



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТО 59012820.29.160.20.001-2012

Регистрационный номер (обозначение)

03.04.2012

Дата утверждения

Стандарт организации

**ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ И
АВТОМАТИЧЕСКИМ РЕГУЛЯТОРАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ
СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ**

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

РАЗРАБОТАН: открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы», открытым акционерным обществом «Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения».

ВНЕСЕН: открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от 03.04.2012 № 139.

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

Стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «СО ЕЭС»

Содержание

1. Область применения	4
2. Нормативные ссылки.....	5
3. Термины и определения	5
4. Обозначения и сокращения	8
5. Технические требования к системам возбуждения синхронных генераторов.....	9
6. Технические требования к автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов.....	9
7. Порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики при выборе типа систем возбуждения и параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.....	11
8. Подтверждение соответствия АРВ сильного действия синхронных генераторов требованиям Стандарта	12
Приложение А (обязательное) МЕТОДИКА выбора кратности форсировки возбуждения по напряжению тиристорных систем возбуждения синхронных генераторов.....	15
Приложение Б (обязательное) МЕТОДИКА проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы.....	19
Приложение В (обязательное) МЕТОДИКА проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы	23
Приложение Г (обязательное) МЕТОДИКА проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов.....	27
Библиография	66

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «СО ЕЭС»

ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ И АВТОМАТИЧЕСКИМ РЕГУЛЯТОРАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает:

- технические требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов;
- порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики при выборе типа систем возбуждения, типа и параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов;
- методику выбора кратности форсировки возбуждения по напряжению тиристорных систем возбуждения синхронных генераторов;
- методику проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы;
- методику проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы;
- порядок и методику проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов.

1.2. Требования Стандарта распространяются на системы возбуждения и автоматические регуляторы возбуждения сильного действия синхронных генераторов.

1.3. Стандарт не устанавливает технических требований к технологическим схемам управления, диагностике, сервисному обслуживанию, объему заводских проверок и надежности силовой части, характеристикам и составу защит систем возбуждения синхронных генераторов электростанций.

1.4. Стандарт распространяется:

- на системы возбуждения (в том числе на автоматические регуляторы возбуждения) синхронных генераторов номинальной мощностью 60 МВт и более,
- на системы возбуждения (в том числе на автоматические регуляторы возбуждения) синхронных генераторов меньшей мощности в случае, если системы возбуждения имеют в своем составе автоматические регуляторы возбуждения сильного действия.

1.5. Стандарт предназначен для ОАО «СО ЕЭС» и организаций, осуществляющих деятельность по разработке, внедрению, эксплуатации, проверке и настройке систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов электростанций.

1.6. Требования Стандарта должны учитываться при разработке схем выдачи мощности электрических станций, при строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении электростанций (генерирующего оборудования), подготовке и согласовании технических условий на технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям.

2. Нормативные ссылки

В Стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 21558–2000 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».

3. Термины и определения

В Стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1. Система возбуждения: комплекс оборудования, устройств, аппаратов и сборных единиц, предназначенных для возбуждения автоматически регулируемым постоянным током турбогенераторов (гидрогенераторов, синхронных компенсаторов) в нормальных и аварийных режимах.

3.2. Возбудитель: устройство, являющееся составной частью системы возбуждения, предназначенное для питания постоянным током обмотки возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) и представляющее электрическую машину постоянного тока либо полупроводниковый преобразователь в комплексе с источником питания переменного тока. Источником переменного тока могут быть электрическая машина переменного тока, трансформатор или сочетание ряда различных трансформаторов или дополнительная обмотка переменного тока в возбуждаемой машине, а также различные сочетания вышеуказанных источников питания.

3.3. Быстродействующая система возбуждения: система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), быстродействие которой при форсировке, а также полное время расфорсировки не превышает соответствующих значений, регламентированных для таких систем.

3.4. Система параллельного самовозбуждения: система самовозбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного

компенсатора), в которой источником энергии возбудителя является напряжение статора возбуждаемой синхронной машины или сети, на которую работает эта машина.

3.5. Система независимого возбуждения: система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), в которой возбудитель получает энергию от источника, не связанного с напряжением и током статора возбуждаемой синхронной машины или сети, на которую она работает.

3.6. Бесщеточная система возбуждения: система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), в которой передача энергии от возбудителя к обмотке возбуждения синхронной машины осуществляется без посредства скользящего щеточного контакта.

3.7. Статическая система возбуждения: система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), в состав которой входят только статические источники энергии и статические преобразователи переменного тока в постоянный.

3.8. Тиристорная система возбуждения: система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), в которой переменный ток источника питания преобразуется в постоянный ток возбуждения синхронной машины тиристорными преобразователями.

3.9. Потолочное (предельное) напряжение системы возбуждения (потолок возбуждения по напряжению): наибольшее постоянное напряжение, возникающее на обмотке возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) в процессе форсировки возбуждения при начальном токе, равном номинальному току возбуждения, и начальной температуре обмотки возбуждения синхронной машины, равной рабочей номинальной. Выражается в вольтах или долях номинального напряжения возбуждения.

3.10. Потолочное (предельное) установившееся напряжение системы возбуждения: постоянное напряжение, возникающее при форсировке на обмотке возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) в момент достижения потолочного тока возбуждения при начальной температуре обмотки возбуждения синхронной машины, равной рабочей номинальной. Если система возбуждения оснащена устройством ограничения максимального тока возбуждения, то потолочное установившееся напряжение возбуждения определяется в момент, предшествующий началу работы этого устройства.

3.11. Кратность форсировки возбуждения по напряжению: потолочное установившееся напряжение системы возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), выраженное в долях номинального напряжения возбуждения.

3.12. Потолочный (предельный) ток возбуждения: наибольший ток возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), создаваемый системой возбуждения в конце регламентированной длительности форсировки возбуждения.

3.13. Кратность форсировки возбуждения по току: потолочный ток возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), выраженный в долях номинального тока возбуждения.

3.14. Быстродействие системы возбуждения: время достижения 95-процентного потолочного напряжения возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) от исходного номинального значения при форсировке, вызванной регламентированным изменением напряжения на входе автоматического регулятора возбуждения.

3.15. Запаздывание системы возбуждения: интервал времени в секундах от момента подачи на вход автоматического регулятора возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) сигнала, вызывающего необходимость полной форсировки возбуждения (при внезапном коротком замыкании в цепи статора синхронной машины или скачкообразном изменении ее напряжения) до момента, когда в процессе форсировки возбуждения напряжение возбудителя отклонилось от начального на 3 % от разности конечного и начального напряжений в сторону, определяемую поданным сигналом.

3.16. Коэффициент усиления системы возбуждения по напряжению: коэффициент G , определяемый как частное от деления относительного изменения напряжения возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) на относительное изменение напряжения на входе АРВ по каналу напряжения статора

$$G = \frac{\Delta U_{\text{в}} / U_{\text{в ном}}}{\Delta U / U},$$

где $\Delta U_{\text{в}}$ – изменение напряжения возбуждения, В;

ΔU – изменение напряжения на входе АРВ (изменение напряжения на статоре), В;

$U_{\text{в ном}}$, U – номинальные значения напряжений возбуждения и на входе АРВ соответственно, В.

3.17. Форсировка возбуждения: переход системы возбуждения в режим выдачи максимального напряжения и тока возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора).

3.18. Расфорсировка возбуждения: принудительное снижение напряжения и тока возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) от потолочного значения до заданного.

3.19. Автоматический регулятор возбуждения: устройство, являющееся составной частью системы возбуждения и действующее на возбудитель синхронной машины с целью поддержания напряжения в электрической сети на заданном уровне.

3.20. Автоматический регулятор возбуждения сильного действия: автоматический регулятор возбуждения, структура которого для улучшения демпфирования колебаний в энергосистеме включает каналы стабилизации или системный стабилизатор.

3.21. Релейная форсировка возбуждения: функция автоматического регулятора возбуждения, обеспечивающая увеличение напряжения возбуждения и тока возбуждения электрической машины с максимально возможной скоростью до своих потолочных значений и имеющая настраиваемые параметры: напряжение ввода и снятия релейной форсировки возбуждения, время задержки на снятие релейной форсировки возбуждения.

3.22. Системный стабилизатор (PSS): элемент или группа элементов, который обеспечивает дополнительный входной сигнал в автоматическом регуляторе возбуждения для улучшения демпфирования колебаний в энергосистеме.

3.23. Амплитудно-частотная характеристика: зависимость от частоты модуля входной, выходной или передаточной функции, выраженной в комплексной форме.

3.24. Фазочастотная характеристика: зависимость от частоты аргумента входной, выходной или передаточной функции, выраженной в комплексной форме.

4. Обозначения и сокращения

В Стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

АПВ	– автоматическое повторное включение
АРВ	– автоматический регулятор возбуждения
КЗ	– короткое замыкание
ОМВ	– ограничитель минимального возбуждения
ОАПВ	– однофазное автоматическое повторное включение
ОРУ	– открытое распределительное устройство
ПА	– противоаварийная автоматика
РЗА	– релейная защита и автоматика
Системный оператор	– ОАО «СО ЕЭС»
СТН	– система тиристорного независимого возбуждения
СТС	– статическая тиристорная система параллельного самовозбуждения
ТАПВ	– трехфазное автоматическое повторное включение
УРОВ	– устройство резервирования при отказе выключателя
ЭДС	– электродвижущая сила
PSS	– системный стабилизатор (Power System Stabilizer)

5. Технические требования к системам возбуждения синхронных генераторов

5.1. Синхронные генераторы мощностью 60 МВт и более необходимо оснащать быстродействующими системами возбуждения.

5.2. Системы возбуждения синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более, а также системы возбуждения синхронных генераторов меньшей мощности в случае, если системы возбуждения таких генераторов имеют в своем составе автоматические регуляторы возбуждения сильного действия, должны соответствовать требованиям ГОСТ 21558-2000 и иметь следующие характеристики:

- быстродействие системы возбуждения при форсировке – не более 0,06 с;
- полное время расфорсировки – не более 0,15 с;
- запаздывание системы возбуждения при форсировке – не более 0,02 с.

5.3. Кратность форсировки возбуждения по току для тиристорных систем возбуждения и бесщеточных систем возбуждения должна быть не менее 2.

5.4. Кратность форсировки возбуждения по напряжению для тиристорных систем независимого возбуждения и бесщеточных систем возбуждения должна быть не менее 2.

5.5. Кратность форсировки возбуждения по напряжению для статических тиристорных систем параллельного самовозбуждения при номинальном напряжении статора должна быть не менее 2,5.

5.6. При реконструкции, модернизации или техническом перевооружении систем возбуждения, в том числе выполняемых в рамках реконструкции, модернизации или технического перевооружения существующего генерирующего оборудования, определение конкретной величины кратности форсировки возбуждения по напряжению в существующих схемах электрической сети с целью выполнения требований [1] осуществляется в соответствии с методикой, приведенной в приложении А к Стандарту.

6. Технические требования к автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов

6.1. В составе систем возбуждения синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более должны применяться АРВ сильного действия.

6.2. АРВ сильного действия синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более, а также АРВ сильного действия, устанавливаемые в составе систем возбуждения синхронных генераторов меньшей мощности, должны соответствовать требованиям ГОСТ 21558-2000 и обеспечивать следующие функции, влияющие на устойчивость параллельной работы синхронного генератора в энергосистеме:

- демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключаящее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме;
- релейную форсировку возбуждения;
- блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при изменении частоты со скоростью 0,05 Гц/с и более;
- устойчивую работу синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;
- ограничение до двукратного значения тока ротора с выдержкой времени не более 0,2 с.

6.3. АРВ сильного действия синхронных генераторов при применении их в составе бесщеточных систем возбуждения дополнительно должны обеспечивать следующие функции:

- ограничение максимального напряжения ротора и тока возбуждения бесщеточного возбудителя;
- ограничение перегрузки по току возбуждения бесщеточного возбудителя;
- расчет тока ротора по диаграмме Потье.

6.4. Для реализации функций, указанных в пунктах 6.2, 6.3 Стандарта, АРВ сильного действия синхронного генератора должен:

- осуществлять регулирование напряжения на шинах синхронного генератора или блока генератор–трансформатор по пропорционально-интегрально-дифференциальному или пропорционально-интегральному закону регулирования напряжения;
- иметь каналы стабилизации или системный стабилизатор;
- обеспечивать регулирование тока ротора и тока статора относительно уставки соответствующего ограничителя по пропорционально-интегральному закону.

6.5. В АРВ сильного действия синхронного генератора в качестве параметров стабилизации могут применяться частота напряжения статора синхронного генератора, первая производная (скорость изменения) частоты напряжения и первая производная (скорость изменения) тока ротора.

6.6. В АРВ сильного действия синхронного генератора с системным стабилизатором в качестве входных параметров системного стабилизатора могут применяться частота напряжения синхронного генератора или скорость вращения вала, электрическая мощность генератора или ускоряющая мощность.

7. Порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики при выборе типа систем возбуждения и параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

7.1. Тип систем возбуждения синхронных генераторов определяется в проектной документации на строительство, реконструкцию, модернизацию или техническое перевооружение электростанции (генерирующего оборудования) на основании анализа схемно-режимных условий работы генерирующего оборудования в составе энергосистемы и с учетом необходимости выполнения требований [1], ГОСТ 21558-2000 и технических условий на технологическое присоединение объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям.

7.2. Выбор параметров и реализацию настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на электростанции обеспечивает собственник или иной законный владелец электростанции с привлечением представителей заводов-изготовителей АРВ сильного действия синхронных генераторов, сервисных служб поставщиков АРВ сильного действия синхронных генераторов или специализированных наладочных организаций.

7.3. Для гидроэлектростанций, имеющих синхронные генераторы номинальной мощностью 100 МВт и более, для тепловых электростанций, имеющих синхронные генераторы номинальной мощностью 500 МВт и более, а также для атомных электростанций до начала комплексного опробования должна быть выполнена проверка и корректировка (при необходимости, выявленной в процессе проверки) выбранных параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на физической модели по методике, приведенной в приложении Б к Стандарту.

В период с момента первого включения синхронного генератора в сеть до завершения проверки и корректировки выбранных параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов ограничение выдаваемой электрической мощности электростанции или нагрузки отдельного синхронного генератора определяется Системным оператором на основе расчетов переходных режимов и динамической устойчивости.

7.4. В случае если по результатам расчетов переходных режимов и динамической устойчивости или анализа фактических параметров электрического режима по данным регистраторов аварийных событий и процессов соответствующим диспетчерским центром Системного оператора выявлено отклонение работы АРВ сильного действия синхронного генератора от требований Стандарта, соответствующий диспетчерский центр Системного оператора направляет собственнику или иному законному владельцу электростанции уведомление о необходимости корректировки параметров настройки АРВ сильного действия синхронного генератора с приложением обосновывающих материалов.

Собственник или иной законный владелец электростанции в срок не более 6 (шести) месяцев с момента получения указанного уведомления обязан:

- выбрать новые параметры настройки АРВ сильного действия синхронного генератора электростанции;

- с привлечением специализированной организации, имеющей опыт по настройке каналов регулирования и стабилизации и/или системных стабилизаторов, выполнить проверку и корректировку (при необходимости, выявленной в процессе проверки) параметров настройки АРВ сильного действия синхронного генератора электростанции.

Проверка новых параметров настройки АРВ сильного действия синхронного генератора осуществляется:

- для генераторов, указанных в п. 7.3 Стандарта, – на физической модели энергосистемы в соответствии с методикой, указанной в приложении Б;

- для остальных генераторов – на цифровой модели энергосистемы в соответствии с методикой, указанной в приложении В.

До проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронного генератора и их реализации на электростанции ограничение выдаваемой электрической мощности электростанции или нагрузки отдельного синхронного генератора определяется Системным оператором на основе расчетов переходных режимов и динамической устойчивости.

7.5. Параметры настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов, выбранные (скорректированные) в соответствии с пп. 7.2–7.4 Стандарта, в 5-дневный срок направляются собственником или иным законным владельцем электростанции в соответствующий диспетчерский центр Системного оператора.

8. Подтверждение соответствия АРВ сильного действия синхронных генераторов требованиям Стандарта

8.1. Подтверждение соответствия АРВ сильного действия синхронных генераторов требованиям настоящего Стандарта осуществляется путем добровольной сертификации в Системе добровольной сертификации объектов электроэнергетики Единой энергетической системы России (СДС «СО ЕЭС»), созданной Системным оператором и зарегистрированной в едином реестре систем добровольной сертификации под № РОСС RU.3279.04ЕЭ00 16 декабря 2005 года.

Подтверждение соответствия АРВ сильного действия синхронных генераторов 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.

8.2. Сертификации подлежат АРВ сильного действия синхронных генераторов, ранее не проходившие сертификационные испытания в соответствии с пунктом 8.1 Стандарта.

8.3. Для АРВ сильного действия синхронных генераторов, прошедших ранее испытания по методикам, указанным в Стандарте, выдается сертификат без прохождения дополнительных испытаний после предоставления в соответствующий орган по добровольной сертификации документации (протоколов, отчетов испытаний), подтверждающей положительные результаты испытаний АРВ.

8.4. Действие сертификата соответствия распространяется на тип (марку), алгоритм функционирования АРВ сильного действия синхронных генераторов электростанций.

8.5. В случае идентичности типа (марки) АРВ сильного действия синхронных генераторов действие сертификата соответствия не распространяется на АРВ сильного действия синхронных генераторов, имеющие отличный алгоритм функционирования относительного сертифицированного.

8.6. Сертификация АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляется в соответствии с правилами функционирования соответствующей системы добровольной сертификации (далее – СДС) с обязательным соблюдением следующих требований:

8.6.1. Сертификат соответствия требованиям Стандарта выдается заявителю только при положительных результатах сертификационных испытаний.

8.6.2. Сертификационные испытания АРВ сильного действия синхронных генераторов должны проводиться в присутствии представителей заявителя или уполномоченного им лица.

8.6.3. Для проведения сертификационных испытаний заявитель обязан дополнительно к информации и документам, предусмотренным правилами функционирования СДС, предоставить в орган по добровольной сертификации следующую информацию на русском языке:

- общее техническое описание АРВ сильного действия синхронных генераторов, включающее тип, номинальные параметры, частотные характеристики, область применения (для каких типов систем возбуждения и электростанций предполагается применение), структурную схему алгоритма функционирования АРВ сильного действия синхронных генераторов и ее описание;

- протоколы и методику заводских испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов с приведением данных о характеристиках испытательного стенда, на котором проводились указанные испытания;

- рекомендуемые производителем параметры настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов для тестовой модели энергосистемы.

8.6.4. Сертификационные испытания АРВ сильного действия синхронных генераторов должны проводиться на физической модели энергосистемы.

8.6.5. Сертификационные испытания должны проводиться в соответствии с методикой, указанной в приложении Г к Стандарту.

8.6.6. Сертификационные испытания проводятся по следующему алгоритму:

1) заявитель подготавливает и передает органу по добровольной сертификации для проведения испытаний два образца АРВ сильного действия синхронных генераторов и согласовывает с органом по добровольной сертификации схемы их подключения к тестовой модели энергосистемы;

2) производится сборка тестовой модели энергосистемы и подключение к ней испытуемых АРВ сильного действия синхронных генераторов;

3) в АРВ сильного действия синхронных генераторов устанавливаются рекомендуемые производителем параметры настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов для тестовой модели энергосистемы;

4) органом по добровольной сертификации проводятся испытания АРВ сильного действия синхронных генераторов в соответствии с программой сертификационных испытаний с регистрацией всех опытов для дальнейшей обработки данных и анализа работы АРВ сильного действия синхронных генераторов.

8.6.7. Результаты сертификационных испытаний оформляются протоколом испытаний. Протокол испытаний помимо информации, указанной в правилах функционирования СДС, должен содержать:

- описание испытуемого АРВ сильного действия синхронных генераторов (тип, номинальные параметры, частотные характеристики, область применения, структурная схема алгоритма функционирования АРВ сильного действия синхронных генераторов и ее описание с учетом внесенных при сертификационных испытаниях изменений);

- описание тестовой модели энергосистемы, на которой проводились испытания;

- программу сертификационных испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов;

- результаты испытаний и их анализ.

8.6.8. В течение 10 календарных дней после подписания протокола испытаний орган по добровольной сертификации обязан передать Системному оператору:

- протокол испытаний;

- верифицированную цифровую модель АРВ сильного действия синхронных генераторов в формате программного комплекса, используемого Системным оператором для проведения расчетов переходных режимов и динамической устойчивости – в случае положительного результата испытаний.

МЕТОДИКА

выбора кратности форсировки возбуждения по напряжению тиристорных систем возбуждения синхронных генераторов

А.1. Область применения

Методика устанавливает правила выбора кратности форсировки возбуждения по напряжению для тиристорной системы возбуждения (СТН или СТС) при реконструкции, модернизации или техническом перевооружении систем возбуждения синхронных генераторов, в том числе выполняемых в рамках реконструкции, модернизации или технического перевооружения существующего генерирующего оборудования.

Методика не распространяется на бесщеточные системы возбуждения, кратность форсировки возбуждения по напряжению которых должна соответствовать требованиям ГОСТ 21558-2000.

А.2. Этапы определения кратности форсировки возбуждения по напряжению

Определение кратности форсировки возбуждения по напряжению должно включать следующие этапы:

- подготовка цифровой модели энергосистемы и электрических режимов;
- выбор расчетных условий;
- выбор кратности форсировки возбуждения по напряжению.

А.3. Подготовка цифровой модели энергосистемы и электрических режимов

А.3.1. Для проведения расчетов электромеханических переходных процессов с целью определения кратности форсировки возбуждения по напряжению должна применяться цифровая модель энергосистемы, актуализированная на момент завершения реконструкции, модернизации или технического перевооружения систем возбуждения синхронных генераторов, в том числе выполняемых в рамках реконструкции, модернизации или технического перевооружения существующего генерирующего оборудования.

А.3.2. При проведении расчетов с целью определения кратности форсировки возбуждения по напряжению должны рассматриваться режимы зимнего и летнего максимума нагрузки.

При проведении расчетов указанных режимов должна моделироваться, в том числе, полная нагрузка электростанции, на которой установлен вновь

вводимый или реконструируемый синхронный генератор, а также максимальный по балансовым условиям переток в контролируемом сечении, но не более максимально допустимого значения, по которому осуществляется выдача мощности группы электростанций, в состав которой входит электростанция, на которой установлен вновь вводимый или реконструируемый синхронный генератор.

А.4. Выбор расчетных условий

А.4.1. Расчеты проводятся для нормативных возмущений, указанных в [1], для каждого из режимов, указанных в п. А.3.2. Моделирование нормативных возмущений должно осуществляться с учетом фактического времени короткого замыкания (с учетом времени отключения выключателя), пауз АПВ, действия УРОВ (с учетом однофазного или трехфазного исполнения привода выключателя).

А.4.2. Расчетным условием для определения кратности форсировки возбуждения по напряжению является режим и расчетное возмущение, характеризующиеся наименьшим пределом динамической устойчивости без учета действия устройств и комплексов ПА.

А.4.3. В качестве контролируемого принимается сечение, переток мощности в котором определяет динамическую устойчивость электростанции, на которой установлен вновь вводимый или реконструируемый синхронный генератор (как правило, сечение выдачи мощности с шин электростанции).

А.4.4. При моделировании расчетного возмущения по п. А.4.2 должны быть заданы фактические данные настройки релейной форсировки возбуждения. При отсутствии фактических данных настройки должны быть заданы типовые значения уставки срабатывания релейной форсировки (85 % от текущего значения напряжения), уставки снятия релейной форсировки (95 % от исходного значения напряжения) и временной задержки на снятие релейной форсировки (0,1 с).

А.4.5. Определение уровня остаточного напряжения в месте возникновения КЗ должно выполняться в трехфазной модели энергосистемы по программе расчета токов короткого замыкания путем моделирования начальной фазы электромеханического переходного процесса.

А.4.6. Величина шунта КЗ для расчета нормативного возмущения в программах расчета переходных режимов и динамической устойчивости должна определяться путем вариантных расчетов. Выбранное значение шунта КЗ при моделировании нормативного возмущения должно обеспечить в точке КЗ в момент подключения шунта КЗ остаточное напряжение, равное остаточному напряжению, определенному согласно п. А.4.5.

А.4.7. Значение напряжения на статоре синхронного генератора следует фиксировать в момент подключения шунта КЗ.

А.5. Выбор кратности форсировки возбуждения по напряжению

А.5.1. Выбор кратности форсировки возбуждения по напряжению должен выполняться по условиям обеспечения динамической устойчивости для расчетного возмущения, определенного с учетом п. А.4.4.

А.5.2. Для расчетных условий должны быть проведены расчеты электромеханических переходных процессов при разных кратностях форсировки возбуждения по напряжению. По результатам расчетов должна быть определена зона достаточной кратности форсировки возбуждения по напряжению, обеспечивающая сохранение динамической устойчивости синхронных генераторов электростанций, но не менее кратности форсировки возбуждения, указанной в п.5.4–5.5 Стандарта.

Пример определения зоны достаточной кратности форсировки возбуждения по напряжению приведен на графике (рис. А.1), на котором показаны зависимости предельного по условиям обеспечения динамической устойчивости перетока активной мощности в контролируемом сечении в относительных единицах от кратности форсировки для систем возбуждения типа СТС и СТН и линия, соответствующая полной нагрузке электростанции или максимальному перетоку активной мощности в контролируемом сечении в относительных единицах.

$$P_* = P/P_{МП},$$

где:

P_* – максимальный переток активной мощности в контролируемом сечении в относительных единицах;

P – предельный по условиям обеспечения динамической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении;

$P_{МП}$ – максимальный по балансовым условиям переток активной мощности в контролируемом сечении, но не более максимально допустимого значения.

Зона достаточной кратности форсировки возбуждения по напряжению на графике для каждого типа системы возбуждения расположена выше линии, соответствующей полной нагрузке электростанции или максимальному по балансовым условиям перетоку в контролируемом сечении. (На рис. А.1 зона достаточной кратности форсировки возбуждения по напряжению при полной мощности станции (1 о.е.) для СТН составляет 2 о.е. и более, а для СТС – 3 о.е. и более без учета действия устройств и комплексов ПА).

В качестве кратности форсировки возбуждения по напряжению выбирается любое значение из зоны достаточной кратности форсировки возбуждения по напряжению.

А.5.3. В случае если динамическая устойчивость станции обеспечивается за счет применения устройств и комплексов ПА, достаточность выбранной согласно п. А.5.2 кратности форсировки возбуждения по напряжению должна быть проверена путем моделирования расчетных условий в доаварийном режиме, характеризующемся наибольшей загрузкой электростанции и максимальным по балансовым условиям

перетоком в контролируемом сечении, но не более максимально допустимого значения, с учетом действия устройств и комплексов ПА. Если при моделировании выбранная кратность форсировки возбуждения по напряжению не обеспечивает сохранение динамической устойчивости, кратность форсировки возбуждения по напряжению должна быть увеличена до значения, обеспечивающего устойчивый динамический переход к послеаварийному режиму.

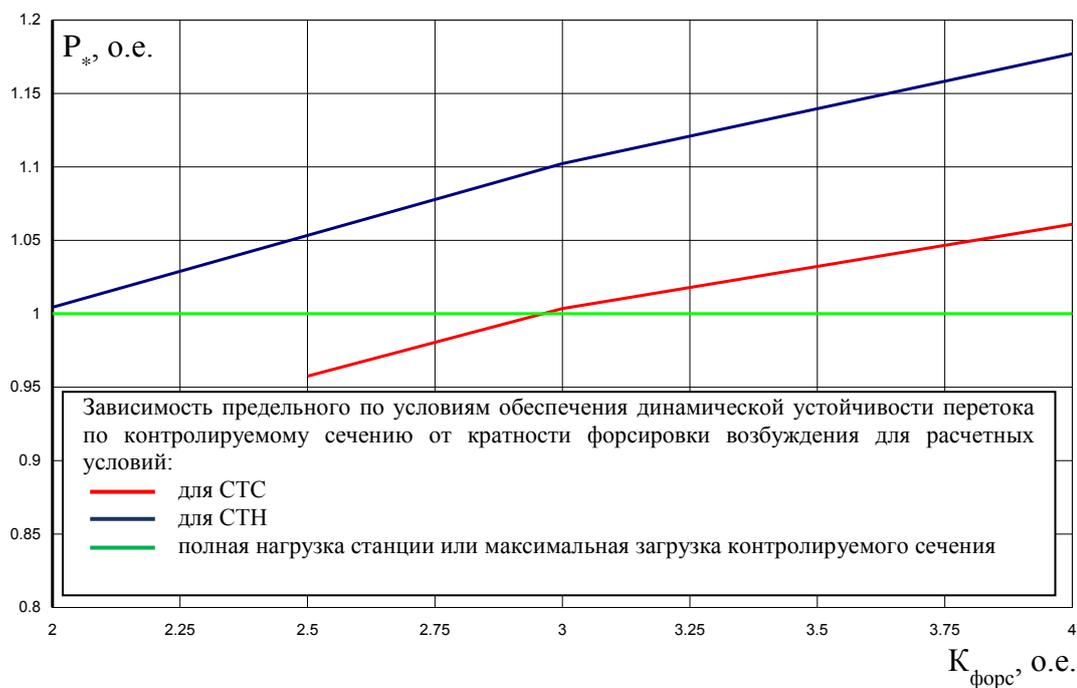


Рис. А.1. Выбор требуемой кратности форсировки возбуждения

МЕТОДИКА

проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы

Б.1. Область применения

Настоящая методика должна применяться для проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов гидроэлектростанций, имеющих синхронные генераторы номинальной мощностью 100 МВт и более, тепловых электростанций, имеющих синхронные генераторы номинальной мощностью 500 МВт и более, а также атомных электростанций.

Б.2. Этапность настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы

Настройка АРВ сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы должна включать следующие основные этапы:

- создание физической модели энергосистемы;
- разработка программы проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов;
- проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Б.3. Создание физической модели энергосистемы

Б.3.1. Создание физической модели энергосистемы должно включать следующие стадии:

- разработка цифровой эталонной модели энергосистемы и выполнение в ней расчетов электрических режимов и устойчивости;
- создание цифровой эквивалентной модели энергосистемы;
- разработка, настройка и сборка электрической схемы физической модели энергосистемы;
- тестирование физической модели энергосистемы.

Б.3.2. Разработка цифровой эталонной модели энергосистемы и выполнение в ней расчетов электрических режимов и устойчивости.

Цифровая эталонная модель энергосистемы должна создаваться на основании исходных данных о параметрах схемы, ее структуре, характерных текущих и перспективных режимах. На цифровой эталонной модели энергосистемы должны быть выполнены расчеты установившихся режимов,

статической апериодической и колебательной устойчивости и электромеханических переходных процессов, которые должны выявить схемно-режимные особенности работы рассматриваемых станции и/или генератора в энергосистеме для их последующего учета при создании эквивалентной схемы.

Б.3.3. Создание цифровой эквивалентной модели энергосистемы.

Б.3.3.1. Эквивалентирование электрической схемы цифровой эталонной модели энергосистемы должно выполняться с использованием программ эквивалентирования. Используемая программа эквивалентирования должна обеспечить тождественное совпадение режимных параметров в полной схеме и сохраняемой части эквивалентной схемы, а также сохранение динамических свойств цифровой эталонной модели энергосистемы.

Б.3.3.2. Степень детализации энергосистемы должна быть определена путем оценки погрешностей эквивалентирования, полученных при выполнении сравнительных расчетов предельных электрических режимов в цифровых эталонной и эквивалентной моделях энергосистемы.

Б.3.3.3. Сравнительные расчеты предельных режимов должны выполняться в цифровых эталонной и эквивалентной моделях энергосистемы с использованием одинаковых траекторий утяжеления в направлении, обеспечивающем загрузку контролируемых сечений.

Б.3.3.4. Погрешность эквивалентирования (в процентах) должна определяться по формуле:

$$|\Delta\epsilon| = \frac{P_{\Sigma\text{ЭТ}} - P_{\Sigma\text{ЭК}}}{P_{\Sigma\text{ЭТ}}} \times 100,$$

где

$P_{\Sigma\text{ЭТ}}$ – предельный суммарный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эталонной модели энергосистемы;

$P_{\Sigma\text{ЭК}}$ – предельный суммарный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эквивалентной модели энергосистемы.

Б.3.3.5. Степень детализации электрической схемы цифровой эквивалентной модели энергосистемы считается допустимой, если погрешность эквивалентирования, определенная в соответствии с п. Б.3.3.4, не превышает 5 %.

Б.3.4. Разработка, настройка и сборка электрической схемы физической модели энергосистемы.

Электрическая схема физической модели энергосистемы должна быть разработана на базе схемы цифровой эквивалентной модели энергосистемы. Настройка электрической схемы физической модели энергосистемы включает в себя выставление характерных электрических режимов и моделирование расчетных возмущений.

Б.3.5. Тестирование физической модели энергосистемы.

Б.3.5.1. Тестирование физической модели энергосистемы должно выполняться путем:

–проверки соответствия параметров электрических режимов в тестируемой физической модели и цифровой эквивалентной модели энергосистемы;

–проверки соответствия параметров электрических режимов при технологических нарушениях (по данным регистраторов системы мониторинга переходных режимов) параметрам, полученным при воспроизведении этих технологических нарушений на тестируемой физической модели энергосистемы.

Б.3.5.2. Погрешность физического моделирования (в процентах) должна определяться по формуле:

$$|\Delta M| = \frac{P_{\Sigma \text{ЭК}} - P_{\Sigma M}}{P_{\Sigma \text{ЭК}}} \times 100,$$

где

$P_{\Sigma \text{ЭК}}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эквивалентной модели энергосистемы;

$P_{\Sigma M}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в тестируемой физической модели энергосистемы.

Б.3.5.3. Физическая модель энергосистемы считается корректной для выбора параметров настройки АРВ синхронных генераторов, если:

–погрешность моделирования, определенная в соответствии с п. Б.3.5.2, не превышает 5 %;

–частоты колебаний параметров электрических режимов при технологических нарушениях, зафиксированные в энергорайоне регистраторами системы мониторинга переходных режимов, отличаются не более чем на 5 % от частот колебаний параметров электрических режимов, полученных при воспроизведении этих технологических нарушений на тестируемой физической модели энергосистемы.

Б.4. Разработка программы проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

Б.4.1. Программа проверки параметров настройки должна предусматривать:

1) проверку предварительно выбранных и предоставленных собственником или иным законным владельцем электростанции параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов для характерных режимов в нормальной, ремонтных и послеаварийных схемах на:

–отсутствие возникновения синхронных колебаний при достижении предела передаваемой мощности;

–демпфирование колебаний в послеаварийных режимах при расчетных возмущениях;

–внутригрупповую устойчивость (для многоагрегатных станций);

–устойчивость работы синхронных генераторов с учетом действия устройств и комплексов ПА;

–соответствие параметров настройки релейной форсировки возбуждения требованиям Стандарта;

–устойчивость работы синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;

2) проверку параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов с учетом поэтапного ввода синхронных генераторов и сетевых объектов (при новом строительстве) или поэтапной реконструкции систем возбуждения и АРВ сильного действия синхронных генераторов (при замене систем возбуждения на действующих электростанциях);

3) корректировку при необходимости параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Б.4.2. При составлении программы проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов с Системным оператором должны быть согласованы: исходная электрическая схема сети, расчетные возмущения, балансы мощности и характерные режимы в нормальной, ремонтных и послеаварийных схемах.

Б.5. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

Б.5.1. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должна проводиться на физической модели энергосистемы в соответствии с разработанной программой согласно п. Б.4.

Б.5.2. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов может проводиться в присутствии представителей собственника или иного законного владельца электростанции, а также представителей завода-изготовителя АРВ сильного действия синхронных генераторов и Системного оператора.

При необходимости собственник или иной законный владелец электростанции совместно с представителями завода-изготовителя АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляет корректировку параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Приложение В
(обязательное)

МЕТОДИКА
проверки параметров настройки автоматических регуляторов
возбуждения сильного действия синхронных генераторов на цифровой
модели энергосистемы

В.1. Область применения

Настоящая методика должна применяться для проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы.

В.2. Этапность проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы

Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы должна включать следующие этапы:

- подготовка цифровой модели энергосистемы;
- выбор расчетных условий;
- выполнение проверочных расчетов;
- оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

В.3. Подготовка цифровой модели энергосистемы

В.3.1. Для проверки параметров настройки АРВ сильного действия должна использоваться цифровая модель энергосистемы, созданная в программах расчета переходных режимов и динамической устойчивости на базе динамической модели объединенной энергосистемы, включающей электростанцию, для синхронного генератора которой выполняется проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Цифровая модель энергосистемы должна быть актуализирована на момент проведения проверки.

В.3.2. Цифровая модель системы возбуждения синхронного генератора, для которого выполняется проверка параметров настройки АРВ сильного действия, в составе цифровой модели энергосистемы должна быть верифицирована.

В.3.3. Параметры настройки АРВ сильного действия синхронного генератора должны быть заданы в его цифровой модели в соответствии с

данными, предоставленными собственником или иным законным владельцем электростанции, в объеме, определяемом структурой цифровой модели.

Примечание.

При применении на синхронном генераторе АРВ сильного действия отечественного производства должны быть заданы следующие параметры:

– значение коэффициента усиления пропорционального канала регулятора напряжения (по отклонению напряжения): K_U – в единицах возбуждения номинальных, отнесенных к единице статорного напряжения (е.в.н./е.н.с.);

– значение коэффициента усиления дифференциального канала регулятора напряжения (по производной напряжения): K_{1U} – в единицах возбуждения номинальных, отнесенных к единице статорного напряжения за секунду (е.в.н./е.н.с./с);

– значение постоянной времени интегрального канала регулятора напряжения: $T_{и}$ – в секундах;

– значение коэффициента усиления канала внутренней стабилизации по производной тока ротора: K_{1IF} – в единицах возбуждения номинальных, отнесенных к единице тока ротора за секунду (е.в.н./е.т.р./с);

– значение коэффициента усиления канала системной стабилизации по частоте напряжения: K_F – в единицах возбуждения номинальных, отнесенных к частоте (в Герцах): е.в.н./Гц;

– значение коэффициента усиления канала системной стабилизации по производной частоты напряжения: K_{1F} – в единицах возбуждения номинальных, отнесенных к частоте (в Герцах за секунду): е.в.н./Гц/с.

При применении на синхронном генераторе АРВ сильного действия зарубежного производства, выполненного в соответствии со стандартом IEEE 421 «Руководство по идентификации, испытаниям, и оценке динамических характеристик систем регулирования возбуждения», в верифицированную модель регулятора вносятся все параметры (коэффициенты и постоянные времени), входящие в состав этой модели.

В.4. Выбор расчетных условий

В.4.1. Для каждого из режимов зимнего и летнего максимума и минимума потребления энергосистемы в программах расчета установившихся режимов должны быть подготовлены следующие характерные режимы:

– режим номинальной загрузки синхронного генератора по активной и реактивной мощности при номинальном напряжении статора в нормальной схеме электростанции;

– режим номинальной загрузки синхронного генератора по активной мощности и потребления реактивной мощности в соответствии с диаграммой мощности синхронного генератора (« P – Q диаграмма») с учетом параметров настройки ограничителя минимального возбуждения (вблизи границы ОМВ). Для формирования режима допускается моделирование подключения к шинам электростанции конденсаторной батареи требуемой мощности;

– режимы номинальной загрузки синхронного генератора по активной мощности в единичных ремонтных схемах (при выводе в ремонт поочередно всех отходящих от ОРУ 110–750 кВ электростанции линий электропередачи или автотрансформаторов связи);

–режимы номинальной загрузки синхронного генератора по активной мощности в двойных ремонтных схемах (при отключении поочередно всех отходящих от ОРУ 110–750 кВ электростанции линий электропередачи или автотрансформаторов связи в каждой из ремонтных схем).

В.4.2. Состав характерных режимов может быть расширен путем включения дополнительных режимов, отражающих наиболее тяжелые схемно-режимные условия.

В.5. Выполнение проверочных расчетов

В.5.1. Проверочные расчеты должны выполняться в программах расчета переходных режимов и динамической устойчивости.

В.5.2. Проверочные расчеты электромеханических переходных процессов должны производиться в каждом характерном режиме для трехфазных коротких замыканий длительностью 0,02 с на шинах ОРУ 110–750 кВ, к которым через трансформатор подключен синхронный генератор с проверяемым АРВ сильного действия.

В.5.3. Для АРВ сильного действия синхронных генераторов в каждом из характерных режимов необходимо выполнить два расчета электромеханического переходного процесса при указанных в п. В.5.2 возмущениях. Первый расчет необходимо выполнить с имеющимися параметрами настройки каналов стабилизации или при включенном системном стабилизаторе, второй – при выведенных каналах стабилизации или при отключенном системном стабилизаторе.

В.5.4. В процессе расчета должны регистрироваться графики изменения следующих параметров электромеханического переходного процесса:

- активная мощность синхронного генератора;
- перетоки активной мощности по линиям электропередачи, отходящим от ОРУ электростанции.

В.6. Оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

В.6.1. Оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должна выполняться путем анализа графиков изменения параметров электромеханического переходного процесса, зарегистрированных в соответствии с п. В.5.4.

В.6.2. Критериями эффективности параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов являются:

–уменьшение времени затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации (включенном системном стабилизаторе) во всех характерных режимах по сравнению со временем затухания при выведенных каналах стабилизации (отключенном системном стабилизаторе);

–демпфирование электромеханических переходных процессов во всех характерных режимах на частоте колебаний ротора синхронного генератора за время, не превосходящее 15 с.

В.6.3. Если критерии эффективности параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов не выполняются хотя бы в одном из характерных режимов, параметры настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должны быть скорректированы.

В.6.4. Оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов после их коррекции должна быть выполнена после проведения повторных расчетов в объеме п. В.5.

МЕТОДИКА

проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов

Г.1. Область применения

Методика должна применяться при проведении сертификационных испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов для проверки на соответствие требованиям стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов».

Г.2. Этапность подготовки и проведения сертификационных испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов

Сертификационные испытания АРВ сильного действия синхронных генераторов должны проводиться на физической модели энергосистемы (далее – тестовая модель энергосистемы) и содержать следующие этапы:

- сборка тестовой модели энергосистемы;
- проведение сертификационных испытаний;
- анализ результатов сертификационных испытаний;
- создание цифровой модели сертифицированного АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Г.3. Сборка тестовой модели энергосистемы

Г.3.1. Общие положения

Г.3.1.1. Тестовая модель энергосистемы должна быть собрана в соответствии со схемой, приведенной в п. Г.3.2.

Г.3.1.2. Тестовая модель энергосистемы должна быть оснащена:

- АРВ синхронных генераторов и автоматическими регуляторами скорости турбин;
- устройствами, реализующими короткие замыкания различного вида;
- устройствами моделирования действия РЗА;
- системой контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима.

Г.3.2. Схема тестовой модели энергосистемы

Г.3.2.1. Схема должна включать 6 синхронных генераторов со своими блочными трансформаторами, 5 узлов нагрузки и 7 линий электропередачи.

Синхронные генераторы Г-1_1, Г-1_2, Г-1_3 должны представлять модель электрической станции № 1, оснащенной тремя одинаковыми

синхронными генераторами, работающими на шины 500 кВ, на один или два из которых устанавливаются сертифицируемые АРВ сильного действия.

Схема тестовой модели энергосистемы должна соответствовать схеме, представленной на рис. Г.1.

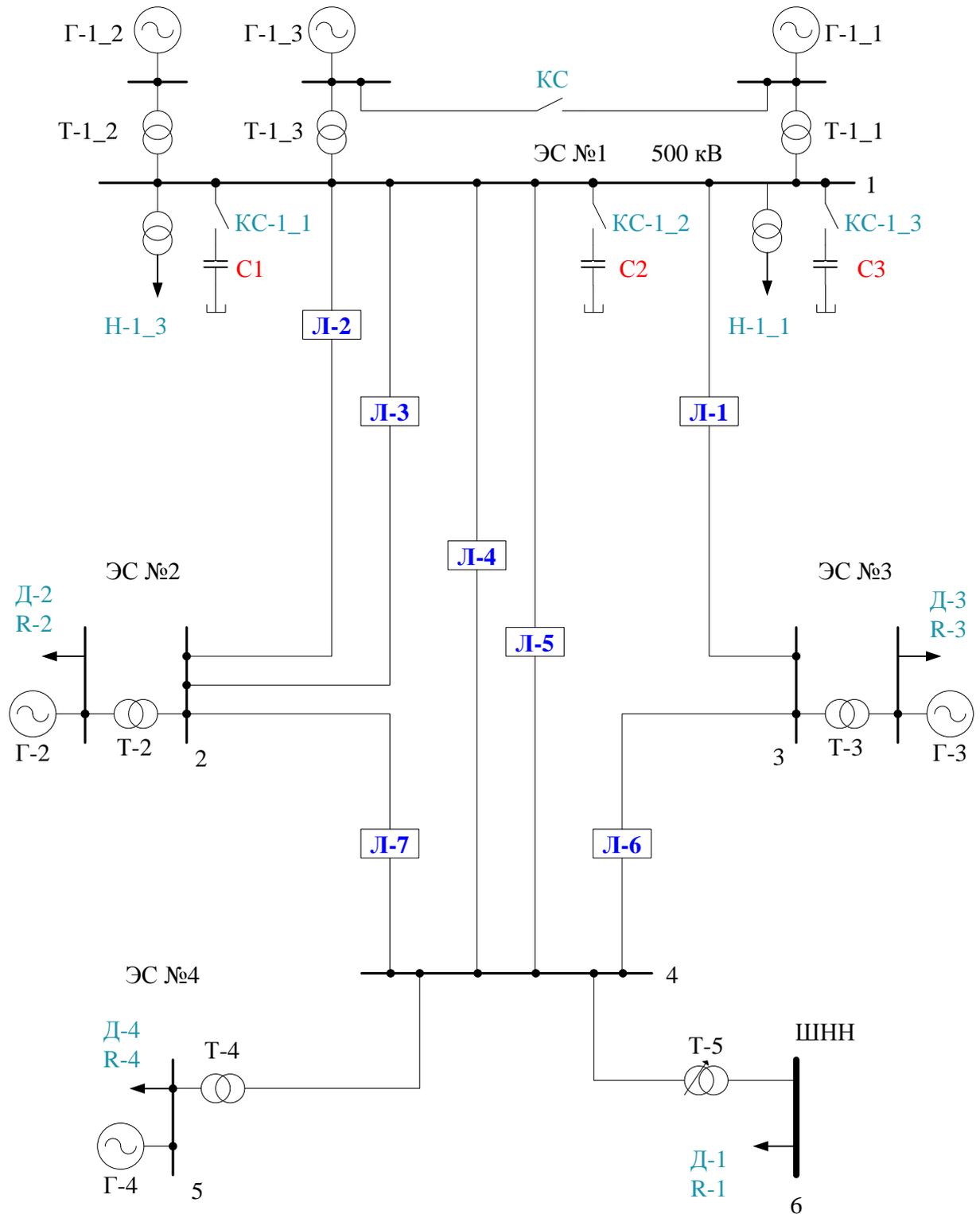


Рис. Г.1. Схема тестовой модели энергосистемы для сертификационных испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов (Электрическая станция (ЭС), генератор (Г), трансформатор (Т), асинхронный двигатель нагрузки (Д), активный шунт нагрузки (R), нагрузка (Н), линия электропередачи (Л), емкость (С), контактор (КС), шины неизменного напряжения (ШНН))

Г.3.2.2. Тестовая модель энергосистемы должна иметь возможность осуществления переключений, необходимых для проведения экспериментов, указанных в таблице Г.6.

Г.3.2.3. Диапазон изменения нагрузки потребления, подключенной к шинам электрических станций №1–3 и эквивалентной энергосистемы (генератор Г-4), должен обеспечивать возможность создания величин перетоков по ветвям физической модели, указанных на рис. Г.2–Г.18.

Г.3.2.4. Параметры линий электропередачи, трансформаторов, синхронных генераторов, нагрузок и емкостей тестовой модели энергосистемы приведены в табл. Г.1–Г.4.

Таблица Г.1. Параметры линий электропередачи, приведенные к напряжению 500 кВ

Номера узлов примыкания	Обозначение линии	X_1	X_0	R_1	R_0
		Ом	Ом	Ом	Ом
1–3	Л-1	100	370	10	59
1–2	Л-2	50	185	5	29
	Л-3	100	370	10	59
1–4	Л-4	25	91	2.5	15
	Л-5	100	370	10	59
3–4	Л-6	50	185	5	29
2–4	Л-7	50	185	5	29

Таблица Г.2. Параметры синхронных генераторов и трансформаторов

Номер генератора или транс- форматора	$P_{ном}$	$\cos\varphi$	U	Реактивности			T_{do}	T_j	X_T	K_T
				X_d	X_d'	X_d''				
	МВт		кВ	о.е.	о.е.	о.е.	с	с	о.е.	
1_1	2000	0.8	500	1.68	0.3	0.18	7	7	0.13	2.38
1_2	2000	0.8	500	1.68	0.3	0.18	7	7	0.13	2.38
1_3	2000	0.8	500	1.68	0.3	0.18	7	7	0.13	2.38
2	7200	0.8	500	1.06	0.17	0.086	7	10	0.13	2.18
3	2000	0.8	500	1.07	0.15	0.06	7	9	0.13	2.18
4	100 000	0.8	500	9.8	1.98	0.21	7	8	1.4*	2.18
5	ШНН – шины неизменного напряжения								1	2.27

*) В реактивность трансформатора Т-4 включена реактивность примыкания эквивалентного генератора к шинам 500 кВ.

Таблица Г.3. Параметры нагрузок

Номер нагрузки	Промышленная нагрузка (асинхронный двигатель)	Бытовая нагрузка (активный шунт)
	$P_{ном}$	$P_{ном}$
	МВт	МВт
Н-1_1	880	400
Н-1_3	240	200
Д-2, R-2	4000	2800
Д-3, R-3	1200	800
Д-4, R-4	4000	1200
Д-1, R-1	4000	2800

Таблица Г.4. Параметры емкостей

C1	C2	C3
Мвар	Мвар	Мвар
190	940	940

В таблицах Г.1, Г.2 и Г.3 используются следующие обозначения:
 X_1 – индуктивное сопротивление прямой последовательности;
 X_0 – индуктивное сопротивление нулевой последовательности;
 $P_{ном}$ – номинальная активная мощность;
 U – напряжение на высокой стороне трансформатора;
 X_d – продольное синхронное индуктивное сопротивление;
 X_d' – продольное переходное синхронное индуктивное сопротивление;
 X_d'' – продольное сверхпереходное синхронное индуктивное сопротивление;
 T_{do} – постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой статорной обмотке;
 T_j – механическая инерционная постоянная агрегата (генератора и турбины);
 $\cos\varphi$ – коэффициент мощности;
 X_T – индуктивное сопротивление трансформатора.

Г.3.3. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов и автоматические регуляторы скорости турбин

Г.3.3.1. Синхронные генераторы Г-1_1, Г-1_2, Г-1_3 должны быть оснащены быстродействующими тиристорными системами возбуждения и АРВ сильного действия синхронных генераторов. В зависимости от проводимых в рамках испытаний экспериментов АРВ одного или двух генераторов Г-1_1, Г-1_3 должны заменяться сертифицируемыми АРВ сильного действия синхронных генераторов. Остальные синхронные генераторы должны быть оснащены электромашинными системами возбуждения с регуляторами пропорционального типа.

Г.3.3.2. Настройка всех АРВ, которыми оснащены синхронные генераторы тестовой модели (кроме сертифицируемых АРВ), должна быть выполнена в соответствии с параметрами, приведенными в табл. Г.5.

Таблица Г.5.
Параметры настройки АРВ синхронных генераторов тестовой модели

Номер генератора	ТИП СВ	ТИП АРВ	Коэффициенты					$T_{СВ}$	$T_{АРВ}$
			K_U	K_{1U}	K_{1IF}	K_F	K_{1F}	с	с
			е.в.н./ е.н.с.	е.в.н./ е.н.с./с	е.в.н./ е.т.р./с	е.в.н./ Гц	е.в.н./ Гц/с		
1_2	Тиристорная	АРВ-СД	50	3.6	0.4	2.6	2.5	0.03	0.04
2	Электромашинная	АРВП	15	–	–	–	–	2	0.12
3	Электромашинная	АРВП	15	–	–	–	–	2	0.12
4	Электромашинная	АРВП	15	–	–	–	–	2	0.12

Обозначения, используемые в таблице Г.5:

– K_U – коэффициент усиления пропорционального канала регулятора напряжения (по отклонению напряжения);

– K_{1U} – коэффициент усиления дифференциального канала регулятора напряжения (по производной напряжения);

– K_{1IF} – коэффициент усиления канала внутренней стабилизации по производной тока ротора;

– K_F – коэффициент усиления канала системной стабилизации по частоте напряжения;

– K_{1F} – коэффициент усиления канала системной стабилизации по производной частоты напряжения;

– $T_{СВ}$ – постоянная времени системы возбуждения;

– $T_{АРВ}$ – постоянная времени АРВ;

–АРВ-СД – автоматический регулятор возбуждения сильного действия;

–АРВП – автоматический регулятор возбуждения пропорционального типа.

Г.3.3.3. Все электростанции тестовой модели энергосистемы должны быть оснащены устройствами, моделирующими автоматические регуляторы скорости турбины со статизмом регулирования 5 %.

Г.3.4. Система контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима

Г.3.4.1. Тестовая модель энергосистемы должна быть оснащена системой контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима.

Г.3.4.2. Система контроля параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать измерение и визуализацию напряжений во всех узлах схемы и потоков активной мощности в ветвях тестовой модели энергосистемы.

Г.3.4.3. Система регистрации параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать одновременную синхронизированную по времени регистрацию следующих электрических параметров:

- перетоки активной мощности по линиям электропередачи Л-1 [P₁₋₃], Л-2, Л-3 [P₁₋₂], Л-4 и Л-5 [P₁₋₄]¹;
- активная и реактивная мощности генераторов Г-1_1 [P_{г-1}, Q_{г-1}], Г-1_2 [P_{г-2}, Q_{г-2}] и Г-1_3 [P_{г-3}, Q_{г-3}];
- напряжения статора генераторов Г-1_1 [U_{г-1}], Г-1_2 [U_{г-2}] и Г-1_3;
- напряжения возбуждения генераторов Г-1_1 [U_{f-1}], Г-1_2 и Г-1_3;
- токи возбуждения генераторов Г-1_1 [i_{f-1}], Г-1_2 и Г-1_3;
- напряжения фаз А, В [U_{1b}] и С на шинах 500 кВ узла 1;
- частота электрического тока, измеренного в узле 1 [df];
- относительный угол между ЭДС генератора Г-1_1 (Г-1_2) и напряжением узла 4 [б₁₋₄];
- относительный угол между ЭДС генератора Г-3 и ЭДС генератора Г-1_1 (Г-1_2);
- относительный угол между ЭДС генератора Г-2 и ЭДС генератора Г-1_1 (Г-1_2).

Г.3.4.4. Система регистрации параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать:

- измерение фиксируемых параметров электроэнергетического режима с дискретностью не более 1 мс;
- запись фиксируемых параметров электроэнергетического режима с дискретностью не более 20 мс;
- запись фиксируемых параметров электроэнергетического режима в течение не менее 180 с.

Г.3.5. Подключение сертифицируемого АРВ сильного действия к синхронному генератору

Подключение сертифицируемого АРВ к физической модели должно осуществляться в соответствии с документацией завода-изготовителя АРВ.

Подключение должно обеспечить адекватное функционирование АРВ при выполнении всех экспериментов программы испытаний.

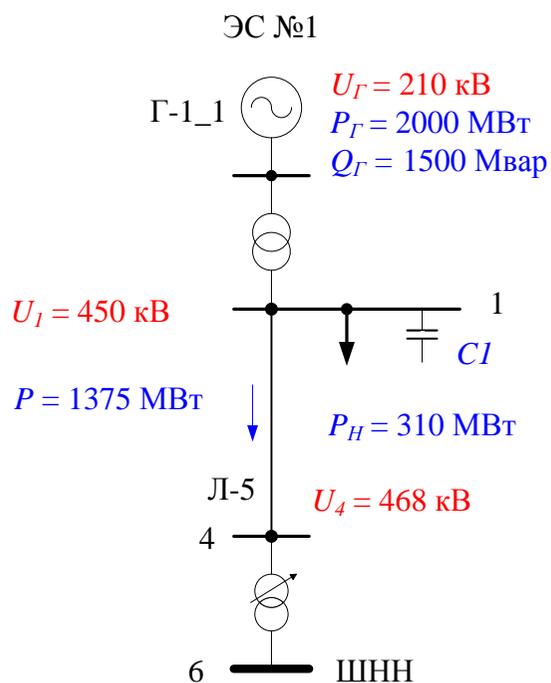
Г.4. Проведение сертификационных испытаний

Г.4.1. Схемно-режимные условия проведения сертификационных испытаний

Г.4.1.1. Сертификационные испытания должны проводиться в схемно-режимных условиях, указанных на рис. Г.2–Г.18.

¹ В квадратных скобках приведены обозначения электрических параметров, использующиеся на рис. Г 19–Г.33.

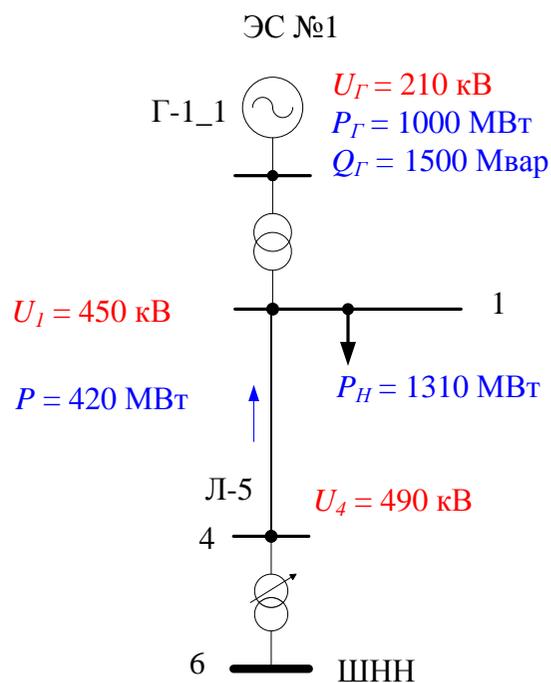
Схема 1. Режим 1



$$X_{1-4} = 100 \text{ Ом}$$

Рис. Г.2

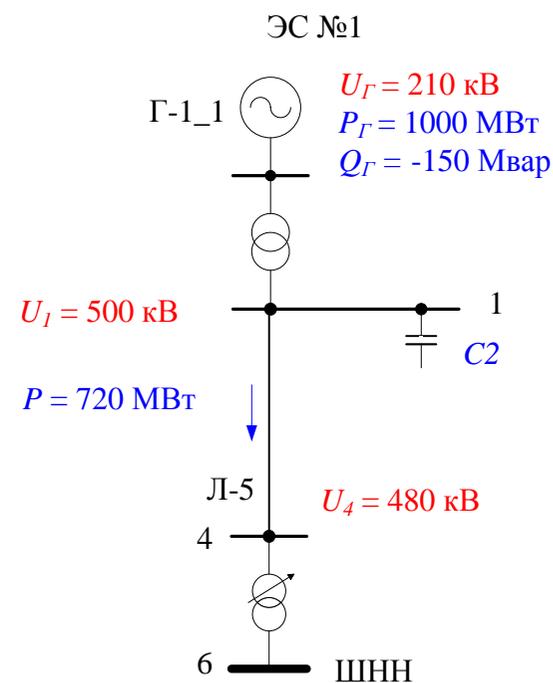
Схема 1. Режим 2



$$X_{1-4} = 100 \text{ Ом}$$

Рис. Г.3

Схема 1. Режим 3



$$X_{1-4} = 100 \text{ Ом}$$

Рис. Г.4

Схема 2.1. Режим 4

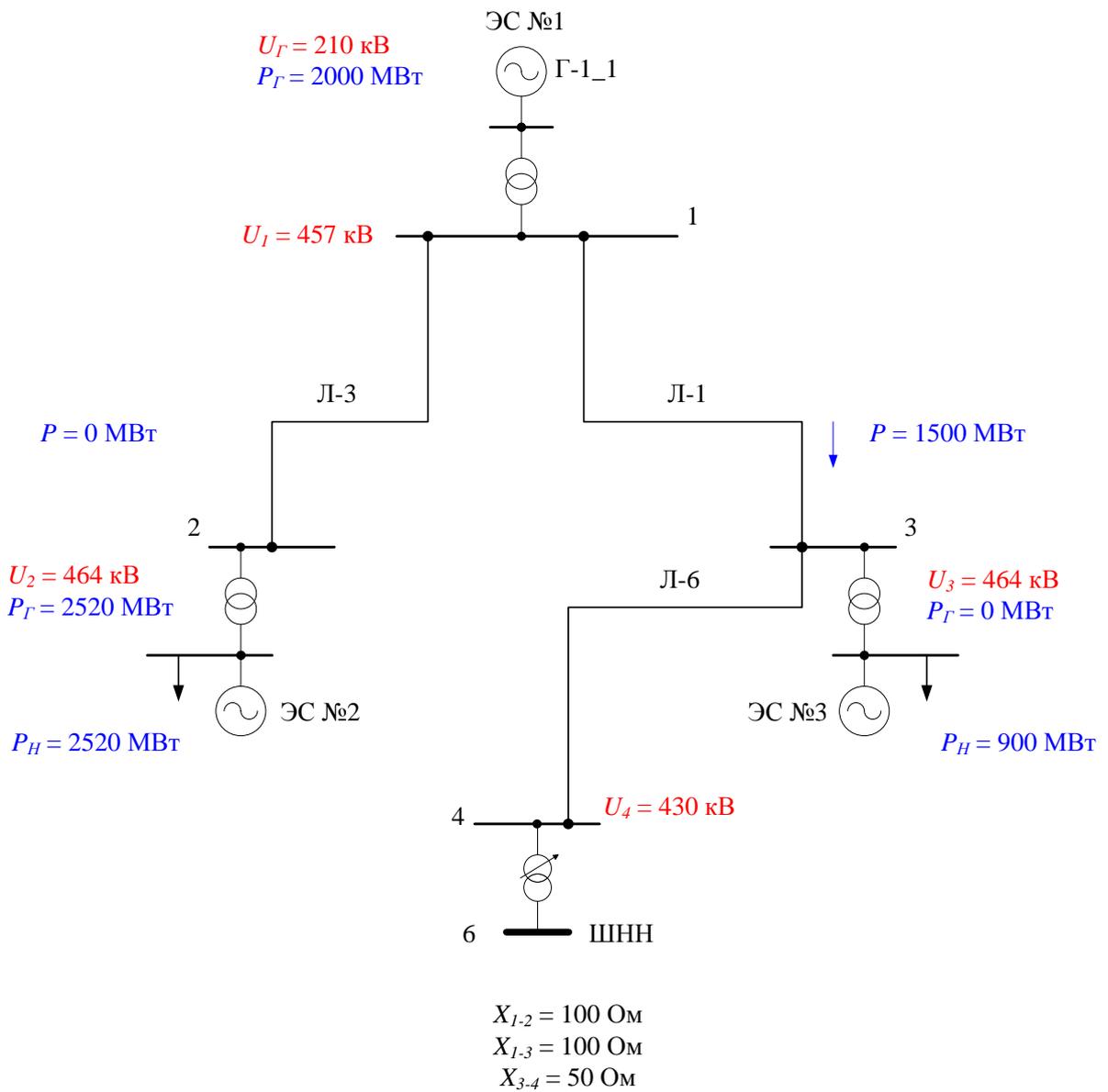


Рис. Г.5

Схема 2.2. Режим 4

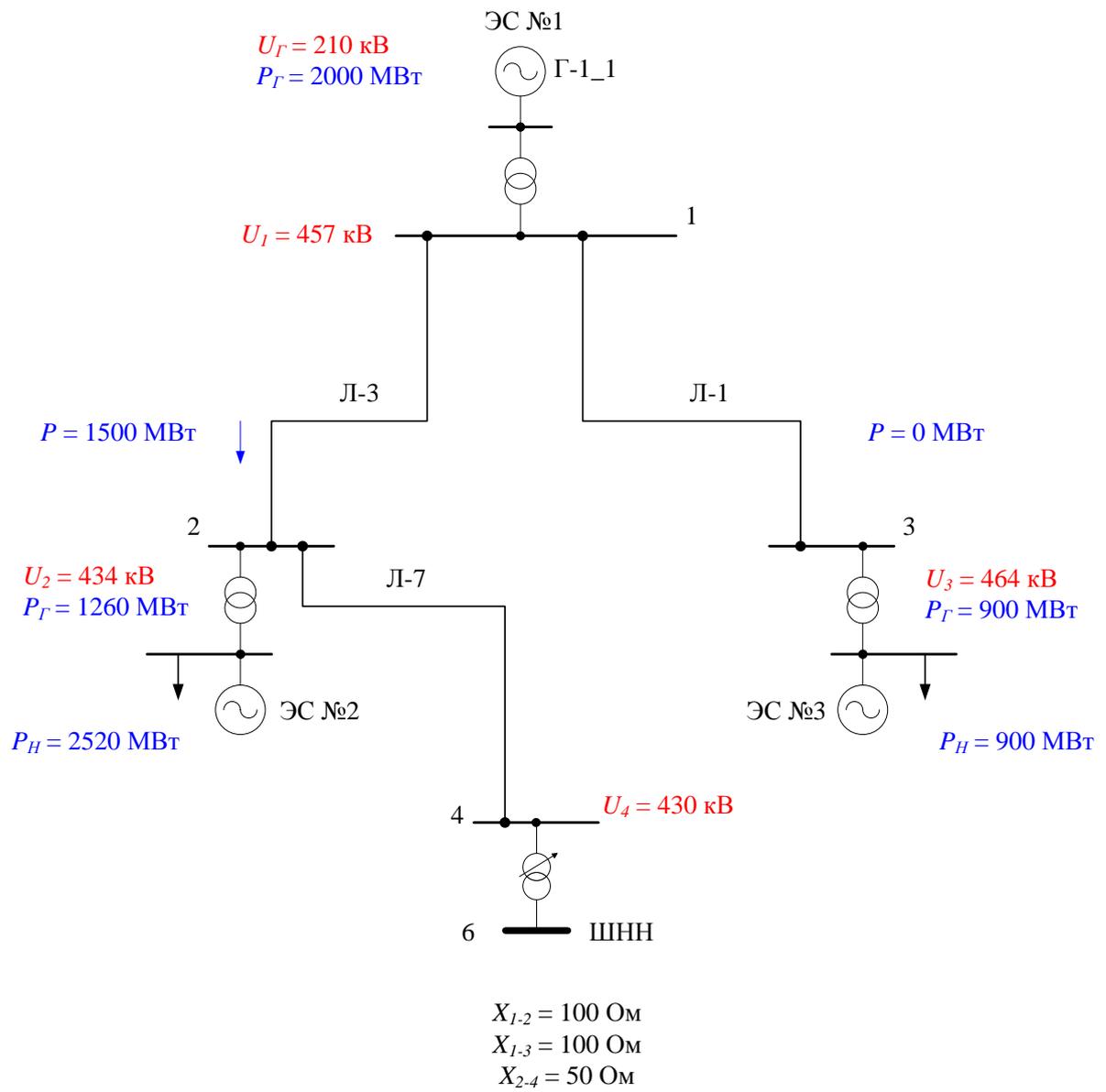


Рис. Г.6

Схема 3. Режим 5

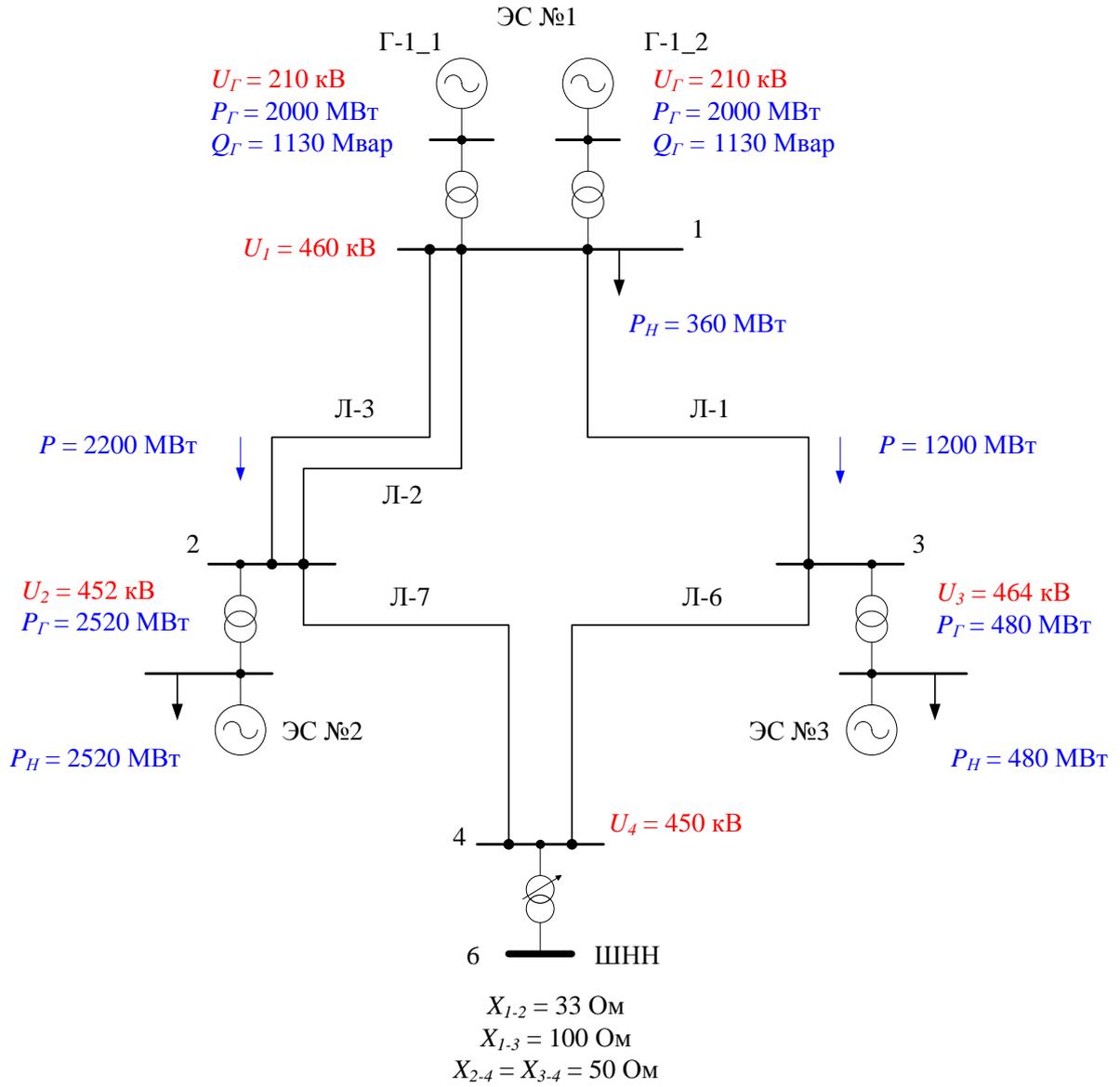


Рис. Г.7

Схема 3. Режим 6

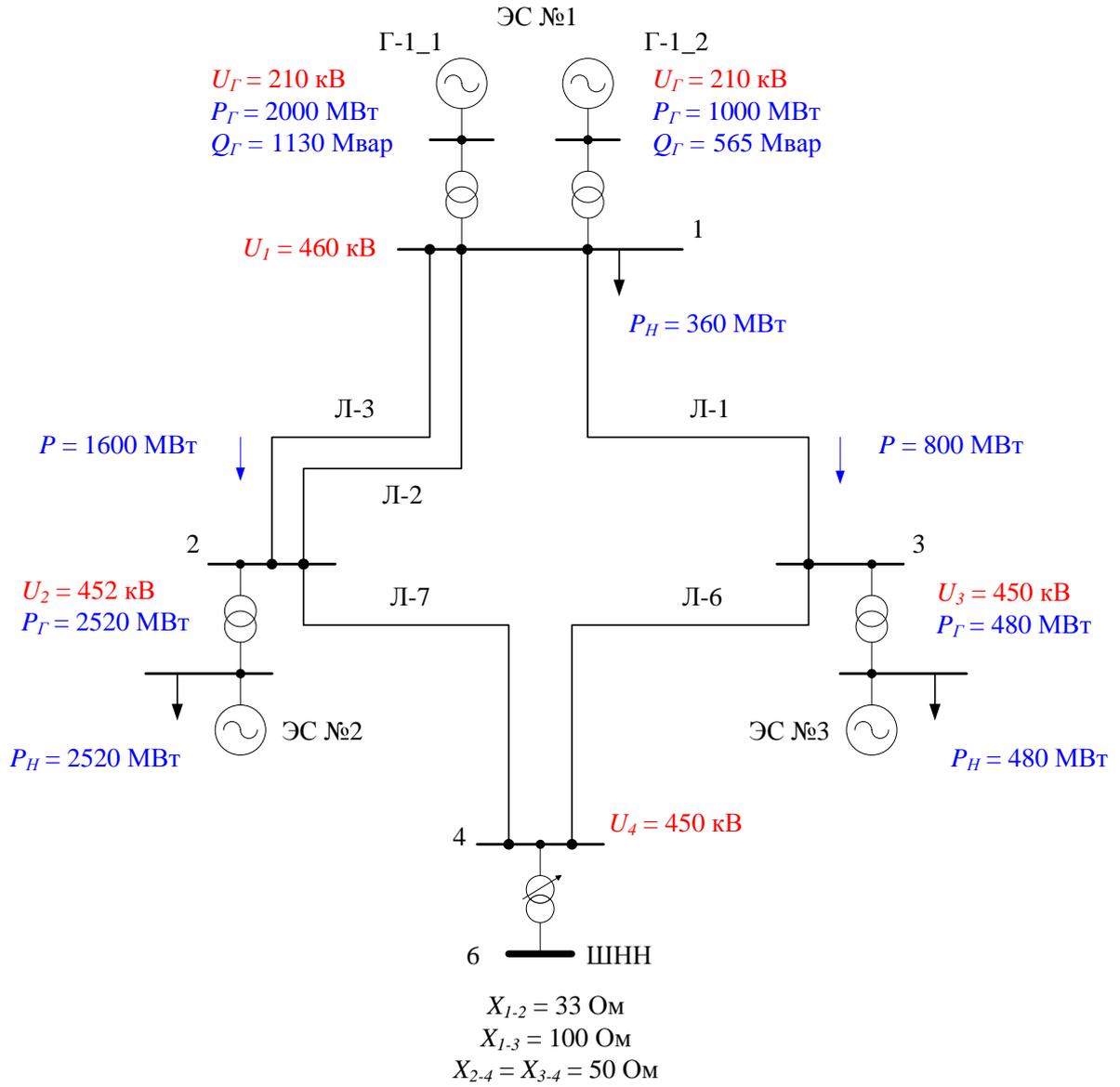


Рис. Г.8

Схема 3. Режим 7

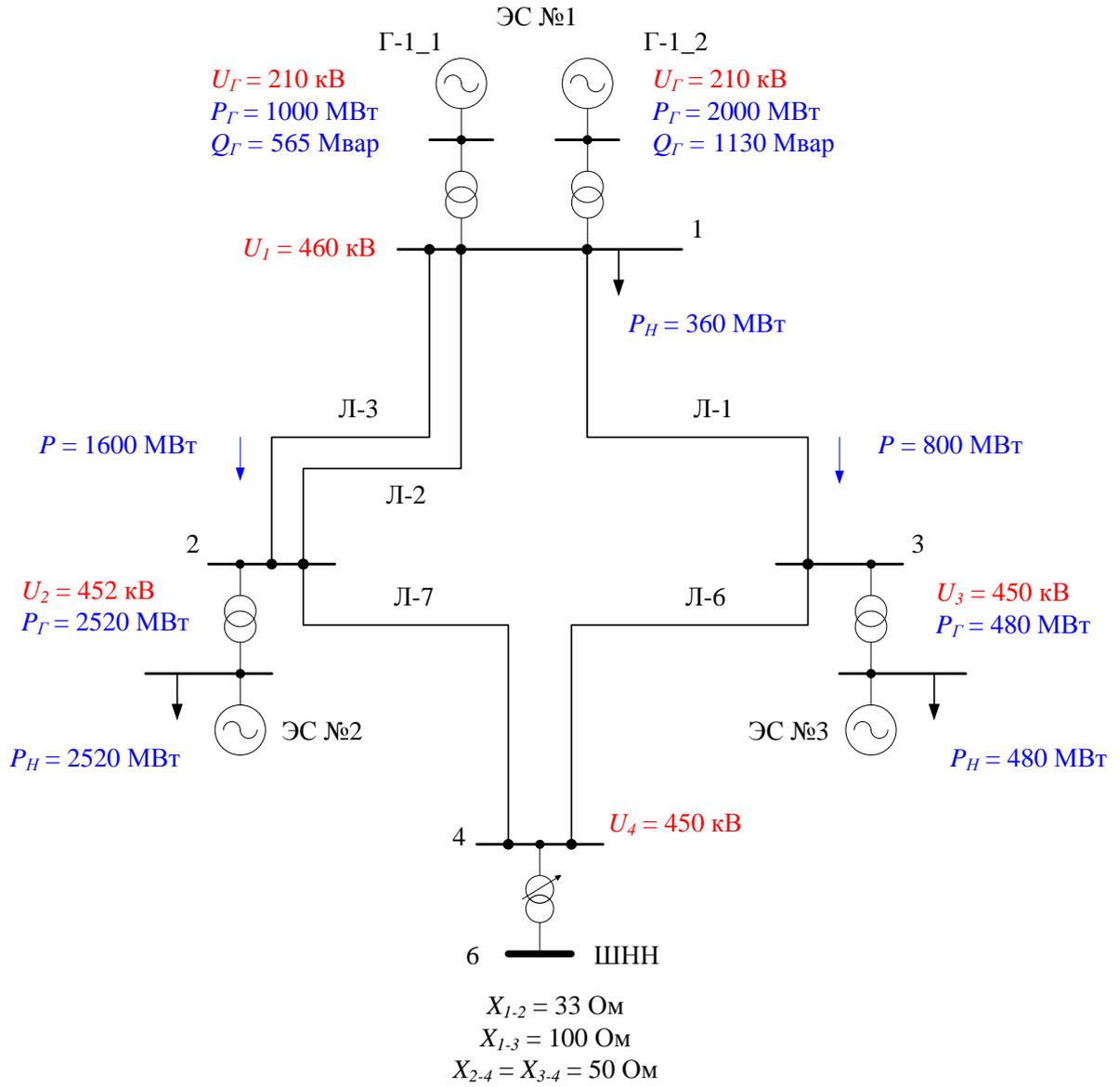


Рис. Г.9

Схема 3. Режим 8

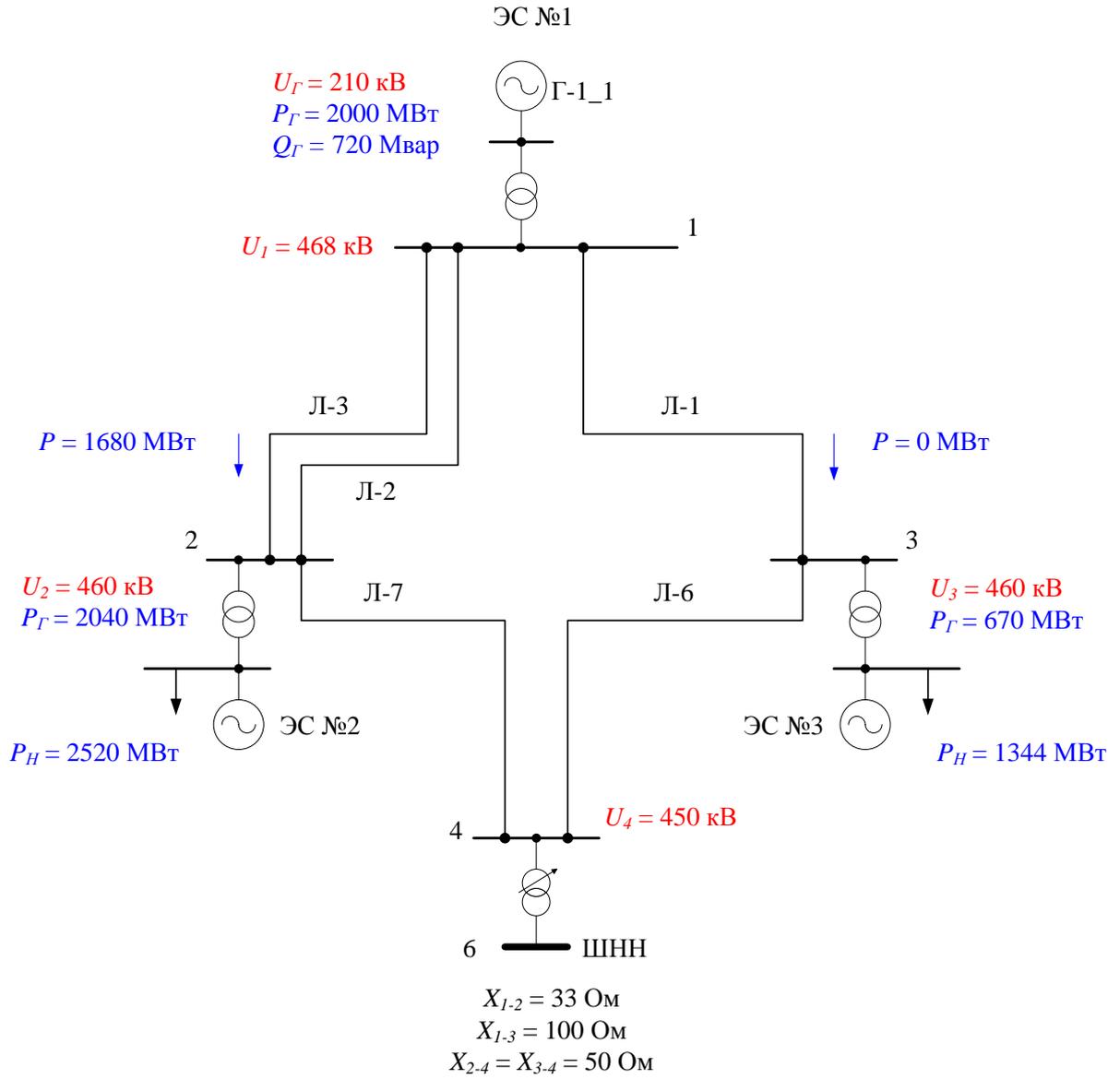


Рис. Г.10

Схема 4. Режим 9

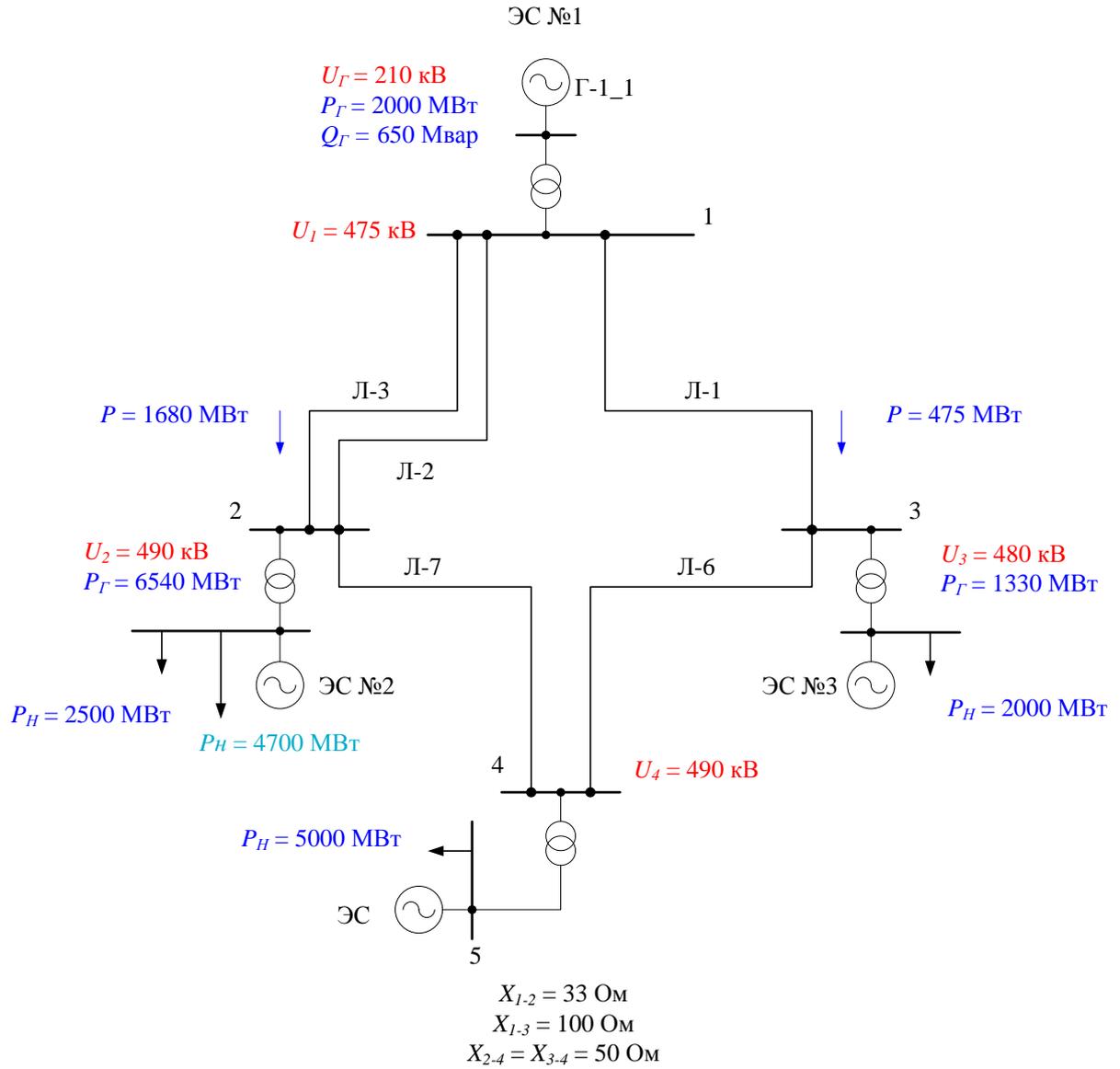


Рис. Г.11

Схема 4. Режим 10

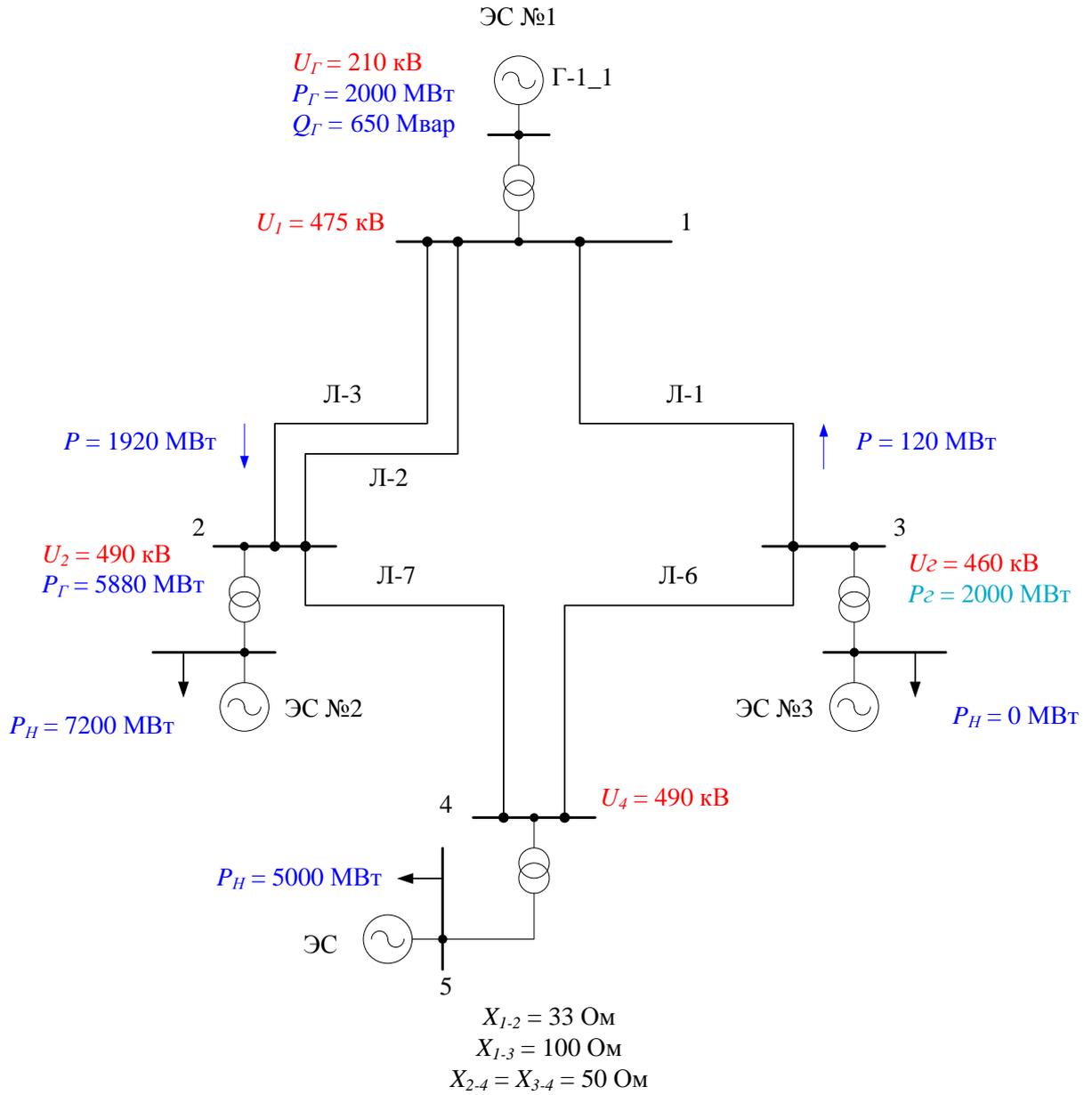


Рис. Г.12

Схема 3. Режим 11

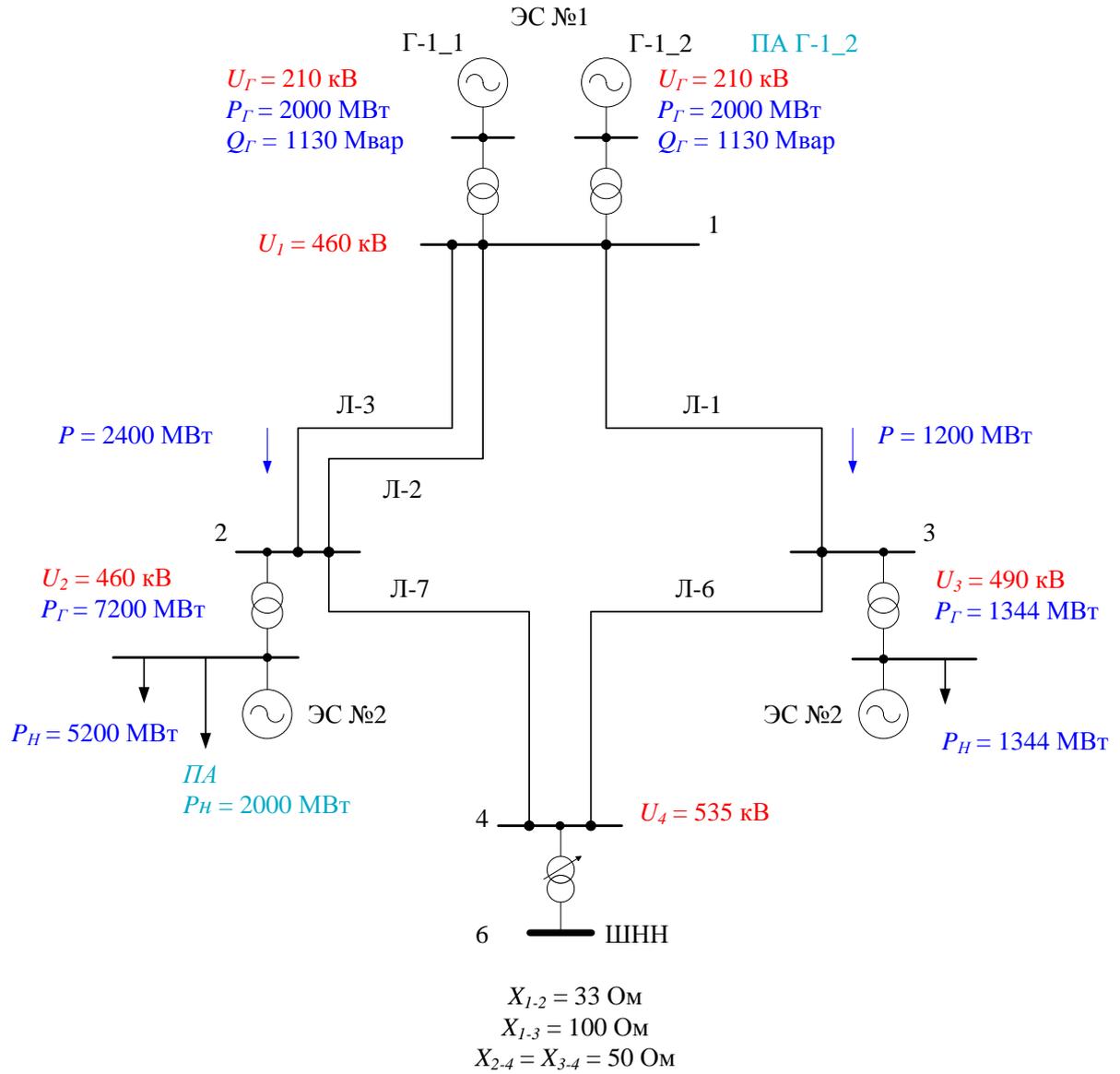


Рис. Г.13

Схема 4. Режим 12

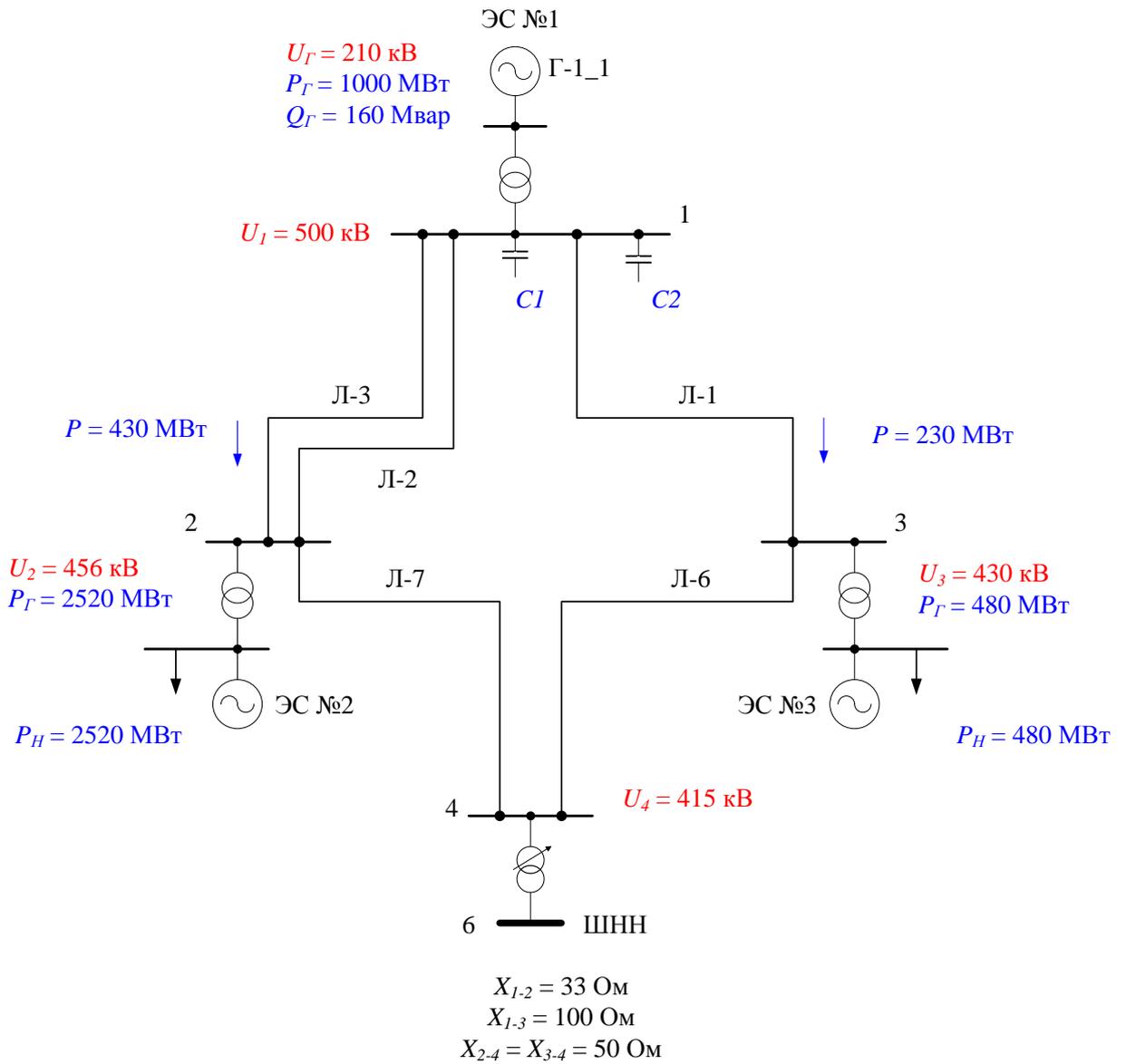
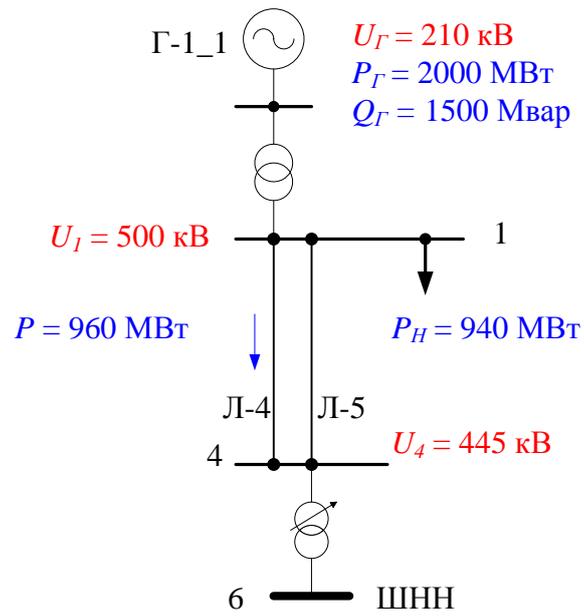


Рис. Г.14

Схема 5. Режим 13

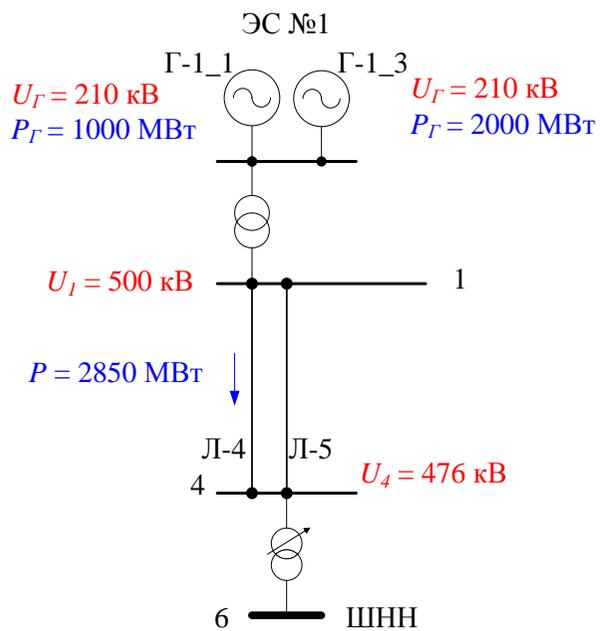
ЭС №1



$$X_{Л-4} = 20 \text{ Ом}$$

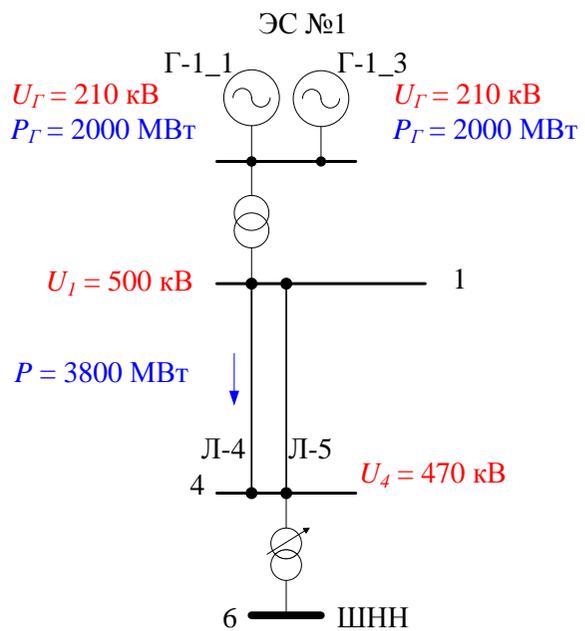
Рис. Г.15

Схема 6. Режим 14



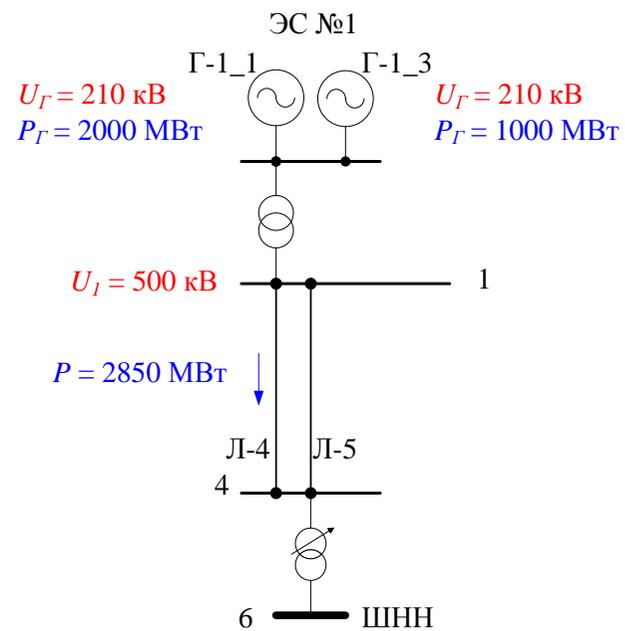
$X_{1-4} = 20 \text{ Ом}$
Рис. Г.16

Схема 6. Режим 15



$X_{1-4} = 20 \text{ Ом}$
Рис. Г.17

Схема 6. Режим 16



$X_{1-4} = 20 \text{ Ом}$
Рис. Г.18

Г.4.1.2. Проверка работы АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляется путем реализации следующих возмущений:

1) тестовые возмущения:

– ступенчатое изменение уставки по напряжению сертифицируемого АРВ на +5 % от номинального значения (тестовое возмущение 1);

– однофазное короткое замыкание (длительностью 0,03 с) на шинах электрической станции № 1 (тестовое возмущение 2);

– ступенчатое изменение напряжения на шинах электрической станции № 1 путем подключения емкости С3 к шинам электрической станции № 1 (тестовое возмущение 3);

2) нормативные возмущения в соответствии с [1] со следующими параметрами:

– длительность КЗ 0,12 с;

– длительность бестоковой паузы ОАПВ 1 с;

– длительность бестоковой паузы ТАПВ 2 с;

– время отключения фазы от УРОВ при отказе выключателя 0,35 с;

– запаздывание на ввод управляющего воздействия от ПА 0,4 с с момента возникновения короткого замыкания.

Г.4.2. Проведение сертификационных испытаний

Г.4.2.1. Сертификационные испытания проводятся в соответствии с программой испытаний, разработанной органом по добровольной сертификации.

Программа сертификационных испытаний должна в минимальном объеме включать эксперименты, указанные в табл. Г.6, проведение которых обеспечивает:

– проверку эффективности настройки каналов стабилизации или системного стабилизатора;

– проверку аperiodического характера нарушения статической устойчивости;

– оценку качества стабилизации режима и проверку отсутствия внутригрупповой неустойчивости при совместной работе синхронных генераторов с АРВ различной структуры;

– оценку качества демпфирования аварийных колебаний при реализации коротких замыканий;

– оценку корректности работы функции блокировки АРВ при изменении частоты электрического тока;

– оценку корректности работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным;

– проверку обеспечения эффективности работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом действия устройств и комплексов ПА;

– проверку корректности действия ограничителя минимального возбуждения;

– проверку корректности действия ограничителя двукратного тока возбуждения;

– проверку обеспечения эффективности работы АРВ сильного действия синхронных генераторов в схеме укрупненного блока.

Г.4.2.2. Настройка сертифицируемых АРВ сильного действия синхронных генераторов должна быть выполнена заявителем в соответствии с параметрами, выбранными для тестовой модели энергосистемы.

Г.4.2.3. Все эксперименты, предусмотренные в программе сертификационных испытаний, должны выполняться при неизменных параметрах настройки сертифицируемых АРВ.

Г.4.2.4. Если в процессе испытаний выявлена необходимость корректировки выбранных параметров настройки (отсутствие положительных результатов экспериментов в соответствии с табл. Г.6), то заявитель или уполномоченное им лицо осуществляет корректировку параметров настройки сертифицируемых АРВ.

В этом случае все эксперименты, предусмотренные программой сертификационных испытаний, должны быть выполнены повторно с новыми параметрами настройки АРВ.

Г.4.2.5. Соответствие сертифицируемого АРВ сильного действия синхронного генератора требованиям Стандарта не может быть подтверждено при отсутствии возможности выбора параметров настройки, обеспечивающих наличие положительного результата каждого эксперимента.

Г.4.2.6. Регистрация параметров электроэнергетического режима должна проводиться для каждого эксперимента.

Таблица Г.6. Минимально необходимый объем сертификационных испытаний АРВ

№ эксп.	Вид схемы	Режим	Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима	Цель проверки	Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора
1	Схема 1	Режим 1 ($P_{Г11}=P_{ГНОМ}$; $Q_{Г11}=Q_{ГНОМ}$)	Тестовое возмущение 1	Проверка эффективности настройки каналов стабилизации или системного стабилизатора	Введен
2			Выведен		
3			Тестовое возмущение 2		Введен
4			Выведен		
5			Тестовое возмущение 3		Введен
6			Выведен		
7		Режим 2 ($P_{Г11}=0.5P_{ГНОМ}$; $Q_{Г11}=Q_{ГНОМ}$)	Тестовое возмущение 1		Введен
8			Выведен		
9			Тестовое возмущение 2		Введен
10			Выведен		
11			Тестовое возмущение 3		Введен
12			Выведен		
13		Режим 3 ($P_{Г11}=0.5P_{ГНОМ}$; $Q_{Г11}=-0.1Q_{ГНОМ}$)	Тестовое возмущение 1		Введен
14			Выведен		
15			Тестовое возмущение 2		Введен
16			Выведен		
17			Тестовое возмущение 3		Введен
18			Выведен		
19	Схема 2.1	Режим 4	Увеличение перетока по линии Л-3 за счет уменьшения мощности ЭС №2 до нарушения устойчивости	Проверка аperiodического характера нарушения статической устойчивости	Введен
20					Выведен
21	Схема 2.2	Режим 4	Увеличение перетока по линии Л-1 за счет уменьшения мощности ЭС №3 до нарушения устойчивости		Введен
22					Выведен

Продолжение таблицы Г.6

№ эксп.	Вид схемы	Режим	Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима	Цель проверки	Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора
23	Схема 3	Режим 5 ($P_{Г11}=P_{Г12}=P_{ном}$)	Тестовое возмущение 1	Оценка качества стабилизации режима и проверка отсутствия внутригрупповой неустойчивости при совместной работе синхронных генераторов с АРВ различной структуры (сертифицируемый АРВ устанавливается на Г-1_1; на Г-1_2 – регулятор типа АРВ-СД)	На АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен
24					На АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен
25					На АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен
26					На АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен
27					На АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен
28					На АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен
29		На АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен			
30		На АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен			
31		Режим 6 ($P_{Г11}=P_{ном}$; $P_{Г12}=0.5P_{ном}$)	Тестовое возмущение 1		На АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен
32					На АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен
33					На АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен
34					На АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен
35					На АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен
36					На АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен
37		Режим 7 ($P_{Г11}=0.5P_{ном}$; $P_{Г12}=P_{ном}$)	Тестовое возмущение 2		На АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен
38	На АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен				

Продолжение таблицы Г.6

№ эксп.	Вид схемы	Режим	Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима	Цель проверки	Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора
39	Схема 3	Режим 8	Отключение линии Л-2	Оценка качества демпфирования аварийных колебаний при реализации коротких замыканий	Введен
40					Выведен
41			Однофазное КЗ вблизи шин ЭС №1 с успешным ОАПВ линии Л-2		Введен
42					Выведен
43			Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС №1 с успешным ТАПВ линии Л-2		Введен
44					Выведен
45			Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС №1 с отключением линии Л-2		Введен
46					Выведен
47			Однофазное КЗ вблизи шин ЭС №1 с неуспешным ОАПВ линии Л-2		Введен
48					Выведен
49			Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС №1 с неуспешным ТАПВ линии Л-2		Введен
50					Выведен
51			Отключение линии Л-2 действием УРОВ при двухфазном коротком замыкании на землю вблизи шин ЭС №1 с отказом фазы выключателя		Введен
52					Выведен

Продолжение таблицы Г.6

№ эксп.	Вид схемы	Режим	Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима	Цель проверки	Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора	
53	Схема 4	Режим 9	Аварийное отключение нагрузки в приемной энергосистеме – отключение нагрузки ЭС №2 (частота в послеаварийном режиме 50.5 Гц)	Оценка корректности работы функции блокировки АРВ при изменении частоты электрического тока	Введен	
54					Выведен	
55		Режим 10			Аварийное отключение генератора в приемной энергосистеме – отключение генератора ЭС № 3 (частота в послеаварийном режиме 49.5 Гц)	Введен
56						Выведен
57	Схема 3	Режим 8 снижение мощности ЭС №2 до предельно устойчивого перехода	Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС №1 с неуспешным ТАПВ линии Л-2	Оценка корректности работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным	Введен	
58					Выведен	
59		Режим 8 снижение мощности ЭС № 2 до неустойчивого перехода			Введен	
60					Выведен	
61	Схема 3	Режим 11	Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС №1 с неуспешным ТАПВ линии Л-2 и отключением от ПА Г-1_2 и нагрузки ЭС №2	Проверка обеспечения эффективности работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом действия устройств и комплексов ПА	Введен	
62					Выведен	

Продолжение таблицы Г6

№ эксп.	Вид схемы	Режим	Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима	Цель проверки	Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора
63	Схема 4	Режим 12	Медленное увеличение напряжения Уг ЭС. Вход в зону ОМВ	Проверка корректности действия ограничителя минимального возбуждения	Введен
64			Медленное снижение напряжения Уг ЭС. Выход из зоны ОМВ		Введен
65			Медленное увеличение активной мощности генератора ЭС №1 до входа в зону ОМВ		Введен
66			Скачкообразное увеличение напряжения на шинах 500кВ ЭС №1 (подключение емкостной нагрузки). Вход в зону ОМВ		Введен
67			Скачкообразное снижение напряжения на шинах 500кВ ЭС №1 (отключение емкостной нагрузки). Выход из зоны ОМВ		Введен
68	Схема 5	Режим 13	Изменение на 30% уставки АРВ сильного действия синхронного генератора по напряжению генератора	Проверка корректности действия ограничителя двукратного тока возбуждения	Введен
69	Схема 6	Режим 14	Двухфазное затянутое КЗ (длительностью 0,4 с) на землю в узле 1		Введен

Окончание таблицы Г6

№ эксп.	Вид схемы	Режим	Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима	Цель проверки	Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора
70	Схема 6	Режим 15 ($P_{Г11}=P_{Г13}=P_{ном}$)	Тестовое возмущение 1	Проверка обеспечения эффективности работы АРВ сильного действия синхронных генераторов в схеме укрупненного блока	на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен
71			Тестовое возмущение 2		на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен
72					на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен
73			Тестовое возмущение 3		на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен
74					на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен
75		Отключение Г-1_3			на АРВ Г-1_1 введен
76		Режим 16 ($P_{Г11}=P_{ном}$; $P_{Г13}=0.5 P_{ном}$)	Тестовое возмущение 1		на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен
77			Тестовое возмущение 2		на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен
78					на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен
79			Тестовое возмущение 3		на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен
80					на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен

Г.5. Анализ результатов сертификационных испытаний

Результаты сертификационных испытаний считаются положительными, а АРВ – прошедшим испытания, при выполнении указанных ниже условий.

Г.5.1. При введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе во всех экспериментах демпфирование электромеханических переходных процессов должно обеспечиваться за время, не превосходящее 15 с.

Г.5.2. В экспериментах 1–18 время затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе должно снижаться по сравнению со временем и амплитудой затухания при выведенных каналах стабилизации или отключенном системном стабилизаторе (см. пример на осциллограмме рис. Г.19).

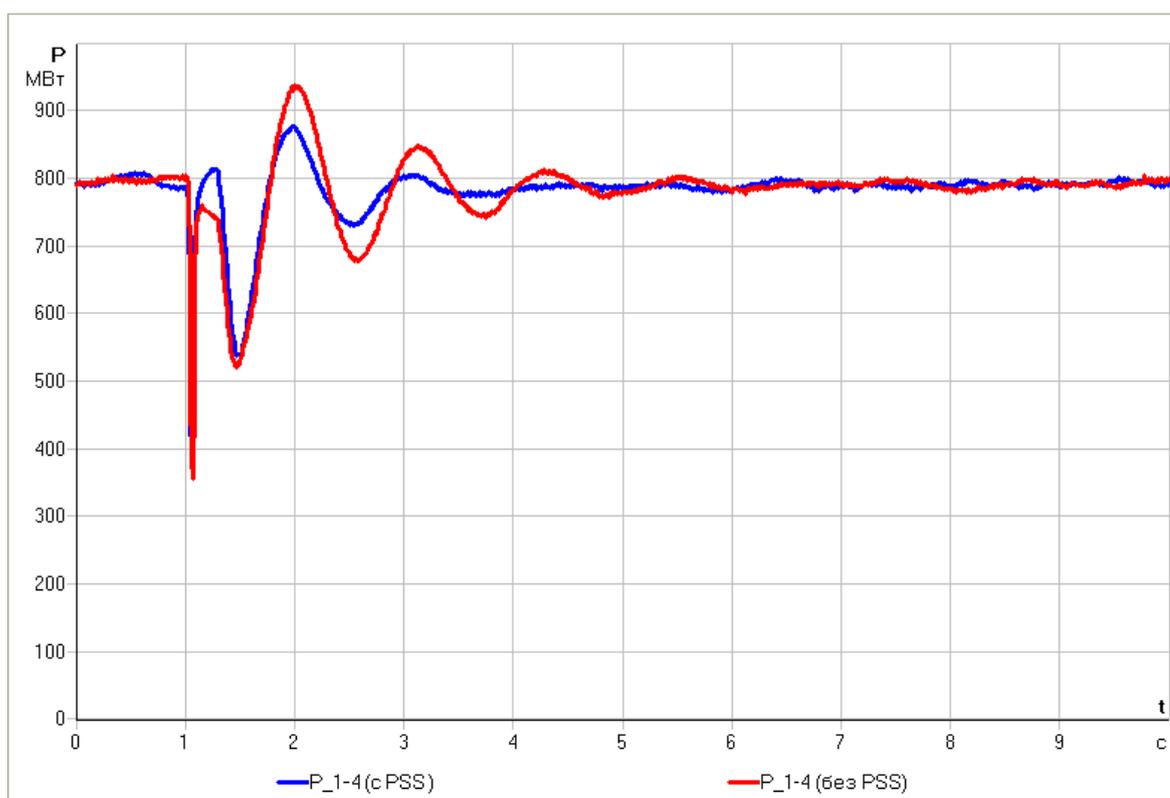
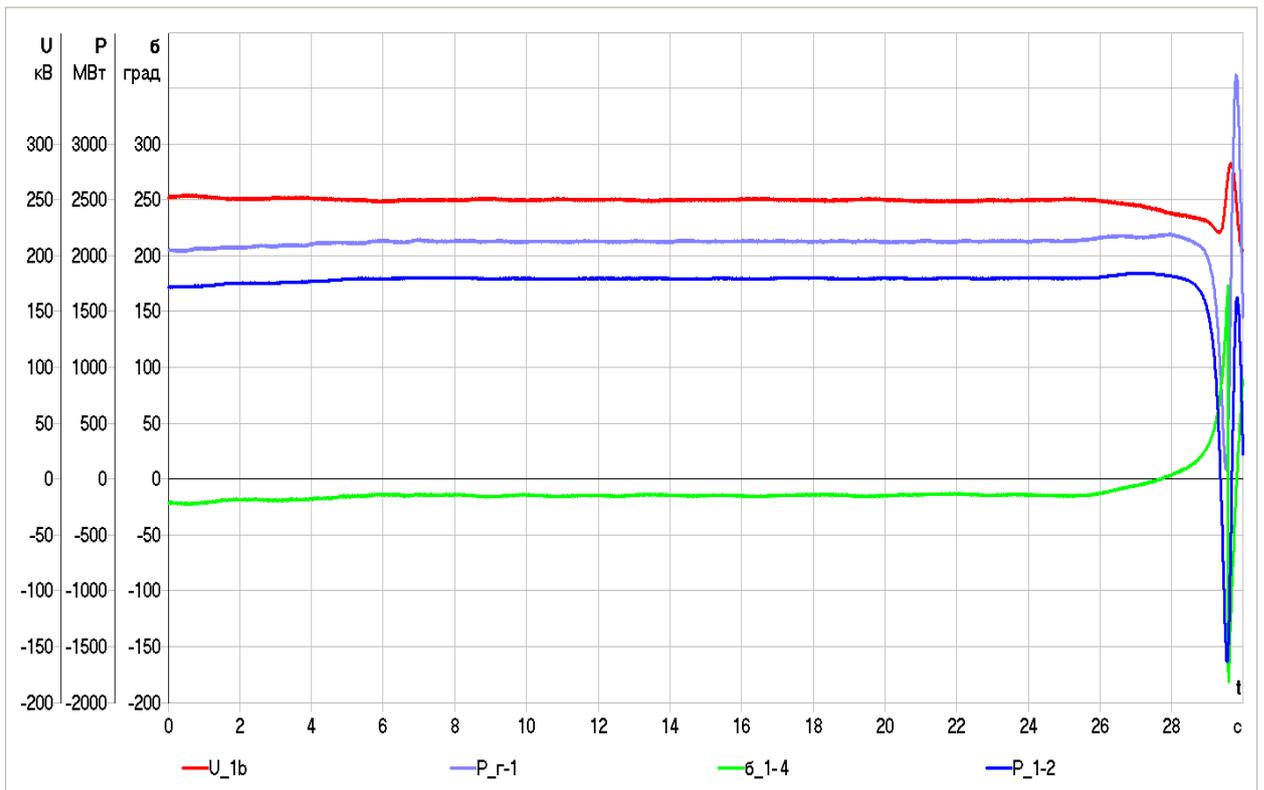
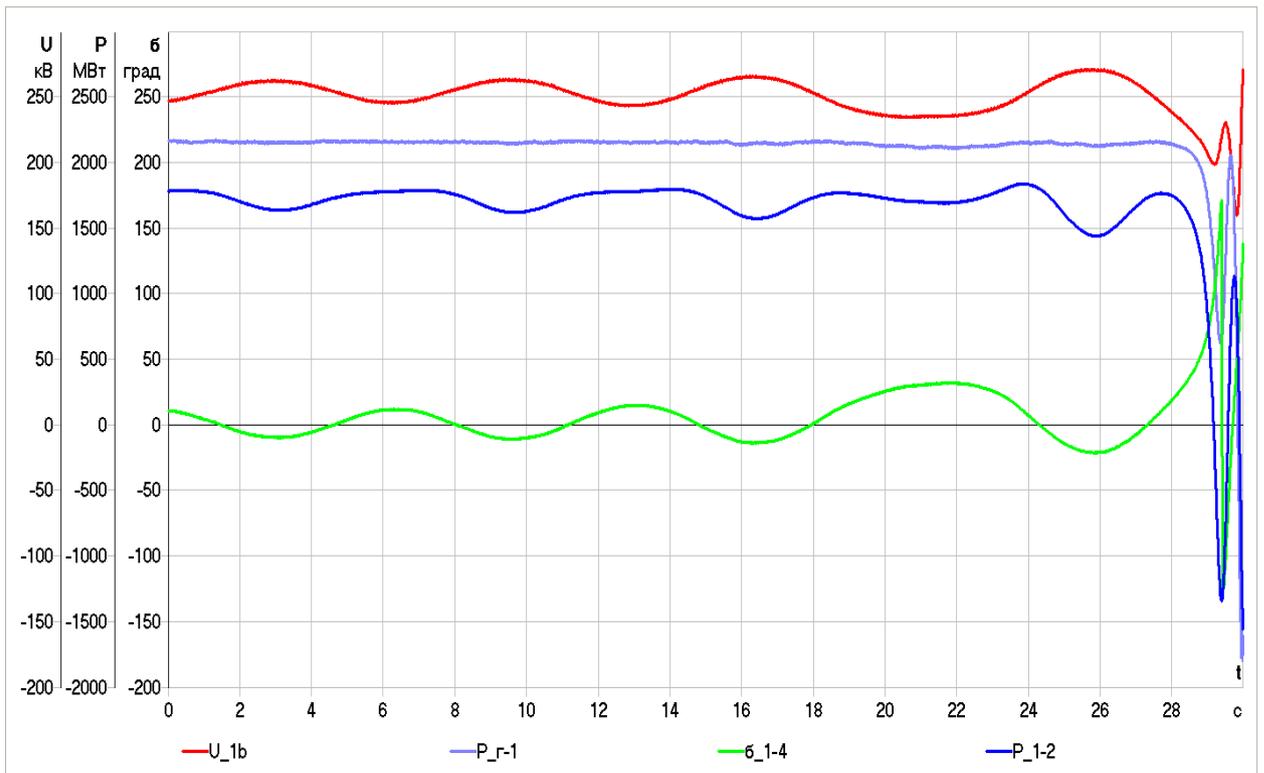


Рис. Г.19. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора

Г.5.3. В экспериментах 19–22 при утяжелении электроэнергетического режима с целью достижения пределов статической устойчивости должен обеспечиваться апериодический характер нарушения устойчивости (отсутствие синхронных колебаний). Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора при электроэнергетических режимах, близких к пределу статической устойчивости, приведен на рис. Г.20 а, пример некорректной работы – на рис. Г.20 б.



а)



б)

Рис. Г.20. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора (а), некорректной работы (б)

Г.5.4. В экспериментах 23–38 должна проверяться внутригрупповая устойчивая параллельная работа генераторов ЭС № 1 при моделировании тестовых возмущений.

Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора (наличие демпфирования электромеханических переходных процессов и отсутствие взаимного раскачивания синхронных генераторов) приведен на рис. Г.21.

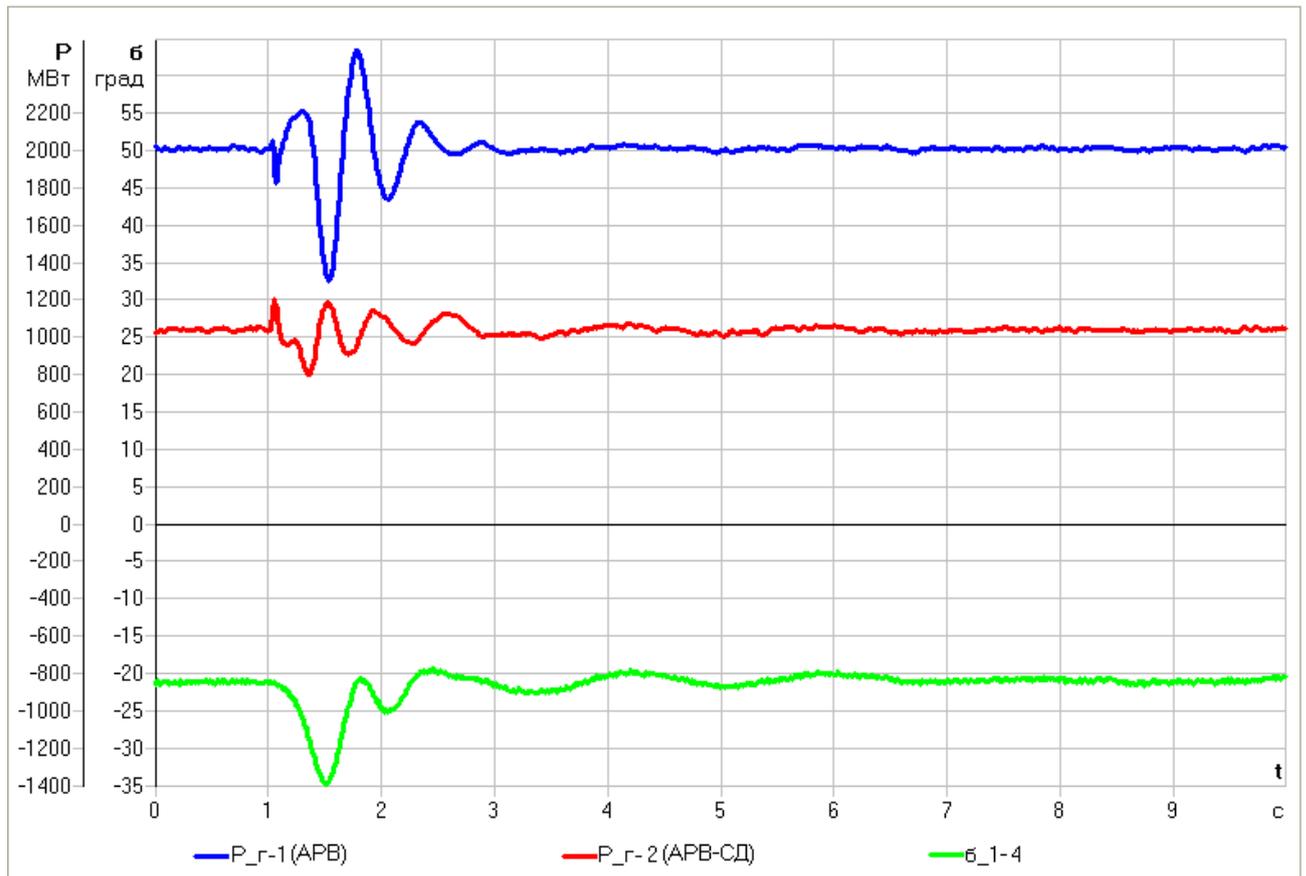


Рис. Г.21. Пример корректной работы сертифицируемого АРВ сильного действия при совместной работе с регуляторами другого типа в пределах одной электростанции

Г.5.5. В экспериментах 39–52 время затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе должно уменьшаться по сравнению со временем затухания при выведенных каналах стабилизации или отключенном системном стабилизаторе при моделировании нормативных возмущений I, II и III групп [1] в соответствии с объемом, указанным в табл. Г.6.

Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора при двухфазном КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 приведен на рис. Г.22

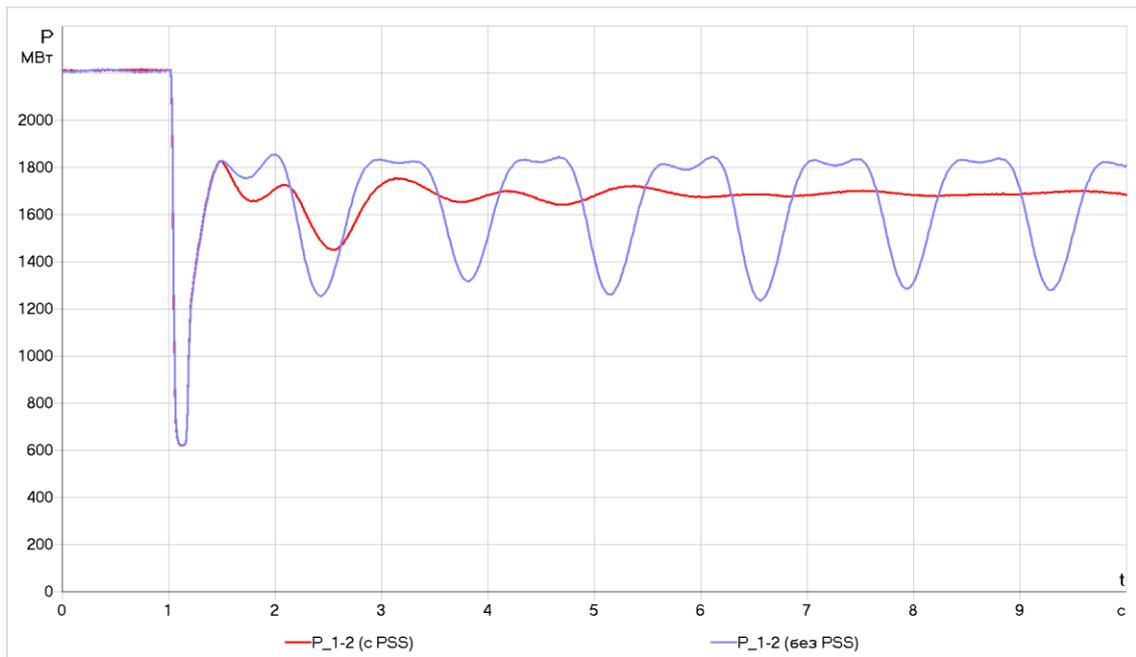


Рис. Г.22. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора при двухфазном КЗ на землю вблизи шин ЭС №1 с отключением линии Л-2

Г.5.6. В экспериментах 53–56 должна проверяться функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при возникновении небалансов мощности в энергосистеме, приводящих к увеличению/уменьшению частоты в энергосистеме со скоростью 0,05 Гц/с и более.

Пример некорректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при возникновении дефицита мощности в приемной части энергосистемы приведен на рис. Г.23, пример корректной работы – на рис. Г.24.

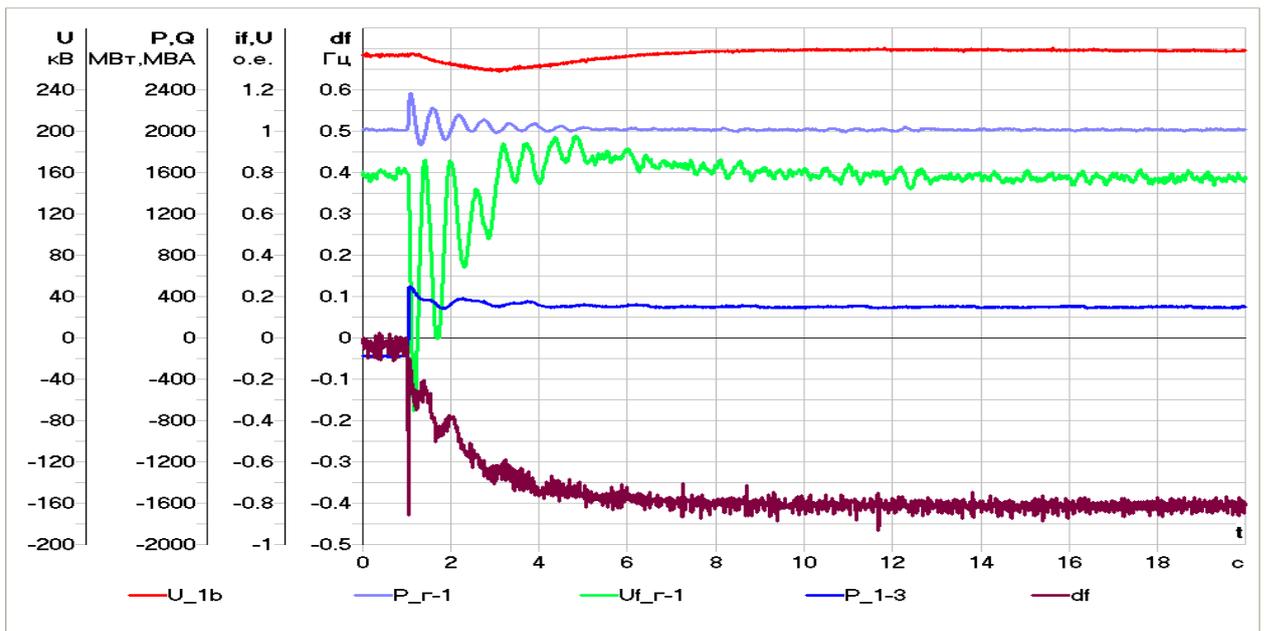


Рис. Г.23. Пример некорректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при снижении частоты электрического тока

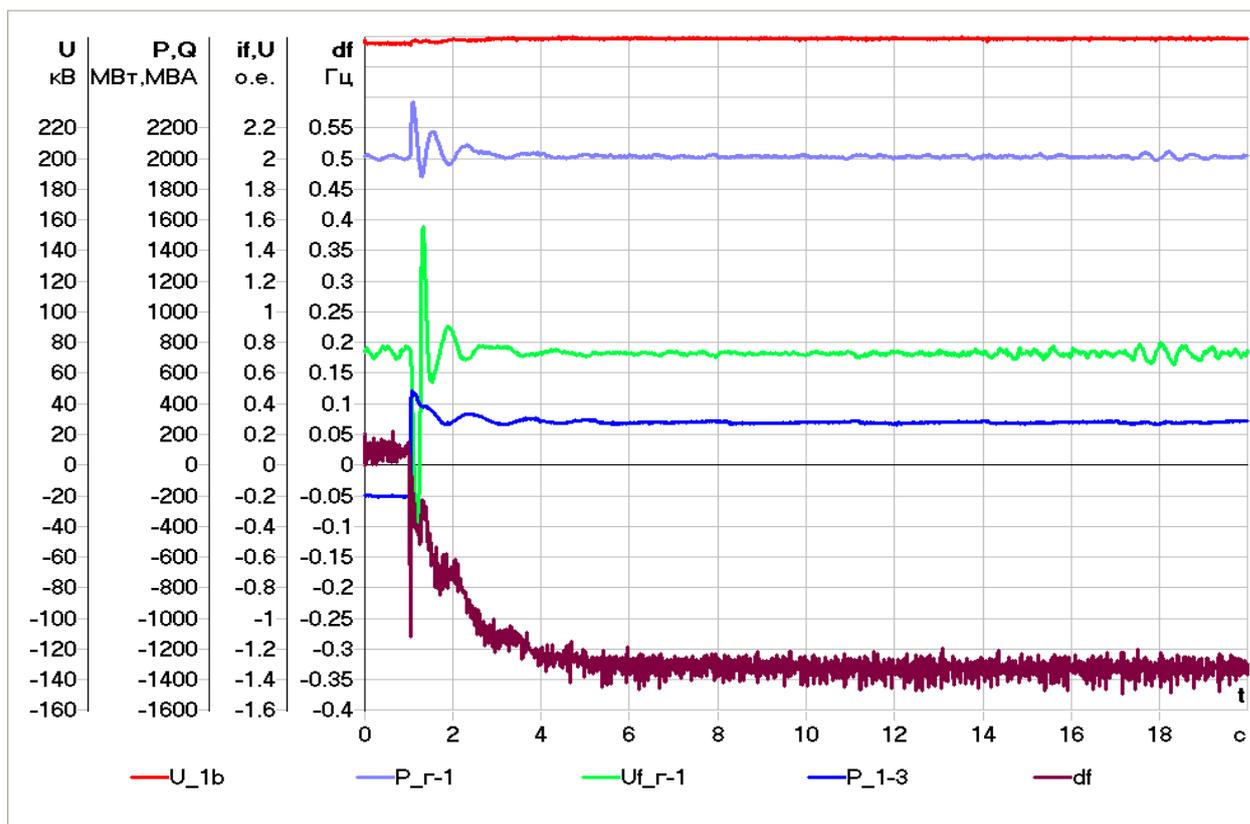


Рис. Г.24. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при снижении частоты электрического тока

Г.5.7. В экспериментах 57–60 должна проверяться корректность работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным, при нормативных аварийных возмущениях. При этом должна рассматриваться работа АРВ сильного действия синхронного генератора при предельном по устойчивости режиме и нарушении динамической устойчивости. Ввод релейной форсировки возбуждения должен осуществляться без временной задержки при снижении напряжения на статоре генератора ниже 85 % от текущего значения, удержании потолочного значения напряжения возбуждения вплоть до восстановления напряжения на статоре генератора до 95 % от его исходного значения с временной задержкой на снятие форсировки не более 0,2 с (параметры релейной форсировки возбуждения должны быть настраиваемыми).

Критерием корректности работы АРВ сильного действия синхронного генератора является обеспечение поддержания потолочного значения напряжения возбуждения генератора вплоть до нарушения динамической устойчивости или до восстановления напряжения выше уставки возврата релейной форсировки в предельном по устойчивости режиме. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при нарушении динамической устойчивости приведен на рис. Г.25, в предельном по устойчивости режиме на рис. Г.26.

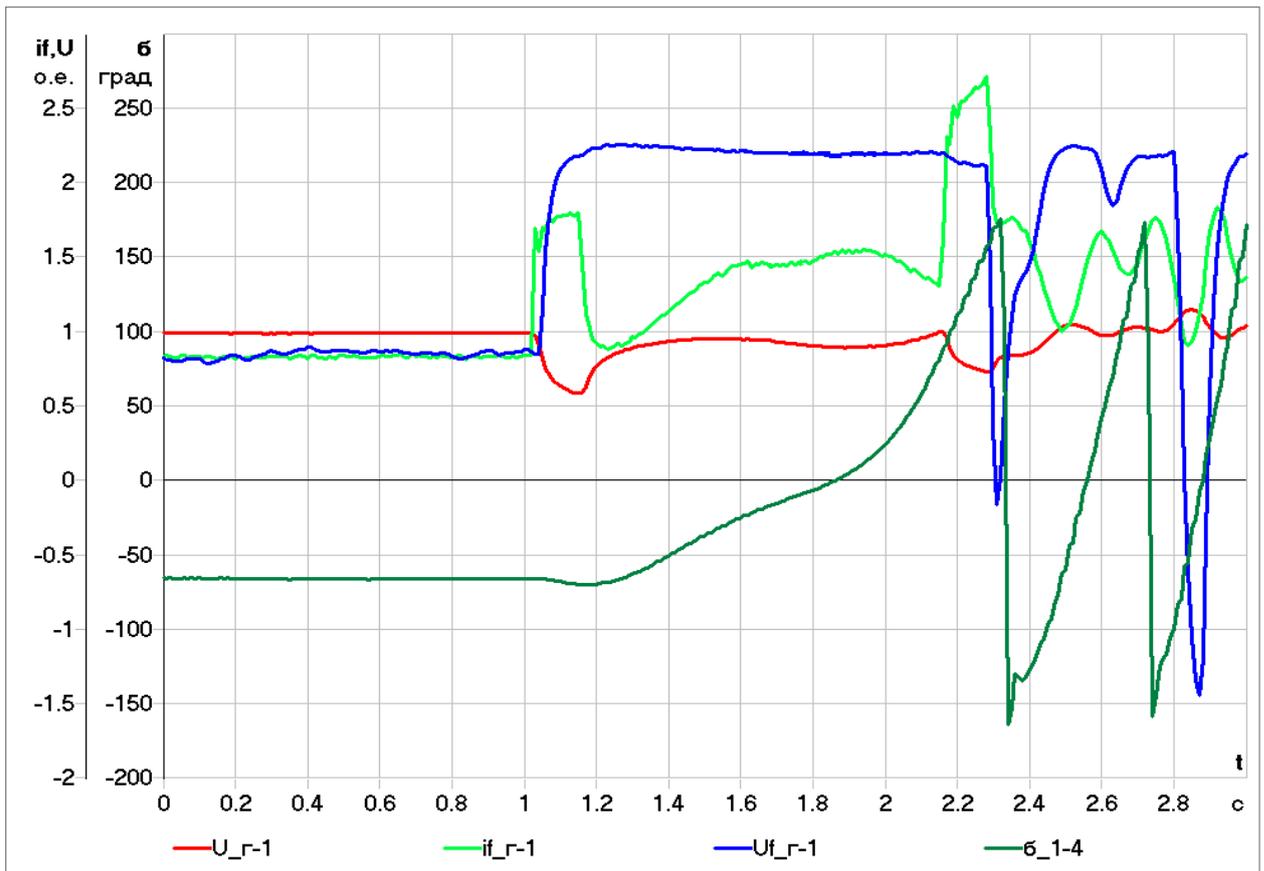


Рис. Г.25. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при нарушении динамической устойчивости

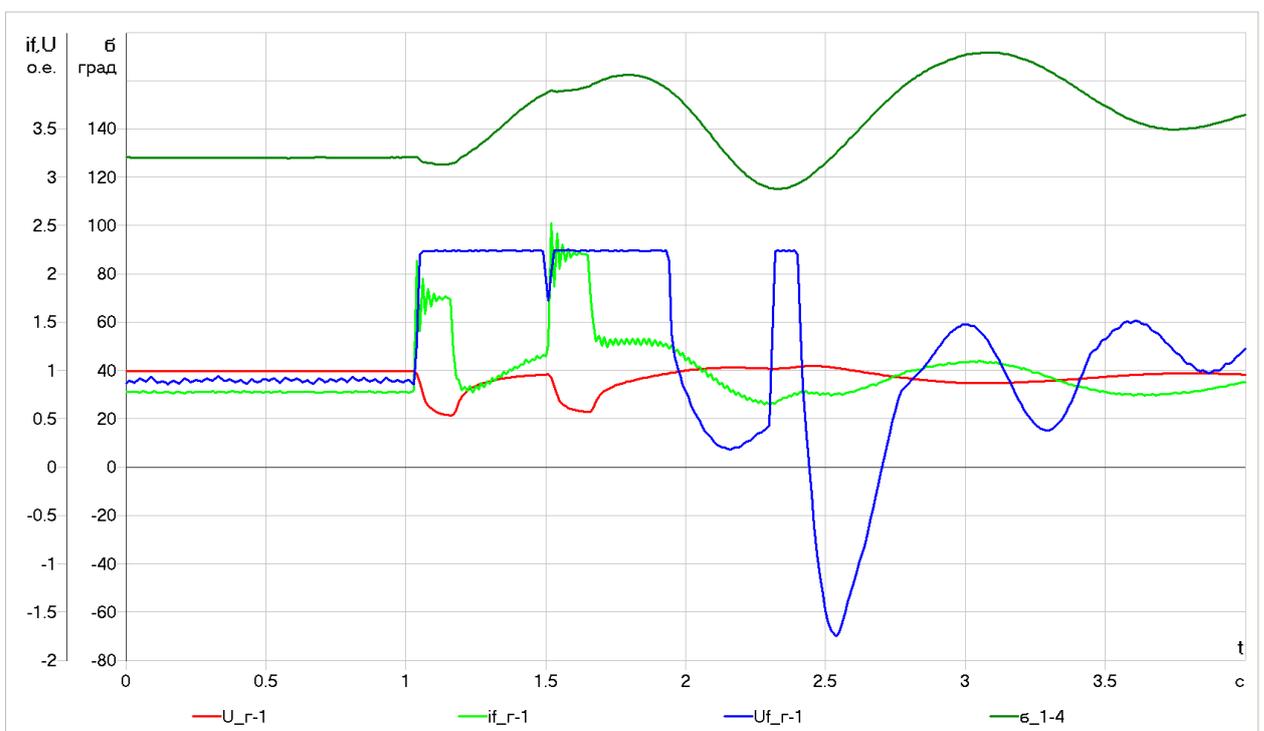


Рис. Г.26. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора предельном по устойчивости режиме

Г.5.8. В экспериментах 61–62 должно проверяться снижение времени затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе по сравнению со временем затухания при выведенных каналах стабилизации или отключенном системном стабилизаторе с учетом действия устройств ПА. Проверка должна выполняться при моделировании аварийного режима, устойчивость которого в послеаварийной схеме может быть обеспечена только за счет снижения перетока мощности от ЭС № 1. Должен рассматриваться аварийный режим, вызванный двухфазным коротким замыканием на землю с неуспешным ТАПВ линии. Для сохранения устойчивости через 0,4 с с момента возникновения короткого замыкания должна срабатывать противоаварийная автоматика, действующая на одновременное отключение Г-1_2 ЭС № 1 и нагрузки ЭС № 2. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом работы устройств ПА приведен на рис. Г.27.

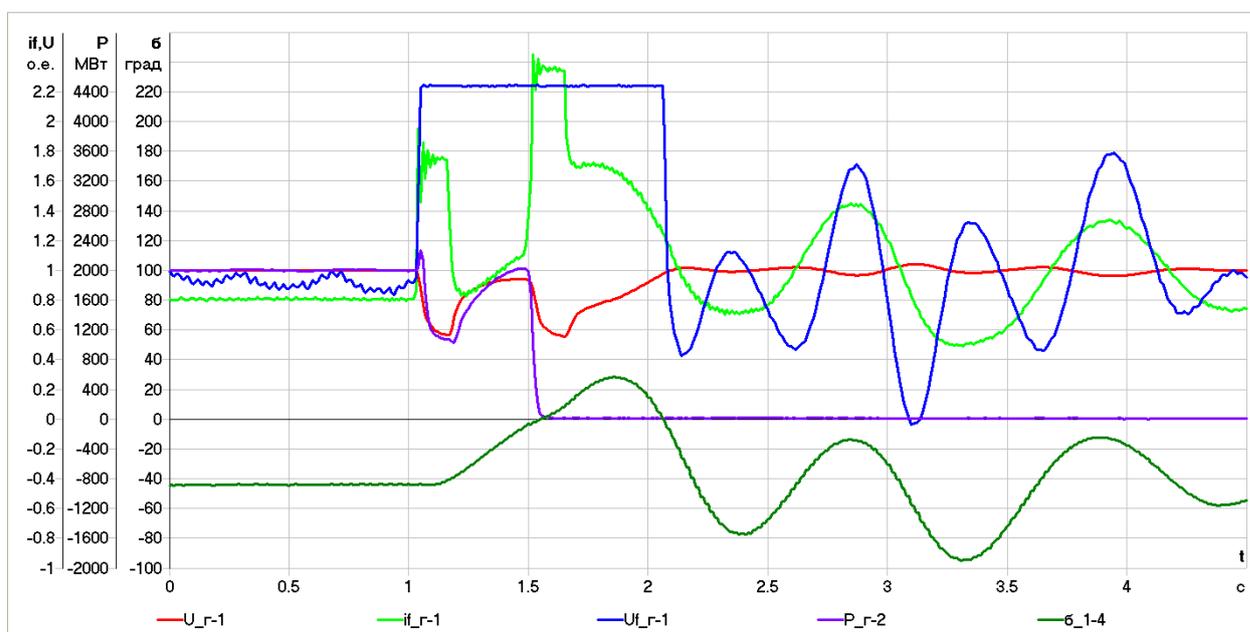


Рис. Г.27. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом работы устройств ПА

Г.5.9. В экспериментах 63–67 должна проверяться корректность работы АРВ сильного действия синхронного генератора в режиме ограничения минимального возбуждения. Проверка должна выполняться в статическом и динамическом режимах.

В статическом режиме (при медленном изменении напряжения в энергосистеме или при медленном увеличении активной мощности генератора без реализации возмущения) вход в зону ОМВ и выход из зоны ОМВ должны носить плавный характер. Корректной работа АРВ сильного действия синхронного генератора считается, если в статическом режиме процесс входа в зону ОМВ или выхода из зоны ОМВ имеет апериодический, а не колебательный характер. Пример корректной работы АРВ сильного

действия синхронного генератора в статическом режиме при медленном изменении напряжения в энергосистеме показан на рис. Г.28, при медленном увеличении активной мощности генератора – на рис. Г.29.

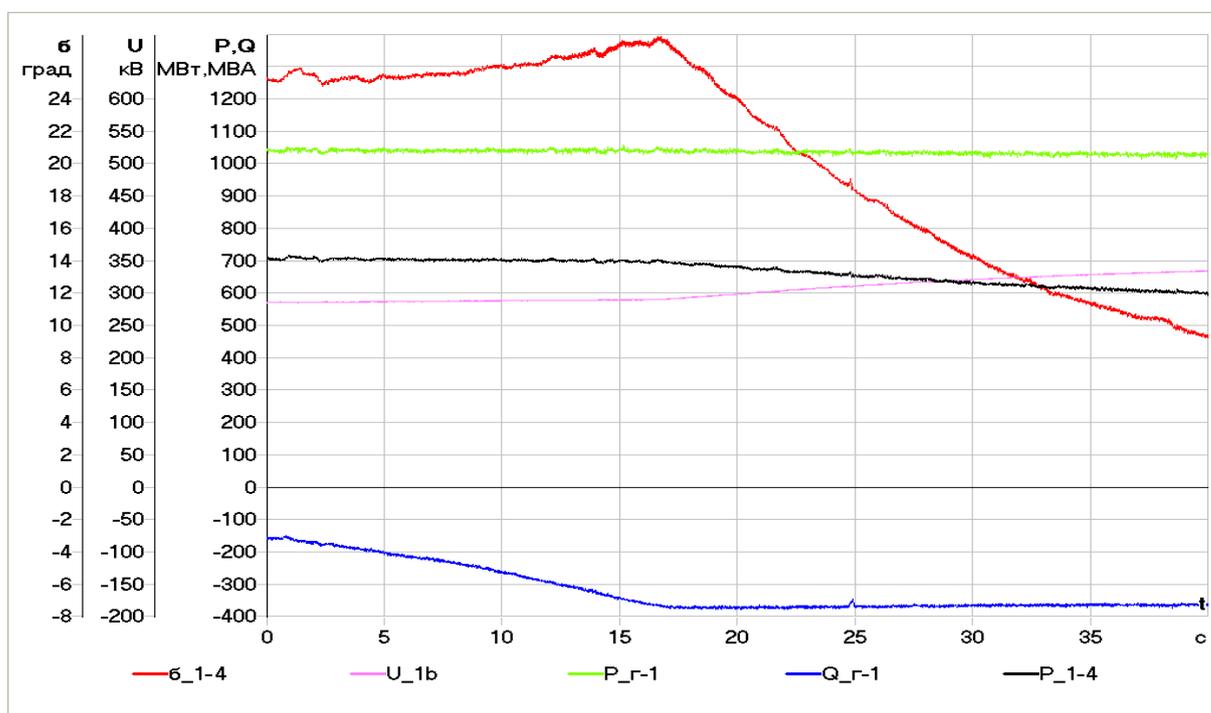


Рис. Г.28. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора (плавного входа в зону ОМВ) в статическом режиме при медленном изменении напряжения в энергосистеме

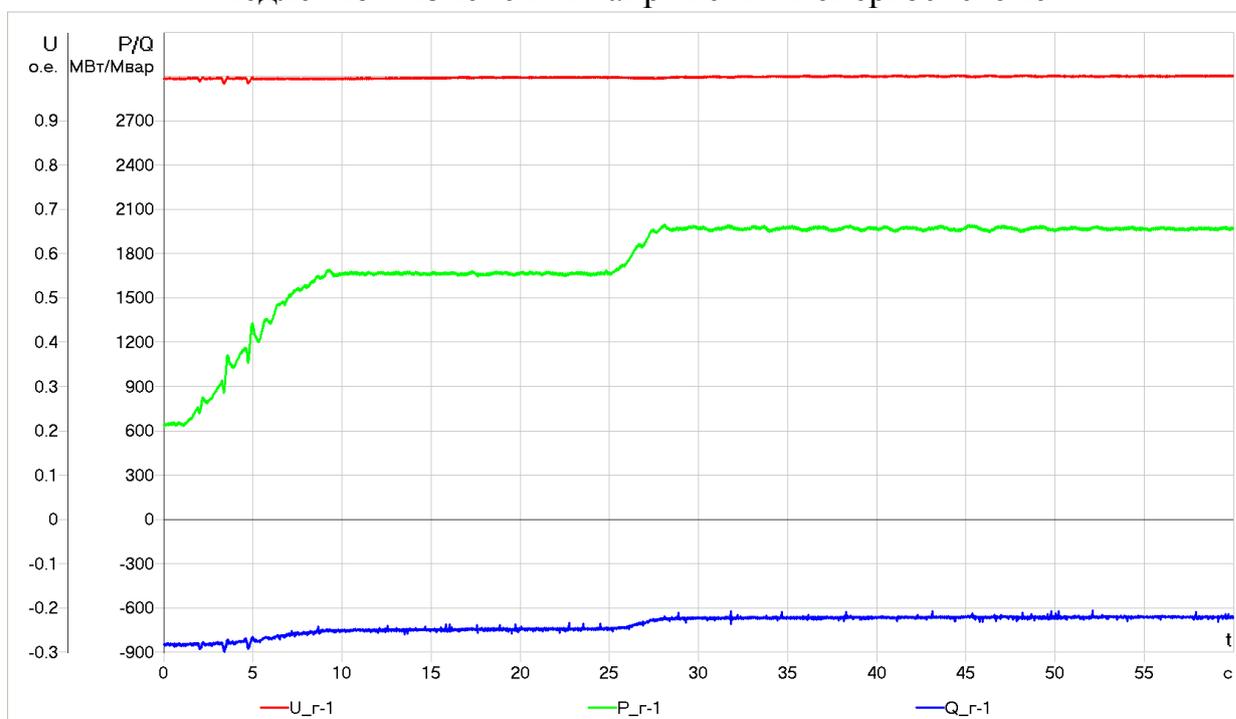


Рис. Г.29. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора (плавного входа в зону ОМВ) в статическом режиме при медленном увеличении активной мощности генератора

В динамическом режиме при изменении баланса реактивной мощности за счет включения емкости на шинах ЭС № 1 и последующего (через 6–10 с) отключения емкости на шинах ЭС № 1 при корректной работе АРВ вход в зону ОМВ в начальной фазе переходного процесса не должен приводить к превышению потребляемой синхронным генератором реактивной мощности более, чем на 30 % по отношению к заданной уставке ОМВ.

Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при входе в зону ОМВ и выходе из зоны ОМВ в динамическом режиме приведен на рис. Г. 30.

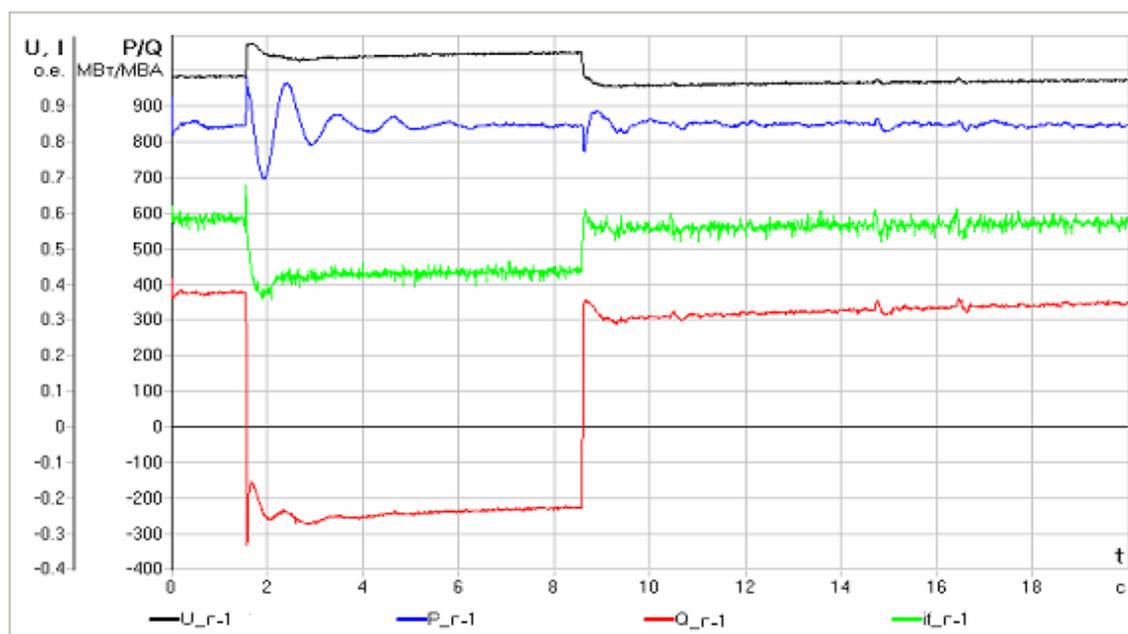


Рис. Г.30. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при входе в зону ОМВ и выходе из зоны ОМВ в динамическом режиме

Работа в зоне ОМВ не должна сопровождаться колебаниями тока возбуждения и реактивной мощности. Если в опыте с введенными каналами стабилизации или включенным системным стабилизатором будут наблюдаться колебания тока возбуждения и реактивной мощности, то в алгоритм функционирования АРВ сильного действия синхронного генератора следует ввести блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при переходе в зону ОМВ.

Г.5.10. В экспериментах 68–69 должна проверяться корректность работы ограничителя двукратного тока возбуждения. Проверка должна выполняться двумя способами: путем моделирования затянувшегося двухфазного КЗ на землю и путем подачи тестового сигнала на увеличение уставки по напряжению генератора (на 30–50 %).

Ввод ограничения двукратного тока возбуждения должен осуществляться с выдержкой времени, достаточной для затухания периодических токов, вызванных близкими короткими замыканиями, не препятствуя тем самым вводу релейной форсировки возбуждения. Выдержка времени на ввод ограничителя не должна превышать 0,2 с. При подаче

тестового сигнала на увеличение уставки по напряжению генератора ограничитель должен вступать в работу без перерегулирования. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока возбуждения при моделировании затянувшегося двухфазного КЗ на землю приведен на рис. Г.31, при подаче тестового сигнала на рис.Г.32.

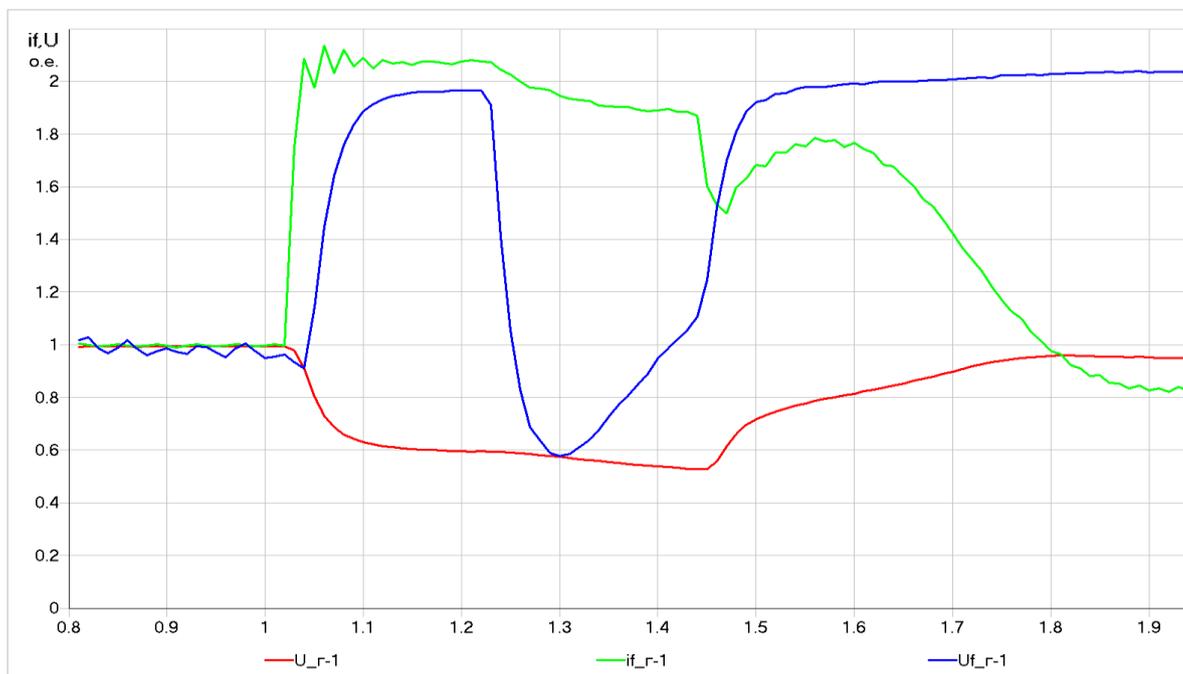


Рис. Г.31. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока возбуждения при моделировании затянувшегося двухфазного КЗ на землю

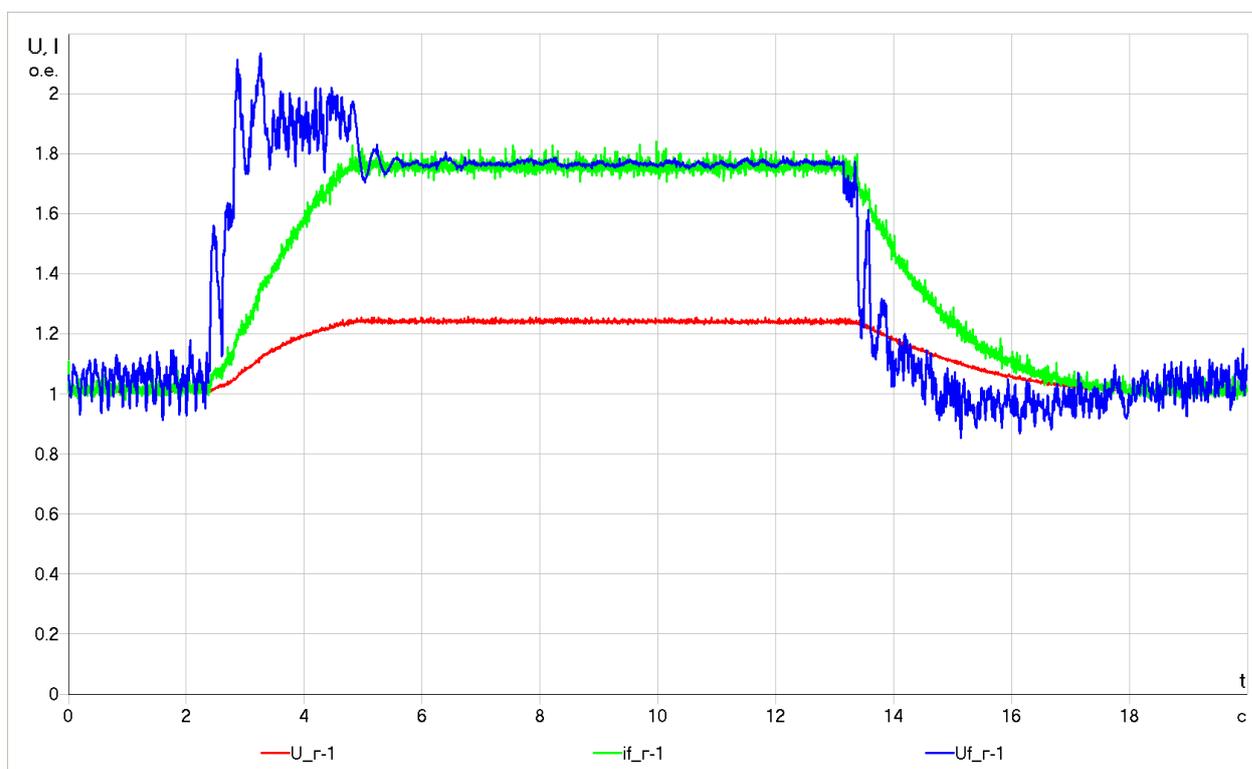


Рис. Г.32. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока возбуждения при подаче тестового сигнала

Г.5.11. В экспериментах 70–80 должны проверяться: устойчивость регулирования реактивной мощности и стабилизации режима при совместной работе двух регуляторов в составе укрупненного блока синхронных генераторов; оцениваться корректность распределения реактивной мощности между синхронными генераторами, объединенными в одной точке на генераторном напряжении; отсутствие внутригрупповой неустойчивости.

Проверка должна выполняться путем подачи тестовых возмущений при введенных и выведенных на обоих АРВ сильного действия синхронных генераторов каналах стабилизации или включенном и выключенном системном стабилизаторе, а также при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе только на одном из АРВ сильного действия синхронного генератора.

При корректной работе АРВ сильного действия синхронных генераторов во всех опытах после снятия тестовых возмущений должна восстанавливаться исходная нагрузка синхронных генераторов по реактивной мощности, а сами тестовые возмущения не должны приводить к возникновению и развитию взаимных колебаний между синхронными генераторами.

Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронных генераторов приведен на рисунке Г.33.

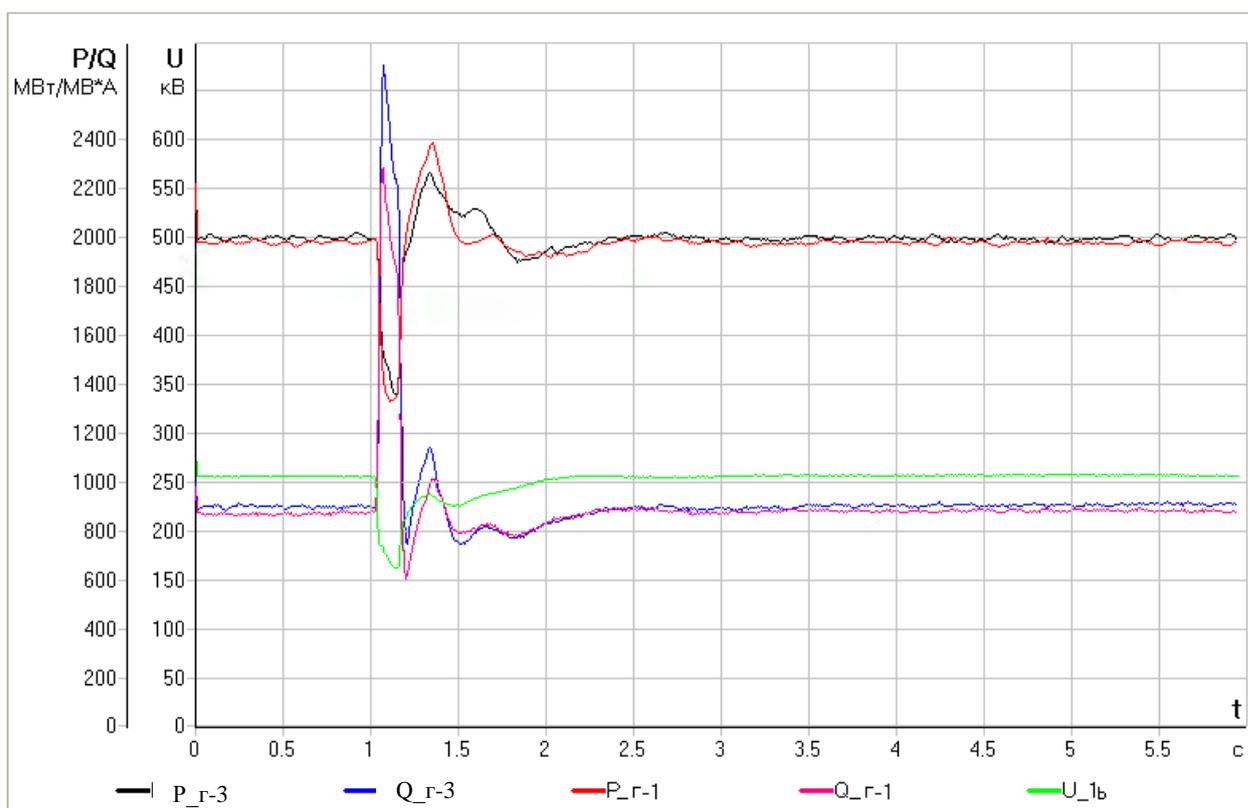


Рис. Г.33. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронных генераторов при однофазном КЗ на шинах ЭС № 1 при совместной работе двух регуляторов в составе укрупненного блока синхронных генераторов

Г.6. Создание цифровой модели сертифицированного АРВ сильного действия синхронных генераторов

Г.6.1. При положительных результатах испытаний органом по добровольной сертификации должна быть создана и передана в Системный оператор верифицированная цифровая модель сертифицируемого АРВ.

Г.6.2. Цифровая модель сертифицируемого АРВ создается на основе переданных заявителем данных о сертифицируемом АРВ и частотных характеристик, определенных экспериментальным путем после окончания сертификационных испытаний.

Г.6.3. Для верификации цифровой модели сертифицированного АРВ должны применяться экспериментальные частотные характеристики АРВ сильного действия синхронных генераторов. Верификация цифровой модели АРВ сильного действия синхронных генераторов выполняется путем сравнения экспериментальных частотных характеристик сертифицированного АРВ с частотными характеристиками, рассчитанными на цифровой модели АРВ.

Г.6.4. Частотные характеристики должны определяться путем подачи синусоидального сигнала единичной амплитуды различной частоты в диапазоне от 0,1 Гц до 3 Гц с шагом не более 0,1 Гц. На каждой из частот необходимо определить значение амплитуды выходного сигнала по отношению к амплитуде входного сигнала (для построения амплитудно-частотной характеристики) и изменение фазы выходного сигнала по отношению к фазе входного сигнала (для построения фазочастотной характеристики).

Г.6.5. Частотные характеристики для АРВ сильного действия синхронных генераторов с каналами стабилизации должны определяться для каждого канала регулирования и стабилизации отдельно при выведенных коэффициентах усиления остальных каналов регулирования и стабилизации.

Г.6.6. Частотные характеристики АРВ сильного действия синхронных генераторов с системным стабилизатором должны определяться отдельно для регулятора напряжения и для системного стабилизатора.

Г.6.7. Верифицированной цифровой моделью АРВ сильного действия синхронных генераторов должна признаваться цифровая модель, частотные характеристики которой в диапазоне от 0,1 Гц до 3 Гц совпадают с экспериментальными частотными характеристиками соответствующего АРВ сильного действия синхронных генераторов, то есть расчетные значения амплитудно-частотной и фазочастотной характеристик в 80 % случаев не должны отличаться от измеренных (эталонных) значений соответствующих частотных характеристик более, чем на 5 %.

Библиография

- [1] «Методические указания по устойчивости энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277).

Ключевые слова: система возбуждения, автоматический регулятор возбуждения сильного действия синхронных генераторов, кратность форсировки системы возбуждения, устойчивость параллельной работы синхронного генератора в энергосистеме.

Руководитель организации-разработчика
ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»
наименование организации

<u>Председатель Правления</u> должность	_____	<u>Б.И. Аюев</u> инициалы, фамилия
--	-------	---------------------------------------

Руководитель
разработки:

Первый заместитель <u>Председателя Правления</u> должность	_____	<u>Н.Г. Шульгинов</u> инициалы, фамилия
--	-------	--

Исполнитель:

Начальник службы внедрения противоаварийной <u>и режимной автоматики</u> должность	_____	<u>А.Т. Демчук</u> инициалы, фамилия
---	-------	---