

Приложение 8
к приказу ОАО «СО ЕЭС»
от 05.12.2012 № 475



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТО 59012820.27.100.004-2012

Регистрационный номер (обозначение)

05.12.2012

Дата утверждения

Стандарт организации

НОРМЫ УЧАСТИЯ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И АВТОМАТИЧЕСКОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Издание официальное

Москва 2012

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», правила применения стандарта организации – ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН: открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
2. ВНЕСЕН: открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от 05.12.2012 № 475.
4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения

открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

Содержание

Сведения о стандарте	2
Содержание	3
1. Область применения	4
2. Нормативные ссылки	5
3. Термины и определения.....	5
4. Обозначения и сокращения	6
5. Общие требования, предъявляемые к ПГУ для участия в НПРЧ и (или) АBRЧM	6
6. Требования, предъявляемые к ПГУ для участия в НПРЧ.....	8
7. Требования, предъявляемые к ПГУ для участия в АBRЧM	9
8. Требования к устройствам системы мониторинга, объему регистрируемых технологических параметров ПГУ для участия в НПРЧ и (или) АBRЧM	10
9. Порядок подтверждения соответствия ПГУ требованиям Стандарта	12
Приложение 1	16
Приложение 2	18

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «СО ЕЭС»

НОРМЫ УЧАСТИЯ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И АВТОМАТИЧЕСКОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает:

- технические требования, предъявляемые к парогазовым установкам для участия в нормированном первичном регулировании частоты;
- технические требования, предъявляемые к парогазовым установкам для участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности;
- требования к организации мониторинга участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности;
- порядок и методику проверки соответствия парогазовых установок требованиям, предъявляемым к ним для участия в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

1.2. Стандарт распространяется на парогазовые установки утилизационного типа в одновальном, двухвальном и многовальном исполнении с одной или несколькими газотурбинными установками и котлами – утилизаторами, подключенными к одной паровой турбине.

1.3. Стандарт не распространяется на:

- парогазовые установки надстроечного типа, которые могут работать в режиме паросилового энергоблока без газовой турбины;
- парогазовые установки с паровыми турбинами типа Р;
- газотурбинные установки с паровыми или водогрейными котлами без паровых турбин;
- автономно работающие газотурбинные установки;
- парогазовые установки, имеющие в своем составе две и более паротурбинные установки.

1.4. Стандарт предназначен для ОАО «СО ЕЭС», организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами парогазовых установок, организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке систем автоматического управления мощностью на парогазовых установках.

1.5. Настоящий Стандарт не определяет технические требования к задатчику вторичной мощности системы автоматического управления мощностью парогазовой установки и его алгоритмам функционирования, терминалу автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, каналам связи. Данные технические требования устанавливаются ОАО «СО ЕЭС». Проверка их выполнения осуществляется непосредственно при подключении парогазовой установки к управляющему вычислительному комплексу централизованной системы автоматического регулирования частоты и мощности.

2. Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующий стандарт:

СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования», утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от _____ № _____.

3. Термины и определения

В настоящем Стандарте применены термины по СТО 59012820.27.100.003-2012, а также следующие термины с соответствующими определениями:

Газотурбинная установка: энергетическая установка, в состав которой входят газовая турбина, генератор и вспомогательное оборудование.

Котел – утилизатор: паровой котёл, в котором для получения пара нужных параметров используются выхлопные газы газотурбинной установки.

Мощность: текущее значение трехфазной активной мощности.

Парогазовая установка: энергетическая установка (энергоблок) комбинированного цикла, включающая в себя одну или несколько газотурбинных установок с котлами-утилизаторами и паровую турбину конденсационного или теплофикационного типа.

Паротурбинная установка: энергетическая установка, в состав которой входят паровая турбина, генератор и вспомогательное оборудование.

Плановая мощность: величина задания активной мощности, в соответствии с которой системой автоматического управления мощностью должна поддерживаться или изменяться фактическая мощность парогазовой установки.

Система автоматического управления мощностью: автоматическая система координированного управления мощностью парогазовой установки, обеспечивающая ее участие в первичном и вторичном регулировании.

4. Обозначения и сокращения

В настоящем Стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

ПГУ	– парогазовая установка;
ГТУ	– газотурбинная установка;
ПТУ	– паротурбинная установка;
ЕЭС России	– Единая энергетическая система России;
НПРЧ	– нормированное первичное регулирование частоты;
ОПРЧ	– общее первичное регулирование частоты;
АВРЧМ	– автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности;
ВНА	– воздушный направляющий аппарат;
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом;
ВД	– высокое давление;
СД	– среднее давление;
НД	– низкое давление;
САУМ	– система автоматического управления мощностью;
РЧВ	– регулятор частоты вращения;
ЗВМ	– задатчик вторичной мощности;
АРЧМ	– автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности;
УВК	– управляющий вычислительный комплекс;
ЦКС	– центральная координирующая система;
ЦС	– централизованная система;
ЧК	– частотный корректор.

5. Общие требования, предъявляемые к ПГУ для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ

5.1. Участие ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно осуществляться в пределах имеющихся регулировочных возможностей газотурбинных и парогазовой установок, ограниченных только допустимыми режимами работы по условиям безопасной эксплуатации.

5.2. Допускается одновременное участие ПГУ в НПРЧ и АВРЧМ при условии выполнения требований к каждому из видов регулирования.

5.3. Для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ ПГУ дополнительно к указанным в настоящем Стандарте требованиям должна соответствовать требованиям, предъявляемым СТО 59012820.27.100.003-2012 в части участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

5.4. Участие ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно осуществляться действием САУМ, обеспечивающей регулирование суммарной мощности ПГУ в пределах регулировочного диапазона в полностью автоматическом

режиме с динамическими и статическими характеристиками, установленными настоящим Стандартом.

5.5. При участии в НПРЧ и (или) АВРЧМ текущая мощность ПГУ должна поддерживаться САУМ равной суммарному заданию с точностью не хуже 1 % установленной мощности ПГУ.

5.6. Каждая турбина в составе ПГУ должна иметь постоянно функционирующий РЧВ, обеспечивающий регулирование частоты вращения турбины во всех режимах работы. При этом технологической автоматикой ГТУ и ПТУ в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено поддержание требуемого РЧВ значения первичной мощности.

5.7. При отклонениях частоты, когда требуемое РЧВ значение первичной мощности выходит за пределы регулировочного диапазона ГТУ или ПТУ, во избежание действия технологических защит на отключение основного и вспомогательного оборудования, допускается блокировка действия РЧВ со стороны технологической автоматики только в целях сохранения параметров основного и вспомогательного оборудования в пределах допустимых значений.

5.8. Регулирование суммарной мощности ПГУ и мощности входящих в ее состав ГТУ и ПТУ должно осуществляться с коррекцией заданной мощности по частоте вращения турбин, обеспечивающей корректное взаимодействие с РЧВ во всем диапазоне нормальных и аварийных режимов ГТУ, ПТУ, ПГУ и энергосистемы.

5.9. В РЧВ и в ЧК регуляторов мощности ГТУ и ПТУ, входящих в состав ПГУ, в качестве сигналов по частоте должны использоваться измерения частоты вращения соответствующих турбин.

В ЧК блочного регулятора мощности ПГУ в качестве сигналов по частоте должны использоваться измерения частоты вращения одной или нескольких турбин.

В РЧВ и в ЧК регуляторов мощности не допускается использование измерений частоты электрического тока взамен измерений частоты вращения турбин.

5.10. Не допускается блокировка действия РЧВ и регуляторов мощности ГТУ, ПТУ (при их наличии) со стороны блочного регулятора мощности ПГУ.

5.11. Требования по участию ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ должны выполняться во всем регулировочном диапазоне ПГУ, определяемом составом включенного оборудования и влияющими параметрами окружающей среды (температуры окружающего воздуха, атмосферного давления, влажности). При этом в САУМ ПГУ должна быть обеспечена автоматическая коррекция границ регулировочного диапазона ПГУ при изменениях состава включенного оборудования и параметров окружающей среды.

5.12. Для участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ при задании плановой мощности должно учитываться размещение заданных резервов первичного и

(или) вторичного регулирования с учетом границ регулировочного диапазона.

5.13. Структура САУМ ПГУ должна обеспечивать выполнение требований настоящего Стандарта и не должна препятствовать действию устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

6. Требования, предъявляемые к ПГУ для участия в НПРЧ

6.1. Требуемая первичная мощность ПГУ при участии в НПРЧ рассчитывается по формуле:

$$\Delta P_{\Pi} = - \frac{2}{S\%} \cdot P_{\text{ПГУном}} \cdot \Delta f_p, \text{ [МВт] или}$$

$$\Delta P_{\Pi\%} = - \frac{200}{S\%} \cdot \Delta f_p,$$

где Δf_p – расчетное отклонение частоты, Гц;

$\Delta f_p = 0$ при нахождении частоты в пределах «мертвой полосы» первичного регулирования ($50,00 \pm \Delta f_0$);

$\Delta f_p = f - (50,00 + \Delta f_0)$ – при повышенной частоте (Δf_p положительно);

$\Delta f_p = f - (50,00 - \Delta f_0)$ – при пониженной частоте (Δf_p отрицательно);

f – текущее значение частоты, Гц;

S – статизм первичного регулирования ПГУ, %;

$P_{\text{ПГУном}}$ – номинальная мощность ПГУ, МВт.

Примечание. Номинальная мощность ПГУ при работе полным составом оборудования равна установленной мощности ПГУ. Номинальная мощность ПГУ при работе в режиме полублока равна половине установленной мощности ПГУ.

6.2. Измерение частоты вращения каждой турбины должно осуществляться с точностью не хуже 0,01 Гц.

6.3. Нечувствительность первичных регуляторов по частоте должна быть не более 0,01 Гц.

6.4. Зона нечувствительности первичного регулирования по частоте должна быть не более 0,02 Гц.

6.5. Величина «мертвой полосы» первичного регулирования участвующей в НПРЧ ПГУ должна быть не более $(50 \pm 0,02)$ Гц с возможностью ее расширения до величины не менее $(50 \pm 0,075)$ Гц с дискретностью 0,005 Гц.

6.6. Должна быть обеспечена возможность оперативного изменения величины «мертвой полосы» первичного регулирования ПГУ без потери функции первичного регулирования.

6.7. Должен быть обеспечен статизм первичного регулирования ПГУ в пределах 4–6 % с возможностью его изменения с шагом не более 0,5 %.

6.8. Мощность ПГУ, используемая в САУМ ПГУ, должна измеряться с точностью не хуже 1% $P_{\text{ПГУном}}$.

6.9. При отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования ПГУ должна выдавать требуемую первичную мощность с учетом изменения величины отклонения частоты, т.е. работать в следящем за отклонением частоты режиме до возврата частоты в пределы «мертвой полосы».

6.10. При скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной $5\%P_{\text{ПГУном}}$ и менее в пределах регулировочного диапазона, совокупность основного и вспомогательного оборудования ПГУ, режимы его работы, технологическая автоматика должны гарантированно обеспечивать динамику изменения первичной мощности ПГУ не хуже следующей: $2,5\%P_{\text{ПГУном}}$ – за 15 с и $5\%P_{\text{ПГУном}}$ – за 30 с.

6.11. При скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности более $5\%P_{\text{ПГУном}}$, ПГУ должна гарантированно в пределах регулировочного диапазона выдать за 30 с часть требуемой первичной мощности в объеме $5\%P_{\text{ПГУном}}$, а оставшуюся часть требуемой первичной мощности – с характеристиками, удовлетворяющими требованиям к ОПРЧ для ПГУ, установленным СТО 59012820.27.100.003-2012.

6.12. Переходный процесс при первичном регулировании должен иметь апериодический характер без перерегулирования (не более $1\%P_{\text{ПГУном}}$). При этом время выдачи требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты не должно ограничиваться.

7. Требования, предъявляемые к ПГУ для участия в АВРЧМ

7.1. Участие ПГУ в АВРЧМ должно осуществляться путем изменения мощности в соответствии с заданием вторичной мощности, поступающим от УВК ЦКС АРЧМ ЕЭС или УВК ЦС АРЧМ (далее – УВК ЦКС/ЦС АРЧМ).

7.2. Совокупность основного и вспомогательного оборудования ПГУ, режимы его работы, технологическая автоматика должны обеспечивать:

- изменение мощности ПГУ по заданиям УВК ЦКС/ЦС АРЧМ со скоростью до $3\%P_{\text{ПГУном}}/\text{мин}$;
- отработку заданий УВК ЦКС/ЦС АРЧМ, требующих выдачи вторичной мощности величиной до $\pm 5\%P_{\text{ПГУном}}$, в пределах регулировочного диапазона.

7.3. Количество циклов изменений вторичной мощности ПГУ не должно быть ограничено.

7.4. При участии ПГУ в АВРЧМ должна сохраняться функция его участия в первичном регулировании.

7.5. Для участия ПГУ в АВРЧМ в САУМ должна быть предусмотрена возможность установки ограничений величины вторичного задания от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ и скорости его изменения.

7.6. Для обеспечения возможности подключения ПГУ к управлению от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ должны быть предусмотрены:

- возможность создания ЗВМ в САУМ ПГУ для приема и обработки заданий от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ;
- возможность подключения стационарного терминала АРЧМ к ЗВМ и УВК ЦКС/ЦС АРЧМ для обеспечения их взаимодействия.

8. Требования к организации мониторинга участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ

8.1. Мониторинг участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и персоналом электростанции в соответствии с СТО 59012820.27.100.003-2012.

8.2. Для осуществления мониторинга участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ и оценки технологических параметров ПГУ, характеризующих техническое состояние основного оборудования ПГУ при ее участии в НПРЧ и (или) АВРЧМ, электростанции должны иметь устройства системы мониторинга, посредством которых должна обеспечиваться непрерывная регистрация параметров ПГУ, указанных в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№	Наименование параметра
1	Мощность газовых турбин (кроме одновалевых ПГУ)
2	Мощность паровой турбины (кроме одновалевых ПГУ)
3	Мощность ПГУ
4	Частота электрического тока в сети
5	Частота вращения роторов газовых турбин
6	Частота вращения ротора паровой турбины
7	Плановое задание по мощности ПГУ
8	Задания по мощности ГТУ
9	Заданные расширения «мертвой полосы» первичного регулирования для РЧВ турбин, ЧК регуляторов мощности ГТУ, ПТУ, ПГУ
10	Уставки статизма первичного регулирования РЧВ турбин, ЧК регуляторов мощности ГТУ, ПТУ, ПГУ
11	Задание первичной мощности ПГУ (частотная коррекция)
12	Задание вторичной мощности ПГУ (только для ПГУ, участвующих в АВРЧМ)
13	Уставка максимальной скорости изменения задания вторичной мощности (только для ПГУ, участвующих в АВРЧМ)
14	Уставки максимальной и минимальной величин задания вторичной мощности (только для ПГУ, участвующих в АВРЧМ)
15	Суммарное задание по мощности ПГУ
16	Сигналы наличия (отсутствия) ограничений на изменение мощности
17	Температура газов за газовыми турбинами
18	Расход топлива в газовые турбины

19	Положение ВНА газовых турбин
20	Положение регулирующих топливных клапанов газовых турбин
21	Давление воздуха за компрессорами газовых турбин
22	Температура окружающей среды (наружного воздуха)
23	Давление пара ВД перед паровой турбиной
24	Температура пара ВД перед паровой турбиной
25	Положения регулирующих клапанов ВД паровой турбины
26	Содержание кислорода (O ₂) в уходящих газах котлов-утилизаторов
27	Содержание оксидов азота (NO _x) в уходящих газах котлов-утилизаторов
28	Состояние генераторных и / или линейных выключателей
29	Уровни в барабанах котлов-утилизаторов ВД, СД и НД

Примечание. Устройства системы мониторинга, регистрирующие указанные в таблице 8.1 параметры ПГУ, могут входить в состав АСУ ТП.

8.3. Регистрация параметров ПГУ должна производиться с меткой времени с шагом не более 1 с. Время регистрации должно быть синхронизировано с астрономическим временем с точностью не хуже 1 с.

8.4. Дискретность регистрации измерений и заданий мощности должна быть не более 0,1 % $P_{ПГУном}$.

Дискретность регистрации измерений частоты вращения турбин должна быть не более 0,001 Гц (1 мГц).

8.5. В устройствах системы мониторинга (АСУ ТП) должна быть предусмотрена возможность хранения регистрируемых параметров ПГУ в течение не менее 12 месяцев.

8.6. Устройства системы мониторинга (АСУ ТП) должны обеспечивать возможность копирования всех или части регистрируемых параметров ПГУ за заданный промежуток времени на внешний электронный носитель или передачи выбранной части параметров за заданный промежуток времени в систему мониторинга ОАО «СО ЕЭС».

8.7. На электростанции должна быть обеспечена возможность мониторинга персоналом электростанции участия ПГУ в НПРЧ путем сопоставления на заданном интервале времени текущего значения мощности ПГУ и текущего задания мощности ПГУ с частотной коррекцией при текущем отклонении частоты от номинального значения.

8.8. На электростанции должна быть обеспечена возможность мониторинга персоналом электростанции участия ПГУ в АВРЧМ путем сопоставления на заданном интервале времени текущего значения мощности ПГУ и текущего задания мощности ПГУ с частотной коррекцией с учетом задания вторичной мощности.

8.9. Для мониторинга персоналом электростанции участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно быть реализовано графическое представление указанных в п.п. 8.7, 8.8 параметров как в следящем режиме, с возможностью задания шага обновления, так и в режиме просмотра ретроспективных данных.

9. Порядок подтверждения соответствия ПГУ требованиям Стандарта

9.1. Подтверждение соответствия требованиям настоящего Стандарта осуществляется путем добровольной сертификации в Системе добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС».

Подтверждение соответствия требованиям Стандарта может осуществляться путем добровольной сертификации в иных системах добровольной сертификации, зарегистрированных в установленном порядке в едином реестре систем добровольной сертификации, при условии соблюдения требований, предусмотренных настоящим разделом Стандарта.

9.2. Сертификация ПГУ осуществляется в соответствии с правилами функционирования соответствующей системы добровольной сертификации (далее – СДС) с обязательным соблюдением требований настоящего раздела.

9.3. Объектами сертификации являются ПГУ в части выполнения требований, предъявляемых к ним для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

9.4. Сертификация ПГУ может осуществляться на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым к ним для участия:

- только в НПРЧ;
- только в АВРЧМ;
- в НПРЧ и в АВРЧМ.

9.5. При этом, если сертификация ПГУ осуществлялась на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым к ней для участия в НПРЧ и в АВРЧМ, органом по добровольной сертификации должны выдаваться отдельные сертификаты соответствия ПГУ для участия ее в НПРЧ и в АВРЧМ.

9.6. Сертификация ПГУ осуществляется по схеме, в обязательном порядке включающей выполнение следующих мероприятий:

- анализ документов и информации, представленных заявителем;
- сертификационные испытания;
- инспекционный контроль.

9.7. Анализ документов и информации, представленных заявителем, проводится органом по добровольной сертификации перед проведением сертификационных испытаний, с целью предварительной оценки основных технических характеристик ПГУ. Минимальный перечень документов и информации по ПГУ, подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации, приведен в приложении 1. Орган по добровольной сертификации вправе дополнительно затребовать от собственника или иного законного владельца ПГУ (далее – собственник ПГУ) иные документы и информацию в объеме, необходимом для проведения сертификации и оценки соответствия ПГУ требованиям настоящего Стандарта.

9.8. Сертификационные испытания проводятся в соответствии с Методикой проверки соответствия ПГУ требованиям, предъявляемым к ним

для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ (далее – Методика), приведенной в приложении 2.

9.9. Сертификационные испытания проводятся на объекте собственника ПГУ при обязательном участии в испытаниях представителей органа по добровольной сертификации. На испытаниях могут присутствовать представители ОАО «СО ЕЭС» и организаций, участвующих в наладке или модернизации ПГУ.

9.10. Сертификационные испытания должны проводиться по программе, разработанной органом по добровольной сертификации в соответствии с Методикой и согласованной ОАО «СО ЕЭС».

9.11. Результаты сертификационных испытаний оформляются органом по добровольной сертификации в виде протокола сертификационных испытаний.

Протокол сертификационных испытаний должен соответствовать требованиям, указанным в Правилах функционирования СДС «СО ЕЭС». Дополнительно в протоколе сертификационных испытаний должны быть указаны границы регулировочного диапазона ПГУ (максимальное и минимальное значение нагрузки ПГУ) для фактических параметров окружающей среды (температура окружающего воздуха, атмосферное давление, влажность) на момент проведения сертификационных испытаний.

9.12. Копия протокола сертификационных испытаний должна быть направлена в ОАО «СО ЕЭС» органом по добровольной сертификации не позднее 5 (пяти) рабочих дней с момента его оформления.

9.13. Сертификат соответствия выдается заявителю только при положительных результатах сертификационных испытаний.

9.14. В качестве результатов сертификационных испытаний органом по добровольной сертификации могут рассматриваться результаты испытаний (совокупности испытаний), фактически проведенных до ввода в действие настоящего Стандарта, при условии что:

- испытания проведены в объеме всех этапов, указанных в Методике;
- программа испытаний согласована ОАО «СО ЕЭС»;
- испытания проводились с участием представителей органа по добровольной сертификации;
- испытания оформлены протоколом в соответствии с п. 9.11 настоящего Стандарта.

9.15. Срок действия сертификата соответствия ПГУ требованиям Стандарта устанавливается равным 6 годам.

9.16. Инспекционный контроль соответствия ПГУ требованиям настоящего Стандарта должен проводиться в течение срока действия сертификата соответствия.

9.17. Инспекционный контроль проводится в форме плановых и внеплановых проверок.

9.18. Плановые проверки должны осуществляться один раз в год.

9.19. Для ПГУ, принимавших фактическое участие в НПРЧ и (или) АВРЧМ в течение 12 месяцев, предшествующих проверке, объем плановой проверки должен включать в себя:

9.19.1. Анализ фактического участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

9.19.2. Анализ параметров ПГУ, характеризующих техническое состояние основного оборудования ПГУ при ее участии в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

9.19.3. Проверку параметров настройки САУМ ПГУ.

9.19.4. Проверку функционирования устройств системы мониторинга участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ на электростанции.

При этом проверки по п. 9.19.3 и 9.19.4 должны проводиться с обязательным присутствием представителей органа по добровольной сертификации на объекте собственника.

9.20. Для ПГУ, не принимавших фактическое участие в НПРЧ и (или) АВРЧМ в течение 12 месяцев, предшествующих проверке, плановая проверка должна осуществляться с обязательным присутствием представителей органа по добровольной сертификации на объекте собственника ПГУ и включать в себя:

9.20.1. Проверку параметров настройки САУМ ПГУ.

9.20.2. Проверку функционирования устройств системы мониторинга участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ на электростанции.

9.20.3. Проведение испытаний участия ПГУ в НПРЧ в объеме п. П9 Методики – для ПГУ, сертифицированных на соответствие требованиям для участия в НПРЧ.

9.20.4. Проведение испытаний участия ПГУ в АВРЧМ в объеме п. П7 Методики – для ПГУ, сертифицированных на соответствие требованиям для участия в АВРЧМ.

9.21. Внеплановая проверка должна проводиться:

– по инициативе ОАО «СО ЕЭС», если по результатам мониторинга фактического участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ зафиксировано несоответствие ПГУ требованиям Стандарта;

– при замене или модернизации технических средств систем регулирования ПГУ;

– при изменении структуры и (или) алгоритмов устройств регулирования ГТУ, ПТУ, котлов-утилизаторов и ПГУ в целом, влияющих на характеристики первичного и (или) вторичного регулирования;

– при изменениях конструкции и (или) характеристик оборудования ПГУ, влияющих на характеристики первичного и (или) вторичного регулирования.

9.22. Объем внеплановой проверки определяется органом по добровольной сертификации в зависимости от причины, по которой она проводится, и согласовывается с ОАО «СО ЕЭС». В случае если объем внеплановой проверки включает в себя мероприятия, указанные в п. 9.20, то

при ее проведении обязательно присутствие на объекте собственника ПГУ представителя органа по добровольной сертификации.

9.23. По результатам каждой плановой и внеплановой проверки ПГУ орган по добровольной сертификации оформляет решение о соответствии (несоответствии) ПГУ требованиям Стандарта.

Решение по результатам плановой (внеплановой) проверки направляется собственнику ПГУ и ОАО «СО ЕЭС» не позднее двух недель после ее проведения.

9.24. После устранения собственником замечаний, выявленных по результатам проверки, должна быть проведена повторная проверка в объеме и порядке (проведение испытаний, анализ параметров, настроек и т.д.), соответствующих проверке, при которой были выявлены замечания.

9.25. Основания и порядок приостановления, возобновления, прекращения действия сертификата соответствия определяются Правилами функционирования СДС «СО ЕЭС».

Приложение 1

Минимальный перечень документов и информации по ПГУ, подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации

1. Перечень и тип основного оборудования ПГУ (ГТУ, ПТУ, котлы-утилизаторы), его технические характеристики, проектная документация, инструкции по эксплуатации.
2. Характеристики систем регулирования турбин, актуальные на момент предоставления информации:
 - нагрузочная характеристика;
 - зона нечувствительности по частоте;
 - степень неравномерности по частоте (общая и местная, максимальная и минимальная);
 - время непрерывного полного хода регулирующих клапанов турбины при воздействии на механизм управления клапанами турбины (органы управления нагрузкой ГТУ) в сторону открытия и закрытия (на остановленной турбине).
3. Характерные суточные графики электрической и тепловой нагрузок ПГУ в летний и зимний период.
4. Границы регулировочного диапазона ПГУ (максимальное и минимальное значение нагрузки ПГУ) для номинальных параметров.
5. Перечень оборудования и технологической автоматики, изменение эксплуатационного состояния которых требуется производить в ручном режиме для поддержания полного регулировочного диапазона ПГУ.
6. Существующие ограничения в работе основного и вспомогательного оборудования ПГУ.
7. Режимные карты работы ГТУ, ПТУ и котлов-утилизаторов.
8. Описание устройств и принципов работы (инструкции по эксплуатации), структурные схемы и характеристики систем управления генерирующим оборудованием в части управления нагрузкой паровой турбины, газовых турбин и общецелочной части регулирования частоты и мощности ПГУ.
9. Информация (с обосновывающими материалами) о наличии в САУМ ПГУ возможности имитации отклонения частоты и задания вторичной мощности для проведения сертификационных испытаний.
10. Информация (с обосновывающими материалами) о возможности:
 - реализации ЗВМ в САУМ ПГУ для приема и обработки заданий вторичной мощности от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ;
 - задания в САУМ ПГУ ограничений максимальной и минимальной величины задания вторичной мощности и скорости задания вторичной мощности;
 - подключения стационарного терминала АРЧМ для организации

взаимодействия ЗВМ и УВК ЦКС/ЦС АРЧМ;

– подключения каналов связи между ЗВМ, стационарным терминалом АРЧМ и УВК ЦКС/ЦС АРЧМ.

11. Описание технических средств, на которых реализованы САУМ ПГУ и устройства системы мониторинга (АСУ ТП).

12. Сертификаты на технические средства, на которых реализованы САУМ ПГУ и устройства системы мониторинга (АСУ ТП).

13. Документы, подтверждающие соответствие требуемой точности синхронизации системного времени в САУМ и устройствах системы мониторинга (АСУ ТП) с астрономическим.

14. Документы для оценки и подтверждения требуемой Стандартом точности измерения мощности турбогенераторов и частоты вращения роторов турбин:

– методика измерения частоты вращения роторов турбин;
– паспорта, сертификаты об утверждении типа средств измерений на преобразователи измерительные (датчики) активной мощности, преобразователи измерительные частоты вращения (с приложением описания типа средств измерений);

– другие документы, позволяющие оценить значение точности по каналам измерения мощности турбогенераторов и частоты вращения роторов турбин.

15. Программы и методики приемо-сдаточных испытаний систем регулирования турбин и котлов-утилизаторов, САУМ ПГУ, устройств системы мониторинга (АСУ ТП).

16. Протоколы приемо-сдаточных испытаний и акты сдачи в эксплуатацию систем регулирования турбин и котлов-утилизаторов, САУМ ПГУ, устройств системы мониторинга (АСУ ТП).

17. Карта (журнал) уставок технологической автоматики ПГУ.

Методика проверки соответствия ПГУ требованиям, предъявляемым к ним для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ

П1. Общие положения

П1.1. Сертификационные испытания ПГУ на соответствие требованиям Стандарта для участия в НПРЧ и в АВРЧМ должны включать в себя проведение испытаний по п.п. П.2–П.9.

П1.2. Сертификационные испытания ПГУ на соответствие требованиям Стандарта для участия только в НПРЧ должны включать в себя проведение испытаний по п.п. П.2–П.6, П.9.

П1.3. Сертификационные испытания ПГУ на соответствие требованиям Стандарта для участия только в АВРЧМ должны включать в себя проведение испытаний по п.п. П.2, П.3, П.7.

П1.4. Сертификационные испытания ПГУ на соответствие требованиям Стандарта должны проводиться только при условии, когда фактический регулировочный диапазон ПГУ при текущих параметрах окружающей среды (температура окружающего воздуха, атмосферное давление, влажность) не менее регулировочного диапазона, указанного в паспортных данных для номинальных параметров окружающей среды.

П1.5. При сертификационных испытаниях ПГУ проверки по п.п. П.3, П.6–П.9 должны проводиться при том составе оборудования, с которым предполагается участие ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

При этом величины требуемых изменений мощности при проверке участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ должны определяться как доля от номинальной мощности ПГУ при данном составе оборудования.

П1.5. При сертификационных испытаниях ПГУ проверки по п.п. П.3, П.6–П.9 должны проводиться на основном топливе в полном объеме. Необходимость проведения указанных проверок на резервном виде топлива определяется органом по добровольной сертификации и согласовывается с ОАО «СО ЕЭС» в рамках согласования им программы сертификационных испытаний.

П1.6. Имитация участия ПГУ в НПРЧ должна производиться путем имитации отклонений частоты в САУМ ПГУ параллельно с действующим трактом общего первичного регулирования частоты.

Имитация участия ПГУ в АВРЧМ должна производиться путем имитации поступления в САУМ ПГУ заданий вторичной мощности от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ параллельно с действующим трактом задания плановой мощности.

П1.7. Имитация отклонений частоты и поступления заданий вторичной мощности должна производиться отдельно, с подачей имитирующих сигналов в САУМ ПГУ.

Пример имитации отклонений частоты и поступления заданий вторичной мощности при сертификационных испытаниях приведен на рис. П.1.

П1.8. Во время проведения сертификационных испытаний должно сохраняться участие ПГУ в ОПРЧ.

П1.9. При проведении сертификационных испытаний ПГУ на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым для участия в НПРЧ, динамика изменения первичной мощности ПГУ должна быть не хуже: 2,5 % $P_{\text{ПГУном}}$ – за 15 с, 5 % $P_{\text{ПГУном}}$ – за 30 с, 10 % $P_{\text{ПГУном}}$ – за 120 с. Допустимая область изменения первичной мощности ПГУ при максимальной требуемой первичной мощности $\Delta P_{\text{П}} = 10\% P_{\text{ПГУном}}$ приведена на рис. П.2.

П1.10. Во время сертификационных испытаний не должны выполняться какие-либо работы на ПГУ, которые могут повлиять на результаты испытаний или нарушать их проведение. Не разрешается проводить изменений структуры или параметров САУМ ПГУ. Все штатные системы автоматического регулирования и технологической автоматики ПГУ должны быть введены в работу.

П1.11. Во время сертификационных испытаний технологические параметры ГТУ, ПТУ и котла-утилизатора не должны выходить за допустимые пределы, определенные действующими руководящими документами по эксплуатации.

П1.12. В случае возникновения условий для участия ПГУ в ОПРЧ и противоаварийном управлении, испытания должны быть прекращены. Возобновление испытаний допускается только с разрешения диспетчера ОАО «СО ЕЭС».

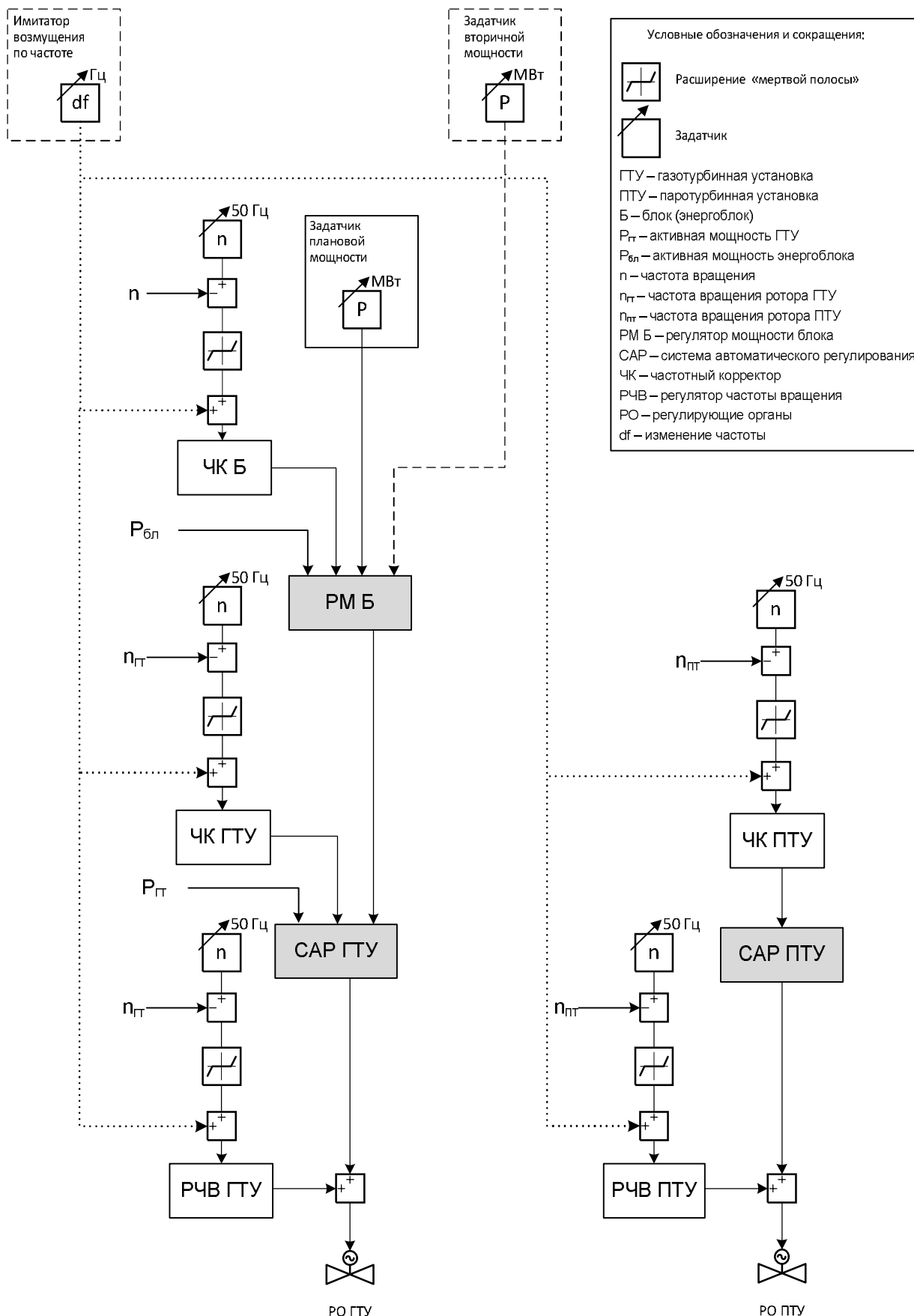


Рис. П.1. Пример имитации сигналов по отклонению частоты и заданию вторичной мощности в САУМ ГТУ

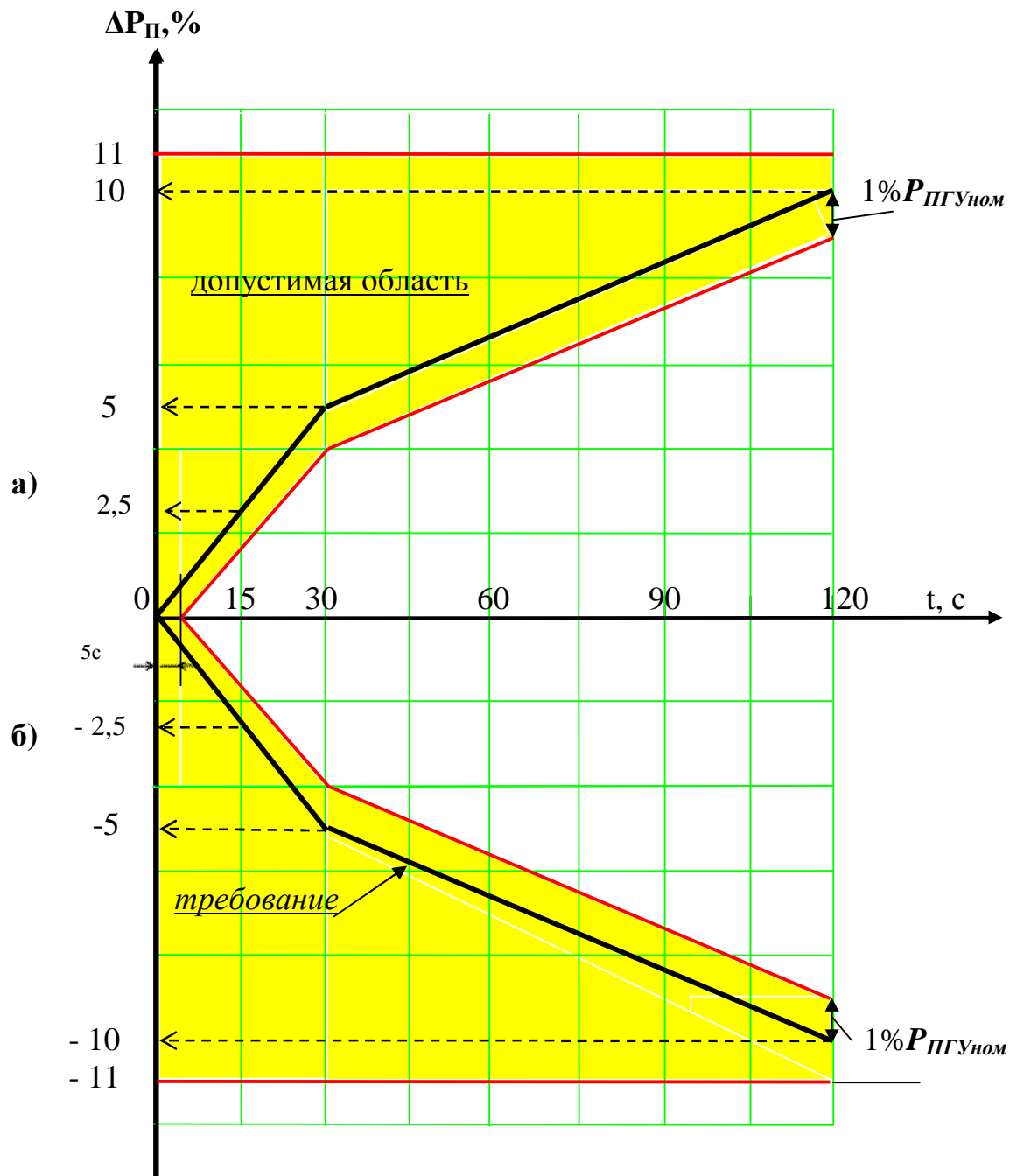


Рис. П.2. Допустимая область изменения первичной мощности ПГУ при снижении (а) и повышении (б) частоты

П2. Проверка выполнения требований к устройствам системы мониторинга

В процессе испытаний сертифицируемой ПГУ должны быть проверены устройства системы мониторинга, регистрирующие параметры ПГУ в соответствии с требованиями раздела 8 Стандарта.

Критерии оценки:

- количество регистрируемых параметров ПГУ должно быть не менее указанных в п. 8.2 Стандарта, шаг регистрации параметров – не более 1 с;

- дискретность регистрации измерений и заданий мощности, измерений частоты вращения турбин должна быть не более указанной в п. 8.4 Стандарта;

- аппаратные средства устройств системы мониторинга позволяют хранить весь объем регистрируемых параметров ПГУ не менее 12 месяцев;

- существует возможность копирования на внешний электронный носитель части архива за заданный промежуток времени всех или части регистрируемых параметров ПГУ;

- реализована возможность мониторинга персоналом электростанции участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ путем представления параметров в соответствии с требованиями п.п. 8.7–8.9 Стандарта.

П3. Проверка точности поддержания САУМ ПГУ заданной мощности

В процессе испытаний должна быть выполнена проверка точности поддержания САУМ ПГУ задания мощности путем сравнения текущего задания и фактической мощности ПГУ в течение минимум одного часа.

Критерии оценки:

максимальное отклонение фактической мощности ПГУ от задания мощности в САУМ не должно превышать $\pm 1\%$ $P_{ПГУном}$.

П4. Проверка корректности измерений частоты

В процессе испытаний должна быть выполнена проверка корректности измерений частоты путем сравнения на интервале не менее одного часа измерений частоты вращения турбин, используемых в РЧВ и ЧК регуляторов мощности.

Критерии оценки:

максимальная разность измерений частоты вращения турбин не должна превышать 10 мГц.

П5. Проверка возможности изменения величин «мертвой полосы» и статизма первичного регулирования

При проверке в САУМ ПГУ должно быть выполнено изменение величины «мертвой полосы» первичного регулирования в соответствии с требованиями п. 6.5 Стандарта.

При проверке в САУМ ПГУ должна быть подтверждена возможность изменения статизма первичного регулирования в соответствии с требованиями п. 6.7 Стандарта.

Критерии оценки:

- в САУМ ПГУ существует возможность изменения величины «мертвой полосы» первичного регулирования с требуемой дискретностью при сохранении штатного режима функционирования ПГУ, без прекращения участия ПГУ в первичном регулировании;

- в САУМ ПГУ существует возможность изменения величины статизма первичного регулирования с требуемой дискретностью.

П6. Имитация участия ПГУ в НПРЧ

Для имитации участия ПГУ в НПРЧ производится имитация отклонений частоты для проверки:

- нечувствительности первичных регуляторов;
- следящего режима первичного регулирования;
- динамики первичного регулирования.

П6.1. Проверка нечувствительности первичных регуляторов

Проверка нечувствительности первичных регуляторов проводится при плановой нагрузке ПГУ, соответствующей середине регулировочного диапазона ПГУ и установленном статизме первичного регулирования $S = 6\%$ на всех РЧВ и ЧК ПГУ. На входах РЧВ и ЧК с периодичностью 3 мин имитируются отклонения частоты на величину $\Delta f = \pm 20$ мГц в соответствии с графиком на рис. П.3.

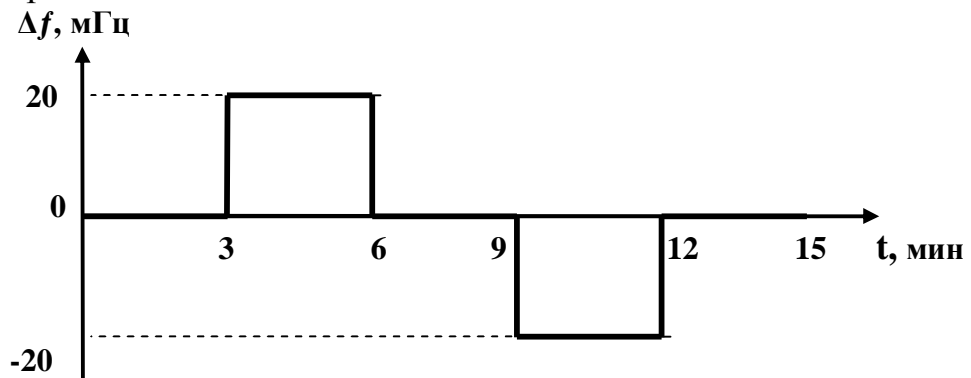


Рис. П.3. Имитация отклонений частоты при проверке нечувствительности первичных регуляторов ПГУ

По величине изменения мощности ПГУ при имитации отклонений частоты должны быть определены величины фактической нечувствительности первичных регуляторов ПГУ.

Критерии оценки:

при имитации отклонений частоты на $\Delta f = \pm 20$ мГц должны фиксироваться противоположные по знаку каждому изменению частоты изменения мощности ПГУ в пределах $(0,3 \div 0,6) \% P_{\text{ПГУНОМ}}$. Изменение мощности менее $0,3 \% P_{\text{ПГУНОМ}}$ означает превышение максимальной допустимой нечувствительности первичных регуляторов ± 10 мГц.

П6.2. Проверка следящего режима первичного регулирования частоты

Проверка следящего режима первичного регулирования проводится при статизме первичного регулирования $S = 6\%$ при двух уровнях плановой нагрузки ПГУ ($P_{\text{пл}}$):

- внизу регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{МИН}} + 6 \% P_{\text{ПГУНОМ}}$;
- вверху регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{МАКС}} - 6 \% P_{\text{ПГУНОМ}}$.

Проверка производится путем последовательной имитации отклонений частоты в сторону снижения и в сторону увеличения, состоящих из трёх ступеней величиной по 60 мГц с последующим полным снятием имитации отклонения частоты в соответствии с графиками на рис. П.4. и П.5.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности ПГУ показаны на рис. П.4 и П.5.

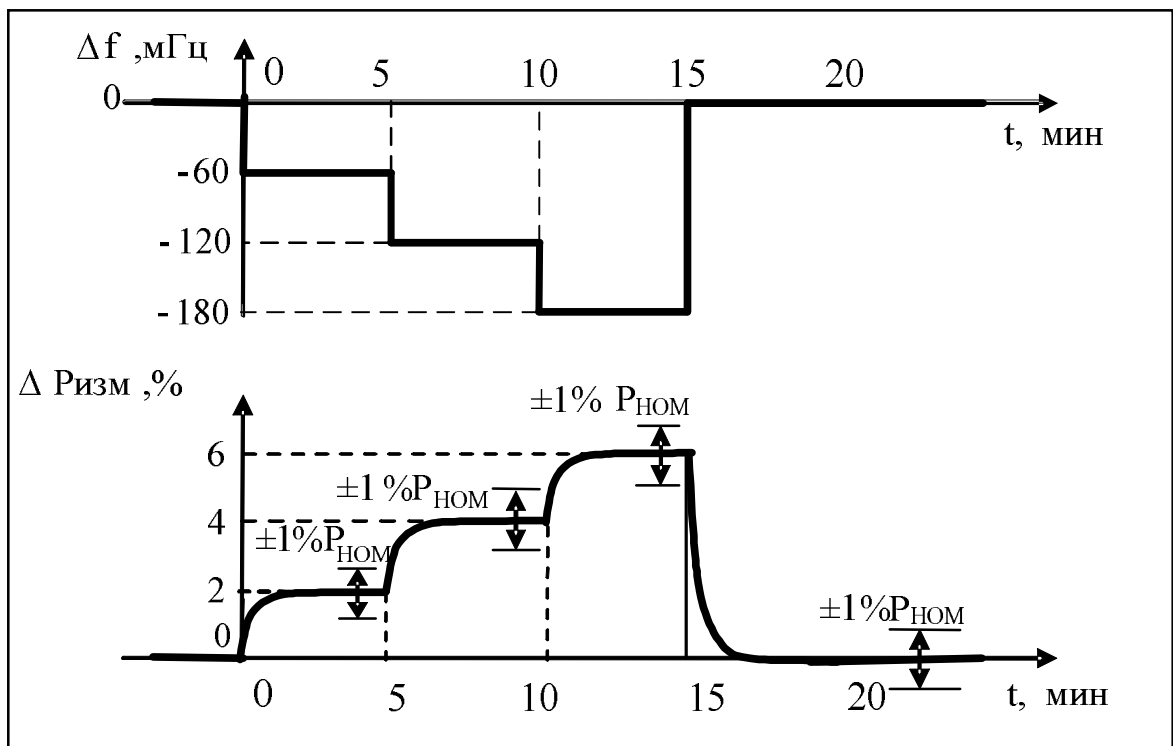


Рис. П.4. Имитация снижения частоты и требуемые изменения первичной мощности ПГУ в следящем режиме

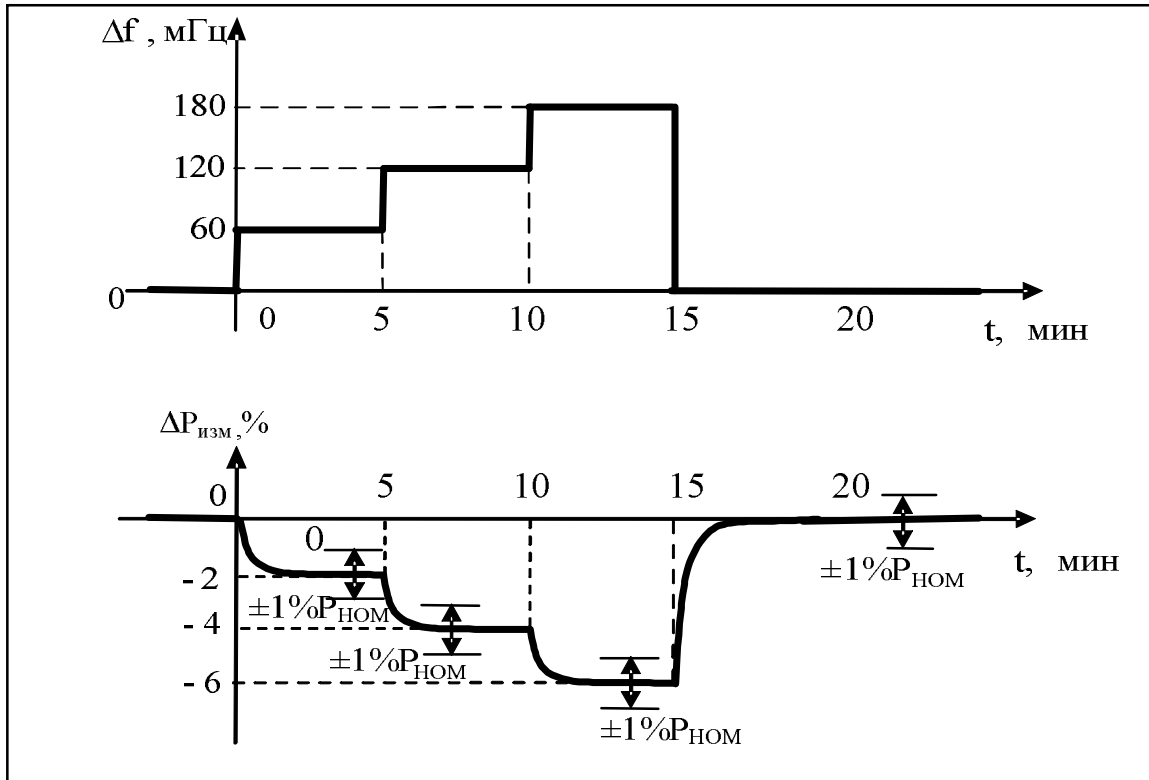


Рис. П.5. Имитация повышения частоты и требуемые изменения первичной мощности ПГУ в следящем режиме

Критерии оценки:

при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности ПГУ с требуемой динамикой, с точностью поддержания каждого нового задания мощности $\pm 1\% P_{ПГУНОМ}$.

П6.3. Проверка динамики первичного регулирования

Проверка динамики первичного регулирования ПГУ включает в себя опыты по проверке соответствия требованиям Стандарта при имитации отклонений частоты, требующих изменения мощности ПГУ в пределах $\pm 5\% P_{ПГУНОМ}$ и в пределах $\pm 10\% P_{ПГУНОМ}$.

П6.3.1. Проверка динамики первичного регулирования при $\Delta P_{П} = \pm 5\% P_{ПГУНОМ}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=6\%$ на двух уровнях плановой нагрузки ПГУ:

- вверху регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{МАКС} - 5\% P_{ПГУНОМ}$;
- внизу регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{МИН} + 5\% P_{ПГУНОМ}$

путем имитации отклонений частоты $\Delta f = \pm 150$ мГц.

На каждом уровне плановой нагрузки выполняется четыре последовательных опыта снижения и увеличения частоты с интервалами 10 мин в соответствии с графиком на рис. П.6.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности ПГУ показаны на рис. П.6.

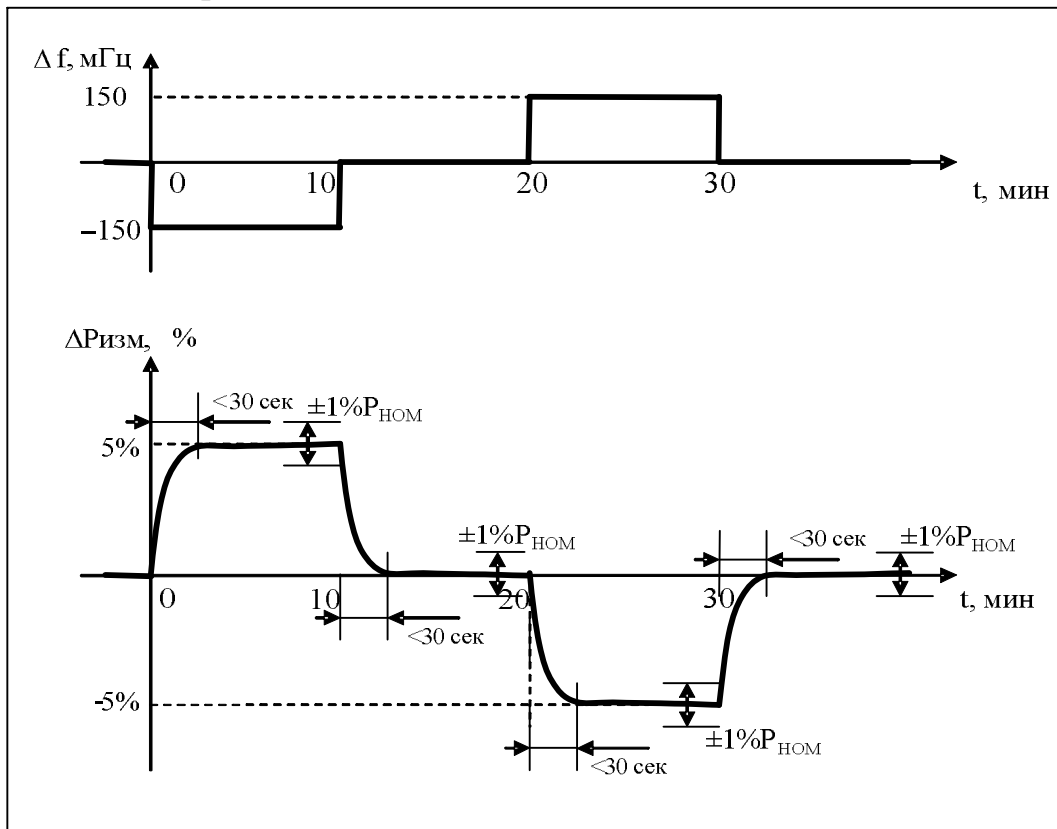


Рис. П.6. Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности ПГУ при $\Delta R_{П} = \pm 5\% P_{ПГУ_{НОМ}}$

Критерии оценки:

- при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности ПГУ с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания мощности $\pm 1\% P_{ПГУ_{НОМ}}$;
- при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 150$ мГц должно происходить апериодическое изменение мощности ПГУ на $2,5\% P_{ПГУ_{НОМ}}$ за время $t \leq 15$ с и за время $t \leq 30$ с – на $5\% P_{ПГУ_{НОМ}}$.

П6.3.2. Проверка динамики первичного регулирования ПГУ при $\Delta R_{П} = \pm 10\% P_{ПГУ_{НОМ}}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=6\%$ на двух уровнях плановой нагрузки ПГУ:

- вверху регулировочного диапазона: $R_{пл} = R_{МАКС} - 10\% P_{ПГУ_{НОМ}}$;
- внизу регулировочного диапазона: $R_{пл} = R_{МИН} + 10\% P_{ПГУ_{НОМ}}$

путем имитации отклонений частоты $\Delta f = \pm 300$ мГц.

На каждом уровне плановой нагрузки выполняется четыре последовательных опыта по снижению и увеличению частоты с интервалами 10 мин в соответствии с графиками на рис. П.7.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности ПГУ показаны на рис. П.7.

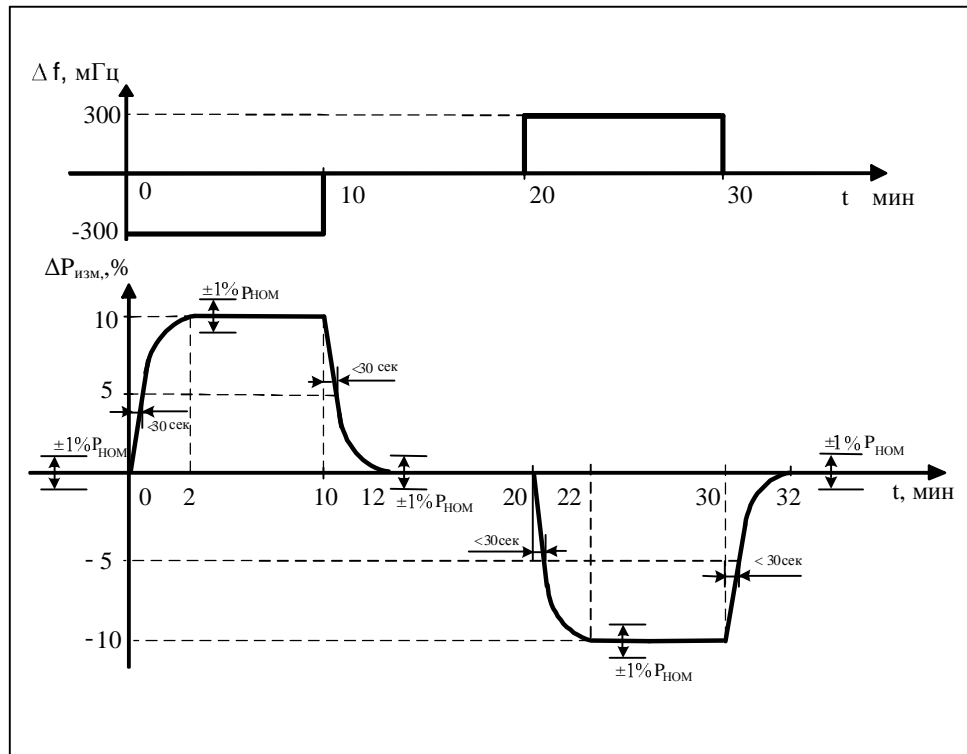


Рис. П.7 Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности ПГУ при $\Delta P_{II} = \pm 10\% P_{ПГУ_{НОМ}}$

Критерии оценки:

- при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности ПГУ с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания мощности $\pm 1\% P_{ПГУ_{НОМ}}$;
- при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 300$ мГц должно происходить аperiодическое изменение мощности ПГУ на $2,5\% P_{ПГУ_{НОМ}}$ за время $t \leq 15$ с, за время $t \leq 30$ с – на $5\% P_{ПГУ_{НОМ}}$ и на $10\% P_{ПГУ_{НОМ}}$ за время $t \leq 2$ мин (ранее 120 с).

П7. Имитация участия ПГУ в АВРЧМ

Перед началом имитации участия ПГУ в АВРЧМ в САУМ ПГУ задаются ограничения максимальной и минимальной величины задания вторичной мощности величиной $\pm 5\% P_{ПГУ_{НОМ}}$ соответственно и ограничение скорости задания вторичной мощности величиной $3\% P_{ПГУ_{НОМ}}/\text{мин}$.

Имитация участия ПГУ в АВРЧМ производится на двух уровнях плановой нагрузки ПГУ:

- вверху регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{МАКС} - 5\% P_{ПГУ_{НОМ}}$;
- внизу регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{МИН} + 5\% P_{ПГУ_{НОМ}}$

путем имитации периодических изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{ВТ} = \pm 5\% P_{ПГУ_{НОМ}}$ со скоростью $1\% P_{ПГУ_{НОМ}}/\text{мин}$ и со скоростью $3\% P_{ПГУ_{НОМ}}/\text{мин}$ как показано на рис. П.8.

Переходные процессы требуемого изменения вторичной мощности ПГУ показаны на рис. П.8.

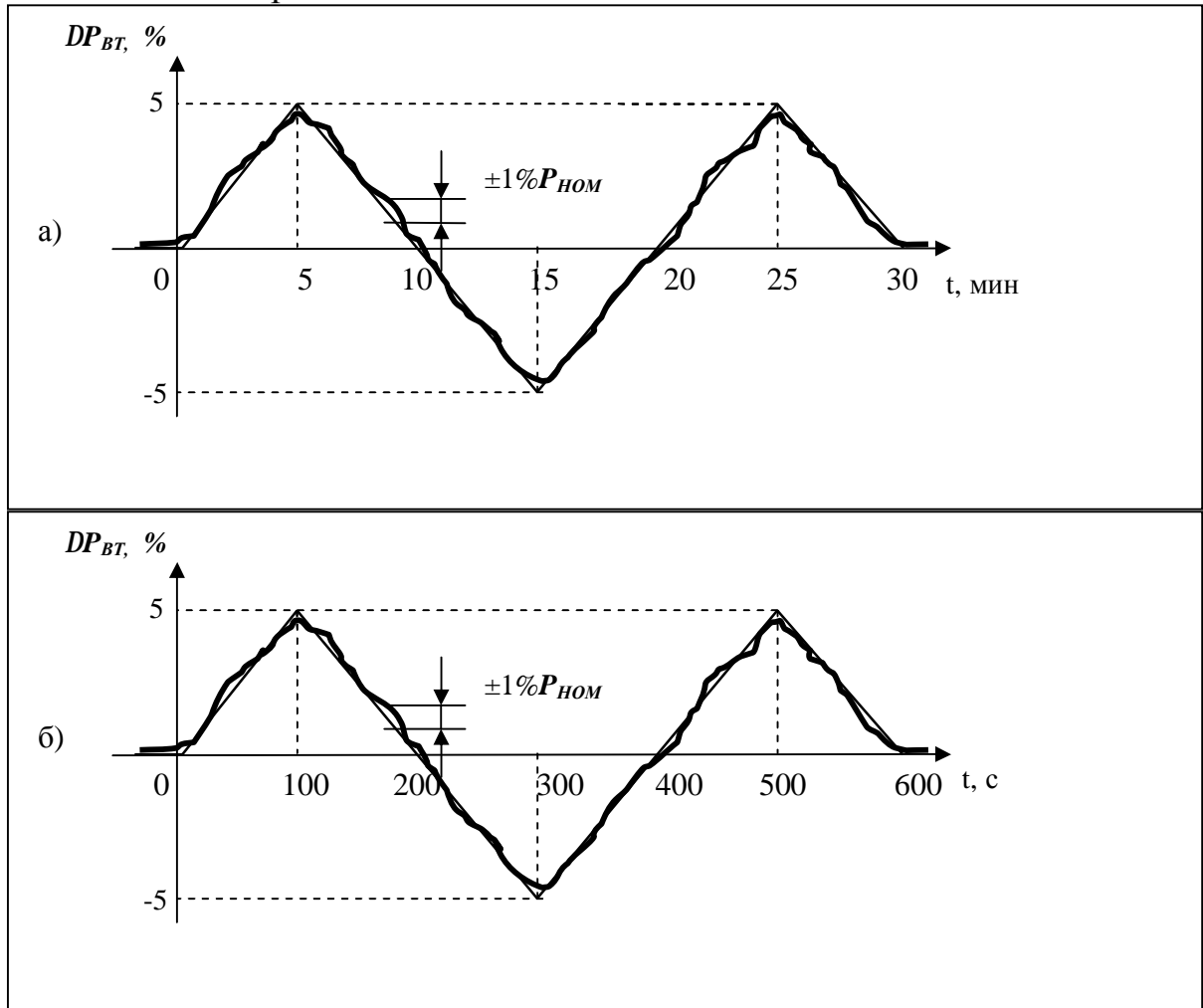


Рис.П.8. Имитация изменений задания и требуемые изменения вторичной мощности ПГУ при скорости задания изменения мощности $1\% P_{ПГУ_{НОМ}}/\text{мин}$ (а) и $3\% P_{ПГУ_{НОМ}}/\text{мин}$ (б)

Для проверки правильности действия САУМ ПГУ при установленных ограничениях скорости и величин задания вторичной мощности производится имитация участия ПГУ в АВРЧМ на уровне плановой нагрузки ПГУ, соответствующей середине регулировочного диапазона, путем имитации периодических изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{ВТ} = \pm 8\% P_{ПГУ_{НОМ}}$ со скоростью $4\% P_{ПГУ_{НОМ}}/\text{мин}$ как показано на рис. П.9(а). При этом фактические изменения мощности ПГУ по заданию САУМ должны быть со скоростью не более $3\% P_{ПГУ_{НОМ}}/\text{мин}$ величиной не более $\Delta P_{ВТ} = \pm 5\% P_{ПГУ_{НОМ}}$ как показано на рис. П.9(б).

После завершения проверки необходимо в САУМ ПГУ выполнить обнуление остатка задания вторичной мощности с перезаписью его в плановое задание.

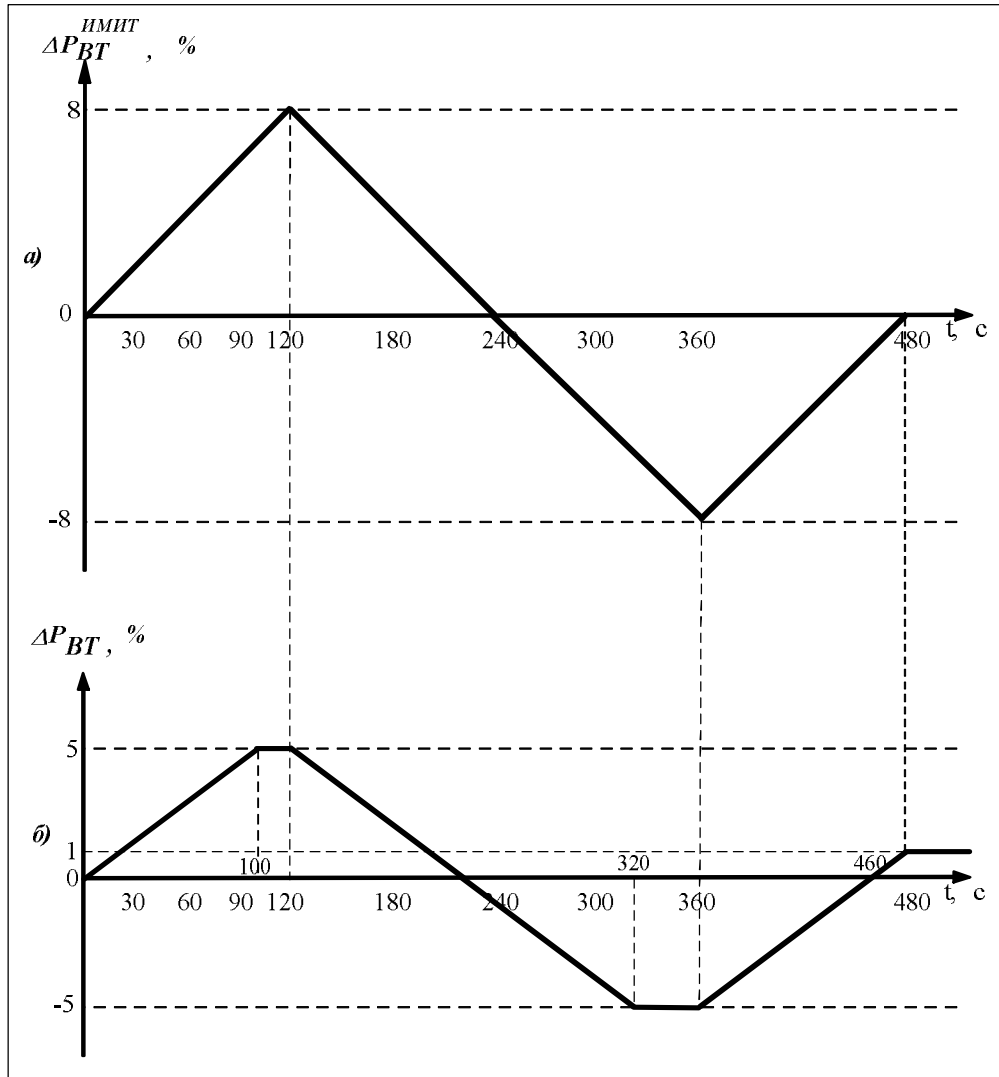


Рис.П.9. Имитация изменений задания $\Delta P_{ВТ}=\pm 8\% R_{ПГУном}$ со скоростью $4\% R_{ПГУном}/мин$ (а) и требуемые изменения мощности ПГУ при установленных в САУМ ограничениях скорости и величин задания вторичной мощности соответственно $3\% R_{ПГУном}/мин$ и $\Delta P_{ВТ}=\pm 5\% R_{ПГУном}$ (б)

Критерии оценки:

- изменения фактической мощности ПГУ должны соответствовать изменениям задания мощности, формируемым САУМ, с учетом установленных ограничений скорости и величин задания вторичной мощности, с отклонением не более $\pm 1\% R_{ПГУном}$.

П8. Имитация одновременного участия ПГУ в НПРЧ и АВРЧМ

Для имитации одновременного участия ПГУ в НПРЧ и АВРЧМ производится имитация отклонений частоты с имитацией задания вторичной мощности при неизменном плановом задании и при изменении планового задания ПГУ.

П8.1. Проверка одновременного участия ПГУ в НПРЧ и АВРЧМ при неизменном плановом задании

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=6\%$ на двух уровнях плановой нагрузки ПГУ:

- внизу регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{мин} + 10\% P_{ПГУ_{ном}}$;
- вверху регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{макс} - 10\% P_{ПГУ_{ном}}$

путем проведения двух опытов с последовательной имитацией изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{вт} = \pm 5\% P_{ПГУ_{ном}}$ со скоростью $1\% P_{ПГУ_{ном}}/мин$ и имитацией отклонений частоты $\Delta f = \pm 150$ мГц в соответствии с графиками на рис. П.10.

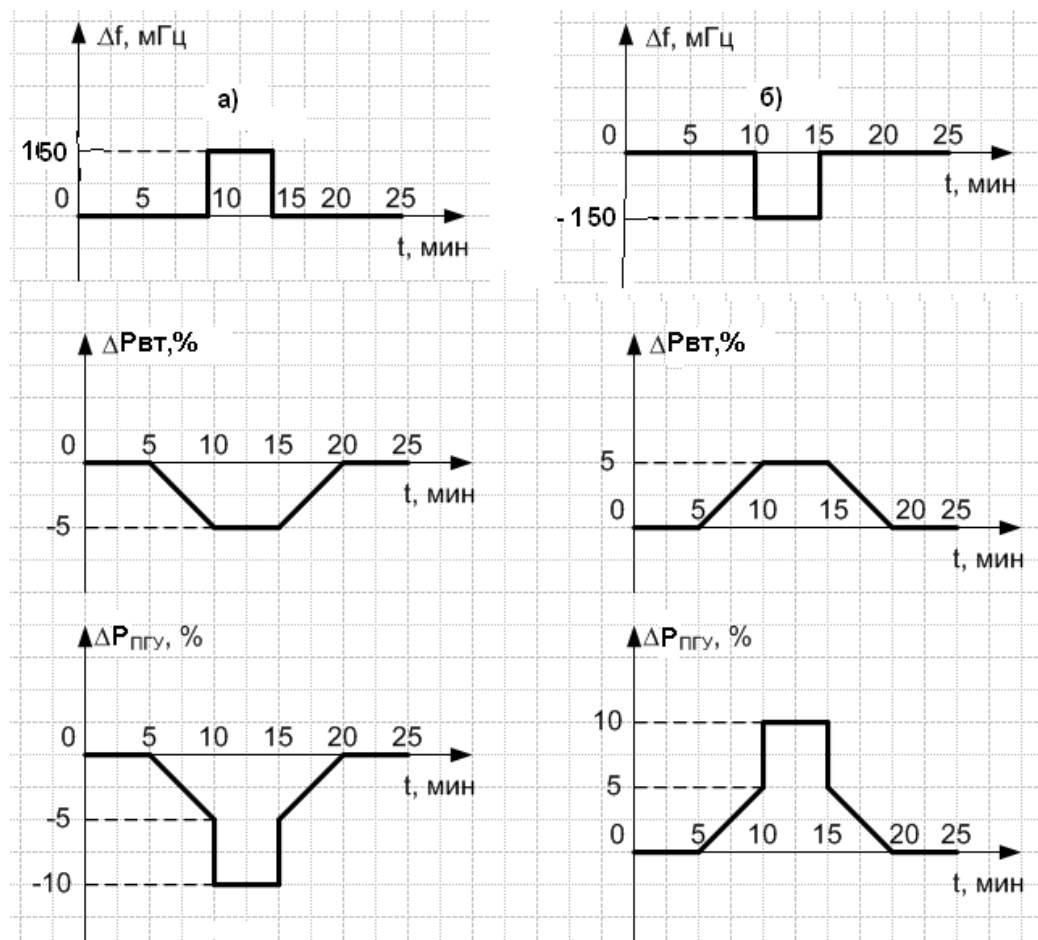


Рис. П.10. Имитация изменений задания вторичной мощности и отклонений частоты внизу (а) и вверху (б) регулировочного диапазона ПГУ

Критерии оценки:

- изменения фактической мощности ПГУ должны соответствовать изменениям задания вторичной мощности с отклонением не более $\pm 1\% P_{ПГУ_{ном}}$;
- при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности ПГУ с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания мощности $\pm 1\% P_{ПГУ_{ном}}$;

- при имитации отклонений частоты на $\Delta f=150$ мГц должно происходить аperiодическое изменение мощности ПГУ на 2,5 % $P_{ПГУНОМ}$ за время $t \leq 15$ с и за время $t \leq 30$ с – на 5% $P_{ПГУНОМ}$.

П8.2. Проверка одновременного участия ПГУ В НПРЧ и АВРЧМ при изменении планового задания

Перед началом проверки в САУМ ПГУ должно быть снято ограничение по максимальной величине задания вторичной мощности, установленное при проведении проверки по п. П7. Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=6\%$ при исходной плановой нагрузке ПГУ ниже средней части регулировочного диапазона ПГУ на 10 % $P_{ПГУНОМ}$ путем последовательного изменения плановой мощности ПГУ со скоростью 0,5 % $P_{ПГУНОМ}/мин$, имитации изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{ВТ}=10\%$ $P_{ПГУНОМ}$ и имитацией отклонений частоты $\Delta f=150$ мГц в соответствии с графиками на рис. П.11.

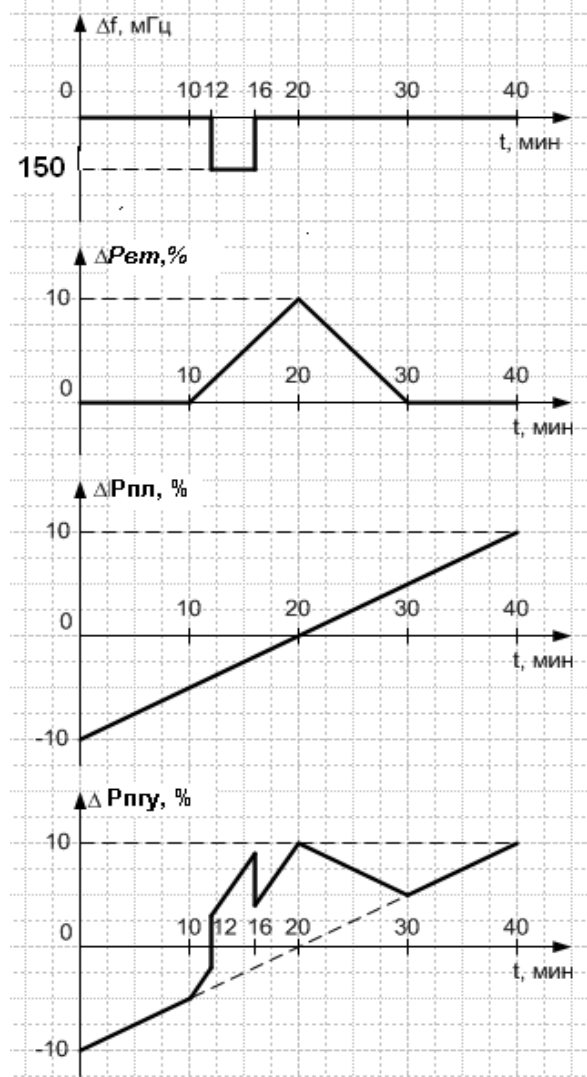


Рис.П.11. Имитация изменений заданий вторичной мощности и отклонений частоты при изменении планового задания ПГУ

На рис. П.11 также представлен график изменения суммарного задания по мощности $\Delta P_{\text{ПГУ}}$, которое должно быть сформировано в САУМ ПГУ.

Критерии оценки:

- изменения фактической мощности ПГУ должны соответствовать изменениям суммарного задания мощности ПГУ с отклонением не более $\pm 1\% P_{\text{ПГУном}}$.

П9. Проверка работы ПГУ в режиме НПРЧ

П9.1. После завершения испытаний с имитацией отклонений частоты должна быть проведена проверка работы ПГУ в режиме НПРЧ.

Участие ПГУ в НПРЧ производится с минимальной «мертвой полосой» первичного регулирования (не более $50 \pm 0,02$ Гц) при установленном статизме первичного регулирования $S = 4\%$.

При проверке участия ПГУ в НПРЧ дополнительного расширения «мертвой полосы» первичного регулирования в САУМ ПГУ не производится.

П9.2. Проверка участия ПГУ в НПРЧ при полном составе оборудования проводится при выполнении ПГУ реального суточного графика, включающего 3 уровня планового задания мощности: внизу регулировочного диапазона, в середине регулировочного диапазона и вверху регулировочного диапазона при условии обеспечения резерва первичного регулирования не менее $\pm 5\% P_{\text{ПГУном}}$ как при неизменном плановом задании мощности ПГУ, так и при переходе от одного уровня планового задания на другой.

Время работы при неизменном плановом задании мощности ПГУ должно быть не менее 4 ч. Переход от одного уровня планового задания на другой должен производиться со скоростью не более $0,5\% P_{\text{ПГУном}}/\text{мин}$.

При проверке участия ПГУ в НПРЧ при минимальной «мертвой полосе» первичного регулирования должна быть произведена оценка реальной зоны нечувствительности первичного регулирования ПГУ для ее учета при последующем задании расширения «мертвой полосы» в САУМ ПГУ.

П9.3. На одном из постоянных уровней планового задания мощности должно быть произведено оперативное отключение и включение функции НПРЧ путем расширения «мертвой полосы» первичного регулирования до $50 \pm 0,075$ Гц (отключение режима НПРЧ) и последующего восстановления минимальной «мертвой полосы» (включение режима НПРЧ) через 30–40 минут. Время отключения и включения режима НПРЧ должно фиксироваться.

Задание величины расширения «мертвой полосы» первичного регулирования должно выполняться с учетом реальной зоны нечувствительности первичного регулирования ПГУ, определенной по п. П9.2.

Общая продолжительность участия ПГУ в НПРЧ при полном составе оборудования должна составлять не менее 24 ч.

П9.4. Проверка участия ПГУ в НПРЧ при неполном составе оборудования должна производиться в верхней и нижней частях

регулируемого диапазона, соответствующего данному составу оборудования. При этом время работы при неизменном уровне планового задания должно составлять не менее 2 ч. Переход от одного уровня планового задания на другой должен производиться со скоростью $0,5 \% R_{\text{ПГУном}}/\text{мин}$, соответствующей полному составу оборудования.

При этом резерв первичного регулирования должен составлять $\pm 5 \% R_{\text{ПГУном}}$ для данного состава оборудования как при неизменном задании плановой нагрузки ПГУ, так и при переходе от одного уровня нагрузки на другой. Общая продолжительность проверки при неполном составе оборудования ПГУ должна составлять не менее 8 часов.

П9.5. Общая продолжительность участия ПГУ в НПРЧ на резервном топливе при полном и неполном составе оборудования определяется собственником ПГУ при согласовании с органом по добровольной сертификации.

П9.6. Предварительная оценка результатов участия ПГУ в НПРЧ проводится на основании данных текущего мониторинга (в присутствии участников испытаний), а окончательная оценка – на основе данных архива мониторинга специалистами органа по добровольной сертификации, участвовавшими в испытаниях.

Критерии оценки:

- при отклонениях частоты в пределах $50 \pm 0,02$ Гц и постоянной плановой нагрузке фактическая мощность ПГУ должна оставаться в пределах $\pm 1 \% R_{\text{ПГУном}}$ относительно заданной мощности;
- при отклонении частоты за пределы $50 \pm 0,02$ Гц должно происходить заметное изменение мощности ПГУ;
- знак величины изменения мощности ПГУ должен быть противоположен знаку величины изменения частоты;
- при отклонениях частоты на величину более $50 \pm 0,03$ Гц продолжительностью более 1 мин должно четко фиксироваться соответствующее изменение первичной мощности ПГУ на величину $0,5 \% R_{\text{ПГУном}}$ или более, пропорционально отклонению частоты;
- при возврате частоты в пределы $50 \pm 0,02$ Гц продолжительностью более 1 мин должен фиксироваться четкий возврат мощности ПГУ к исходной нагрузке, соответствующей плановому заданию;
- в случае скачкообразного изменения частоты на величину ± 30 мГц и более должно четко фиксироваться соответствующее изменение мощности ПГУ с требуемой динамикой первичного регулирования и последующее пропорциональное отклонению частоты изменение мощности до возврата частоты в пределы $50 \pm 0,02$ Гц;
- в периоды изменения планового задания мощности ПГУ должна отчетливо накладываться выдача первичной мощности при отклонении частоты за пределы $50 \pm 0,03$ Гц;
- должно быть обеспечено устойчивое удержание средней за час нагрузки ПГУ на уровне $\pm 0,5 \% R_{\text{ПГУном}}$ заданной плановой мощности, если среднее значение частоты за час находилось в пределах $50 \pm 0,01$ Гц;

- в период отключения режима НПРЧ и при отклонениях частоты до $50 \pm 0,075$ Гц не должно происходить заметного изменения первичной мощности ПГУ.

УДК _____ ОКС _____

Ключевые слова: парогазовая установка утилизационного типа, газотурбинная установка, паротурбинная установка, система автоматического управления мощностью, общее первичное регулирование частоты, нормированное первичное регулирование частоты, автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности, зона нечувствительности.

Руководитель организации-разработчика

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»

наименование организации

Председатель Правления

должность



личная подпись

Б.И. Аюев

инициалы, фамилия

Руководитель

разработки

Первый заместитель Председателя
Правления

должность



личная подпись

Н.Г. Шульгинов

инициалы, фамилия

Исполнитель

Начальник Службы внедрения
противоаварийной и режимной
автоматики

должность



личная подпись

Е.И. Сацук

инициалы, фамилия