



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

Приложение 2
к приказу АО «СО ЕЭС»
от 05.09.2019 № 259

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ПРОВЕРКЕ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ АВТОМАТИЧЕСКИХ
РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ
СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ**

Введены в действие с:	05.09.2019
Листов:	16

**Москва
2019**

1. Общие положения

1.1. Настоящие Методические указания по проверке параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с пунктом 20 Требований к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 98 (далее – Требования).

1.2. Методические указания являются инструктивно-техническим документом по проверке параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения (далее – АРВ) сильного действия синхронных генераторов, утвержденным системным оператором в соответствии со статьями 14, 38 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и пунктом 19 Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854.

1.3. Методические указания устанавливают требования к проведению проверки и корректировки выбранных параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов (далее – проверка параметров настройки АРВ) на модели энергосистемы, в том числе содержат:

- требования к модели энергосистемы, на которой проводится проверка параметров настройки АРВ, и к ее созданию (подготовке), дифференцированные в зависимости от типа модели энергосистемы, на которой проводится проверка;

- требования к определению схемно-режимных условий проведения проверки параметров настройки АРВ;

- состав работ, подлежащих проведению в рамках проверки параметров настройки АРВ;

- требования к анализу результатов проверки и критерии признания успешности проверки.

1.4. Действие Методических указаний распространяется на:

- системного оператора (АО «СО ЕЭС») и субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах;

- собственников и иных законных владельцев объектов по производству электрической энергии или входящего в их состав генерирующего оборудования, функционирующих в составе Единой энергетической системы России или технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем (далее – собственник или иной законный владелец электростанции (генерирующего оборудования));

- организации, привлекаемые собственниками или иными законными владельцами электростанций (генерирующего оборудования) для проверки параметров настройки АРВ.

1.5. В соответствии с Методическими указаниями осуществляется проверка параметров настройки АРВ в случаях, указанных в пунктах 20, 21 и 23 Требований.

1.6. Методические указания должны применяться для проверки параметров настройки АРВ на:

- физической модели энергосистемы;
- цифровой модели энергосистемы;
- математической модели энергосистемы с использованием цифрового программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени (далее – ПАК РВ).

Тип модели энергосистемы, на которой должна осуществляться проверка параметров настройки АРВ, должен определяться согласно приложению 2 к Требованиям.

1.7. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы должна осуществляться с соблюдением требований раздела 2 Методических указаний.

1.8. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы должна осуществляться с соблюдением требований раздела 3 Методических указаний.

1.9. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ должна осуществляться с соблюдением требований раздела 4 Методических указаний.

1.10. Проверка параметров настройки АРВ проводится до включения генератора в сеть.

1.11. Проверка параметров настройки АРВ проводится по программе проверки, разработанной собственником или иным законным владельцем электростанции (генерирующего оборудования) или привлеченной им для проведения проверки организацией.

Программа проверки параметров настройки АРВ должна быть согласована собственником или иным законным владельцем электростанции (генерирующего оборудования) с системным оператором (в случае проверки параметров настройки АРВ, установленного на электростанции, входящей в состав технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы, – с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике) в порядке, установленном пунктом 22 Требований.

2. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы

2.1. Этапность проверки параметров настройки АРВ на физической модели энергосистемы

Проверка параметров настройки АРВ на физической модели энергосистемы должна включать следующие основные этапы:

- создание физической модели энергосистемы;
- разработка программы проверки параметров настройки АРВ;
- выполнение работ по проверке параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

2.2. Создание физической модели энергосистемы

2.2.1. 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.

2.2.2. 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 электростанций и/или генератора в энергосистеме для их последующего учета при создании эквивалентной модели.

2.2.3. Создание цифровой эквивалентной модели энергосистемы.

2.2.3.1. 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.

2.2.3.2. 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.

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

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

$$|\Delta\varepsilon| = \frac{P_{\Sigma\varepsilon T} - P_{\Sigma\varepsilon K}}{P_{\Sigma\varepsilon T}} \times 100 ,$$

где:

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

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

2.2.3.5. Степень детализации электрической схемы цифровой эквивалентной модели энергосистемы считается допустимой, если погрешность эквивалентирования, определенная в соответствии с пунктом 2.2.3.4 Методических указаний, не превышает 5 %.

2.2.4. 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 моделирование характерных электрических режимов и моделирование расчетных возмущений.

2.2.5. Тестирование физической модели энергосистемы.

2.2.5.1. 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.

2.2.5.2. 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.

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

– погрешность моделирования, определенная в соответствии с пунктом 2.2.5.2 Методических указаний, 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.

2.3. Разработка программы проверки параметров настройки АРВ

Программа проверки параметров настройки АРВ должна предусматривать:

а) проверку предварительно выбранных и представленных 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 электростанций);

– устойчивость работы синхронных генераторов с учетом действия устройств и комплексов противоаварийной автоматики (ПА);

– соответствие параметров настройки релейной форсировки возбуждения Требованиям;

– устойчивость работы синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;

б) 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);

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

2.4. Выполнение работ по проверке параметров настройки АРВ

2.4.1. Работы (мероприятия) по проверке параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы проводятся в соответствии с программой, разработанной и согласованной согласно пунктам 2.3 и 1.11 Методических указаний.

2.4.2. Проверка параметров настройки АРВ может проводиться в присутствии представителей собственника или иного законного владельца электростанции (генерирующего оборудования), а также представителей завода – изготовителя АРВ сильного действия синхронных генераторов и системного оператора (в случае проверки параметров настройки АРВ, установленного на электростанции, входящей в состав технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы, – соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике).

2.4.3. При необходимости собственник или иной законный владелец электростанции (генерирующего оборудования) совместно с представителями завода – изготовителя АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляет корректировку параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов. В указанном случае в отношении скорректированных параметров настройки АРВ должны быть повторно проведены предусмотренные программой работы для их проверки.

2.4.4. Параметры настройки АРВ признаются успешно прошедшими проверку в случае правильной работы АРВ, соответствующей Требованиям, во всех проведенных опытах (экспериментах).

3. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы

3.1. Этапность проверки параметров настройки АРВ на цифровой модели энергосистемы

Проверка параметров настройки АРВ 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.

3.2. Подготовка цифровой модели энергосистемы

3.2.1. 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.

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

3.2.3 Параметры настройки АРВ сильного действия синхронного генератора должны быть заданы в его цифровой модели в соответствии с данными, представленными собственником или иным законным владельцем электростанции (генерирующего оборудования), в объеме, определяемом структурой цифровой модели.

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.

3.3. Выбор расчетных условий

3.3.1. 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).

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

3.4. Выполнение проверочных расчетов

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

3.4.2. 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.

3.4.3. Для АРВ сильного действия синхронных генераторов в каждом из характерных режимов необходимо выполнить два расчета электромеханического переходного процесса при указанном в пункте 3.4.2 Методических указаний возмущении. 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.

3.4.4. В процессе проверочного расчета должны регистрироваться следующие параметры электромеханического переходного процесса:

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

3.5. Оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

3.5.1. Оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должна выполняться путем анализа изменения параметров электромеханического переходного процесса, зарегистрированных в соответствии с пунктом 3.4.4 Методических указаний.

3.5.2. 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.

3.5.3. 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.

3.5.4. Оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов после их коррекции должна быть выполнена после проведения повторных расчетов в соответствии с пунктом 3.4 Методических указаний.

4. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на математической модели энергосистемы

4.1. Этапность проверки параметров настройки АРВ на математической модели энергосистемы

Проверка параметров настройки АРВ на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ должна включать следующие основные этапы:

- создание математической модели энергосистемы;

- разработка программы проверки параметров настройки АРВ;
- выполнение работ по проверке параметров настройки АРВ.

4.2. Создание математической модели энергосистемы

4.2.1. Для проверки параметров настройки АРВ на математической модели энергосистемы должен использоваться ПАК РВ типа Real Time Digital Simulator (RTDS) или иной ПАК РВ (далее по тексту указанные ПАК РВ совместно именуются RTDS).

4.2.2. Создание математической модели энергосистемы должно включать следующие стадии:

- разработка цифровой эталонной модели энергосистемы в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости и выполнение расчетов электрических режимов и устойчивости с использованием этих программ;

- создание цифровой эквивалентной модели энергосистемы в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости;

- создание математической модели энергосистемы с использованием RTDS;

- тестирование математической модели энергосистемы, созданной с использованием ПАК РВ.

4.2.3. Разработка цифровой эталонной модели энергосистемы в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости и выполнение расчетов электрических режимов и устойчивости с использованием этих программ.

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

4.2.4. Создание цифровой эквивалентной модели энергосистемы в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости.

4.2.4.1. Эквивалентирование электрической схемы цифровой эталонной модели энергосистемы, созданной в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости, 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.

4.2.4.2. Степень детализации цифровой эквивалентной модели энергосистемы должна быть определена путем оценки погрешностей эквивалентирования, полученных при выполнении сравнительных расчетов предельных электрических режимов в цифровых эталонной и эквивалентной моделях энергосистемы с использованием программы (программ) расчета установившихся режимов.

4.2.4.3. Сравнительные расчеты предельных режимов должны выполняться в цифровых эталонной и эквивалентной моделях энергосистемы с использованием одинаковых траекторий утяжеления¹.

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

$$|\Delta\varepsilon| = \frac{P_{\Sigma\varepsilon} - P_{\Sigma\varepsilon K}}{P_{\Sigma\varepsilon}} \times 100,$$

где:

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

$P_{\Sigma\varepsilon K}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эквивалентной модели энергосистемы.

4.2.4.5 Степень детализации цифровой эквивалентной модели энергосистемы, созданной в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости, считается достаточной, если погрешность эквивалентирования, определенная в соответствии с пунктом 4.2.4.4 Методических указаний, не превышает 5 %.

4.2.5. Создание математической модели энергосистемы с использованием RTDS.

4.2.5.1. Математическая модель энергосистемы должна быть разработана с использованием RTDS на базе цифровой эквивалентной модели энергосистемы, созданной в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости. Математическая модель энергосистемы должна включать:

¹ Использование выбранной траектории утяжеления должно обеспечивать загрузку контролируемых сечений.

- электрическую схему, содержащую модели генераторов, трансформаторов, ЛЭП, нагрузки и др. элементы, входящие в эквивалентную цифровую модель энергосистемы, созданную в программе (программах) расчета переходных процессов и динамической устойчивости;

- математические модели АРВ, регуляторов скорости, турбин и др., аналогичные элементы эквивалентной цифровой модели энергосистемы, созданной в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости;

- подробные математические модели статических и бесщеточных систем возбуждения синхронных генераторов, для которых выполняется проверка параметров настройки АРВ, позволяющие выполнить подключение АРВ в соответствии с документацией завода – изготовителя АРВ. Подключение должно обеспечивать адекватное функционирование АРВ при выполнении всех экспериментов программы проверки параметров настройки АРВ, разработанной согласно пункту 4.3 Методических указаний;

- элементы, обеспечивающие непосредственное управление состоянием математической модели энергосистемы и позволяющие моделировать характерные электрические режимы;

- элементы, обеспечивающие моделирование возмущений и различных типов технологических нарушений, входящих в программу проверки параметров настройки АРВ, разработанную согласно пункту 4.3 Методических указаний, а также действие ПА при этих технологических нарушениях.

Параметры электрического режима эквивалентных элементов математической модели могут быть скорректированы с целью обеспечения тождественности электрических режимов в сохраняемой части энергосистемы в математической модели энергосистемы и верифицированной цифровой модели. Параметры эквивалентных элементов математической модели могут быть скорректированы с целью сохранения динамических и колебательных свойств верифицированной цифровой модели энергосистемы.

4.2.6. Тестирование математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS.

4.2.6.1. Тестирование математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS, должно выполняться путем:

- проверки соответствия параметров электрических режимов в тестируемой математической модели, созданной с использованием RTDS, и цифровой эталонной модели энергосистемы, созданной в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости;

- проверки соответствия параметров электрических режимов при технологических нарушениях (по данным регистраторов системы

мониторинга переходных режимов либо по результатам расчетов в верифицированных цифровых моделях энергосистем в программе расчета переходных режимов и динамической устойчивости) параметрам, полученным при воспроизведении этих технологических нарушений на тестируемой математической модели энергосистемы.

4.2.6.2. Погрешность (в процентах) реализации математических моделей в RTDS и в программе (программах) расчета установившихся режимов должна определяться по формуле:

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

где:

$P_{\Sigma\vartheta}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эталонной модели энергосистемы, созданной в программе (программах) расчета установившихся режимов;

$P_{\Sigma M}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в тестируемой математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS.

4.2.6.3. Математическая модель энергосистемы, созданная с использованием RTDS, считается прошедшей процедуру тестирования и может быть использована для выбора параметров настройки АРВ синхронных генераторов, если:

– погрешность моделирования, определенная в соответствии с пунктом 4.2.6.2 Методических указаний, не превышает 5 %;

– частоты колебаний параметров электрических режимов при технологических нарушениях, зафиксированные регистраторами системы мониторинга переходных режимов или рассчитанные с использованием верифицированных цифровых моделей энергосистем, отличаются не более чем на 5% от частот колебаний параметров электрических режимов, полученных при воспроизведении этих технологических нарушений на тестируемой математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS в диапазоне 0,6 Гц и более, не более чем на 0,1 Гц в диапазоне 0,3–0,6 Гц и не более чем на 0,05 Гц в диапазоне 0,1–0,3 Гц.

4.3. Разработка программы проверки параметров настройки АРВ

Программа проверки параметров настройки АРВ должна предусматривать:

а) проверку предварительно выбранных и представленных 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 электростанций);
 - устойчивость работы синхронных генераторов с учетом действия устройств и комплексов ПА;
 - соответствие параметров настройки релейной форсировки возбуждения Требованиям;
 - устойчивость работы синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;
- б) 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);
- в) корректировку (при необходимости) параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

4.4. Выполнение работ по проверке параметров настройки АРВ

4.4.1. Работы (мероприятия) по проверке параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на математической модели энергосистемы проводятся в соответствии с программой, разработанной и согласованной согласно пунктам 4.3 и 1.11 Методических указаний.

4.4.2. Проверка параметров настройки АРВ может проводиться в присутствии представителей собственника или иного законного владельца электростанции (генерирующего оборудования), а также представителей завода – изготовителя АРВ сильного действия синхронных генераторов и системного оператора (в случае проверки параметров настройки АРВ, установленного на электростанции, входящей в состав технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы, – соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике).

4.4.3. При необходимости собственник или иной законный владелец электростанции (генерирующего оборудования) совместно с представителями завода – изготовителя АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляет корректировку параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов. В указанном случае в отношении скорректированных параметров настройки АРВ должны быть повторно проведены предусмотренные программой работы для их проверки.

4.4.4. Параметры настройки АРВ признаются успешно прошедшими проверку в случае правильной работы АРВ, соответствующей Требованиям, во всех проведенных опытах (экспериментах).