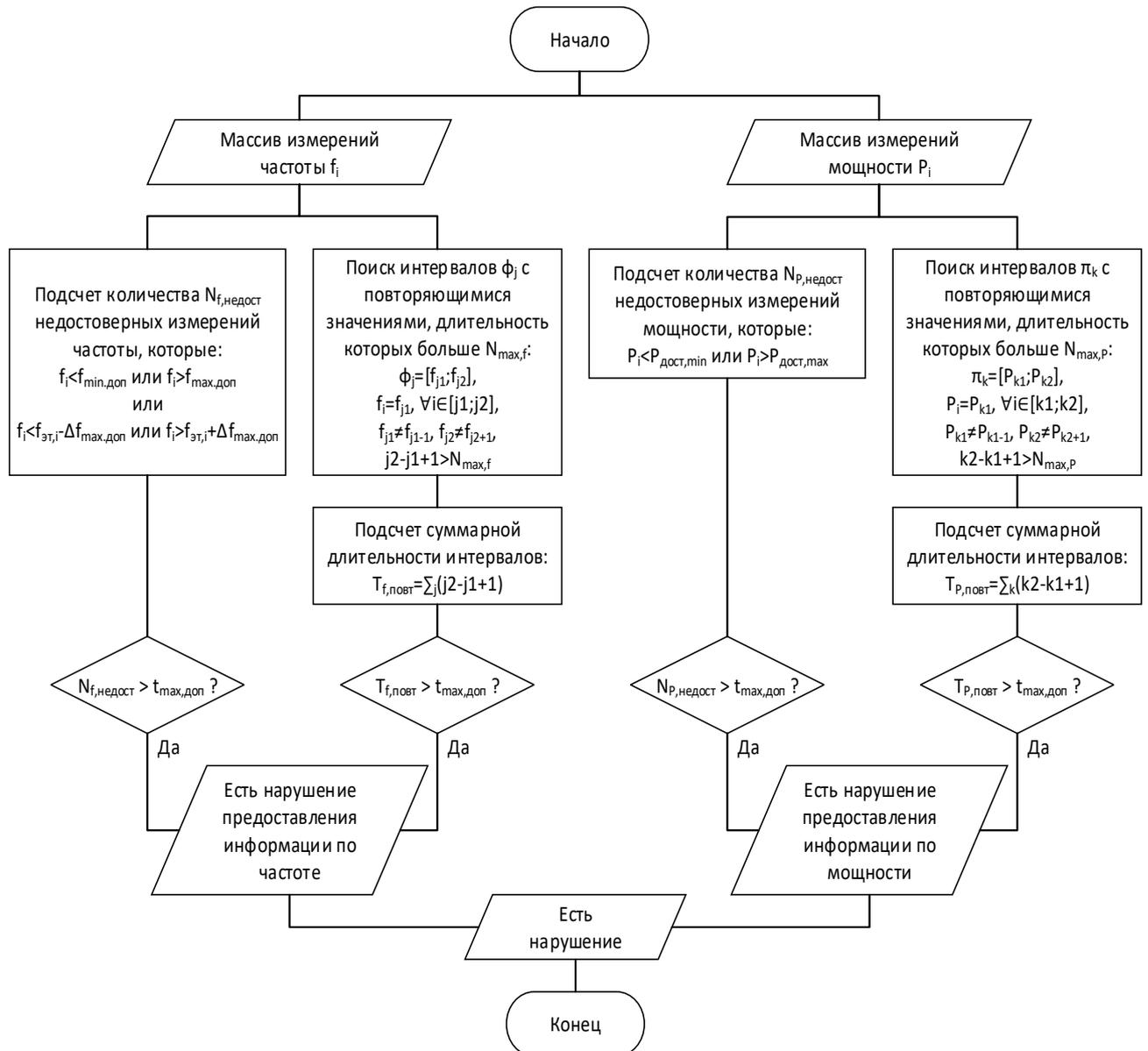


Рисунок 4. Блок-схема алгоритма для критерия "Непредоставление информации"

### Результаты решения алгоритма

Признак наличия нарушения предоставления информации по частоте.

Признак наличия нарушения предоставления информации по мощности.

Признак наличия нарушения по критерию «Непредоставление информации».

#### 4. Критерий «Наличие колебательного процесса» для ТЭС, АЭС, СЭС, ВЭС, ГПА, ДГУ

Данный критерий предназначен для выявления случаев возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования и применяется в отношении оборудования ТЭС, АЭС, СЭС, ВЭС, ГПА и ДГУ.

В основе критерия лежит использование функции автокорреляции (автокорреляционной функции, АКФ) сигнала фактической мощности генерирующего оборудования. Наличие пиков в функции автокорреляции проверяемого сигнала означает наличие колебательной составляющей в этом сигнале с соответствующим периодом. Перед вычислением функции автокорреляции выполняется фильтрация исходного сигнала фактической мощности с помощью полосового фильтра в целях выделения нежелательных частот, которые лежат в диапазоне от 0,01 Гц до 0,1 Гц.

Мерой нарушения по данному критерию является значение функции автокорреляции сигнала фактической мощности в точке первого локального максимума, следующего за первым локальным минимумом.

##### Используемая информация

- Массив значений времени [сек] –  $t = \{t_i, i = 1..n\}$ , дискретность измерений 1 секунда.
- Массив значений фактической мощности [МВт] –  $P = \{P_i, i = 1..n\}$ .
- Массив расчетных отклонений частоты [Гц] –  $\Delta f_p = \{\Delta_{p,i}, i = 1..n\}$ .
- Параметр использования числа периодов колебаний:
- $R_{\text{пер}} = \begin{cases} 1, & \text{если используется} \\ 0, & \text{если не используется} \end{cases}$
- Граничное значение числа периодов колебаний –  $N_{\text{пер.гр}}$ .

##### Алгоритм решения

1) С целью выделения искомых нежелательных частот выполняется предварительная фильтрация исходного сигнала активной мощности. Фильтрация осуществляется с помощью полосового фильтра, основанного на фильтре скользящего среднего.

Исключение из исходного сигнала высокочастотных шумовых составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным 9:

$$P_1 = \text{AVG}(P, 9)$$

Исключение низкочастотных составляющих, соответствующих плавно (медленно) меняющемуся тренду, выполняется с помощью фильтра скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным 70:

$$O = P_1 - \text{AVG}(P_1, 70)$$

Сигнал  $O(t)$  представляет собой колебания мощности на искомых нежелательных частотах относительно нуля.

2) Рассматриваемый интервал разбивается на пересекающиеся отрезки длиной в 121 секунду. Каждый следующий отрезок получается путем сдвига границ предыдущего на 10 секунд.

3) Поочередно для отрезков вычисляется автокорреляционная функция (АКФ) сигнала мощности:

$$R_{P,i} = \frac{\sum_{k=1}^N O_{i-k} \cdot O_i}{\sum_{i=1}^N O_i^2}$$

4) Для АКФ определяются значения  $\gamma_P$  и  $T_{\gamma,P}$  сигнала мощности:

$$T_{\gamma,P} = \min T_{\text{locmax}}, \quad \gamma_P = R_P(T_{\gamma,P})$$

где

$$T_{\text{locmax}} = \{t_i : R_P(t_{i-1}) < R_P(t_i) \text{ и } R_P(t_i) > R_P(t_{i+1})\}$$

$T_{\text{locmax}}$  – массив точек локальных максимумов функции  $R_P$ .

5) При значении  $\gamma_P$  большем или равным 0,6 и при периоде  $T_{\gamma,P}$ , лежащем в диапазоне от 5 до 100 секунд, происходит переход к шагу 6. В противном случае происходит переход к следующему отрезку (п.3).

6) На данном отрезке производится фильтрация (сглаживание) сигнала расчетных отклонений частоты при помощи фильтра скользящего среднего с параметром 9.

$$\widetilde{\Delta f_p} = \text{AVG}(\Delta f_p, 9)$$

7) Вычисляются значения автокорреляционной функции (АКФ)  $R_{f,i}$  сигнала расчетных отклонений частоты  $\widetilde{\Delta f_p}$ .

8) Определяется значение АКФ сигнала расчетных отклонений частоты в точке  $T_{\gamma,P}$

$$\gamma_{f,P} = R_f(T_{\gamma,P})$$

9) При значении  $\gamma_{f,P}$ , меньших 0,5, и параметре  $p_{\text{пер}} = 0$  выносятся решение о присутствии автоколебаний на данном отрезке и, соответственно, на всем интервале. При  $p_{\text{пер}} = 1$  происходит переход к пункту 10.

10) Число периодов колебаний может служить дополнительным критерием выявления нарушения. На отрезках рассматриваемого интервала, определенных в пункте 2, вычисляются значения АКФ сигнала мощности в точке  $T_{\gamma,P}$

$$R_P^{\{j\}}(T_{\gamma,P}), \quad j - \text{номер отрезка}$$

11) Определяется  $T_{\text{start}}$ , как время начала первого отрезка, на котором  $R_P^{\{j_1\}}(T_{\gamma,P}) > 0,5$ , и  $T_{\text{end}}$ , как время конца последнего отрезка, на котором  $R_P^{\{j_n\}}(T_{\gamma,P}) > 0,5$ .

12) Количество периодов определяется по формуле:

$$N_{\text{пер}} = \frac{T_{\text{start}} - T_{\text{end}}}{T_{\gamma,P}}$$

13) Если  $N_{\text{пер}} > N_{\text{пер.гр}}$ , то принимается решение о наличии нарушения по критерию «наличие колебательного процесса» на данном интервале.

Блок-схема алгоритма для критерия представлена на рисунке 2.

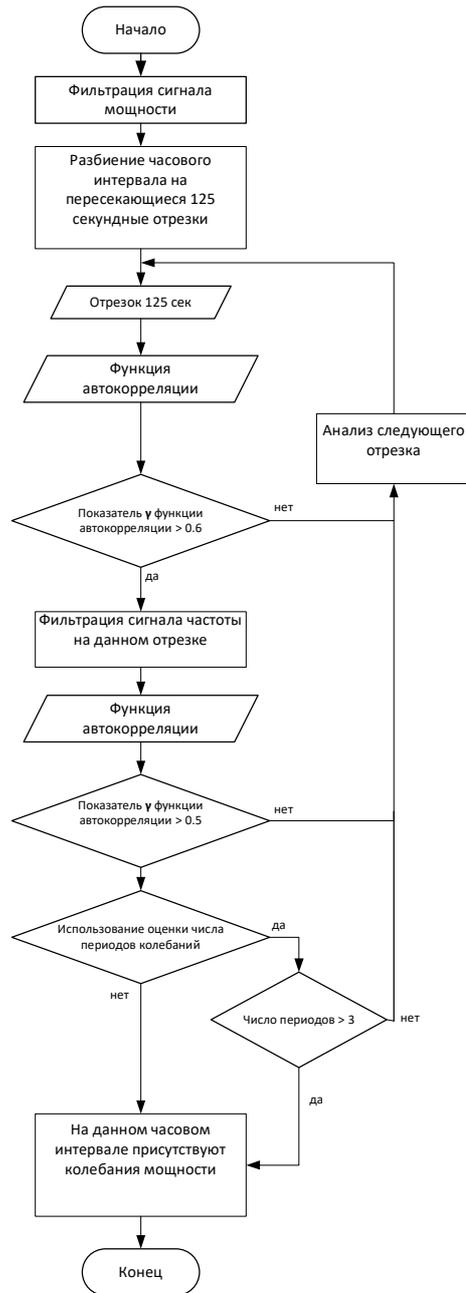


Рисунок 2. Блок-схема алгоритма для критерия «Наличие колебательного процесса»

### Результаты решения алгоритма

Признак наличия нарушения по критерию «наличие колебательного процесса»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

### 5. Критерий «Наличие колебательного процесса» для ГЭС, ГАЭС

Данный критерий предназначен для выявления случаев возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования и применяется в отношении оборудования ГЭС, ГАЭС.

В критерии также присутствует проверка, что колебания активной мощности не является следствием реакции на колебания частоты. Если на рассматриваемом интервале в сигнале частоты присутствуют колебания с тем же периодом, что и колебания мощности, то колебания мощности в этом случае не являются нарушением.

#### Используемая информация

Сигналы:

- Массив значений фактической мощности (ТИ «Мощность») [МВт]  $P_{\text{факт}} = \{P_{\text{факт},i}, i = 1..n\}$ .

- Максимальная мощность [МВт] –  $P_{\text{макс}}$ .

Параметры алгоритма:

- Максимальная допустимая амплитуда колебаний [% $P_{\text{макс}}$ ].

- Максимально допустимая мера колебательности.

#### Алгоритм решения

Детектирование колебаний выполняется для сигнала фактической мощности, выраженного в относительных единицах:

$$P_i = \frac{P_{\text{факт},i}}{P_{\text{макс}}}$$

Детектируются колебания с периодами от 5 сек до 10 мин (600 сек). Для детектирования этот диапазон разбивается на следующие полосы с соответствующими нижними и верхними границами:

$T_{\text{нг}}$ , сек	5,0	8,1	13,0	21,0	33,9	54,8	88,4	143	230	372
$T_{\text{вг}}$ , сек	8,1	13,0	21,0	33,9	54,8	88,4	143	230	372	600

Для каждой полосы выполняется детектирование следующим образом.

а. Выполняется фильтрация высокочастотных (шум) и низкочастотных (плавно меняющийся тренд) составляющих сигнала мощности. Для этого используется фильтр скользящего среднего.

Фильтрация высокочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна)  $\left[\frac{T_{\text{нг}}}{4}\right]$ :

$$X = A G\left(P, \left[\frac{T_{\text{нг}}}{4}\right]\right)$$

Фильтрация низкочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна)  $[T_{\text{вг}} * 4]$ :

$$S = A G(P, [4 \cdot T_{\text{вг}}])$$

Для анализа используется отфильтрованный сигнал:

$$O_i = X_i - S_i$$

б. Детектирование колебаний на выбранном отрезке выполняется посредством скользящего окна. Ширина окна –  $5 \cdot T_{\text{вг}}$ , сдвиг окна –  $T_{\text{нг}}$ . Для каждого положения окна рассчитывается:

- i. Автокорреляционная функция (АКФ) на своей области определения от 0 до  $T_{\text{вг}}$ .
- ii. Минимум АКФ  $ac_{m n}$  на интервале от  $0,5 \cdot T_{\text{нг}}$  до  $0,5 \cdot T_{\text{вг}}$  («в полосе полупериодов»).
- iii. Максимум АКФ  $ac_{m x}$  на интервале от  $T_{\text{нг}}$  до  $T_{\text{вг}}$  («в полосе периодов»).
- iv. Мера колебательности – по найденным минимуму и максимуму АКФ:

$$-1,1086 \cdot ac_{m n} + 1,7473 \cdot ac_{m x}$$

- v. Амплитуда колебаний – как стандартное отклонение отфильтрованного сигнала, умноженное на  $\sqrt{2}$ .

с. Наличие колебательного процесса определяется при одновременном выполнении следующих условий:

- i. минимум АКФ в полосе полупериодов – меньше нуля;
- ii. максимум АКФ в полосе периодов – больше нуля;
- iii. мера колебательности – больше максимального допустимого значения меры колебательности);
- iv. амплитуда колебаний – больше максимального допустимого значения амплитуды.

д. В случае наличия колебаний активной мощности в какой-то полосе периодов из п.2, выполняется проверка наличия колебаний в сигнале частоты в этой же полосе периодов. Для этого для сигнала частоты выполняется:

- i. Фильтрация высокочастотных и низкочастотных составляющих – аналогично п.2.1 (с такими же параметрами фильтров).
- ii. Расчет АКФ, определение минимума АКФ в полосу полупериодов, максимума АКФ в полосе периодов, меры колебательности и амплитуды колебаний – аналогично пп.2.2.1-2.2.5.
- iii. Определение наличия колебаний в сигнале частоты – аналогично п.2.3.
- iv. При наличии колебаний в сигнале частоты нарушение не фиксируется.

### Результаты решения алгоритма

Каждый зафиксированный колебательный процесс активной мощности, не обусловленный колебаниями частоты, с параметрами:

- моменты начала и конца колебательного процесса;
- амплитуда колебаний;
- период колебаний;
- мера колебательности.

## 6. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для ТЭС

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС при скачкообразных отклонениях частоты в пределах  $\pm 0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка). Применяется метод идентификации переходной функции.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС при отклонениях частоты на  $\pm 0,2$  Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка). Применяются метод идентификации переходной функции и метод построения допустимых границ.

Критерий состоит из двух частей:

- когда частота не изменяется существенно (интервалы времени с «квазиустановившимся режимом по частоте») - применяется метод построения допустимых границ;
- когда частота изменяется существенно (скачкообразное отклонение частоты, интервалы времени с «переходным режимом по частоте») - применяется метод идентификации переходной функции.

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима по частоте, если частота на отрезке в  $\pm 15$  секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на 10 мГц.

Скачкообразное отклонение частоты – это воздействие в виде ступенчатой функции.

### Используемая информация

- Массив значений измерений мощности [МВт] за время отклонения частоты –  $P = \{P_i, i = 1..N\}$ .
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты –  $f = \{f_i, i = 1..N\}$ .
- Уставка фильтра объединения интервалов.
- Уставка фильтра исключения интервалов.
- Величина «мертвой полосы»,  $f_{dead}$ .
- Уставка определения квазиустановившегося режима,  $\varepsilon_2$ .
- Уставка оценки значения переходной функции,  $\varepsilon_3$ .
- Уставка ограничения анализа переходного режима,  $\varepsilon_4$ .

### Алгоритм решения

Блок-схема алгоритма для критерия представлена на рисунке 3.

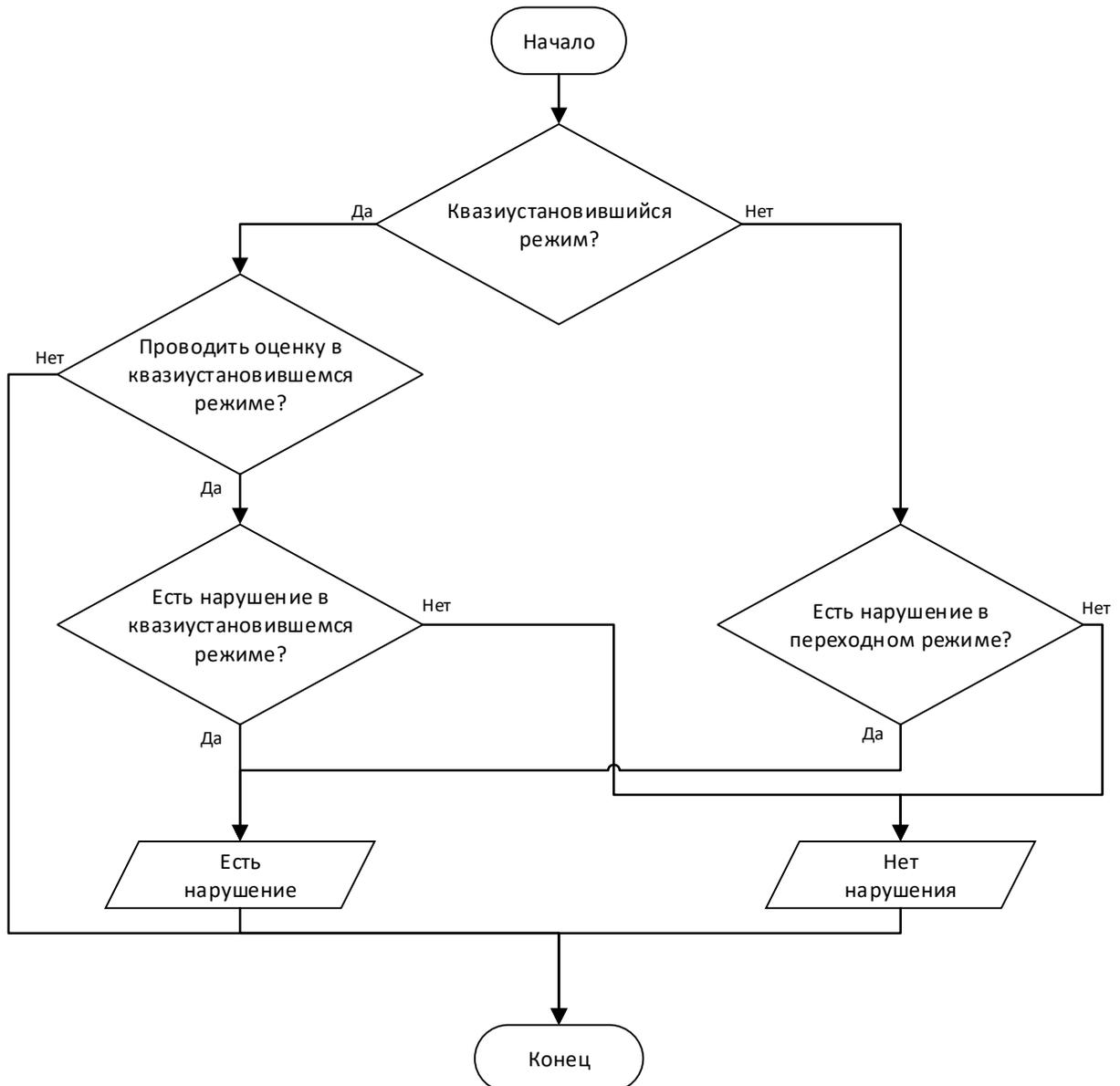


Рисунок 3. Блок-схема алгоритма для критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции» ТЭС

Определяются интервалы выхода частоты за мертвую полосу:

$r_{i\ it}$  – начало интервала (исходный момент), если  $|f_{r\ 1} - 50| \leq f_{dead}$  и  $|f_r - 50| > f_{dead}$

$r_{e\ d}$  – конец интервала, если  $|f_r - 50| \leq f_{dead}$  и  $|f_{r\ 1} - 50| > f_{dead}$

Объединяются интервалы, у которых длительность интервала между концом и началом следующего меньше уставки фильтра объединения интервалов. Удаляем интервалы, длительность которых меньше уставки фильтра исключения интервалов.

Для каждого момента времени рассчитывается среднее значение  $f_{i\ cp}$ , на интервале  $\pm 15$  секунд и расчетное отклонение частоты  $\Delta f_p$ :

$$f_{i,cp} = \frac{1}{31} \sum_{k=-1}^{i-1} f_k$$

$$\Delta f_{p,i} = \begin{cases} f_i - (50 - f_{dead}) & f_i \leq 50 - f_{dead} \\ 0 & 50 - f_{dead} \leq f_i \leq 50 + f_{dead} \\ f_i - (50 + f_{dead}) & 50 + f_{dead} \leq f_i \end{cases}$$

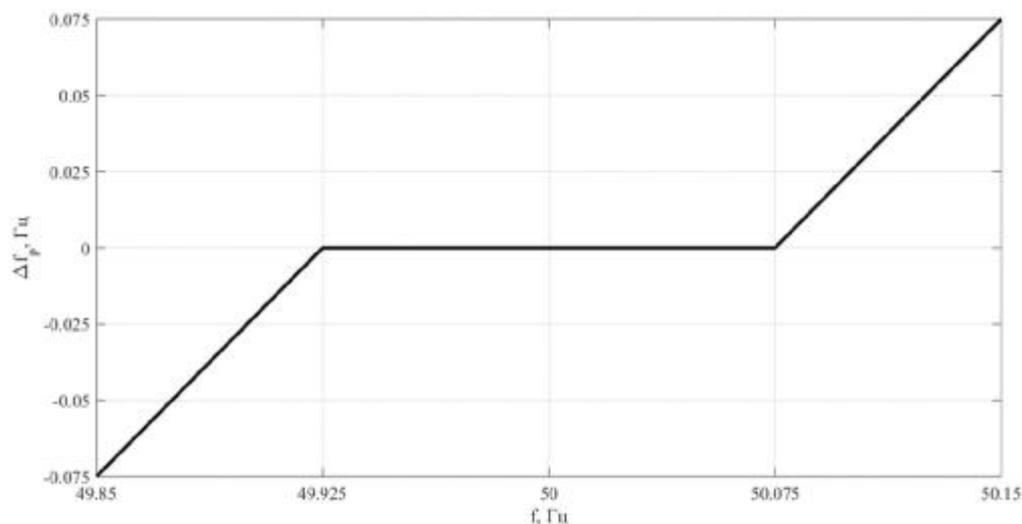


Рисунок 4. Расчетное отклонение частоты при величине «мертвой полосы» первичного регулирования  $50,000 \pm 0,075$  Гц

Моменты времени, для которых  $|f_{i,cp} - 50| \leq f_{dead}$ , далее не оцениваются.

Моменты времени, для которых  $|f_{i,cp} - 50| > f_{dead}$ , оцениваются по-разному в зависимости от того, являются ли они моментами квазиустановившегося режима энергосистемы или нет.

Для каждого интервала выполняются нижеследующие действия.

Определяется «исходная мощность» как среднее значение мощности на интервале в 15 секунд до исходного момента отклонения частоты:

$$P_{исх} = \frac{1}{15} \sum_{k=r-1}^{r-1} P_k$$

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима энергосистемы, если частота на отрезке в  $\pm 15$  секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на  $\varepsilon_2$  мГц:

$$f_i - \text{квазиуст.}, \text{ если } \forall j \in [i - 15; i + 15]: |f_j - f_{i,cp}| \leq \varepsilon_2$$

$$f_i - \text{не квазиуст.}, \text{ если } \exists j \in [i - 15; i + 15]: |f_j - f_{i,cp}| > \varepsilon_2$$

Моменты времени с квазиустановившимся режимом оцениваются методом построения допустимой границы.

Моменты времени с не квазиустановившимся (переходным) режимом оцениваются методом идентификации переходной функции генерирующего оборудования.

### 6.1 Оценка в квазиустановившемся режиме

Для моментов времени с квазиустановившимся режимом по частоте строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница  $P_{нг}$ , при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница  $P_{вг}$ :

$$\begin{cases} P_{нг,i} = \min \left( P_{исх} + \min \left( \frac{-100 \Delta f_{р,i}}{S} \frac{K_{д,i}}{f_{ном}} P_{ном}; 0,1 P_{ном} \right); P_{макс} \right) - 0,01 P_{ном} \\ P_{вг,i} = \max \left( P_{исх} + \max \left( \frac{-100 \Delta f_{р,i}}{S} \frac{K_{д,i}}{f_{ном}} P_{ном}; -0,1 P_{ном} \right); P_{мин} \right) + 0,01 P_{ном} \end{cases}$$

где:  $f_{ном}$  – номинальная частота – 50 [Гц];  
 $\Delta f_{р}$  – расчетное отклонение частоты [Гц];  
 $S$  – статизм [%];  
 $K_{д,i}$  – «коэффициент динамики».

Коэффициент динамики  $K_{д,i}$  для ТЭС рассчитывается в соответствии с рисунком 5 следующим образом:

$$K_{д,i} = \begin{cases} (i - r) \frac{0,5}{t_{0,5ТЭС}}, & r \leq i \leq r + t_{0,5ТЭС} \\ 0,5 + (i - r - t_{0,5ТЭС}) \frac{1 - 0,5}{t_{1ТЭС} - t_{0,5ТЭС}}, & r + t_{0,5ТЭС} \leq i \leq r + t_{1ТЭС} \\ 1, & r + t_{1ТЭС} \leq i \end{cases}$$

где:  $t_{0,5ТЭС}$  [сек] – 15,  $t_{1ТЭС}$  [сек] – 300 для газомазутных энергоблоков, 360 для пылеугольных энергоблоков, 420 для ТЭС с общим паропроводом.

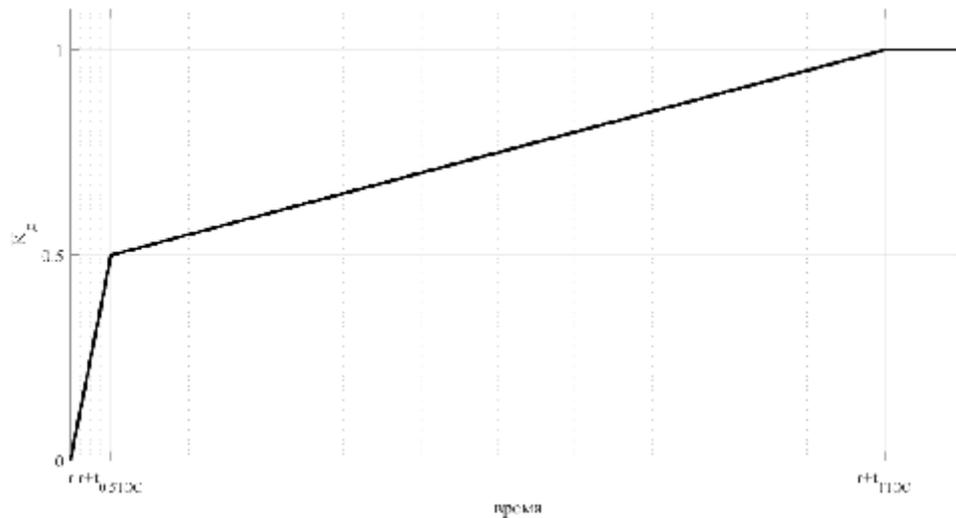


Рисунок 5. Коэффициент динамики для ТЭС (кроме ПГУ)

Коэффициент динамики  $K_{д,i}$  для ПГУ рассчитывается в соответствии с рисунком 6 следующим образом:

$$K_{д,i} = \begin{cases} (i-r) \frac{0,25}{t_{0,2} \text{ ПГУ}}, & r \leq i \leq r + t_{0,2} \text{ ПГУ} \\ 0,25 + (i-r-t_{0,2} \text{ ПГУ}) \frac{0,5-0,25}{t_{0,5\text{ПГУ}} - t_{0,2} \text{ ПГУ}}, & r + t_{0,2} \text{ ПГУ} \leq i \leq r + t_{0,5\text{ПГУ}} \\ 0,5 + (i-r-t_{0,5\text{ПГУ}}) \frac{1-0,5}{t_{1\text{ПГУ}} - t_{0,5\text{ПГУ}}}, & r + t_{0,5\text{ПГУ}} \leq i \leq r + t_{1\text{ПГУ}} \\ 1, & r + t_{1\text{ПГУ}} \leq i \end{cases}$$

где:  $t_{0,2} \text{ ПГУ}$  [сек] – 15,  $t_{0,5\text{ПГУ}}$  [сек] – 30,  $t_{1\text{ПГУ}}$  [сек] – 120.

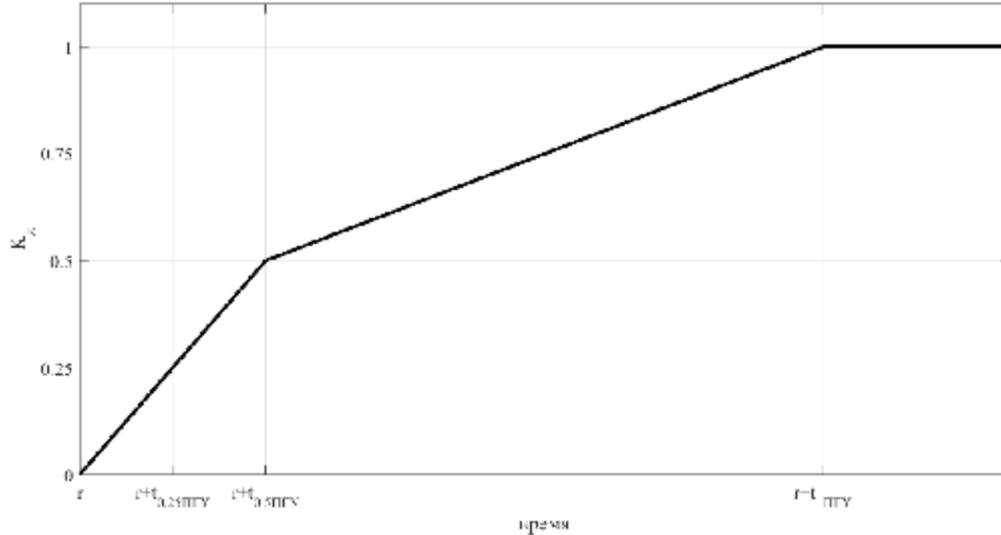


Рисунок 6. Коэффициент динамики для ПГУ

Если для моментов с квазиустановившимся режимом по частоте есть значения мощности меньше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх), то фиксируется нарушение.

## 6.2 Оценка в переходном режиме

Для моментов времени с переходным (не квазиустановившимся) режимом строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница  $P_{нг}$ , при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница  $P_{вг}$ :

$$\begin{cases} P_{нг,i} = \min(P_{исх} + \varepsilon_4 P_{ном}; P_{макс}; P_{огр.макс}) - 0,01 P_{ном} \\ P_{вг,i} = \max(P_{исх} - \varepsilon_4 P_{ном}; P_{мин}; P_{огр.мин}) + 0,01 P_{ном} \end{cases}$$

Если для моментов времени значения мощности больше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх), то этот момент времени не оценивается.

Выполняется идентификация переходной функции генерирующего оборудования.

Переход от  $f, P$  к относительным переменным одинаковой размерности  $X, Y$  [% $P_{ном}$ ]:

$$X_i = \frac{-100 \Delta f_{р,i}}{S f_{ном}} \cdot 100, \quad Y_i = \frac{P_i}{P_{ном}} \cdot 100$$

Фильтрация шума с помощью фильтра скользящего среднего:

$$\tilde{X}_i = \frac{1}{5} \sum_{k=-2}^{i-2} X_k, \quad \tilde{Y}_i = \frac{1}{5} \sum_{k=-2}^{i-2} Y_k$$

Для оценки в момент  $i$  для идентификации переходной функции используются данные  $\mathbf{x}, \mathbf{y}$  отрезка длиной 46 секунд:

$$\mathbf{x} \equiv \{x_t, t = 1..46\} \equiv \{\tilde{X}_j, j \in [i-15; i+30]\}$$

$$\mathbf{y} \equiv \{y_t, t = 1..46\} \equiv \{\tilde{Y}_j, j \in [i-15; i+30]\}$$

Вычисление приращений  $\Delta \mathbf{x}, \Delta \mathbf{y}$ :

$$\Delta x_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ x_t - x_{t-1} & t = 2..46 \end{cases}, \quad \Delta y_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ y_t - y_{t-1} & t = 2..46 \end{cases}$$

Для идентификации переходной функции решается система линейных алгебраических уравнений.

Определяется переходная функция системы на отрезке от 0 до 15 секунд в виде массива её значений в  $0, 1, \dots, 15$  секунд:

$$\mathbf{h} = \{h_i, i = 0..15\}$$

$$\Delta \mathbf{h} = \{\Delta h_i, i = 1..15\}, \quad \Delta h_i = h_i - h_{i-1}$$

Тогда, в соответствии с принципом суперпозиции, изменение выхода системы (отклик системы)  $\Delta y(t)$  в зависимости от изменения входного воздействия  $\Delta x(t)$  будет описываться следующим образом:

$$\Delta y_t = \sum_{k=0}^{t-1} (\Delta x_{t-k} \cdot \Delta h_k) + e_t$$

где  $e_t$  – некоторая ошибка.

Для решения задачи идентификации решается задача минимизации среднеквадратичного значения невязки, эквивалентная задаче минимизации суммы квадратов невязок:

$$\min_{\Delta \mathbf{h}} F(\Delta \mathbf{h}) = \min_{\Delta \mathbf{h}} \begin{pmatrix} t_2 \\ e_t^2 \\ t_1 \end{pmatrix} = \min_{\Delta \mathbf{h}} \begin{pmatrix} t_2 \\ (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-1} \Delta h_1 - \Delta y_t)^2 \\ t_1 \end{pmatrix}$$

Необходимым условием точки минимума является равенство нулю частных производных:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial \Delta h_1} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2\Delta x_{t-1} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-1} \Delta h_1 - \Delta y_t) = 0 \\ \dots \\ \frac{\partial}{\partial \Delta h_1} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2\Delta x_{t-1} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-1} \Delta h_1 - \Delta y_t) = 0 \end{cases}$$

Эта система эквивалентна системе линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{pmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta h_1 \\ \dots \\ \Delta h_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta y_t \\ \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta y_t \end{pmatrix}$$

которую можно записать в матричном виде:

$$\mathbf{A} \cdot \Delta \mathbf{h} = \mathbf{B},$$

$$\text{где } a_{ij} = \sum_{t=16}^4 \Delta x_{t-i} \Delta x_{t-j}, \quad b_i = \sum_{t=16}^4 \Delta x_{t-i} \Delta y_t, \quad i = 1..15, j = 1..15$$

решением которой являются приращения переходной функции  $\Delta \mathbf{h} \equiv \{\Delta h_i, i = 1..15\}$  на отрезке от 1 до 15 секунд.

Вычисление оценки переходной функции  $\mathbf{h}$  на отрезке от 0 до 15 секунд:

$$h_i = \begin{cases} h_0 = 0 \\ h_i = h_{i-1} + \Delta h_i, & i = 1..15 \end{cases}$$

Если для моментов с переходным режимом значение оценки переходной функции в точке 15 секунд  $h_1 \equiv h(15\text{сек})$  меньше  $\varepsilon_3$ , то фиксируется нарушение.

### Результаты решения

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

## 7. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для ГЭС, ГАЭС, ГПА, ДГУ

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ГЭС, ГАЭС, ГПА, ДГУ при скачкообразных отклонениях частоты в пределах  $\pm 0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка).

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ГЭС, ГАЭС, ГПА, ДГУ при отклонениях частоты на  $\pm 0,2$  Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка).

Основой работы критерия является понятие дефицита мощности. Дефицит мощности – это величина, на которую отклонение мощности агрегата (в абсолютном значении) меньше требуемой первичной мощности. Если отклонение мощности агрегата (в абсолютном значении) больше требуемой первичной мощности, дефицит мощности считается равным нулю. Для оценки используется средний дефицит мощности – дефицит мощности, средний на интервале до 1 мин.

Реакция генерирующего оборудования на отклонение мощности может происходить с задержкой. Для корректного расчета дефицита мощности эту задержку необходимо учитывать, так как она влияет на величину рассчитанного дефицита мощности. На величину рассчитанного дефицита мощности также влияет значение мёртвой полосы.

При неизвестных фактических значениях задержки и «мёртвой полосы», нарушение может быть зафиксировано только в случае, если при любой комбинации допустимых значений задержки/«мёртвой полосы» средний дефицит мощности больше уставки.

Нарушение может быть зафиксировано только в случае, если средний дефицит мощности, минимальный для всех допустимых значений задержки/мёртвой полосы, больше уставки.

### Используемая информация

- Массив значений измерений мощности [МВт] за время отклонения частоты –  $P = \{P_i, i = 1..N\}$ .
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты –  $f = \{f_i, i = 1..N\}$ .

### Алгоритм решения

Сигнал мощности пересчитывается из МВт в проценты номинальной мощности.

Задаются допустимые значения мёртвой полосы – от 50 мГц до 75 мГц с шагом 1 мГц.

Задаются допустимые значения задержки – от 0 сек до 30 сек с шагом 1 сек.

Для каждой пары значений «мёртвой полосы» и задержки определяются:

- момент  $t_0$  выхода частоты за пределы «мёртвой полосы» и интервал в 1 минуту после этого, на котором производится оценка;

- значения расчетного отклонения частоты;
- значения требуемой первичной мощности  $P_{пт}$  (при расчете используется максимальное допустимое значение статизма первичного регулирования 6%);
- значения отклонения фактической мощности от исходной мощности  $\Delta P_{факт}$  (в момент выхода частоты за пределы мёртвой полосы);
- значения дефицита мощности на интервале  $[t_0 + \text{задержка}; t_0 + 1 \text{мин}]$

$$P_{\text{деф}}(t) = \begin{cases} \max(P_{пт}(t) - \Delta P_{\text{факт}}(t); 0), & \text{если } P_{пт}(t) > 0 \\ \max(-P_{пт}(t) + \Delta P_{\text{факт}}(t); 0), & \text{если } P_{пт}(t) < 0 \end{cases}$$

- значение среднего дефицита мощности на интервале  $[t_0 + \text{задержка}; t_0 + 1 \text{мин}]$  в моменты, когда  $P_{пт}(t) \neq 0$ ;

Определяются значения «мёртвой полосы» и задержки, для которых средний дефицит мощности является минимальным. Соответствующий им средний дефицит мощности является минимальным средним дефицитом мощности.

Минимальный средний дефицит мощности сравнивается с уставкой. При превышении уставки фиксируется нарушение.

### **Результаты решения**

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»:

1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

## 8. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для АЭС

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования АЭС при скачкообразных отклонениях частоты в пределах  $\pm 0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка). Применяется метод идентификации переходной функции.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования АЭС при отклонениях частоты на  $\pm 0,2$  Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка). Применяются метод идентификации переходной функции и метод построения допустимых границ.

Критерий состоит из двух частей:

- когда частота не изменяется существенно (интервалы времени с «квазиустановившимся режимом по частоте») - применяется метод построения допустимых границ;
- когда частота изменяется существенно (скачкообразное отклонение частоты, интервалы времени с «переходным режимом по частоте») - применяется метод идентификации переходной функции.

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима по частоте, если частота на отрезке в  $\pm 15$  секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на 10 мГц.

Скачкообразное отклонение частоты – это воздействие в виде ступенчатой функции.

### Используемая информация

- Массив значений измерений мощности [МВт] за время отклонения частоты –  $P = \{P_i, i = 1..n\}$ .
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты –  $f = \{f_i, i = 1..n\}$ .
- Верхнее ограничение мощности<sup>4</sup>,  $P_{\text{огр.макс}}$ .
- Нижнее ограничение мощности<sup>4</sup>,  $P_{\text{огр.мин}}$ .
- Уставка фильтра объединения интервалов.
- Уставка фильтра исключения интервалов.
- Признак работы на «мощностном» эффекте реактивности.
- Величина «мертвой полосы»,  $f_{\text{dead}}$ .
- Уставка определения квазиустановившегося режима,  $\varepsilon_2$ .
- Уставка оценки значения переходной функции,  $\varepsilon_3$ .

<sup>4</sup>Если не задано, то алгоритм не учитывает верхнее/нижнее ограничение мощности

– Уставка ограничения анализа переходного режима,  $\varepsilon_4$ .

### Алгоритм решения

Блок-схема алгоритма представлена на рисунке 7.

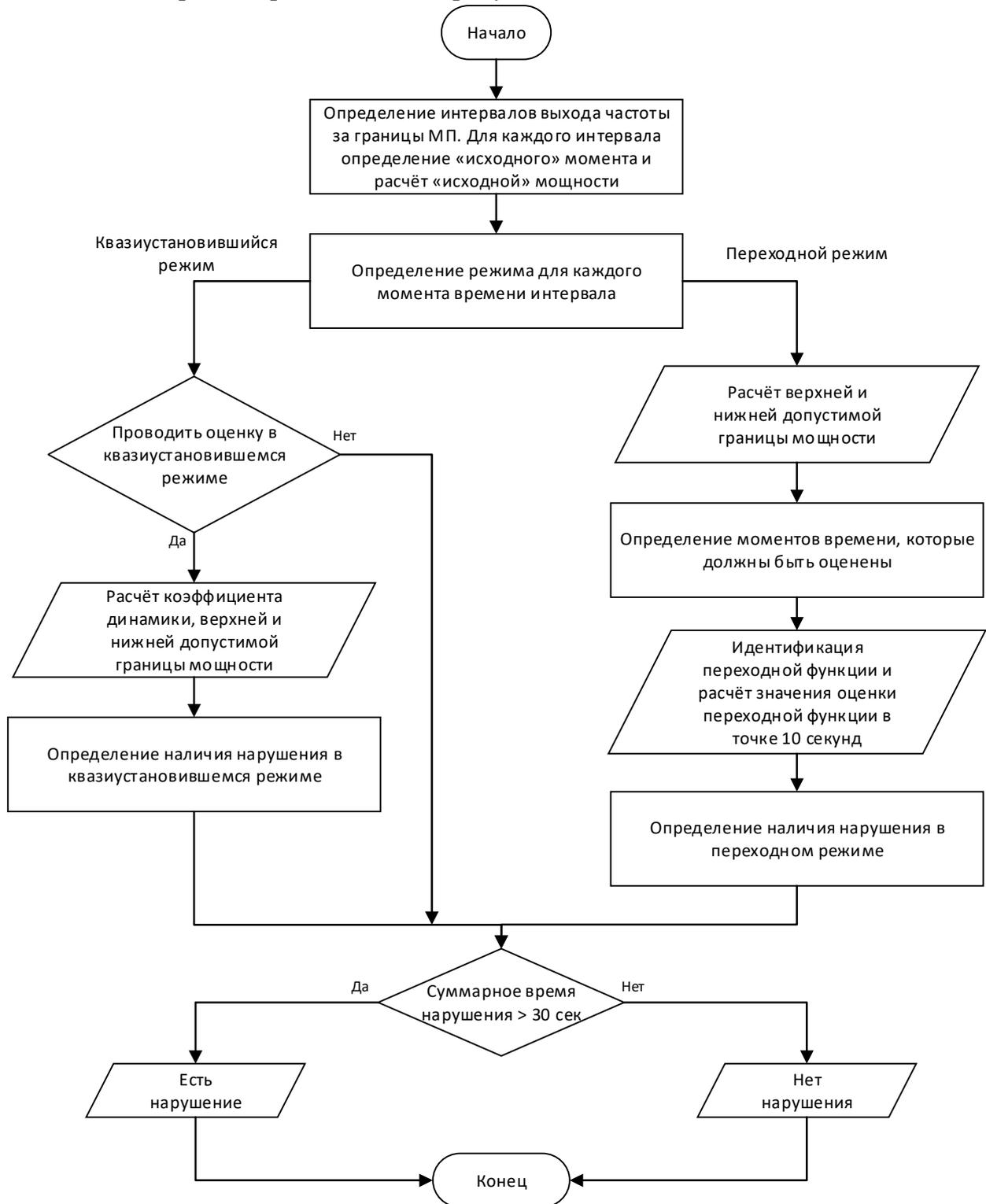


Рисунок 7. Блок-схема алгоритма «Отсутствие адекватной/должной реакции» АЭС

Определяются интервалы выхода частоты за «мертвую полосу»:

$r_{i \text{ it}}$  – начало интервала (исходный момент), если  $|f_{r-1} - 50| \leq f_{dead}$  и  $|f_r - 50| > f_{dead}$

$r_{e \text{ d}}$  – конец интервала, если  $|f_r - 50| \leq f_{dead}$  и  $|f_{r-1} - 50| > f_{dead}$

Объединяются интервалы, у которых длительность интервала между концом и началом следующего меньше уставки фильтра объединения интервалов. Удаляем интервалы, длительность которых меньше уставки фильтра исключения интервалов.

По значениям частоты считаются средние на отрезке плюс-минус 15 секунд значения частоты  $f_{cp}$ , а также расчетное отклонение частоты  $\Delta f_p$  в соответствии с рисунком 8:

$$f_{i, \text{cp}} = \frac{1}{31} \sum_{k=-1}^{i-1} f_k$$

$$\Delta f_{p,i} = \begin{cases} f_i - (50 - f_{dead}) & f_i \leq 50 - f_{dead} \\ 0 & 50 - f_{dead} \leq f_i \leq 50 + f_{dead} \\ f_i - (50 + f_{dead}) & 50 + f_{dead} \leq f_i \end{cases}$$

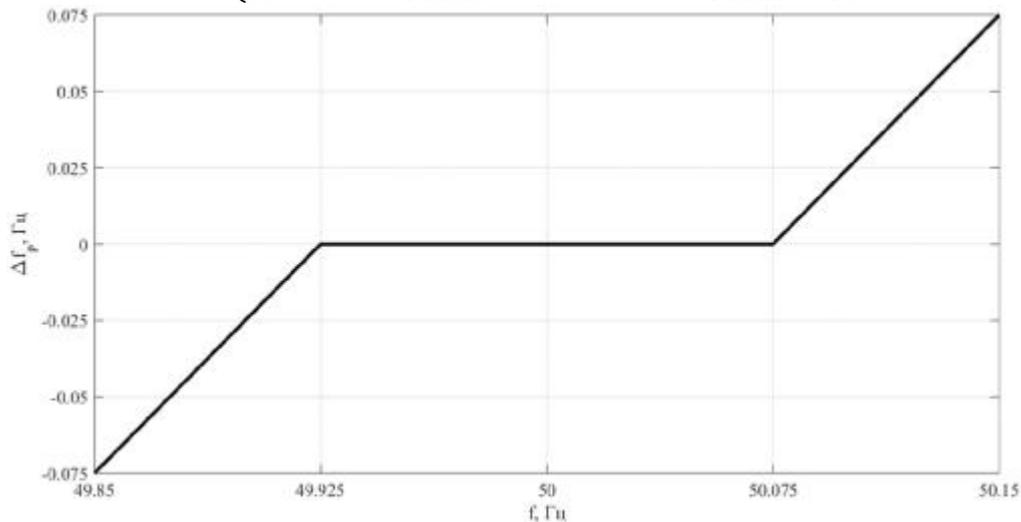


Рисунок 8. Расчетное отклонение частоты

Моменты времени, для которых  $|f_{i, \text{cp}} - 50| \leq f_{dead}$ , далее не оцениваются.

Моменты времени, для которых  $|f_{i, \text{cp}} - 50| > f_{dead}$ , оцениваются по-разному в зависимости от того, являются ли они моментами квазиустановившегося режима энергосистемы или нет.

Для каждого интервала выполняются следующие действия.

Определяется «исходная мощность» как среднее значение мощности на интервале в 15 секунд до исходного момента отклонения частоты:

$$P_{\text{исх}} = \frac{1}{15} \sum_{k=r-1}^{r-1} P_k$$

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима энергосистемы, если частота на отрезке в  $\pm 15$  секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на  $\varepsilon_2$  мГц:

$$f_i - \text{квазиуст.}, \text{ если } \forall j \in [i-15; i+15]: |f_j - f_{i, \text{cp}}| \leq \varepsilon_2$$

$f_i$  – не квазиуст., если  $\exists j \in [i - 15; i + 15]: |f_j - f_{i, \text{cp}}| > \varepsilon_2$

Моменты времени с квазиустановившимся режимом оцениваются методом построения допустимой границы.

Моменты времени с не квазиустановившимся (переходным) режимом оцениваются методом идентификации переходной функции генерирующего оборудования.

### 8.1 Оценка в квазиустановившемся режиме

Для моментов времени с квазиустановившимся режимом по частоте строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница  $P_{\text{нг}}$ , при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница  $P_{\text{вг}}$ :

$$\begin{cases} P_{\text{нг},i} = \min \left( P_{\text{исх}} + \min \left( \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} \frac{K_{d,i}}{f_{\text{ном}}} P_{\text{ном}}; 0,02 P_{\text{ном}} \right); P_{\text{макс}}; P_{\text{огр.макс}} \right) - 0,01 P_{\text{ном}} \\ P_{\text{вг},i} = \max \left( P_{\text{исх}} + \max \left( \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} \frac{K_{d,i}}{f_{\text{ном}}} P_{\text{ном}}; -0,08 P_{\text{ном}} \right); P_{\text{мин}}; P_{\text{огр.мин}} \right) + 0,01 P_{\text{ном}} \end{cases}$$

где:  $f_{\text{ном}}$  – номинальная частота – 50 [Гц];  
 $\Delta f_p$  – расчетное отклонение частоты [Гц];  
 $S$  – статизм [%];  
 $K_{d,i}$  – «коэффициент динамики».

Коэффициент динамики  $K_{d,i}$  для АЭС рассчитывается в соответствии с рисунком 9 следующим образом:

$$K_{d,i} = \begin{cases} (i - r) \frac{0,5}{t_{0,5\text{АЭС}}}, & r \leq i \leq r + t_{0,5\text{АЭС}} \\ 0,5 + (i - r - t_{0,5\text{АЭС}}) \frac{1 - 0,5}{t_{1\text{АЭС}} - t_{0,5\text{АЭС}}}, & r + t_{0,5\text{АЭС}} \leq i \leq r + t_{1\text{АЭС}} \\ 1, & r + t_{1\text{АЭС}} \leq i \end{cases}$$

где:  $t_{0,5\text{АЭС}}$  [сек] – 10,  $t_{1\text{АЭС}}$  [сек] – 120.

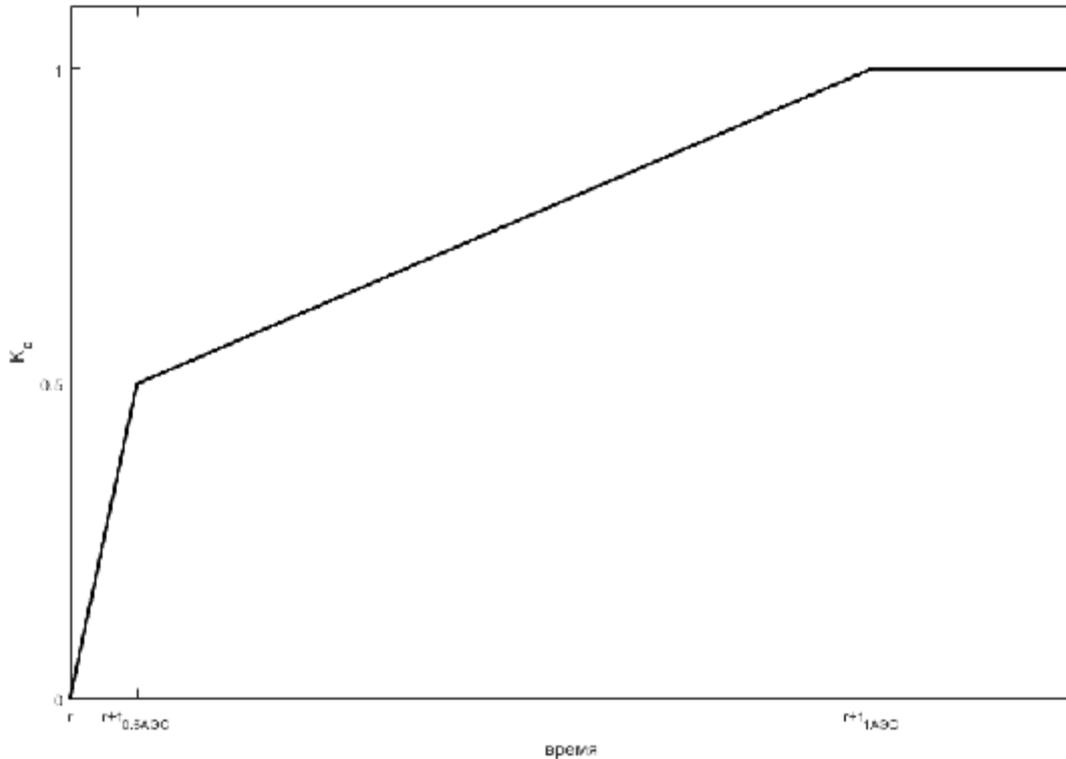


Рисунок 9. Коэффициент динамики для АЭС

Если для моментов с квазиустановившимся режимом по частоте есть значения мощности меньше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) и не уставлен признак работы на «мощностном» эффекте реактивности или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх), то фиксируется нарушение.

## 8.2 Оценка в переходном режиме

Для моментов времени с переходным (не квазиустановившимся) режимом строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница  $P_{нг}$ , при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница  $P_{вг}$ :

$$\begin{cases} P_{нг,i} = \min(P_{исх} + \varepsilon_4 P_{ном}; P_{макс}; P_{огр.макс}) - 0,01 P_{ном} \\ P_{вг,i} = \max(P_{исх} - \varepsilon_4 P_{ном}; P_{мин}; P_{огр.мин}) + 0,01 P_{ном} \end{cases}$$

Если для моментов времени значения мощности больше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх) или установлен признак работы на «мощностном» эффекте реактивности (при отклонении частоты вниз), то эти моменты времени не оцениваются. Выполняется идентификация переходной функции генерирующего оборудования.

Переход от  $f, P$  к относительным переменным одинаковой размерности  $X, Y$  [% $P_{ном}$ ]:

$$X_i = \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} \cdot \frac{100}{f_{ном}}, \quad Y_i = \frac{P_i}{P_{ном}} \cdot 100$$

Фильтрация шума с помощью фильтра скользящего среднего:

$$\tilde{X}_i = \frac{1}{5} \sum_{k=-2}^{i-2} X_i, \quad \tilde{Y}_i = \frac{1}{5} \sum_{k=-2}^{i-2} Y_i$$

Для оценки в момент  $i$  для идентификации переходной функции используются данные  $\mathbf{x}, \mathbf{y}$  отрезка длиной 46 секунд:

$$\begin{aligned}\mathbf{x} &\equiv \{x_t, t = 1..31\} \equiv \{\tilde{X}_j, j \in [i - 10; i + 20]\} \\ \mathbf{y} &\equiv \{y_t, t = 1..31\} \equiv \{\tilde{Y}_j, j \in [i - 10; i + 20]\}\end{aligned}$$

Вычисление приращений  $\Delta \mathbf{x}, \Delta \mathbf{y}$ :

$$\Delta x_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ x_t - x_{t-1} & t = 2..31 \end{cases}, \quad \Delta y_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ y_t - y_{t-1} & t = 2..31 \end{cases}$$

Для идентификации переходной функции решается система линейных алгебраических уравнений.

Определяется переходная функция системы на отрезке от 0 до 10 секунд в виде массива её значений в 0,1,...,10 секунд:

$$\begin{aligned}\mathbf{h} &= \{h_i, i = 0..10\} \\ \Delta \mathbf{h} &= \{\Delta h_i, i = 1..10\}, \quad \Delta h_i = h_i - h_{i-1}\end{aligned}$$

Тогда, в соответствии с принципом суперпозиции, изменение выхода системы (отклик системы)  $\Delta y(t)$  в зависимости от изменения входного воздействия  $\Delta x(t)$  будет описываться следующим образом:

$$\Delta y_t = \sum_{k=0}^{10} (\Delta x_{t-k} \cdot \Delta h_k) + e_t$$

где  $e_t$  – некоторая ошибка.

Для решения задачи идентификации решается задача минимизации среднеквадратичного значения невязки, эквивалентная задаче минимизации суммы квадратов невязок:

$$\min_{\Delta \mathbf{h}} F(\Delta \mathbf{h}) = \min_{\Delta \mathbf{h}} \left( \begin{matrix} t_2 \\ e_t^2 \\ t_1 \end{matrix} \right) = \min_{\Delta \mathbf{h}} \left( \begin{matrix} t_2 \\ (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-10} \Delta h_{10} - \Delta y_t)^2 \\ t_1 \end{matrix} \right)$$

Необходимым условием точки минимума является равенство нулю частных производных:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial \Delta h_1} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2 \Delta x_{t-1} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-10} \Delta h_{10} - \Delta y_t) = 0 \\ \dots \\ \frac{\partial}{\partial \Delta h_{10}} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2 \Delta x_{t-10} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-10} \Delta h_{10} - \Delta y_t) = 0 \end{cases}$$

Эта система эквивалентна системе линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{vmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-10} \\ \dots & \dots & \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-10} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-10} \Delta x_{t-10} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \Delta h_1 \\ \dots \\ \Delta h_{10} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta y_t \\ \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-10} \Delta y_t \end{vmatrix}$$

которую можно записать в матричном виде:

$$\mathbf{A} \cdot \Delta \mathbf{h} = \mathbf{B},$$

$$\text{где } a_{ij} = \sum_{t=11}^{31} \Delta x_{t-i} \Delta x_{t-j}, \quad b_i = \sum_{t=11}^{31} \Delta x_{t-i} \Delta y_t, \quad i = 1..10, j = 1..10$$

решением которой являются приращения переходной функции  $\Delta \mathbf{h} \equiv \{\Delta h_i, i = 1..10\}$  на отрезке от 1 до 10 секунд.

Вычисление оценки переходной функции  $\mathbf{h}$  на отрезке от 0 до 10 секунд:

$$h_i = \begin{cases} h_0 = 0 \\ h_i = h_{i-1} + \Delta h_i, & i = 1..10 \end{cases}$$

Если для моментов с переходным режимом значение оценки переходной функции в точке 10 секунд  $h_{10} \equiv h(10\text{сек})$  меньше  $\varepsilon_3$ , то фиксируется нарушение.

### Результаты решения

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

## 9. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для СЭС и ВЭС

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования генерирующего оборудования СЭС и ВЭС при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования СЭС, ВЭС при скачкообразном повышении частоты в пределах  $0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка).

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования СЭС, ВЭС при повышении частоты на  $0,2$  Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка).

Основой работы критерия является понятие дефицита мощности. Дефицит мощности – это величина, на которую отклонение мощности СЭС, ВЭС (в абсолютном значении) меньше требуемой первичной мощности. Если отклонение мощности СЭС, ВЭС (в абсолютном значении) больше или равно требуемой первичной мощности, дефицит мощности считается равным нулю. Для оценки используется средний дефицит мощности.

В критерии определяется минимальный (для разных значений задержки/«мертвой полосы») средний дефицит мощности.

Нарушение может быть зафиксировано только в случае, если при любой комбинации задержки/«мертвой полосы» минимальный средний дефицит мощности больше уставки.

### Используемая информация

- Значение номинальной частоты [Гц] –  $f_{\text{ном}} = 50$ .
- Значение величины «мертвой полосы» [Гц] –  $f_{\text{dead}} = 0,1$ .
- Значение величины нижней границы мощности [МВт] –  $P_{\text{огр.мин}}$ .
- Максимальное допустимое значение статизма первичного регулирования [%] –  $S = 5$ .
- Массив значений измерений мощности [МВт] –  $\mathbf{P} = \{P_i, i = 1..n\}$ .
- Массив значений измерений частоты [Гц] –  $\mathbf{f} = \{f_i, i = 1..n\}$ .
- Массив значений расчётного отклонения частоты [Гц] –  $\Delta \mathbf{f}_p$ .
- $$\Delta f_p = \begin{cases} f - (f_{\text{ном}} + f_{\text{мп}}), & f > (f_{\text{ном}} + f_{\text{dead}}) \\ 0 & \end{cases}$$
- Массив значений требуемой первичной мощности [% $P_{\text{ном}}$ ] –  $\mathbf{P}_{\text{тп}}$
- $$P_{\text{тп}} = - \frac{100 \cdot \Delta f_p}{S \cdot f_{\text{ном}}} \cdot 100$$
- Массив допустимых значений задержки [сек] –  $\{t \in N: 0 \leq t \leq 5\}$ .

- Уставка минимальной необходимой длительности интервала выхода частоты за мертвую полосу для оценки, [сек] –  $T_{\text{мин.необ.}}$ .
- Уставка среднего дефицита мощности [% $P_{\text{ном}}(P_{\text{исх}})$ ] –  $P_{\text{макс.доп.деф.}}$ .
- Уставка суммарной длительности выхода значений мощности за допустимую границу [сек] –  $T_{\text{макс.доп.}}$ .

### Алгоритм решения

Определяются интервалы выхода частоты за мёртвую полосу – находятся момент начала  $t_{0,i}$  и длительность  $t_{д,i}$  интервалов

Интервалы с отклонением частоты вниз или длительность  $t_{д,i}$  которых меньше  $T_{\text{мин.необ.}}$  не оцениваются

Далее, для каждого интервала выполняются следующие действия.

Определяется значение исходной и номинальной мощности, как значение фактической мощности в момент начала интервала выхода частоты за мертвую полосу:

$$P_{\text{исх}} = P_{\text{ном}} = P(t_0)$$

Массив значений измерений требуемой первичной мощности пересчитываем из [% $P_{\text{ном}}$ ] в [МВт] с учётом величины нижней границы мощности:

$$P_{\text{тп}} = m \cdot x\left(\frac{P_{\text{тп}} \cdot 100}{P_{\text{ном}}}, P_{\text{огр.мин}} - P_{\text{исх}}\right)$$

Рассчитываем массив значений отклонения фактической мощности от исходной мощности:

$$\Delta P_{\text{факт}}(t) = \begin{cases} P(t) - P_{\text{исх}}, & t_0 \leq t \leq t_0 + t_{д} \\ 0, & t < t_0 \cup t > t_0 + t_{д} \end{cases}$$

Для каждого значения  $T_{з,i}$  рассчитываем массив значений дефицита мощности:

$$P_{\text{деф},i}(t) = \begin{cases} \max(P_{\text{тп}}(t) + \Delta P_{\text{факт}}(t); 0), & t_0 + T_{з,i} \leq t \leq t_0 + T_{з,i} + 5 \\ 0, & t < t_0 + T_{з,i} \cup t > t_0 + T_{з,i} + 5 \end{cases}$$

Определяются моменты времени  $T_i$  на интервале  $[t_0 + T_{з,i}; t_0 + T_{з,i} + 5\text{сек}]$ , когда  $P_{\text{деф},i}(t) \neq 0$

Рассчитывается значение среднего дефицита мощности на интервале:

$$P_{\text{ср.деф},i} = \frac{\sum_j P_{\text{деф},i}(T_{i,j})}{n}$$

Определяется минимальный средний дефицит мощности:

$$P_{\text{мин.ср.деф}} = \min_i(P_{\text{ср.деф},i})$$

Рассчитывается верхняя допустимая граница мощности [МВт] на интервале  $[t_0; t_0 + t_{д}]$ :

$$P_{\text{дг}}(t) = \begin{cases} P_{\text{исх}} + P_{\text{тп}}(t), & t = t_0 \\ \min(P_{\text{дг}}(t-1), P_{\text{исх}} + P_{\text{тп}}(t)), & t_0 < t \leq t_0 + t_{д} \end{cases}$$

Определяются моменты времени, когда фактическая мощность превышала верхнюю допустимую границу мощности при повышении частоты на интервале  $[t_0 + 10; t_0 + t_{д}]$ :

$$T_n: \begin{cases} f'(t) > 0 \\ P(t) > P_{дг}(t) \end{cases}, \quad t_0 + 10 \leq t \leq t_0 + t_d$$

Минимальный средний дефицит мощности и количество моментов превышения верхней допустимой границы мощности сравниваются со значением уставок  $P_{\text{макс.доп.деф}}$  и  $T_{\text{макс.доп.}}$ . При превышении уставки фиксируется нарушение на интервале.

### Результаты решения алгоритма

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

### Карта граничных мер и параметров алгоритмов критериев контроля участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты

Параметры и меры	Значение
<b>Критерий «Непредоставление информации»</b>	
<b>По данным ОИК</b>	
минимальное допустимое значение частоты, Гц	47
максимальное допустимое значение частоты, Гц	53
максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты, Гц	0,015
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте	11
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности	11
минимальное допустимое значение мощности, МВт	0
максимальное допустимое значение мощности, МВт	1,5 $P_{\text{ном}}$
Минимальное допустимое суммарное время непредоставления информации, сек	11
<b>По данным мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, предоставленным собственником генерирующего оборудования</b>	
минимальное допустимое значение частоты, Гц	47
максимальное допустимое значение частоты, Гц	53
максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты, Гц	-
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте	2
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности	2
минимальное допустимое значение мощности, МВт	0
максимальное допустимое значение мощности, МВт	1,5 $P_{\text{ном}}$
Минимальное допустимое суммарное время непредоставления информации, сек	2
<b>Критерий «Наличие колебательного процесса»</b>	
<b>ТЭС, АЭС, СЭС, ГПА, ДГУ</b>	

ширина окна, сек	121
шаг сдвига окна, сек	10
граничная мера - граничное значение функции автокорреляции сигнала фактической мощности в точке первого локального максимума, следующего за первым локальным минимумом	0,6
граничное значение автокорреляционной функции частоты	0,5
учитывать число периодов колебаний	да
граничное число периодов колебаний	5
<b>ГЭС, ГАЭС</b>	
максимальная допустимая амплитуда колебаний, %P <sub>макс</sub>	1
граничная мера - максимально допустимая величина колебательного процесса	1,55
<b>Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции»</b>	
<b>ТЭС</b>	
Величина «мертвой полосы», $f_{dead}$ , Гц	0,075 0,150
Величина максимального допустимого значения статизма $S$ , %	6
граничная мера – определение квазиустановившегося режима по частоте $\varepsilon_2$	0,01
Признак необходимости проводить оценку в квазиустановившемся режиме	1 0
<b>параметры для расчёта коэффициента динамики</b>	
газозапутные энергоблоки: $t_{0,5ТЭС}$ , сек $t_{1ТЭС}$ , сек	15 300
пылеугольные энергоблоки: $t_{0,5ТЭС}$ , сек $t_{1ТЭС}$ , сек	15 360
ТЭС с общим паропроводом: $t_{0,5ТЭС}$ , сек $t_{1ТЭС}$ , сек	15 420
парогазовые установки: $t_{0,2 пгу}$ , сек $t_{0,5пгу}$ , сек $t_{1пгу}$ , сек	15 30 120
граничная мера - оценка значения переходной функции $\varepsilon_3$	0,3
граничная мера - уставка ограничения анализа переходного режима $\varepsilon_4$ (на загрузку и разгрузку)	10 -10
<b>ГЭС, ГАЭС</b>	
Величина «мертвой полосы», $f_{dead}$ , Гц	0,075
Величина максимального допустимого значения статизма $S$ , %	6
оцениваемый интервал времени после выхода частоты за пределы «мертвой полосы», сек	60
граничная мера – минимальная допустимая величина среднего дефицита мощности, %P <sub>ном</sub>	1
<b>ГПА, ДГУ</b>	
Величина «мертвой полосы», $f_{dead}$ , Гц	0,1

Величина максимального допустимого значения статизма $S$ , %	5
оцениваемый интервал времени после выхода частоты за пределы «мертвой полосы», сек	60
граничная мера – минимальная допустимая величина среднего дефицита мощности, % $P_{ном}$	1
<b>АЭС</b>	
Величина «мертвой полосы», $f_{dead}$ , Гц	0,075
Величина максимального допустимого значения статизма $S$ , %	6
Нижняя граница мощности $P_{огр.мин}$ , МВт	Задается заявленная величина на момент небаланса
Верхняя граница мощности $P_{огр.макс}$ , МВт	Задается заявленная величина на момент небаланса
граничная мера – определение квазиустановившегося режима по частоте $\varepsilon_2$	0,01
граничная мера - уставка оценки значения переходной функции $\varepsilon_3$	0,3
граничная мера - уставка ограничения анализа переходного режима $\varepsilon_4$ (на загрузку и разгрузку)	2 -8
Признак необходимости проводить оценку в квазиустановившемся режиме	1 0
Признак работы на «мощностном» эффекте реактивности	1 0
<b>параметры для расчёта коэффициента динамики</b>	
$t_{0,5АЭС}$ , сек	10
$t_{1АЭС}$ , сек	120
граничная мера - оценка значения переходной функции $\varepsilon_3$	0,3
<b>СЭС и ВЭС</b>	
Величина «мертвой полосы» $f_{dead}$ , Гц	0,1
Нижняя граница мощности $P_{огр.мин}$ , МВт	
Величина максимального допустимого значения статизма $S$ , %	5
Уставка минимальной необходимой длительности интервала выхода частоты за «мертвую полосу» для оценки $T_{мин.необ.}$ , сек	20
Уставка среднего дефицита мощности $P_{макс.доп.деф}$ , % $P_{ном}$ ( $P_{исх}$ )	1
Уставка суммарной длительности выхода значений мощности за допустимую границу $T_{макс.доп.}$ , сек	30