

Стандарт организации

**НОРМЫ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В НОРМИРОВАННОМ
ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ**
(с изменениями на 27 марта 2020 года)

Дата утверждения:
19.08.2013

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. N 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 __.__.2013 N ____

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Открытого акционерного общества "Системный оператор Единой энергетической системы".

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО "СО ЕЭС"**

**НОРМЫ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ
АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ**

1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает:

- технические требования, предъявляемые к энергоблокам атомных электростанций с реакторами типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 для участия в нормированном первичном регулировании частоты;

- требования к организации мониторинга участия вышеуказанных энергоблоков атомных электростанций в нормированном первичном регулировании частоты;

- порядок и методику проверки соответствия энергоблоков атомных электростанций с реакторами типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 требованиям, предъявляемым к ним для участия в нормированном первичном регулировании частоты.

1.2. Стандарт предназначен для ОАО "СО ЕЭС", организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами атомных электростанций, организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке систем автоматического управления мощностью энергоблоков атомных электростанций.

2. Нормативные ссылки

(Раздел в редакции, введенной в действие [приказом АО "СО ЕЭС" от 27 марта 2020 года N 77.](#)
- См. [предыдущую редакцию](#).)

В Стандарте использованы нормативные ссылки на национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55890-2013 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования".

Примечание - При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочного стандарта. В случае если ссылочный стандарт заменен или изменен, необходимо использовать действующую редакцию этого стандарта с учетом всех внесенных в него изменений.

3. Термины и определения

(Раздел в редакции, введенной в действие [приказом АО "СО ЕЭС" от 27 марта 2020 года N 77.](#)
- См. [предыдущую редакцию](#).)

В Стандарте применены термины по ГОСТ Р 55890-2013, а также следующие термины с соответствующими определениями:

Мощность: текущее значение трехфазной активной электрической мощности энергоблока.

Энергоблок атомной электростанции (энергоблок): часть атомной электростанции, представляющая собой комплекс основного и вспомогательного оборудования, объединенного в единую технологическую систему, предназначенного для выработки электрической энергии с использованием одного или двух турбоагрегатов без выработки или с выработкой тепловой энергии за счет преобразования ядерной энергии топлива.

Плановая мощность энергоблока (плановая мощность): задаваемая оператором энергоблока величина активной мощности, в соответствии с которой системой автоматического управления мощностью должна поддерживаться или изменяться фактическая мощность энергоблока.

Собственник энергоблока: собственник или иной законный владелец энергоблока.

4. Обозначения и сокращения

В Стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

АЭС	- атомная электростанция;
АСУТП	- автоматизированная система управления технологическим процессом;
ЕЭС России	- Единая энергетическая система России;
НПРЧ	- нормированное первичное регулирование частоты;
ОПРЧ	- общее первичное регулирование частоты;
САУМ	- система автоматического управления мощностью;
СДС "СО ЕЭС"	- Система добровольной сертификации ОАО "СО ЕЭС";
РЧВ	- регулятор частоты вращения;

5. Требования, предъявляемые к энергоблокам АЭС для участия в НПРЧ

5.1. Участие энергоблока в НПРЧ должно осуществляться в пределах имеющихся у него регулировочных возможностей, ограниченных только допустимыми режимами работы по условиям безопасной эксплуатации.

5.2. Для участия в НПРЧ энергоблок дополнительно к указанным в Стандарте требованиям должен соответствовать требованиям к обеспечению участия генерирующего оборудования АЭС в ОПРЧ, предусмотренным Требованиями 1.

(Пункт в редакции, введенной в действие [приказом АО "СО ЕЭС" от 27 марта 2020 года N 77](#). - См. [предыдущую редакцию](#).)

5.3. Участие энергоблока в НПРЧ должно осуществляться действием САУМ, обеспечивающей регулирование мощности энергоблока в пределах регулировочного диапазона в полностью автоматическом режиме с динамическими и статическими характеристиками, установленными Стандартом.

5.4. Каждая турбина в составе энергоблока должна иметь постоянно функционирующий РЧВ, обеспечивающий регулирование частоты вращения турбины во всех режимах работы. При этом технологической автоматикой турбины и реактора в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено поддержание требуемого РЧВ значения первичной мощности при условии обеспечения безопасного режима работы реактора.

5.5. Регулирование мощности энергоблока должно осуществляться с коррекцией заданной мощности по частоте вращения турбин(ы).

5.6. Во всех режимах работы энергоблока величины "мертвой полосы" и статизма первичного регулирования в РЧВ турбин(ы) и САУМ должны быть равны. Статическая характеристика, реализованная в САУМ, должна быть линейной во всем диапазоне отклонений частоты за пределами "мертвой полосы" первичного регулирования.

5.7. В РЧВ и в ЧК регулятора мощности энергоблока в качестве сигналов по частоте должны использоваться измерения частоты вращения турбин(ы).

В РЧВ и в ЧК регулятора мощности не допускается использование измерений частоты электрического тока взамен измерений частоты вращения турбин(ы).

5.8. Не допускается блокировка действия РЧВ со стороны регулятора мощности энергоблока.

5.9. Требования по участию в НПРЧ должны выполняться во всем регулировочном диапазоне энергоблока.

5.10. Структура и алгоритмы САУМ энергоблока должны обеспечивать выполнение требований Стандарта и не должны препятствовать действию устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

5.11. Требуемая первичная мощность энергоблока при участии в НПРЧ рассчитывается по формуле:

$$\Delta P_{\Pi} = -\frac{2}{S\%} \times P_{\text{ном}} \times \Delta f_p, \text{ [МВт]}$$

или

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

где

$P_{НОМ}$ - номинальная мощность энергоблока, МВт,

$f_{НОМ}$ - номинальная частота, Гц,

Δf_p - величина отклонения частоты от ближайшей границы "мертвой полосы", Гц;

$S = \frac{\Delta f_p / f_{НОМ}}{P_{П} / P_{НОМ}} \times 100$ - статизм первичного регулирования энергоблока, %.

Примечание.

$\Delta f_p = 0$ при нахождении частоты в пределах "мертвой полосы" первичного регулирования; в остальных случаях $\Delta f_p > 0$ при повышении частоты и $\Delta f_p < 0$ при понижении частоты.

5.12. Измерение частоты вращения турбин(ы) должно осуществляться с точностью не хуже 0,01 Гц.

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

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

5.15. Величина "мертвой полосы" первичного регулирования участвующего в НПРЧ энергоблока 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.

5.16. Должна быть обеспечена возможность оперативного изменения величины "мертвой полосы" первичного регулирования энергоблока без потери функции первичного регулирования.

5.17. Должен быть обеспечен статизм первичного регулирования энергоблока в пределах 4-6% с возможностью его изменения с шагом не более 0,5%.

5.18. Мощность энергоблока, используемая в САУМ, должна измеряться с точностью не хуже 0,5% $P_{НОМ}$.

5.19. При отклонениях частоты за пределы "мертвой полосы" первичного регулирования энергоблок должен 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".

5.20. При участии в НПРЧ текущая мощность энергоблока должна поддерживаться САУМ равной заданному значению с точностью не хуже 0,5% номинальной мощности энергоблока.

5.21. При скачкообразном отклонении частоты за пределы "мертвой полосы" первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 2% $P_{НОМ}$ и менее в пределах регулировочного диапазона, совокупность основного и вспомогательного оборудования энергоблока, режимы его работы, технологическая автоматика должны гарантированно обеспечивать динамику изменения первичной мощности энергоблока не хуже следующей: полная требуемая величина первичной мощности должна быть выдана за 30 с при выдаче половины требуемой величины первичной мощности не более чем за 10 с.

5.22. При скачкообразном отклонении частоты за пределы "мертвой полосы" первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности на разгрузку величиной более 2% $P_{НОМ}$ в пределах регулировочного диапазона, совокупность основного и вспомогательного оборудования энергоблока с реактором типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000 или ВВЭР-1200, режимы его работы, технологическая автоматика должны гарантированно обеспечивать

динамику изменения первичной мощности указанного энергоблока с характеристиками, удовлетворяющими требованиям к ОПРЧ, установленным Требованиями 1 для энергоблоков АЭС с реакторами типа ВВЭР-440 и ВВЭР-1000, при условии реализации первичной мощности на разгрузку величиной $2\% P_{НОМ}$ с динамикой не хуже указанной в [п.5.21 Стандарта](#) .

(Пункт в редакции, введенной в действие [приказом АО "СО ЕЭС" от 27 марта 2020 года N 77](#) . - См. [предыдущую редакцию](#) .)

5.23. При увеличении частоты сети величина выдаваемой первичной мощности не должна быть ограничена.

5.24. В случае выдачи первичной мощности на разгрузку в диапазоне более $2\% P_{НОМ}$ до $8\% P_{НОМ}$ при восстановлении частоты САУМ энергоблока должна в автоматическом режиме восстанавливать исходный уровень мощности в соответствии со статической характеристикой со скоростью не более $1\% P_{НОМ}$ /мин.

5.25. При выдаче первичной мощности более $8\% P_{НОМ}$, восстановление исходного уровня мощности после восстановления частоты должно производиться оператором энергоблока по согласованию с диспетчером энергосистемы при соблюдении действующего регламента безопасной эксплуатации энергоблока и соответствующих инструкций.

5.26. Переходный процесс при первичном регулировании должен иметь апериодический характер без перерегулирования (не более $0,5\% P_{НОМ}$). При этом время выдачи требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты не должно ограничиваться.

6. Требования к организации мониторинга участия энергоблоков АЭС в НПРЧ

6.1. Мониторинг участия энергоблоков в НПРЧ осуществляется ОАО "СО ЕЭС" и персоналом электростанции в соответствии с [ГОСТ Р 55890-2013](#) .

(Пункт в редакции, введенной в действие [приказом АО "СО ЕЭС" от 27 марта 2020 года N 77](#) . - См. [предыдущую редакцию](#) .)

6.2. Для осуществления мониторинга участия энергоблока в НПРЧ и оценки технологических параметров энергоблока, характеризующих техническое состояние основного оборудования энергоблока при его участии в НПРЧ, электростанции должны иметь устройства системы мониторинга, посредством которых должна обеспечиваться непрерывная регистрация параметров энергоблока, минимальный перечень которых указан в таблице 6.1.

Таблица 6.1

N	Наименование параметра
1	Мощность энергоблока
2	Частота электрического тока в сети на шинах генератора(ов)
3	Частота вращения роторов(а) турбин(ы)
4	Задание плановой мощности энергоблока
5	Заданные расширения "мертвой полосы" первичного регулирования для РЧВ турбин(ы), ЧК регулятора мощности энергоблока
6	Уставки статизма первичного регулирования РЧВ турбин(ы), ЧК регулятора мощности энергоблока
7	Задание первичной мощности энергоблока (частотная коррекция)
8	Дискретные сигналы возникновения и снятия (действия) ограничений на изменение мощности энергоблока при первичном регулировании

9	Давление пара в главном паровом коллекторе
10	Температура пара в главном паровом коллекторе
11	Положения регулирующих клапанов турбин(ы)
12	Состояние генераторных и / или линейных выключателей

Примечание. Устройства системы мониторинга, регистрирующие указанные в таблице 6.1 параметры энергоблока, могут входить в состав АСУТП.

6.3. Регистрация параметров энергоблока должна производиться с меткой времени с шагом не более 1 с. Время регистрации должно быть синхронизировано с астрономическим временем с точностью не хуже 0,1 с.

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

Дискретность регистрации измерений частоты вращения турбины и частоты электрического тока в сети на шинах генератора должна быть не более 0,001 Гц (1 мГц).

6.5. В устройствах системы мониторинга (АСУТП) должна быть предусмотрена возможность хранения регистрируемых параметров энергоблока в течение не менее 12 месяцев.

6.6. Устройства системы мониторинга (АСУТП) должны обеспечивать возможность копирования всех или части регистрируемых параметров энергоблока за заданный промежуток времени на внешний электронный носитель или передачи выбранной части параметров за заданный промежуток времени в систему мониторинга ОАО "СО ЕЭС".

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

6.8. Для мониторинга персоналом электростанции участия энергоблока в НПРЧ должно быть реализовано графическое представление указанных в [пункте 6.7](#) параметров как в следящем режиме с возможностью задания шага обновления, так и в режиме просмотра ретроспективных данных.

7. Порядок подтверждения соответствия энергоблоков АЭС требованиям Стандарта

7.1. Подтверждение соответствия требованиям Стандарта осуществляется путем добровольной сертификации в СДС "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.

7.2. Сертификация энергоблоков осуществляется в соответствии с правилами функционирования соответствующей системы добровольной сертификации с обязательным соблюдением требований настоящего раздела.

7.3. Объектами сертификации являются энергоблоки АЭС.

7.4. Сертификация энергоблока осуществляется по схеме, в обязательном порядке включающей выполнение следующих мероприятий:

- анализ документов и информации, представленных заявителем;
- сертификационные испытания;

- инспекционный контроль.

7.5. Анализ документов и информации, представленных заявителем, проводится органом по добровольной сертификации перед проведением сертификационных испытаний, с целью предварительной оценки основных технических характеристик энергоблока. Минимальный перечень документов и информации по энергоблокам АЭС, подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации, приведен в [приложении 1](#). Орган по добровольной сертификации вправе дополнительно затребовать от собственника энергоблока иные документы и информацию в объеме, необходимом для проведения сертификации и оценки соответствия энергоблока требованиям Стандарта.

7.6. Сертификационные испытания проводятся в соответствии с Методикой проверки соответствия энергоблоков АЭС требованиям, предъявляемым к ним для участия в НПРЧ (далее - Методика), приведенной в [приложении 2](#).

7.7. Сертификационные испытания проводятся на АЭС 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 энергоблока.

7.8. Сертификационные испытания должны проводиться по программе, разработанной органом по добровольной сертификации в соответствии с [Методикой](#) и согласованной с ОАО "СО ЕЭС".

7.9. 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 энергоблока (максимальное и минимальное значение нагрузки энергоблока).

7.10. 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.

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

7.12. В качестве результатов сертификационных испытаний органом по добровольной сертификации могут рассматриваться результаты приемо-сдаточных и иных испытаний энергоблока 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 [пунктом 7.9 Стандарта](#).

7.13. Срок действия сертификата соответствия энергоблока требованиям Стандарта устанавливается равным 6 годам.

7.14. Инспекционный контроль соответствия энергоблока требованиям Стандарта должен проводиться в течение срока действия сертификата соответствия.

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

7.16. Плановые проверки должны осуществляться один раз в год.

7.17. Для энергоблоков, принимавших фактическое участие в НПРЧ в течение 12 месяцев, предшествующих проверке, объем плановой проверки должен включать в себя:

7.17.1. Анализ фактического участия энергоблока в НПРЧ.

7.17.2. Анализ параметров энергоблока, характеризующих техническое состояние основного оборудования энергоблока при его участии в НПРЧ.

7.17.3. Проверку параметров настройки САУМ энергоблока.

7.17.4. Проверку функционирования устройств системы мониторинга участия энергоблока в НПРЧ на электростанции.

При этом проверки по [пунктам 7.17.3](#) и [7.17.4](#) должны проводиться с обязательным присутствием представителей органа по добровольной сертификации на АЭС.

7.18. Для энергоблоков, не принимавших фактическое участие в НПРЧ в течение 12 месяцев, предшествующих проверке, плановая проверка должна осуществляться с обязательным присутствием представителей органа по добровольной сертификации на АЭС и включать в себя:

7.18.1. Проверку параметров настройки САУМ энергоблока.

7.18.2. Проверку функционирования устройств системы мониторинга участия энергоблока в НПРЧ на электростанции.

7.18.3. Проведение испытаний участия энергоблока в НПРЧ в объеме раздела П8 [Методики](#).

7.19. Внеплановая проверка должна проводиться:

- по инициативе ОАО "СО ЕЭС", если по результатам мониторинга фактического участия энергоблока в НПРЧ зафиксировано несоответствие энергоблока требованиям Стандарта;

- при замене или модернизации технических средств систем регулирования энергоблока;

- при изменении структуры и (или) алгоритмов устройств регулирования турбины, котла и энергоблока в целом, влияющих на характеристики первичного регулирования;

- при изменениях конструкции и (или) характеристик оборудования энергоблока, влияющих на характеристики первичного регулирования.

7.20. 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 [пункте 7.18](#), то проверка должна проводиться в присутствии представителя органа по добровольной сертификации.

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

Решение по результатам плановой (внеплановой) проверки направляется собственнику энергоблока в сроки, определенные договором на инспекционный контроль, и ОАО "СО ЕЭС" - в течение двух рабочих дней со дня его оформления, но не позднее двух недель после проведения проверки.

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

7.23. Основания и порядок приостановления, возобновления, прекращения действия сертификата соответствия определяются Правилами функционирования СДС "СО ЕЭС".

8. Библиография

(Раздел дополнительно включен [приказом АО "СО ЕЭС" от 27 марта 2020 года N 77](#))

1 Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденные приказом Минэнерго России от 09.01.2019 N 2.

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

1. Типы турбин(ы) и реактора, входящих в состав энергоблока, основные технические характеристики энергоблока, турбин(ы), реактора, в том числе регулировочный диапазон энергоблока (максимальное и минимальное значение нагрузки энергоблока) для нормальных условий его эксплуатации.

2. Описание алгоритмов работы и структурные схемы системы автоматического управления мощностью (далее - САУМ) энергоблока.

3. Инструкции по эксплуатации оборудования и устройств, входящих в САУМ энергоблока.

4. Характеристики систем регулирования турбин(ы), актуальные на момент представления информации:

- нагрузочная характеристика;

- зона нечувствительности по частоте;

- степень неравномерности по частоте (общая и местная, максимальная и минимальная);

- время непрерывного полного хода регулирующих клапанов турбин(ы) при воздействии на механизм управления клапанами турбины (органы управления нагрузкой турбины) в сторону открытия и закрытия (на остановленной турбине).

5. Перечень оборудования и технологической автоматики, изменение эксплуатационного состояния которых требуется производить в ручном режиме для поддержания полного регулировочного диапазона энергоблока.

6. Существующие ограничения в работе основного и вспомогательного оборудования энергоблока.

7. Режимные карты энергоблока.

8. Информация о наличии в САУМ энергоблока возможности имитации отклонения частоты.

9. Описание технических средств, на которых реализованы САУМ энергоблока и устройства системы мониторинга участия энергоблока в первичном регулировании частоты (далее - устройства системы мониторинга).

10. Документы, подтверждающие соответствие требуемой точности синхронизации системного времени в САУМ и устройствах системы мониторинга с астрономическим временем.

11. Документы для оценки и подтверждения требуемой Стандартом точности измерения мощности турбогенератора и частоты вращения ротора турбины:

- методика измерения частоты вращения ротора турбин(ы);

- 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 каналу измерения мощности турбогенераторов(а) и частоты вращения ротора турбин(ы).

12. Программы (методики) и протоколы последних испытаний (приемо-сдаточных, после капитального ремонта и др.), в рамках которых проводилась проверка действия систем регулирования турбин(ы), реактора, САУМ энергоблока, устройств системы мониторинга.

13. Карта (журнал) уставок технологической автоматики энергоблока.

Методика проверки соответствия энергоблоков АЭС требованиям, предъявляемым к ним для участия в НПРЧ

П1. Общие положения

П1.1. Сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям Стандарта для участия в НПРЧ должны включать в себя проведение проверок согласно пунктам П2-П8.

П1.2. Проверка участия энергоблока в НПРЧ должна производиться путем имитации отклонений частоты в САУМ энергоблока параллельно с действующим трактом общего первичного регулирования частоты.

П1.3. Во время проведения сертификационных испытаний должно сохраняться участие энергоблока в ОПРЧ.

П1.4. При проведении сертификационных испытаний энергоблока на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым для участия в НПРЧ, динамика изменения первичной мощности энергоблока при максимальной требуемой первичной мощности $\Delta P_{\Pi} = 2\% P_{\text{НОМ}}$ должна быть не хуже: $1\% P_{\text{НОМ}}$ - за 10 с, $2\% P_{\text{НОМ}}$ - за 30 с; при максимальной требуемой первичной мощности на разгрузку $\Delta P_{\Pi} = -8\% P_{\text{НОМ}}$ динамика изменения первичной мощности энергоблока должна быть не хуже: $-4\% P_{\text{НОМ}}$ - за 10 с, $-8\% P_{\text{НОМ}}$ - за 120 с. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока приведена соответственно на рис. П.1, П.2.

П1.5. Сертификационные испытания энергоблоков с двумя турбоагрегатами должны проводиться при полном составе оборудования в полном объеме.

В случае, если предполагается участие энергоблока в НПРЧ при работе и с одним турбоагрегатом, проверки с одним турбоагрегатом должны проводиться согласно пунктам П3, П5-П8. При этом величины требуемых изменений мощности при проверке участия энергоблока в НПРЧ должны определяться как доля от номинальной мощности при данном составе оборудования.

П1.5. Во время сертификационных испытаний не должны выполняться какие-либо работы на энергоблоке, которые могут повлиять на результаты испытаний или нарушать их проведение. Не разрешается проводить изменений структуры или параметров САУМ энергоблока. Все штатные системы автоматического регулирования и технологической автоматики энергоблока должны быть введены в работу.

П1.6. Во время сертификационных испытаний технологические параметры турбин(ы) и реактора не должны выходить за допустимые пределы, определенные действующими руководящими документами по эксплуатации.

П1.7. В случае возникновения условий для участия энергоблока в ОПРЧ и противоаварийном управлении испытания должны быть приостановлены. Возобновление испытаний допускается только с разрешения диспетчера ОАО "СО ЕЭС".

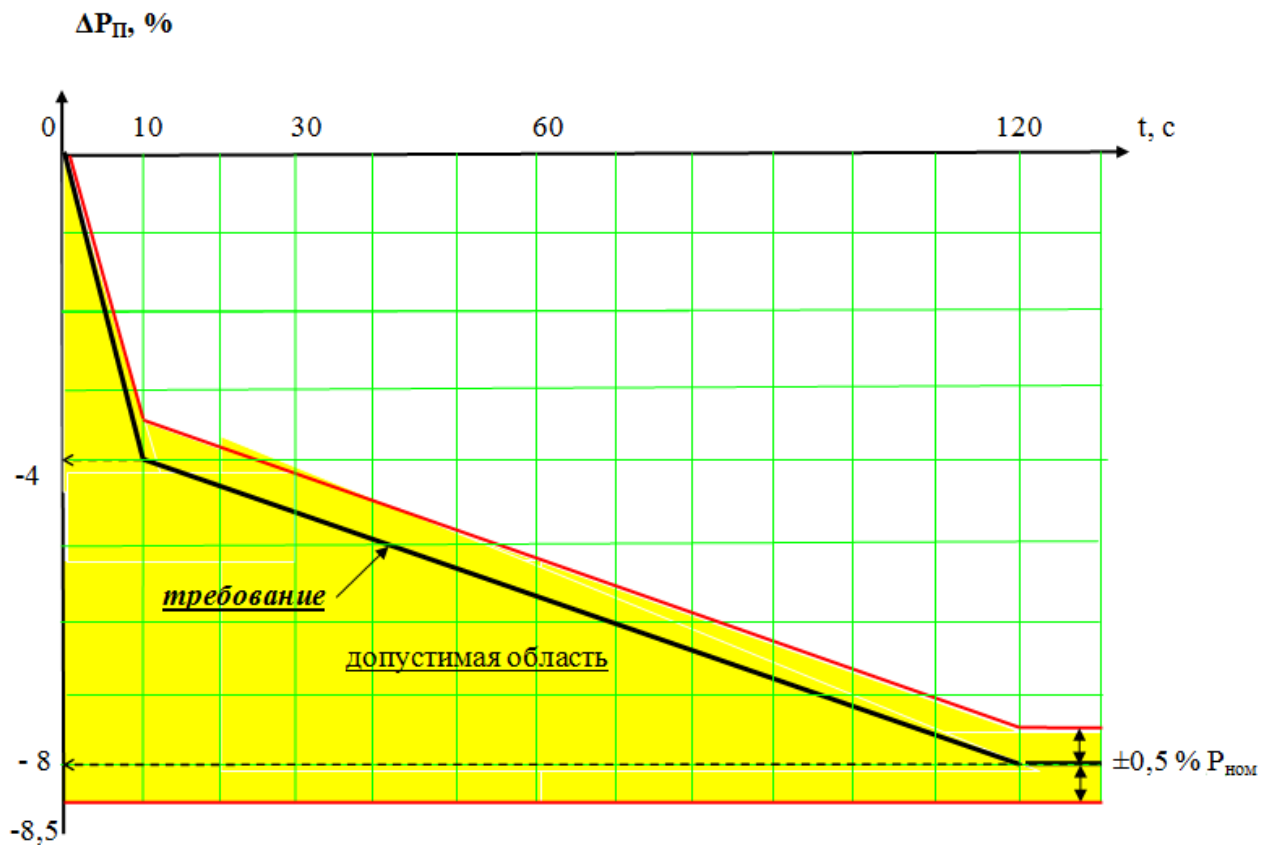


Рис. П.1. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_{\text{П}} = -8\% P_{\text{ном}}$ при скачкообразном повышении частоты

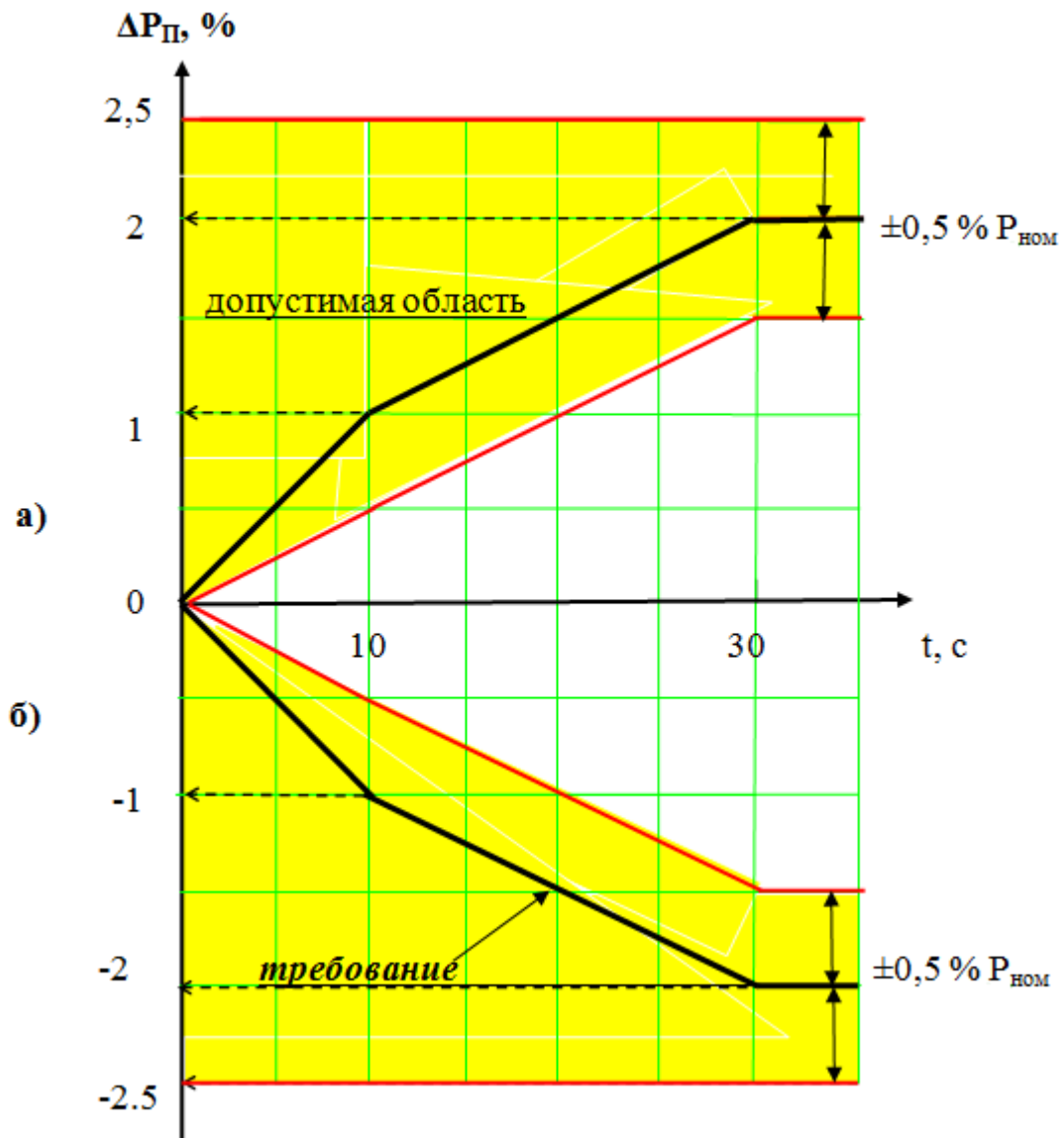


Рис. П.2. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_{\text{П}} = \pm 2\% P_{\text{НОМ}}$ при скачкообразных снижении (а) и повышении (б) частоты

П2. Проверка выполнения требований к устройствам системы мониторинга

В процессе испытаний сертифицируемого энергоблока должны быть проверены устройства системы мониторинга, регистрирующие параметры энергоблока в соответствии с требованиями раздела 6 Стандарта.

Критерии оценки:

- количество регистрируемых параметров энергоблока должно соответствовать [пункту 6.2 Стандарта](#), шаг регистрации параметров - не более 1 с;
- дискретность регистрации измерений и заданий мощности, измерений частоты вращения турбины, соответственно, должна быть не более $0,1\% P_{\text{НОМ}}$ и 0,001 Гц;
- аппаратные средства устройств системы мониторинга позволяют хранить весь объем регистрируемых параметров энергоблока не менее 12 месяцев;
- существует возможность копирования на внешний электронный носитель части архива за заданный промежуток времени всех или части регистрируемых параметров энергоблока;

- реализована возможность мониторинга персоналом электростанции участия энергоблока в НПРЧ путем представления параметров в соответствии с требованиями [пунктов 6.7-6.8 Стандарта](#).

П3. Проверка точности поддержания САУМ энергоблока заданной мощности

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

Критерии оценки:

максимальное отклонение фактической мощности энергоблока от задания мощности в САУМ не должно превышать $\pm 0,5\% P_{\text{НОМ}}$.

П4. Проверка возможности изменения величин "мертвой полосы" и статизма первичного регулирования

При проверке в САУМ энергоблока должно быть выполнено изменение величины "мертвой полосы" первичного регулирования в соответствии с требованиями [пункта 5.15 Стандарта](#).

При проверке в САУМ энергоблока должна быть подтверждена возможность изменения статизма первичного регулирования в соответствии с требованиями [пункта 5.17 Стандарта](#).

Критерии оценки:

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

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

П5. Проверка нечувствительности первичных регуляторов

Проверка нечувствительности первичных регуляторов проводится при установленном статизме первичного регулирования $S=6\%$ на РЧВ и ЧК энергоблока при плановой нагрузке энергоблока ($P_{\text{шт}}$) вверху регулировочного диапазона энергоблока

$$P_{\text{шт}} = P_{\text{МАКС}} - 2\% P_{\text{НОМ}},$$

где $P_{\text{МАКС}}$ - верхняя граница регулировочного диапазона, МВт.

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.

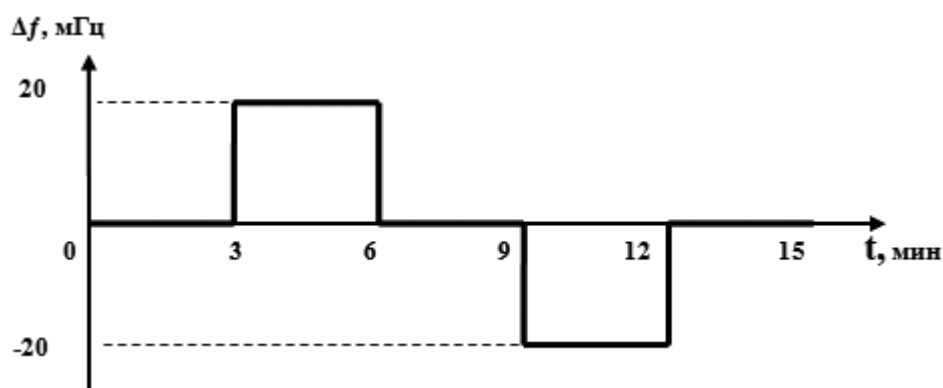


Рис. П.3. Имитация отклонений частоты при проверке нечувствительности первичных регуляторов энергоблока

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

Критерии оценки:

- при имитации отклонений частоты на $\Delta f = \pm 20$ мГц должны фиксироваться противоположные по знаку каждому изменению частоты изменения мощности энергоблока в пределах $0,33 \pm 0,67\%$ $P_{НОМ}$. Изменение мощности менее $0,33\%$ $P_{НОМ}$ означает превышение максимальной допустимой нечувствительности первичных регуляторов ± 10 мГц.

П6. Проверка следящего режима первичного регулирования частоты

Проверка следящего режима первичного регулирования проводится при статизме первичного регулирования $S=6\%$ при уровне плановой нагрузки энергоблока ($P_{ПЛ}$) вверху регулировочного диапазона:

$$P_{ПЛ} = P_{МАКС} - 2\% P_{НОМ}.$$

Проверка производится путем последовательной имитации отклонений частоты в сторону снижения и в сторону увеличения, состоящих из двух ступеней величиной по 30 мГц с последующим снятием имитации отклонения частоты в соответствии с графиками на рис. П.4.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности энергоблока показаны на рис. П.4

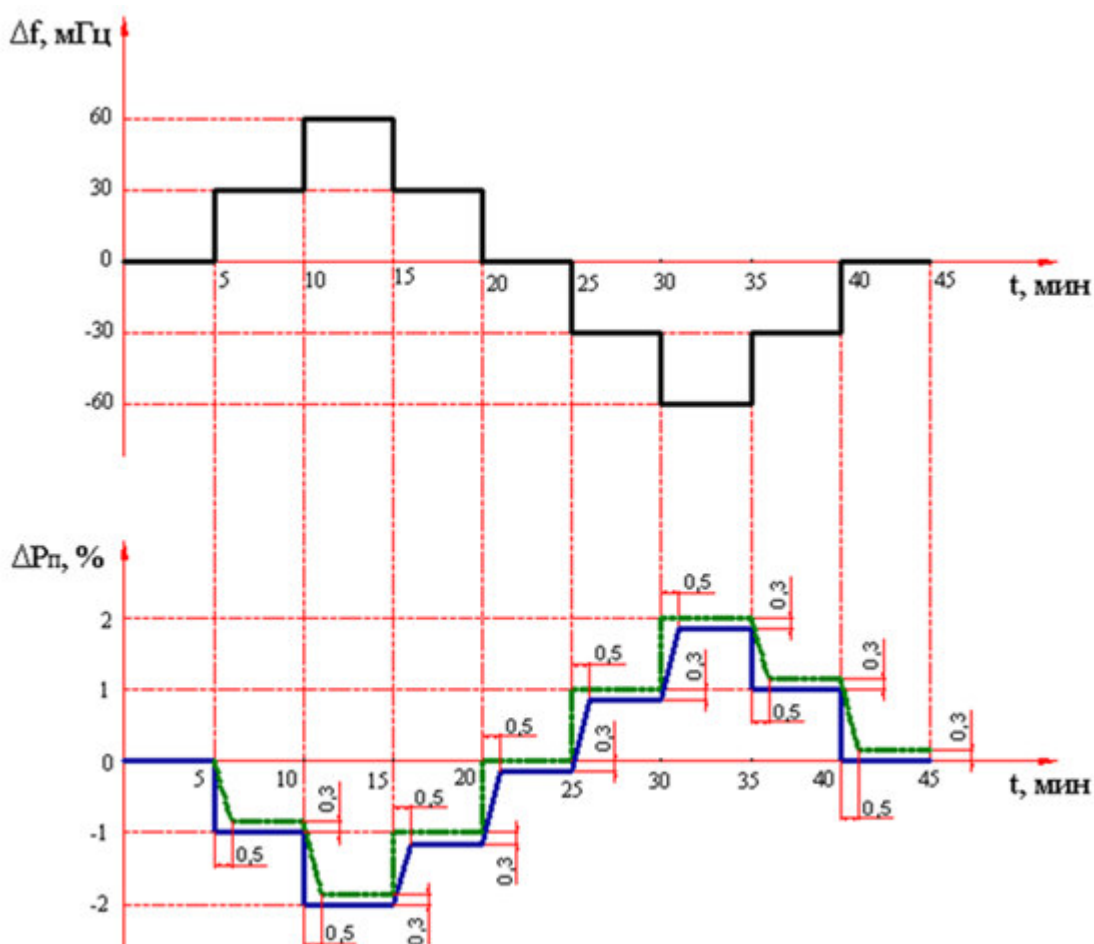


Рис.П.4. Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности

энергоблока в следящем режиме

Критерии оценки:

- при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности энергоблока с требуемой динамикой, с точностью поддержания каждого нового задания мощности $\pm 0,5\% P_{НОМ}$.

П7. Проверка динамики первичного регулирования

Проверка динамики первичного регулирования энергоблока включает в себя опыты по проверке соответствия требованиям Стандарта при имитации отклонений частоты, требующих изменения мощности энергоблока в пределах $\pm 2\% P_{НОМ}$, $- 8\% P_{НОМ}$.

П7.1. Проверка динамики первичного регулирования энергоблока при $\Delta P_{П} = \pm 2\% P_{НОМ}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=6\%$ вверху регулировочного диапазона энергоблока:

$$P_{ПН} = P_{МАКС} - 2\% P_{НОМ}$$

путем имитации отклонений частоты $\Delta f = \pm 60$ мГц.

На заданном уровне плановой нагрузки выполняется четыре последовательных опыта снижения и увеличения частоты с интервалами 10 мин в соответствии с графиком на рис. П.5.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности энергоблока показаны на рис. П.5.

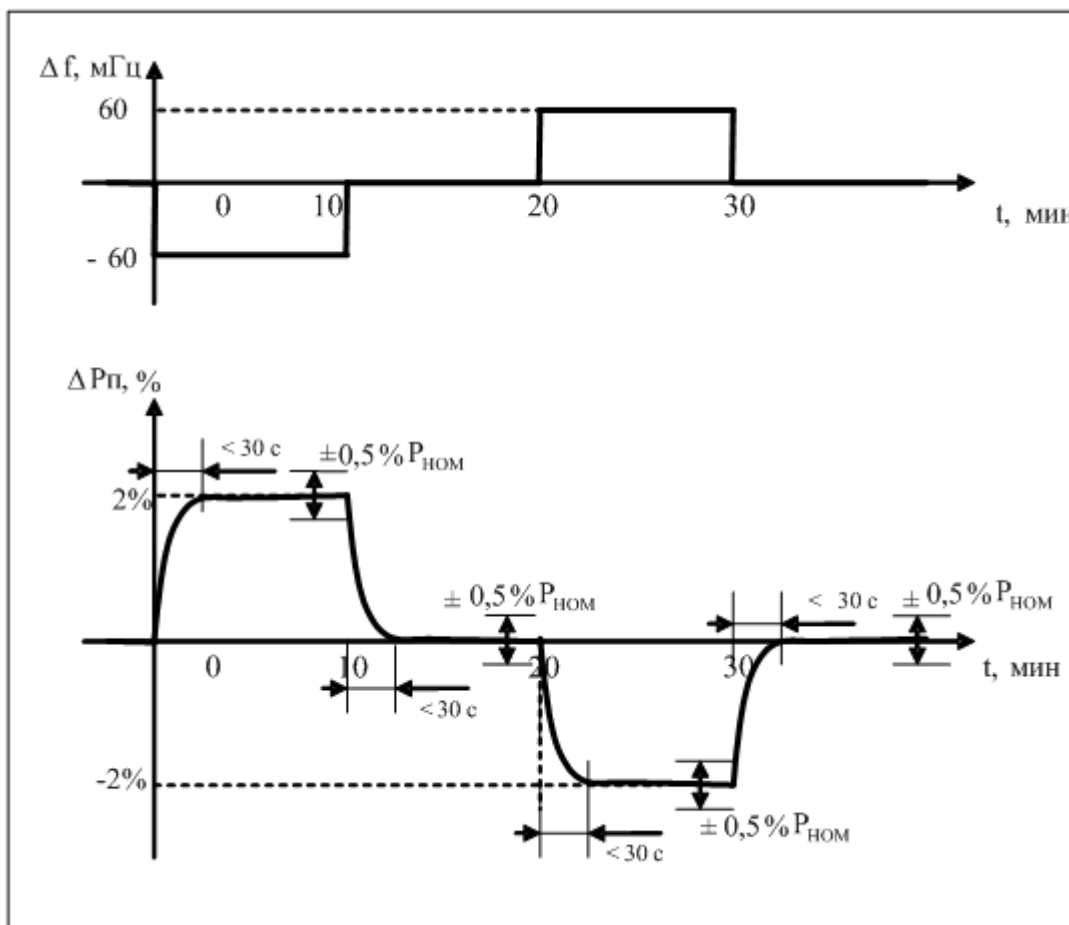


Рис. П.5. Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_{\Pi} = \pm 2\% P_{\text{НОМ}}$

Критерии оценки:

- при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности энергоблока с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания мощности $\pm 0,5\% P_{\text{НОМ}}$;

- при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 60$ мГц должно происходить апериодическое изменение мощности энергоблока на $1\% P_{\text{НОМ}}$ за время $t \leq 10$ с и за время $t \leq 30$ с - на $2\% P_{\text{НОМ}}$.

П7.2. Проверка динамики первичного регулирования энергоблока при $\Delta P_{\Pi} = -8\% P_{\text{НОМ}}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=6\%$ вверху регулировочного диапазона:

$$P_{\text{шт}} = P_{\text{МАКС}} - 2\% P_{\text{НОМ}}$$

путем имитации отклонения частоты на $\Delta f = 240$ мГц.

На заданном уровне плановой нагрузки выполняется два последовательных опыта по увеличению и снижению частоты с интервалами 10 мин в соответствии с графиками на рис. П.6.

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

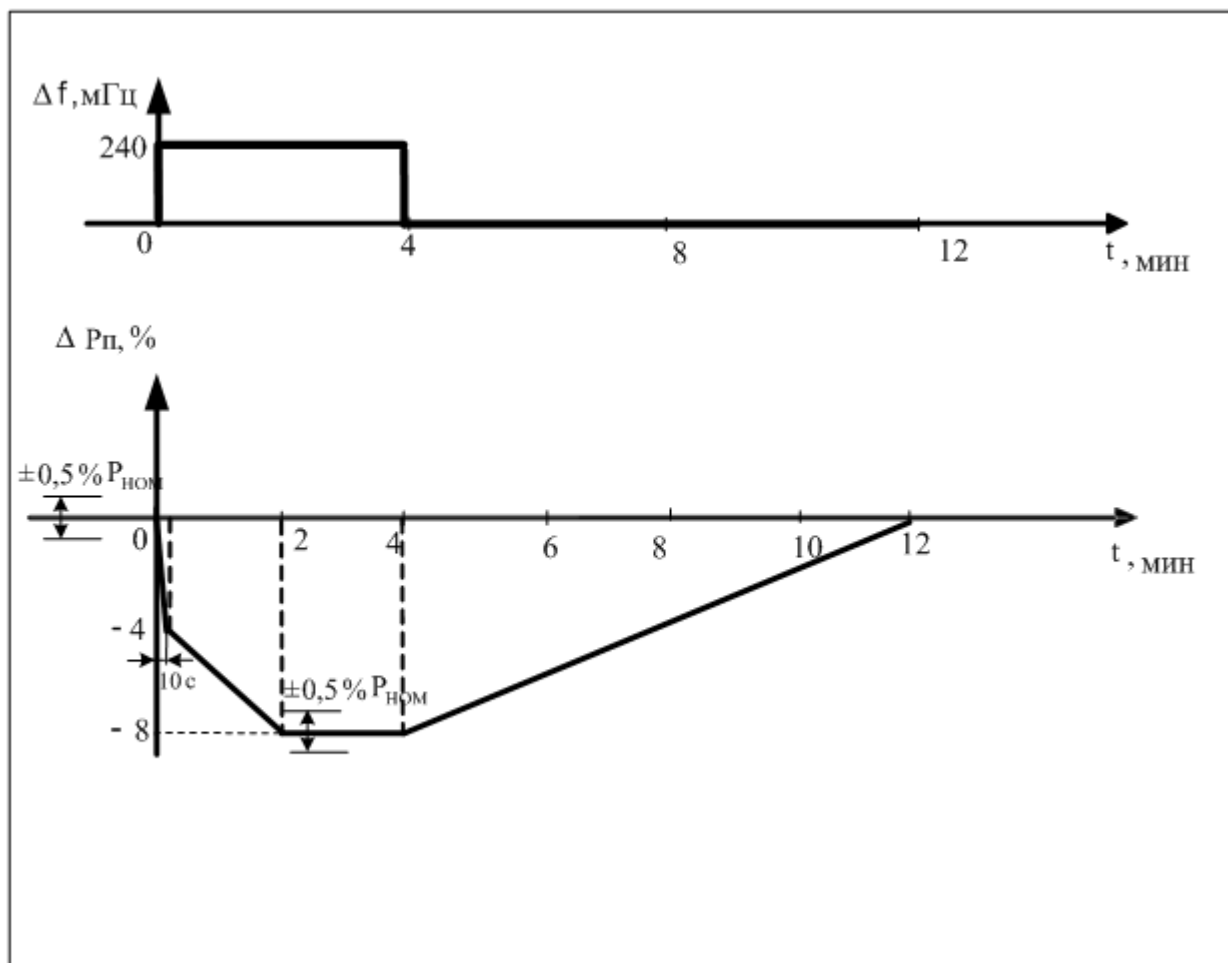


Рис. П.6 Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_{\Pi} = -8\% P_{НОМ}$

Критерии оценки:

- при имитации повышения частоты должно фиксироваться противоположное по знаку изменение фактической мощности энергоблока с требуемой динамикой и точностью поддержания нового задания мощности $\pm 0,5\% P_{НОМ}$;

- при имитации повышения частоты на $\Delta f = 240$ мГц должно происходить аperiодическое снижение мощности энергоблока на 4% $P_{НОМ}$ за время $t \leq 10$ с и на 8% $P_{НОМ}$ за время $t \leq 2$ мин;

- при снятии имитации повышения частоты на $\Delta f = 240$ мГц должно происходить аperiодическое увеличение мощности энергоблока к исходному значению с допустимой по условиям эксплуатации реактора скоростью ($1\% P_{НОМ}/\text{мин}$).

П8. Проверка работы энергоблока в режиме НПРЧ

П8.1. После завершения проверок участия энергоблока в НПРЧ с имитацией отклонений частоты должна быть проведена проверка работы энергоблока в режиме НПРЧ.

Проверка работы энергоблока в режиме НПРЧ производится с минимальной "мертвой полосой" первичного регулирования (не более $50 \pm 0,02$ Гц) при установленном статизме первичного регулирования $S=5\%$.

В начале проверки дополнительного расширения "мертвой полосы" первичного регулирования в САУМ энергоблока не производится.

П8.2. Проверка работы энергоблока в режиме НПРЧ проводится вверху регулировочного диапазона при условии обеспечения резерва первичного регулирования не менее $\pm 2\% P_{НОМ}$ энергоблока.

При проверке работы энергоблока в режиме НПРЧ при минимальной "мертвой полосе" первичного регулирования в течение 6 ч должна быть произведена оценка реальной зоны нечувствительности первичного регулирования энергоблока для ее учета при последующем задании расширения "мертвой полосы" в САУМ энергоблока.

П8.3. После оценки реальной зоны нечувствительности первичного регулирования энергоблока в последующем должно быть произведено:

- расширение "мертвой полосы" первичного регулирования до $50 \pm 0,02$ Гц в случае, если реальная зона нечувствительности первичного регулирования энергоблока окажется менее $\pm 0,02$ Гц;

- оперативное отключение и включение режима НПРЧ путем расширения "мертвой полосы" первичного регулирования до $50 \pm 0,075$ Гц (отключение режима НПРЧ) и последующего восстановления "мертвой полосы" до $50 \pm 0,02$ Гц (включение режима НПРЧ) через 1 ч. Время отключения и включения режима НПРЧ должно фиксироваться.

Задание величины расширения "мертвой полосы" первичного регулирования должно выполняться с учетом реальной зоны нечувствительности первичного регулирования энергоблока, определенной по пункту П8.2.

Общая продолжительность проверки энергоблока в режиме НПРЧ должна составлять не менее 12 ч.

П8.4. Предварительная оценка результатов проверки энергоблока в режиме 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 энергоблока должна оставаться в пределах $\pm 0,5\% P_{НОМ}$ относительно заданной мощности;

- при отклонении частоты за пределы $50 \pm 0,02$ Гц должно происходить заметное изменение мощности энергоблока;

- знак величины изменения мощности энергоблока 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 энергоблока на величину $0,5\% P_{НОМ}$ или более, пропорционально отклонению частоты;

- при возврате частоты в пределы $50 \pm 0,02$ Гц продолжительностью более 1 мин должен фиксироваться четкий возврат мощности энергоблока к исходной нагрузке, соответствующей плановому заданию;

- в случае скачкообразного изменения частоты на величину ± 30 мГц и более должно четко фиксироваться соответствующее изменение мощности энергоблока с требуемой динамикой первичного регулирования и последующее пропорциональное отклонению частоты изменения мощности до возврата частоты в пределы $50 \pm 0,02$ Гц;

- должно быть обеспечено устойчивое удержание средней за час нагрузки энергоблока на уровне $\pm 0,5\% P_{НОМ}$ 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 энергоблока.

Ключевые слова: энергоблок, общее первичное регулирование частоты, нормированное первичное регулирование частоты, зона нечувствительности, "мертвая полоса".

ОАО "Системный оператор Единой энергетической системы"

наименование организации

*Руководитель
организации-разработчика*

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