

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

1. Общие положения

1.1. Сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.002-2013 «Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности» (далее – Стандарт) для участия в НПРЧ и в АВРЧМ должны включать в себя проведение проверок по пунктам 2–9.

1.2. Сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям Стандарта для участия только в НПРЧ должны включать в себя проведение проверок по пунктам 2–6, 9.

1.3. Сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям Стандарта для участия только в АВРЧМ должны включать в себя проведение проверок по пунктам 2, 7.

1.4. При наличии действующего сертификата соответствия энергоблока требованиям Стандарта для участия в НПРЧ сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям Стандарта для участия в АВРЧМ должны включать в себя проведение проверок по пунктам 7, 8.

При наличии действующего сертификата соответствия энергоблока требованиям Стандарта для участия в АВРЧМ сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям Стандарта для участия в НПРЧ должны включать в себя проведение проверок по пунктам 3–6, 8 и 9.

1.5. При сертификационных испытаниях энергоблока с турбиной теплофикационного типа проверка на соответствие требованиям Стандарта должна проводиться в полном объеме для режима работы турбины, при котором обеспечивается полный (максимальный) регулировочный диапазон энергоблока.

1.6. Величины требуемых изменений мощности при проверке участия энергоблока с турбиной теплофикационного типа в НПРЧ и (или) АВРЧМ должны определяться как доля от номинальной мощности энергоблока для режима работы турбины, в котором проводятся испытания.

1.7. При сертификационных испытаниях энергоблока проверки по пунктам 4–9 должны проводиться на основном топливе в полном объеме.

1.8. Необходимость проведения указанных проверок на резервном виде топлива определяется собственником энергоблока, объем указанных проверок определяется органом по добровольной сертификации.

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

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

1.10. Имитация отклонений частоты и поступления заданий вторичной мощности должна производиться отдельно, с подачей имитирующих сигналов в САУМ энергоблока.

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

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

1.12. При проведении сертификационных испытаний энергоблока на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым для участия в НПРЧ, динамика изменения первичной мощности энергоблока при максимальной требуемой первичной мощности $\Delta P_{\text{П}} = 5 \% P_{\text{НОМ}}$ должна быть не хуже: $2,5 \% P_{\text{НОМ}}$ – за 10 секунд, $5 \% P_{\text{НОМ}}$ – за 30 секунд; при максимальной требуемой первичной мощности $\Delta P_{\text{П}} = 10 \% P_{\text{НОМ}}$ динамика изменения первичной мощности энергоблока должна соответствовать требованиям к ОПРЧ для энергоблоков тепловых электростанций, установленным СТО 59012820.27.100.003-2012: $5 \% P_{\text{НОМ}}$ – за 15 секунд, $10 \% P_{\text{НОМ}}$ – за 300 секунд для энергоблоков, работающих на газе, и за 360 секунд – для энергоблоков, работающих на угле. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока приведена на рис. 2, 3.

1.13. 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.

1.14. Во время сертификационных испытаний технологические параметры турбины и котла не должны выходить за допустимые пределы, определенные действующими руководящими документами по эксплуатации.

1.15. 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».

1.16. Во время сертификационных испытаний с целью последующего анализа должна осуществляться регистрация основных технологических параметров и положений регулирующих органов и регистрация (фиксация времени) срабатывания сигнализации, возникновения ограничений и других событий. Регистрация должна осуществляться либо с помощью архивных станций программно-технических комплексов или информационных систем, установленных на оборудовании энергоблока, либо фиксироваться по показаниям приборов, размещенных на щитах управления или по месту.

Обобщенный перечень регистрируемых параметров приведен в таблице 8.1 Стандарта.

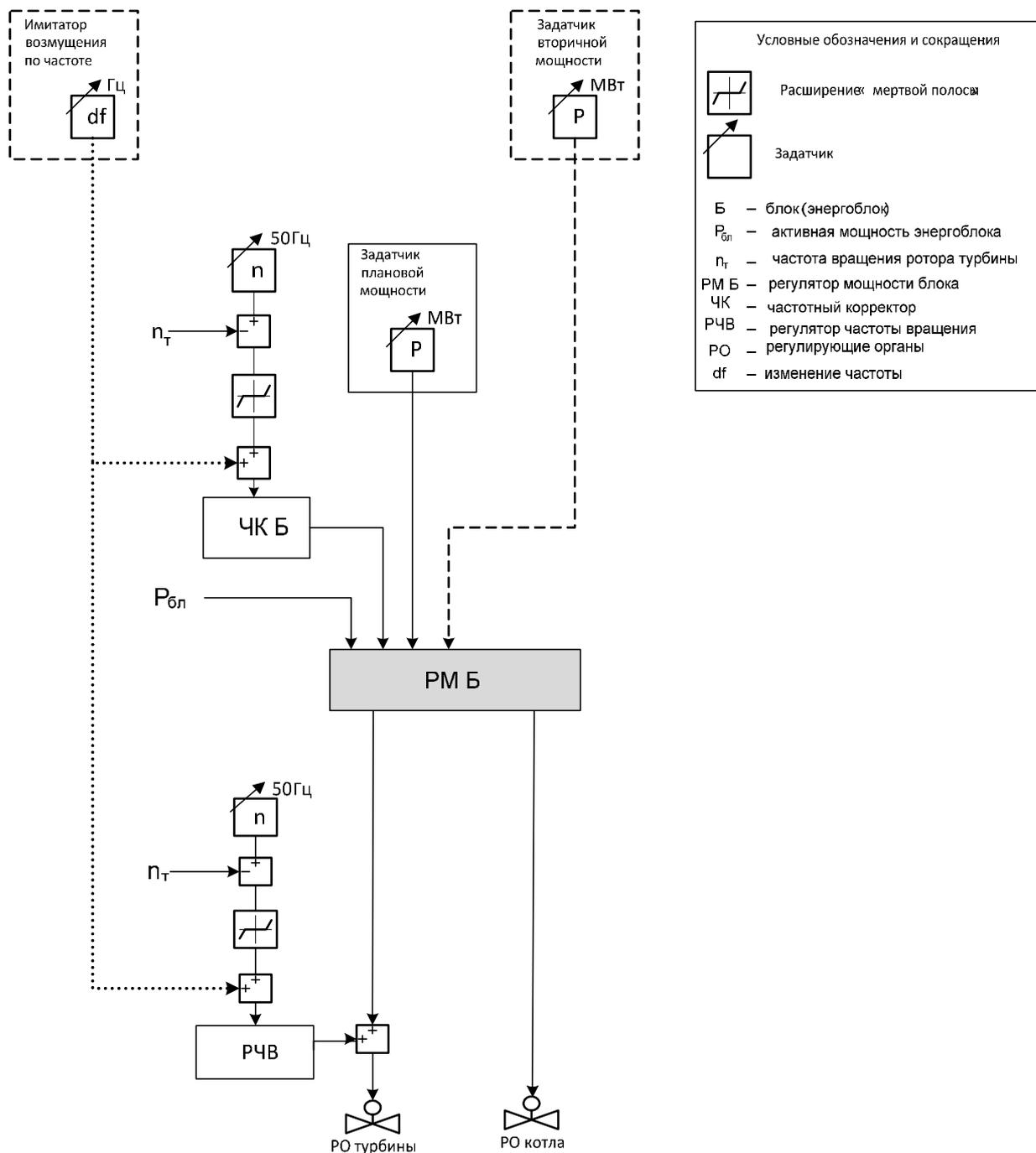


Рис. 1. Пример имитации сигналов по отклонению частоты и заданию вторичной мощности в САУМ энергоблока

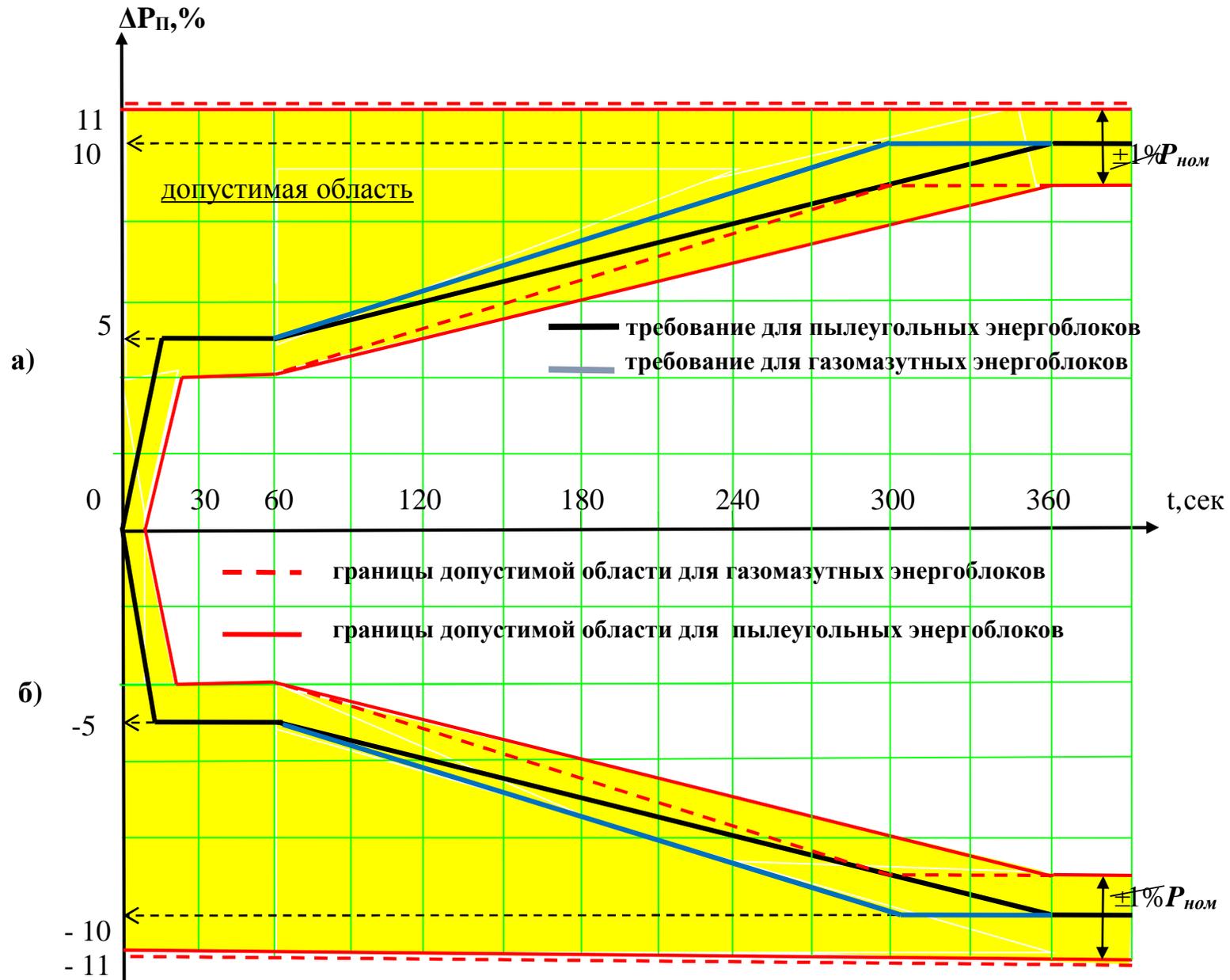


Рис. 2. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_{п} = \pm 10 \% P_{\text{ном}}$ при снижении (а) и повышении (б) частоты

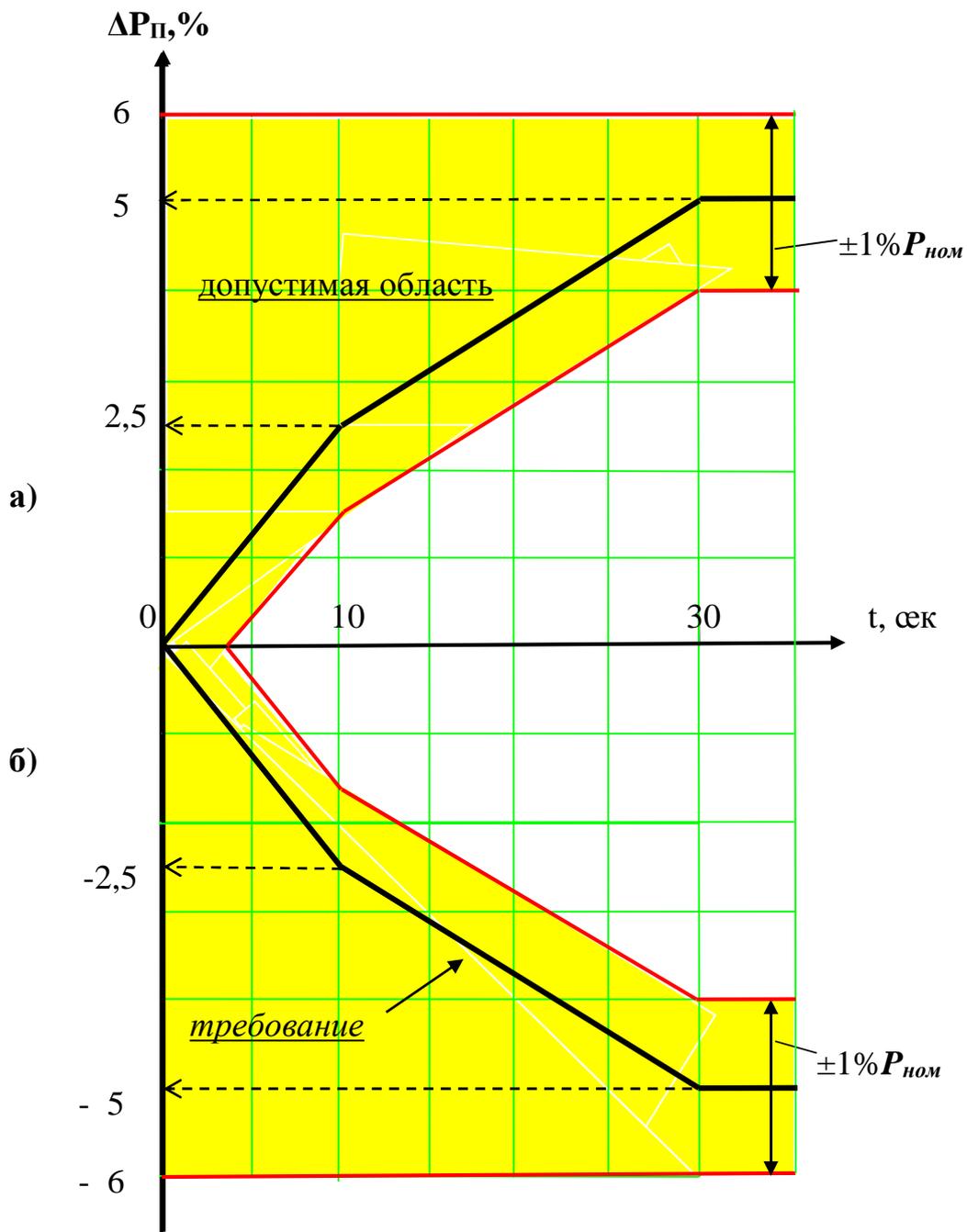


Рис. 3. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_{п} = \pm 5\% P_{ном}$ при снижении (а) и повышении (б) частоты

2. 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 8 Стандарта.

Критерии оценки:

– количество регистрируемых параметров энергоблока должно соответствовать пункту 8.2 Стандарта, шаг регистрации параметров – не более 1 секунды;

– дискретность регистрации измерений и заданий мощности, измерений частоты вращения турбины должна быть не более указанной в пункте 8.4 Стандарта;

– 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 и (или) АВРЧМ путем представления параметров в соответствии с требованиями пунктов 8.7–8.9 Стандарта.

3. 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 6.5 Стандарта.

При проверке в САУМ энергоблока должна быть подтверждена возможность изменения статизма первичного регулирования в соответствии с требованиями пункта 6.7 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.

4. Проверка нечувствительности первичных регуляторов

Проверка нечувствительности первичных регуляторов проводится при плановой нагрузке энергоблока, соответствующей середине регулировочного диапазона энергоблока, и установленном статизме первичного регулирования $S = 5\%$ на РЧВ и ЧК энергоблока. На входах РЧВ и ЧК с периодичностью 3

минуты имитируются отклонения частоты на величину $\Delta f = \pm 20$ мГц в соответствии с графиком на рис. П.4.

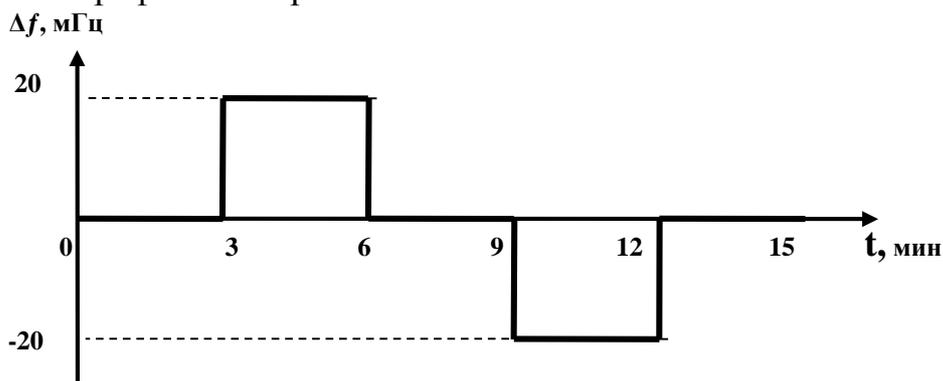


Рис. 4. Имитация отклонений частоты при проверке нечувствительности первичных регуляторов энергоблока

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 $(0,4 \div 0,8) \% P_{\text{НОМ}}$. Изменение мощности менее $0,4 \% P_{\text{НОМ}}$ означает превышение максимальной допустимой нечувствительности первичных регуляторов ± 10 мГц.

5. Проверка следящего режима первичного регулирования частоты

Проверка следящего режима первичного регулирования проводится при статизме первичного регулирования $S = 5 \%$ при двух уровнях плановой нагрузки энергоблока ($P_{\text{пл}}$):

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

Проверка производится путем последовательной имитации отклонений частоты в сторону снижения и в сторону увеличения, состоящих из трех ступеней величиной по 50 мГц с последующим полным снятием имитации отклонения частоты в соответствии с графиками на рис. 5. и 6.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности энергоблока показаны на рис. 5 и 6.

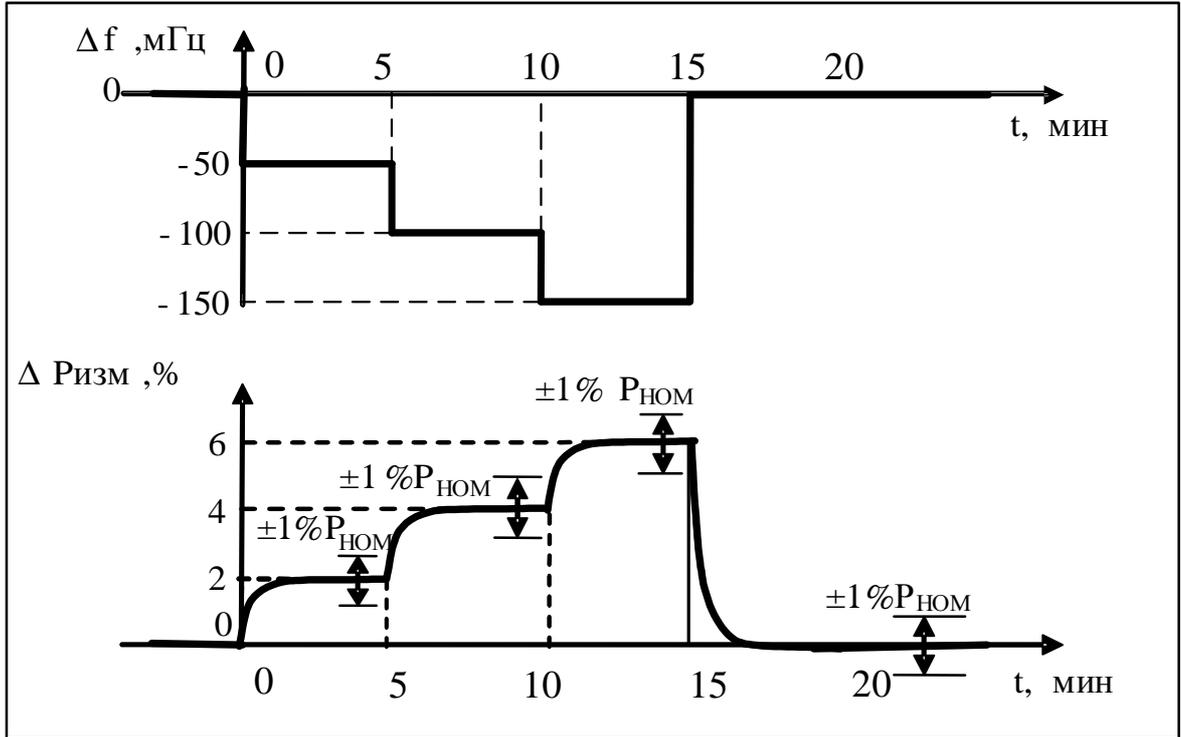


Рис. 5. Имитация снижения частоты и требуемые изменения первичной мощности энергоблока в следящем режиме

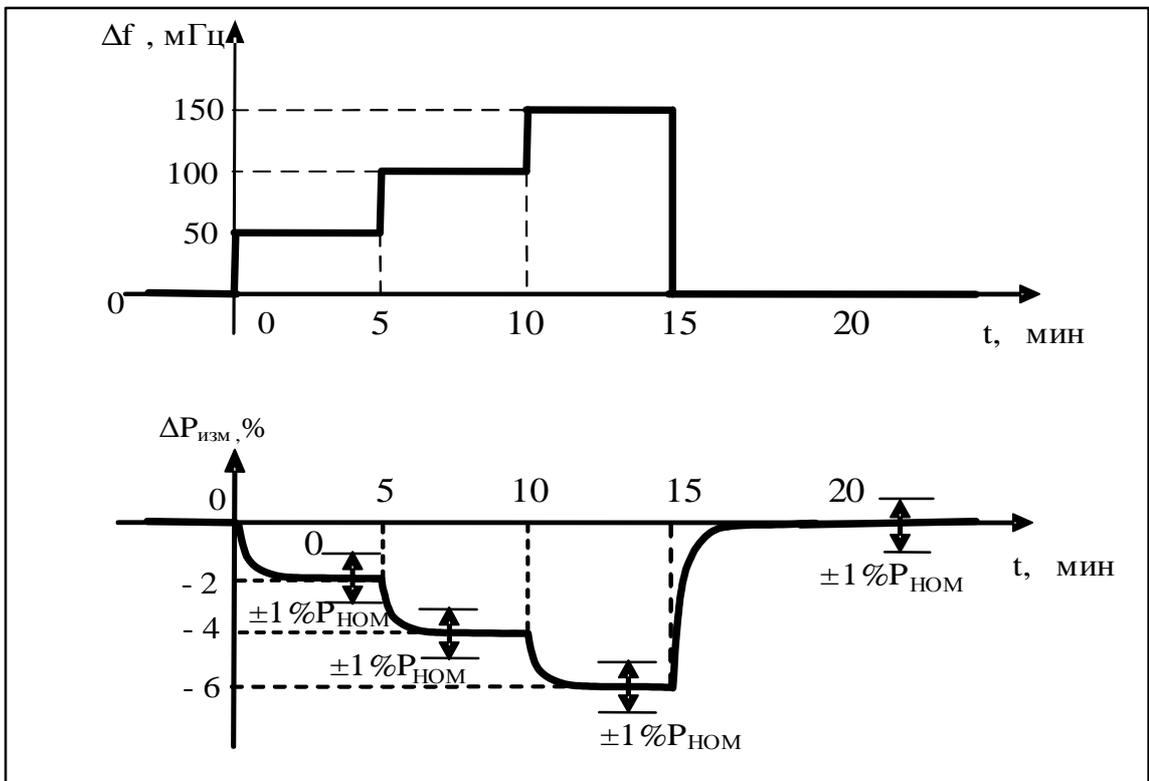


Рис. 6. Имитация повышения частоты и требуемые изменения первичной мощности энергоблока в следящем режиме

Критерии оценки:

– при имитации отклонений частоты должны фиксироваться

противоположные по знаку изменения фактической мощности энергоблока с требуемой динамикой, с точностью поддержания каждого нового задания первичной мощности $\pm 1 \% P_{\text{НОМ}}$.

6. 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 $\pm 5 \% P_{\text{НОМ}}$ и в пределах $\pm 10 \% P_{\text{НОМ}}$.

6.1. Проверка динамики первичного регулирования энергоблока при $\Delta P_{\text{П}} = \pm 5 \% P_{\text{НОМ}}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S = 5 \%$ на двух уровнях плановой нагрузки энергоблока:

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

путем имитации отклонений частоты $\Delta f = \pm 125 \text{ мГц}$.

На каждом уровне плановой нагрузки выполняется четыре последовательных опыта снижения и увеличения частоты с интервалами 10 минут в соответствии с графиком на рис. 7.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности энергоблока показаны на рис. 7.

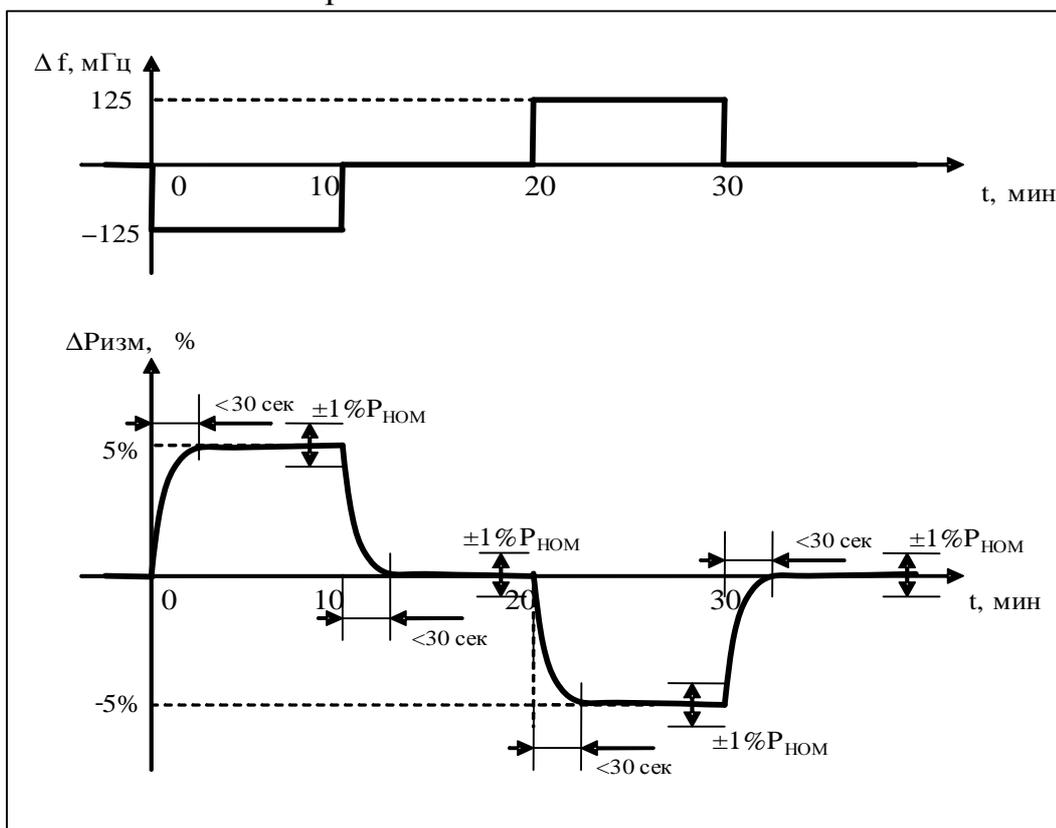


Рис. 7. Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_{\text{П}} = \pm 5 \% P_{\text{НОМ}}$

Критерии оценки:

– при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности энергоблока с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания первичной мощности $\pm 1\% P_{\text{ном}}$;

– при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 125$ мГц должно происходить аperiodическое изменение мощности энергоблока на $2,5\% P_{\text{ном}}$ за время $t \leq 10$ секунд и за время $t \leq 30$ секунд – на $5\% P_{\text{ном}}$.

6.2. Проверка динамики первичного регулирования энергоблока при $\Delta P_{\text{п}} = \pm 10\% P_{\text{ном}}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S = 5\%$ на двух уровнях плановой нагрузки энергоблока:

– вверху регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{макс}} - 10\% P_{\text{ном}}$;

– внизу регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{мин}} + 10\% P_{\text{ном}}$

путем имитации отклонений частоты $\Delta f = \pm 250$ мГц.

На каждом уровне плановой нагрузки выполняется четыре последовательных опыта по снижению и увеличению частоты с интервалами 10 минут в соответствии с графиками на рис. 8.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности энергоблока показаны на рис. 8.

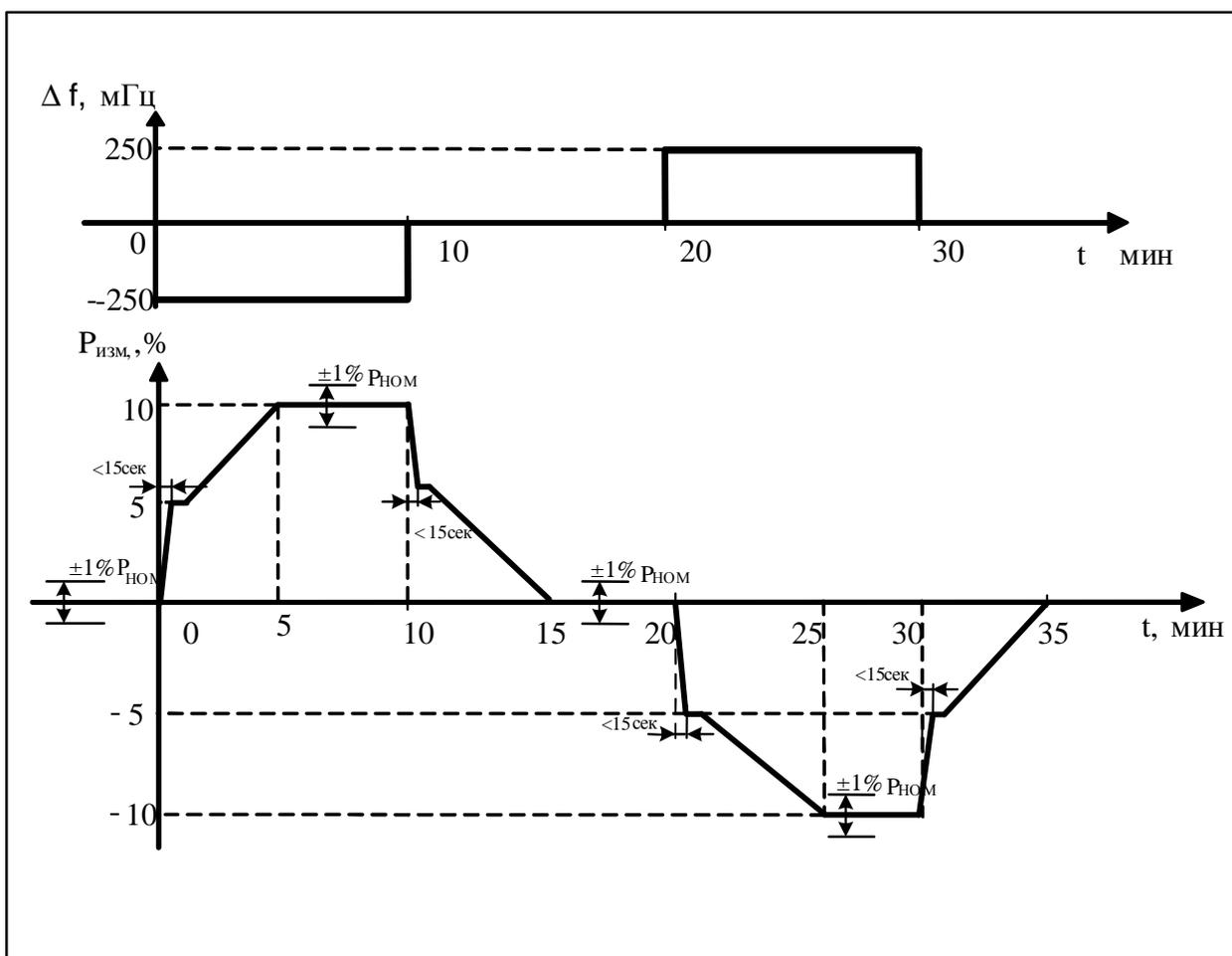


Рис. 8 Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности энергоблока, работающего на газе при $\Delta P_{II} = \pm 10 \% P_{НОМ}$

Критерии оценки:

– при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности энергоблока с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания первичной мощности $\pm 1 \% P_{НОМ}$;

– при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 250$ мГц должно происходить аperiодическое изменение мощности энергоблока на $5 \% P_{НОМ}$ за время $t \leq 15$ секунд и на $10 \% P_{НОМ}$ за время $t \leq 5$ минут для энергоблоков, работающих на газе, и за время $t \leq 6$ минут для энергоблоков, работающих на угле.

7. Проверка участия энергоблока в АВРЧМ

Перед началом проверки участия энергоблока в АВРЧМ в САУМ энергоблока задаются ограничения максимальной и минимальной величины задания вторичной мощности величиной $\pm 5 \% P_{НОМ}$ соответственно и ограничение скорости задания вторичной мощности величиной $1 \% P_{НОМ}/мин$.

Проверка участия энергоблока в АВРЧМ производится на двух уровнях плановой нагрузки энергоблока:

– вверху регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{МАКС} - 5 \% P_{НОМ}$;

- внизу регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{мин} + 5\% P_{ном}$
 путем имитации периодических изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{вт} = \pm 5\% P_{ном}$ со скоростью $1\% P_{ном}/мин$ как показано на рис. П.8.

Переходные процессы требуемого изменения вторичной мощности энергоблока показаны на рис. П.9.

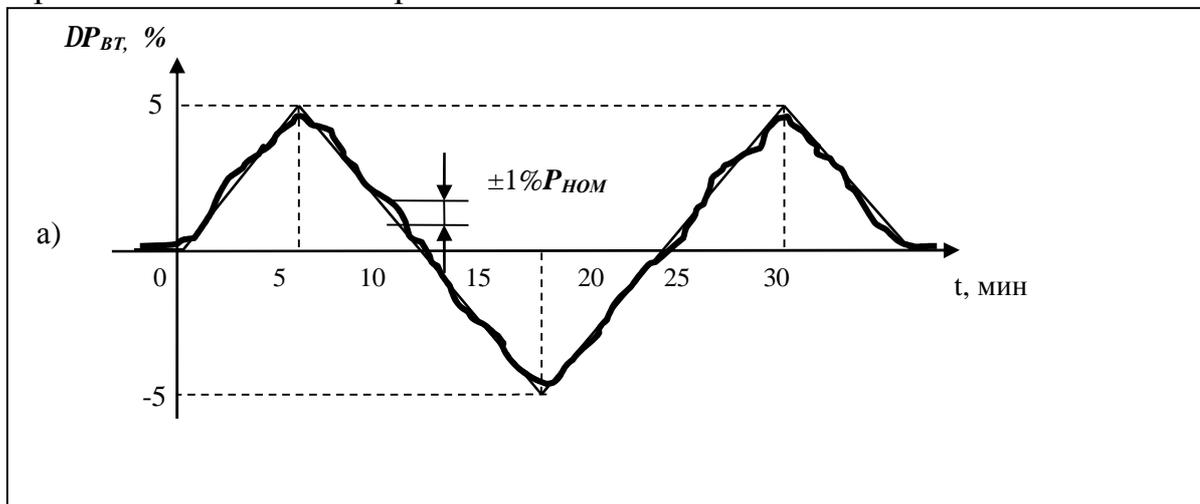


Рис. П.9. Имитация изменений задания и требуемые изменения вторичной мощности энергоблока при скорости задания изменения мощности $1\% P_{ном}/мин$

Для проверки правильности действия САУМ энергоблока при установленных ограничениях скорости и величин задания вторичной мощности производится имитация участия энергоблока в АВРЧМ на уровне плановой нагрузки энергоблока, соответствующей середине регулировочного диапазона, путем имитации периодических изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{вт} = \pm 8\% P_{ном}$ со скоростью $2\% P_{ном}/мин$, как показано на рис. 10(а). При этом фактические изменения мощности энергоблока по заданию САУМ должны быть со скоростью не более $1\% P_{ном}/мин$ величиной не более $\Delta P_{вт} = \pm 3\% P_{ном}$, как показано на рис. 10(б).

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

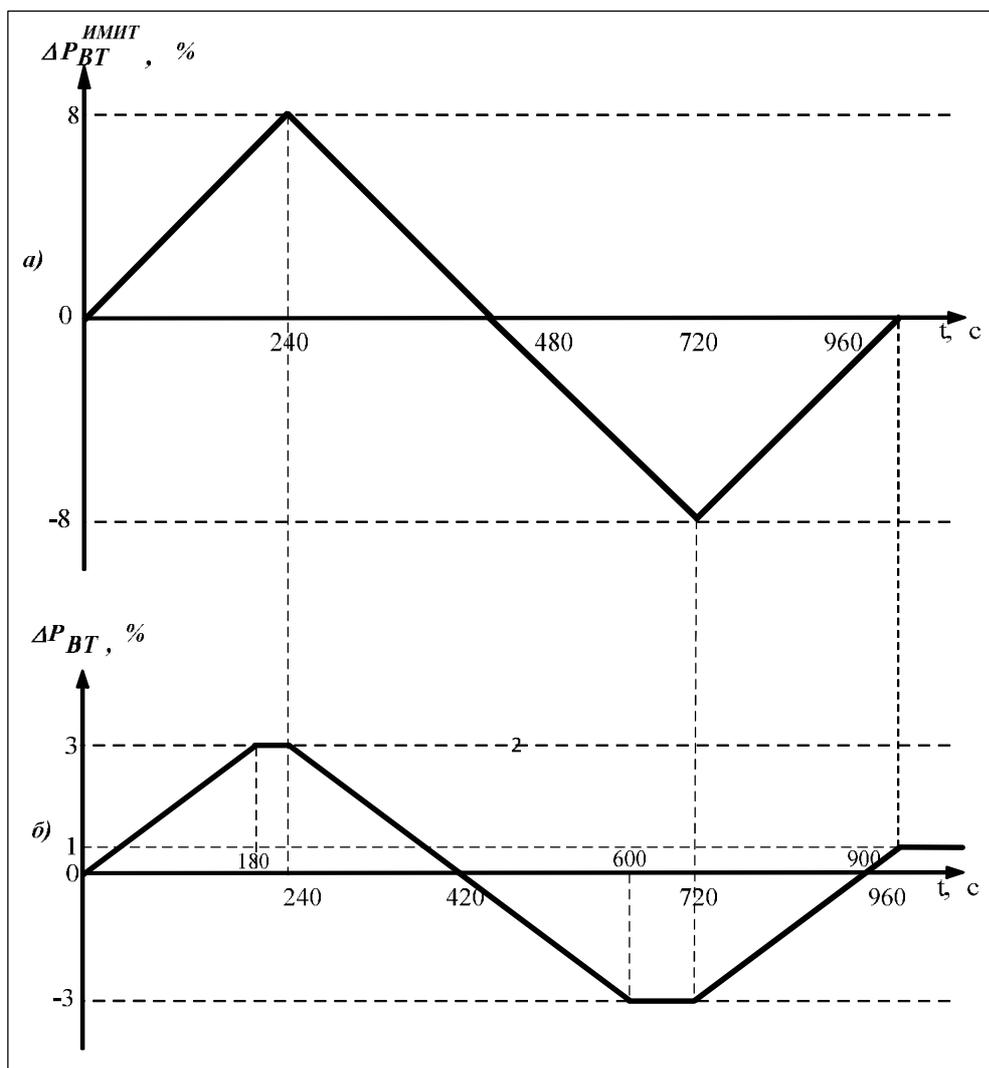


Рис. 10. Имитация изменений задания $\Delta P_{ВТ} = \pm 8 \% P_{ном}$ со скоростью $2 \% P_{ном}/мин$ (а) и требуемые изменения мощности энергоблока при установленных в САУМ ограничениях скорости и величин задания вторичной мощности соответственно $1 \% P_{ном}/мин$ и $\Delta P_{ВТ} = \pm 3 \% P_{ном}$ (б)

Критерии оценки:

– изменения фактической мощности энергоблока должны соответствовать изменениям задания вторичной мощности, формируемым САУМ, с учетом установленных ограничений скорости и величин задания вторичной мощности, с отклонением не более $\pm 1 \% P_{ном}$.

8. Проверка одновременного участия энергоблока в НПРЧ и АВРЧМ

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

8.1. Проверка одновременного участия энергоблока в НПРЧ и АВРЧМ при неизменном плановом задании

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=5\%$ на двух уровнях плановой нагрузки энергоблока:

– внизу регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{мин} + 10\% P_{ном}$;

– вверху регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{макс} - 10\% P_{ном}$

путем проведения двух опытов с последовательной имитацией изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{вт} = \pm 5\% P_{ном}$ со скоростью $1\% P_{ном}/мин$ и имитацией отклонений частоты $\Delta f = \pm 125$ мГц в соответствии с графиками на рис. 11.

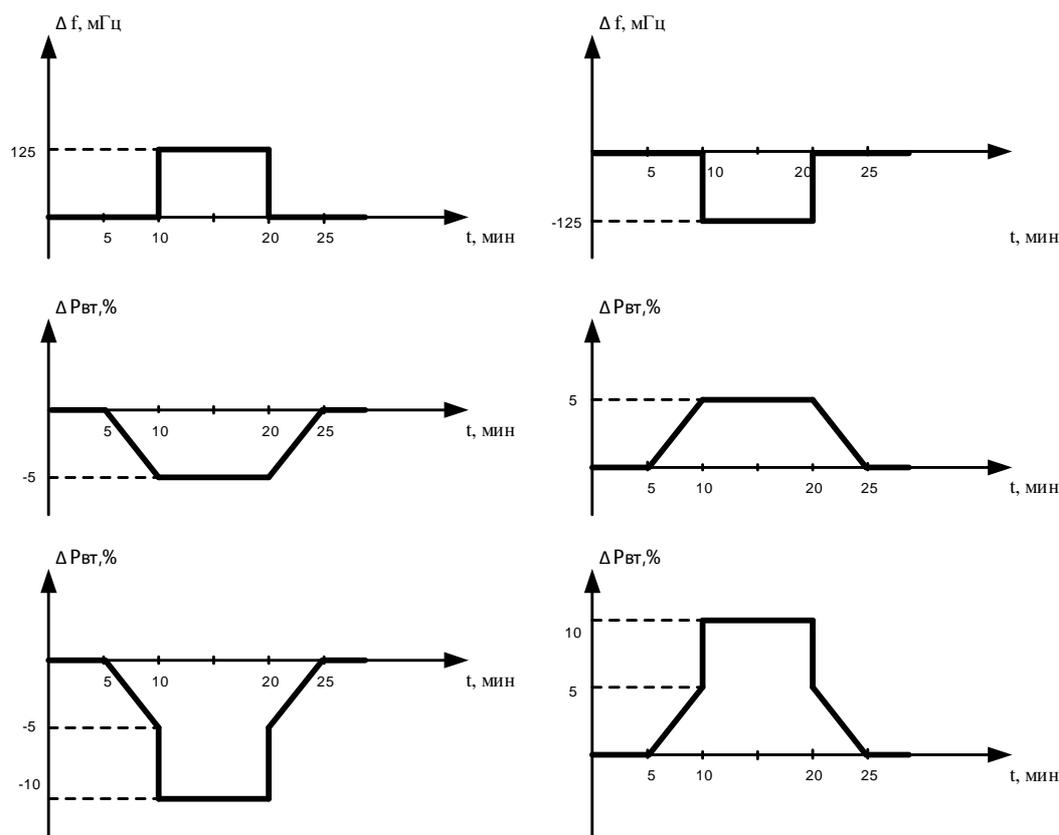


Рис. 11. Имитация изменений задания вторичной мощности и отклонений частоты внизу (а) и вверху (б) регулировочного диапазона энергоблока

Критерии оценки:

– изменения фактической мощности энергоблока должны соответствовать изменениям задания вторичной мощности с отклонением не более $\pm 1\% P_{ном}$;

– при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности энергоблока с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания первичной мощности $\pm 1\% P_{ном}$;

– при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 125$ мГц должно происходить апериодическое изменение мощности энергоблока на $2,5\% P_{ном}$ за время $t \leq 10$ секунд и за время $t \leq 30$ секунд – на $5\% P_{ном}$.

8.2. Проверка одновременного участия энергоблока в НПРЧ и АВРЧМ при изменении планового задания

Перед началом проверки в САУМ энергоблока должно быть снято ограничение по максимальной величине задания вторичной мощности, установленное при проведении проверки по пункту 7. Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=5\%$ при исходной плановой нагрузке энергоблока ниже средней части регулировочного диапазона энергоблока на $10\% P_{НОМ}$ путем последовательного изменения плановой мощности энергоблока со скоростью $0,5\% P_{НОМ}/\text{мин}$, имитации изменений задания вторичной мощности со скоростью $1\% P_{НОМ}/\text{мин}$ на величину $\Delta P_{ВТ}=10\% P_{НОМ}$ и имитацией отклонений частоты $\Delta f=-125\text{ мГц}$ в соответствии с графиками на рис. П.12.

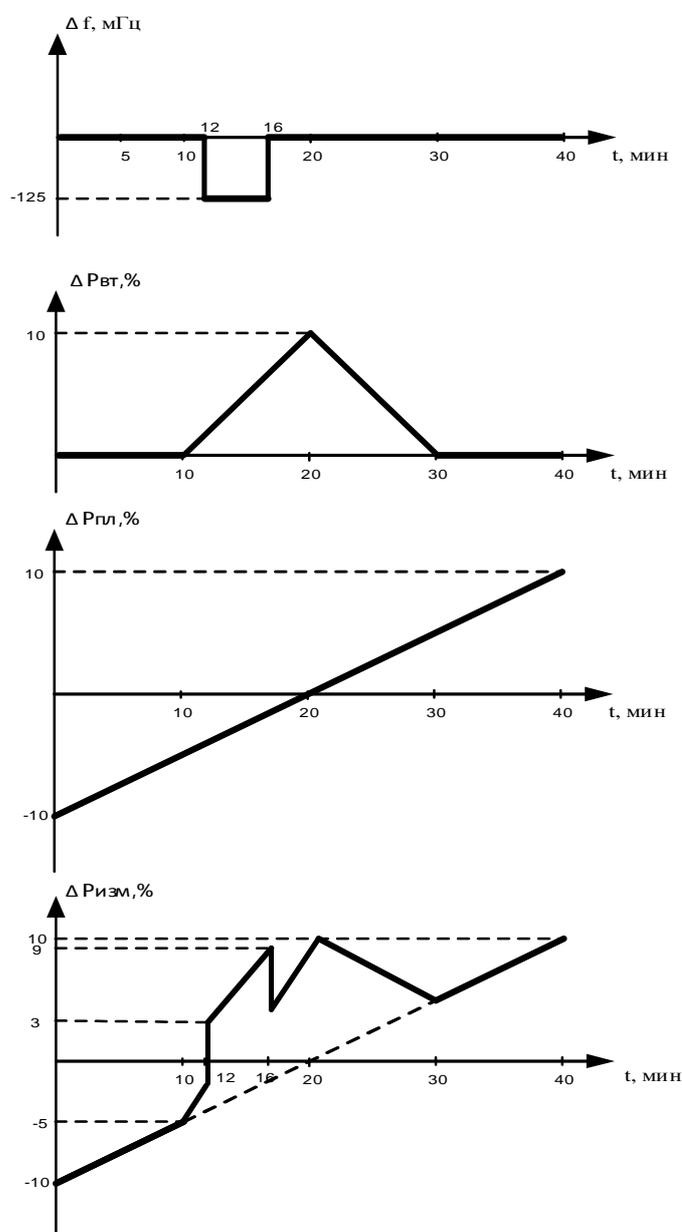


Рис.12. Имитация изменений заданий вторичной мощности и отклонений частоты при изменении планового задания энергоблока

На рис.12 также представлен график изменения задания по мощности ΔP , которое должно быть сформировано в САУМ энергоблока.

Критерии оценки:

– изменения фактической мощности энергоблока должны соответствовать изменениям суммарного задания мощности с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания первичной и вторичной мощности суммарно $\pm 1\% P_{\text{ном}}$.

9. Проверка работы энергоблока в режиме НПРЧ

9.1. 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 $50,00 \pm 0,02$ Гц) при установленном статизме первичного регулирования $S = 5\%$.

Задание величины расширения «мертвой полосы» первичного регулирования при работе энергоблока в НПРЧ должно выполняться с учетом реальной зоны нечувствительности первичного регулирования энергоблока, определенной по п. 9.2.

9.2. Проверка работы энергоблока в режиме НПРЧ проводится при выполнении энергоблоком 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 $\pm 5\% P_{\text{ном}}$ как при неизменном плановом задании мощности энергоблока, так и при переходе от одного уровня планового задания на другой.

Время работы при неизменном плановом задании мощности энергоблока должно быть не менее 4 часов. Переход от одного уровня планового задания на другой должен производиться со скоростью, предусмотренной инструкциями по эксплуатации оборудования.

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

9.3. На одном из постоянных уровней планового задания мощности должно быть произведено оперативное отключение и включение режима НПРЧ путем расширения «мертвой полосы» первичного регулирования до $50,000 \pm 0,075$ 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 энергоблока, определенной по пункту 9.2.

Общая продолжительность проверки энергоблока в режиме НПРЧ при полном составе оборудования должна составлять не менее 24 часов.

9.4. Общая продолжительность проверки энергоблока в режиме НПРЧ на резервном топливе определяется собственником энергоблока по согласованию с органом по добровольной сертификации.

9.5. 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 отклонении частоты за пределы $50,00 \pm 0,02$ 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 $50,00 \pm 0,03$ Гц продолжительностью более 1 минуты должно четко фиксироваться соответствующее изменение первичной мощности энергоблока на величину $0,5 \% P_{\text{ном}}$ или более, пропорционально отклонению частоты;

- при возврате частоты в пределы $50,00 \pm 0,02$ Гц продолжительностью более 1 минуты 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 изменение мощности до возврата частоты в пределы $50,00 \pm 0,02$ Гц;

- в периоды изменения планового задания мощности энергоблока должна отчетливо накладываться выдача первичной мощности при отклонении частоты за пределы $50,00 \pm 0,03$ Гц;

- в период отключения режима НПРЧ и при отклонениях частоты до $50,000 \pm 0,075$ Гц не должно происходить заметного изменения первичной мощности энергоблока.

Окончательная оценка результатов работы энергоблока в НПРЧ должна проводиться специалистами органа по добровольной сертификации, участвовавшими в испытаниях, на основе данных архива мониторинга, в том числе с применением критериев контроля участия энергоблока в НПРЧ. Критерии контроля должны применяться с граничными значениями, указанными в карте граничных мер и параметров алгоритмов.