ПРИЛОЖЕНИЕ 1
К ПРИКАЗУ ПАО «РУСГИДРО»
ОТ 13.05.2021 №412

ТИПОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО СИСТЕМАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ ГЭС И ГАЭС

2022

Содержание

Содержание 2
1 Сокращения 3
2 Область применения 5
3 Требования к системам возбуждения 6
3.1 Общие требования к СВ 6
3.2 Критерии выбора типа СВ при новом строительстве, реконструкции (модернизации, техническом перевооружении) 8
3.3 Схемы резервирования СВ при новом строительстве и реконструкции. 9
3.4 Выбор системы охлаждения. 19
3.5 Электроторможение ГА 20
4 Автоматические регуляторы возбуждения 21
4.1 Общие требования к АРВ 21
4.2 АРВ сильного действия 22
4.3 Регулятор тока возбуждения 24
4.4 Система импульсно-фазового управления (СИФУ) 25
4.5 Формирователи импульсов и драйверы 25
4.6 Динамическое токораспределение 25
4.7 Дублирование АРВ. Самотестирование и переводы управления. 26
4.8 Управляющий контроллер 27
5 Требования к конструкции систем возбуждения 27
5.1 Требования к электромагнитной совместимости систем возбуждения 27
5.2 Требования к компоновке, эргономике и дизайну щитов возбуждения. 29
5.3 Требования к конструкции тиристорных секций 33
5.4 Требования к конструкции силовых секций. 35
5.5 Требование к конструкции секций управления. 36
5.6 Требования к подключению трансформатора возбуждения. 36
5.7 Цепи тока и напряжения. 37
5.8 Общие требования к цепям напряжения. 38
5.9 Общие требования к цепям тока 42
5.10 Цепи измерений 43
5.11 Цепи управления. 44
5.12 Цепи внутренних защит СВ. 45
5.13 Схемы питания ЩВ от СН станции. 49
6 Управление и мониторинг состояния СВ. Общие требования и проектные решения 51
6.1 Мониторинг состояния и надежность СВ 51
6.2 Интеграция в АСУ ТП. 52
6.3 Интеграция в САУ ГА и ГРНРМ 55
6.4 Создание АРМ 56
6.5 Система регистрации аварийных событий 56
6.6 Интеграции СВ с системой мониторинга переходных режимов (СМПР) электростанции. 57
6.7 Метрологическое обеспечение средств измерений 58
7 Список используемых нормативных правовых, нормативных технических, локальных нормативных актов и документов в сфере стандартизации 61

1 Сокращения

В настоящем документе применены следующие сокращения:
АБ – аккумуляторная батарея;
АГП – автомат гашения поля;
АРВ – автоматический регулятор возбуждения;
АРМ – автоматизированное рабочее место;
АСУ(ТП) – автоматизированная система управления (технологическим процессом);
АЩУ – агрегатный щит управления (щит управления гидроагрегатом);
БВ – бесщеточный возбудитель (в системах СБД);
ВГ – вспомогательный генератор (в системах СТН);
ВО – вентильная (вторичная) обмотка выпрямительного трансформатора;
ГА – гидроагрегат (агрегат, состоящий из гидравлической турбины и гидрогенератора);
ГАЭС - гидроаккумулирующая электростанция;
ГГ – гидрогенератор, главный генератор;
ГРАРМ – система группового регулирования активной и реактивной мощности ГА;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ИИС – информационно-измерительная система;
ИК – измерительный канал;
КЗ – короткое замыкание;
МГ – мотор-генератор ГАЭС (гидротурбинный генератор-двигатель);
МПЗ – микропроцессорная защита (защиты);
НВ – начальное возбуждение ГГ, ВГ;
ОВ – обмотка возбуждения синхронной машины;
ОМВ – ограничитель минимального возбуждения;
ОПР – ограничитель перегрузки ротора;
ОПС – ограничитель перегрузки статора;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПНР – пусконаладочные работы;
ПТК – программно-технический комплекс;
РУСН – распределительное устройство собственных нужд;
САУ ГА – система автоматического управления гидроагрегатом;
СО – сетевая (первичная) обмотка выпрямительного трансформатора;
СБД – система возбуждения бесщеточная диодная;
СВ – система возбуждения (общее обозначение);
СИ – средство измерений;
СМПР – система мониторинга переходных режимов электростанции;
СН – собственные нужды станции (источник напряжения);
СТН – система тиристорная независимого возбуждения;
СТС – статическая тиристорная система параллельного самовозбуждения;
ТН – трансформатор напряжения (измерительный);
ТП – тиристорный преобразователь;
ТПУ – тиристорное пусковое устройство;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока (измерительный);
УГП – устройство гашения поля;
ЦПУ – центральный пульт управления электростанцией;
ЩА – щеточный аппарат ротора синхронной машины;
ЩВ – щит возбуждения (шкафы или секции СВ, установленные в линию);

ЩПТ – щит постоянного тока;
ХКЗ – характеристика короткого замыкания;
ХХХ – характеристика холостого хода;
ЭДС – электродвижущая сила;
ЭМО – электромагнитная обстановка;
ЭМС – электромагнитная совместимость оборудования;
ЭТ – электроторможение ГА;

AC – Alternating Current (англ.), переменный ток;
DC – Direct Current (англ.), постоянный ток;
PSS – Power System Stabilizer (англ.), системный стабилизатор;
TE – Transformer of Excitation system (англ.), трансформатор системы возбуждения (выпрямительный).

2 Область применения

2.1. Типовые проектные решения по системам возбуждения гидрогенераторов ГЭС и ГАЭС (далее – ТПР) предназначены для использования структурными подразделениями ПАО «РусГидро», включая филиалы ПАО «РусГидро», подконтрольными обществами группы РусГидро, проектными организациями при разработке проектов нового строительства гидравлических электростанций ПАО «РусГидро» и проектов реконструкции, модернизации и технического перевооружения гидрогенераторов и систем возбуждения на эксплуатируемых электростанциях ПАО «РусГидро».

Требования, установленные в настоящем документе, подлежат применению при разработке технического задания на изготовление или поставку системы возбуждения для нужд ПАО «РусГидро».

2.2. ТПР устанавливает типовые проектные решения для:

- статических тиристорных систем самовозбуждения (далее - СТС);
- статических тиристорных систем независимого возбуждения (далее - СТН);
- бесщеточных диодных систем возбуждения (далее - СБД).

2.3. Для гидрогенераторов ГЭС рекомендуется применять СВ со 100%-ным резервированием силовой части или с резервированием по принципу «N+1» (дополнительный выпрямительный мост или вентиль).

Все рассматриваемые типы СВ должны иметь 2 управляющих канала, каждый из которых выполняет функции АРВ и функции управления силовым преобразователем. Активным может быть любой из каналов, второй канал при этом должен находиться в состоянии «горячего резерва».

3 Требования к системам возбуждения

3.1 Общие требования к СВ

3.1.1. Системы возбуждения гидрогенераторов оборудуются автоматическими регуляторами возбуждения [1].

3.1.2. Синхронные генераторы мощностью 60 МВт и более необходимо оснащать быстродействующими системами возбуждения с АРВ сильного действия [1,2,3].

3.1.3. 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 иметь следующие характеристики [2,3]:

- быстродействие системы возбуждения при форсировке – не более 0,06 секунд для СТС и СТН и 0,12 секунд для СБД;
- полное время расфорсировки – не более 0,12 секунд для СТС и СТН и 0,3 секунд для СБД;
- запаздывание системы возбуждения при форсировке – не более 0,02 секунд.

3.1.4. Кратность форсировки возбуждения по току для систем возбуждения должна быть не менее 2 [1,2,3].

3.1.5. Кратность форсировки возбуждения по напряжению для СТН и СБД должна быть не менее 2 [1,2,3].

3.1.6. Кратность форсировки возбуждения по напряжению для статических тиристорных систем параллельного самовозбуждения и статических тиристорных систем, получающих питание от собственных нужд электростанции, при номинальном напряжении статора должна быть не менее 2,5 [2,3].

3.1.7. Системы возбуждения синхронных генераторов должны выдерживать двукратный номинальный ток возбуждения в течение времени не менее 10 секунд для всех типов синхронных генераторов [2,3].

3.1.8. Требования по обеспечению эксплуатационных режимов гидрогенератора:

- начальное возбуждение ГГ должно выполняться от 2-х взаиморезервируемых источников питания, при этом выбор источника должен выполняться автоматически. Если конструкцией системы предусмотрен только один вход НВ, в качестве источника выбирается СОПТ;
- устойчивая работа генератора на холостом ходу. Напряжение генератора при работе на ХХ не должно превышать 110% номинального значения. При снижении частоты ниже заданного значения напряжение должно уменьшаться пропорционально частоте;
- автоматическое уравнивание напряжения генератора с напряжением сети перед включением генератора в сеть методом точной синхронизации. Для подгонки напряжения ГГ к сети, на СВ должны быть поданы цепи напряжения энергосистемы;
- включение в сеть методом точной автоматической и ручной синхронизации в нормальном режиме энергосистемы;
- включение в сеть методом самосинхронизации при ликвидации аварийных режимов в системе. Алгоритм самосинхронизации требуется, если режим самосинхронизации разрешен по параметрам гидрогенератора и нет ограничений по параметрам энергосистемы;
- работа в энергосистеме с нагрузками и перегрузками в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [4] и ГОСТ 5616-89 «Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия» [5];

- форсировка возбуждения с заданной кратностью по напряжению и току при нарушениях в энергосистеме, вызывающих снижение напряжения на шинах станции;
- развозбуждение при нарушениях в энергосистеме, вызывающих увеличение напряжения на шинах станции;
- работа регулятора в режимах поддержания напряжения на выводах генератора (автоматический режим управления), поддержание заданной реактивной мощности (обеспечивается подчиненным регулятором в автоматическом режиме), поддержание заданного тока возбуждения (ручной режим управления);
- устойчивая работа в переходных и аварийных режимах (набросы и сбросы нагрузки, короткие замыкания) [36];
- работа в режиме недовозбуждения, допускаемая диаграммой мощности генератора. Режим может быть ограничен исходя из условий энергосистемы;
- ограничение потребляемой реактивной мощности устройством ограничения минимального возбуждения (далее ОМВ) при повышении напряжения в энергосистеме, уменьшении тока ротора и перехода генератора в режим недовозбуждения с выходом за границы, допускаемые диаграммой мощности генератора или условиями энергосистемы;
- ограничение максимального тока ротора (тока форсировки, при запрете форсировки ограничение выполняется на уровне номинального тока);
- ограничение перегрузки по току ротора, время перегрузки ограничивается по интегральному закону в зависимости от кратности перегрузки;
- ограничение перегрузки по току статора. Ограничитель должен обеспечивать снижение тока статора до номинального значения с выдержкой времени, зависящей от кратности перегрузки, в соответствии с тепловой характеристикой статора. Ограничение осуществляется путем снижения реактивной составляющей тока статора, предельное значение для ограничителя – режим Cos φ = 1;
- ограничение перенапряжений на выводах обмотки ротора тиристорным разрядником многократного действия;
- автоматическое и ручное управление системой возбуждения в режимах пуска и останова генератора;
- гашение поля в нормальном режиме на ХХ ГГ переводом тиристорных преобразователей в инверторный режим;
- гашение поля в аварийных режимах переводом тиристорных преобразователей в инверторный режим и отключением автомата гашения поля;
- автоматическая разгрузка генератора по реактивной мощности до нуля (Cos φ = 1) при нормальном останове генератора;
- сохранение возбуждения или гашение поля, в зависимости от проектных требований, при отключении ГГ от сети оператором или автоматически, в том числе, под действием защит;
- обеспечение электроторможения или рекуперативного торможения гидроагрегата, если данный режим предусмотрен проектом на ГА;
- ручное управление СВ при снятии характеристик КЗ и ХХ генератора. Питание СТС в опытах ХХ и КЗ должно обеспечиваться от постороннего источника по проектной схеме.

3.1.9. Система возбуждения двигателей-генераторов обеспечивает регулируемое возбуждение в процессе пуска в двигательный режим и в процессе электрического торможения агрегата при останове [36].

3.1.10. Система должна быть снабжена устройствами местного управления и измерительными приборами, должна иметь аппаратуру контроля и диагностики, и выполнять сервисные функции.

3.1.11. В системах возбуждения синхронных генераторов должно быть обеспечено [2]:

- автоматическое ведение электронных журналов событий и регистрация осциллограмм аварийных процессов с сохранением данных в энергонезависимой памяти;
- передача параметров настройки АРВ, журналов событий, осциллограмм аварийных событий и процессов в информационные системы электростанции по цифровым каналам связи;
- синхронизацию времени АРВ со станционной системой обеспечения единого времени.

3.2 Критерии выбора типа СВ при новом строительстве, реконструкции (модернизации, техническом перевооружении)

3.2.1. При новом строительстве приоритетным является СВ типа СТС. На рис. 3.1 приведена структурная схема одногрупповой двухканальной (100%-ное резервирование управляюще-преобразовательного канала) системы СТС в версии с выкатными мостами.

3.2.2. В случае невозможности СВ типа СТС обеспечить устойчивость параллельной работы станции с энергосистемой при расчетных авариях должен быть выполнен расчет устойчивости энергосистемы для СВ типа СТН. Если по результатам указанных расчетов обеспечиваются устойчивость параллельной работы генерирующего оборудований, то должна использоваться СВ типа СТН. Типовая структурная схема системы возбуждения типа СТН приведена на рис. 3.2.

3.2.3. При новом строительстве должны применятся только одногрупповые систем типа СТС и СТН. Необходимость применения двухгрупповых систем типа СТС и СТН должно быть подтверждено расчетами.

3.2.4. Для ГГ мощностью 50 МВт и менее должна рассматриваться возможность применения СБД [11]. Применение систем типа СБД для ГГ мощностью более 50 МВт при новом строительстве возможно только в случае отсутствия у Изготовителя ГГ технической возможности для создания щеточного аппарата на требуемый номинальный ток возбуждения. Типовая структурная схема системы СБД показана на рис. 3.3.

3.2.5. При реконструкции (модернизации, техническом перевооружении) системы возбуждения тип СВ не изменяется, кроме случаев, когда необходимость изменения типа СВ вызвана результатами расчета кратности форсировки СВ по напряжению возбуждения. Расчета кратности форсировки СВ выполняется по методике, предусмотренной приложением «А» «Методика выбора кратности форсировки возбуждения по напряжению тиристорных систем возбуждения синхронных генераторов» к стандарту организации [6], если иной порядок не предусмотрен нормативными правовыми актами, устанавливающими требования к обеспечению надежности и безопасности объектов электроэнергетики при их работе в составе электроэнергетической системы (далее – НПА, устанавливающие обязательные требования).

3.2.6. При реконструкции СТС должна быть определена возможность замены двухгрупповой (многогрупповой) СВ на одногрупповую, и/или комбинированного возбуждения на параллельное самовозбуждение. Решение о замене двухгрупповой СВ на одногрупповую согласовывается с изготовителем ГГ. При замене двухгрупповой (многогрупповой) СВ на одногрупповую должна быть проверена нагрузочная способность существующего выпрямительного трансформатора (ТЕ) в части форсировочной обмотки. При наличии ограничений и нецелесообразности замены трансформаторного оборудования к проектированию принимается существующий (до проектный) вид силовой схемы СВ.

3.2.7. При замене системы комбинированного возбуждения на параллельное (СТС) с демонтажем вольтодобавочных трансформаторов, трансформатор ТЕ должен быть заменен.

3.2.8. В случае неудовлетворения форсировочной способности СВ требованиям [2,3], а также в иных случаях, определенных в НПА, устанавливающих обязательные требования, трансформатор ТЕ должен быть заменен.

3.2.9. При реконструкции СТН должна быть определена возможность замены двухгрупповой (многогрупповой) СВ на одногрупповую. Решение о замене двухгрупповой СВ на одногрупповую согласовывается с изготовителем ГГ. При замене двухгрупповой (многогрупповой) СВ на одногрупповую должна быть проверена нагрузочная способность ВГ в форсировочной части обмотки статора. При наличии ограничений и невозможности или нецелесообразности усиления обмотки статора ВГ к проектированию принимается существующий вид силовой схемы СВ. При реконструкции СБД к проектированию принимается система возбуждения возбудителя СБД. При необходимости в увеличении быстродействия СБД рассматривается возможность увеличения напряжения питания (замены силового трансформатора) управляемого преобразователя СБД с проверкой допустимого напряжение диодов вращающегося выпрямителя. В случае невозможности или нецелесообразности замены диодов к проектированию принимается схема с существующими параметрами СБД.

3.2.10. При реконструкции (замене) ГГ с заменой СВ должны быть рассмотрены варианты:

- замены двухгрупповой (многогрупповой) системы СТС на одногрупповую, и/или системы комбинированного возбуждения на параллельное самовозбуждение, по п.3.2.5;
- замены СТН и СБД на одногрупповую систему СТС. Замена целесообразна при наличии на станции места под установку выпрямительного трансформатора (ТЕ) и возможности подключения ТЕ к цепям генераторного напряжения ГГ. В случае замены СТН и СБД на СТС, при реконструкции ГГ предусмотреть демонтаж оборудования возбудителя из гидроагрегата (в случае замены ГГ – заказ ГГ без возбудителя на валу ГГ). При наличии ограничений по установке или подключению ТЕ, реконструкция СВ выполняется в соответствии с п.3.2.8, п.3.2.9;
- замены двухгрупповой (многогрупповой) системы СТН на одногрупповую, с изменением при необходимости схемы статора ВГ (в случае замены ГГ – заказ ГГ с требуемыми параметрами статора ВГ).

3.3 Схемы резервирования СВ при новом строительстве и реконструкции.

3.3.1. Все типы СВ должны иметь 2 управляющих канала, каждый из которых выполняет функции АРВ и функции управления силовым преобразователем. Активным может быть любой из каналов, второй канал при этом должен находиться в состоянии «горячего резерва».

В системах возбуждения с одним преобразователем (в одной или в каждой группе) оба канала должны управлять всеми тиристорами преобразователя по гальванически развязанным цепям.

В системах возбуждения с 2-мя преобразователями (100%-ный резерв) каждый канал должен управлять одним преобразователем, образуя т.н. «Управляюще-преобразовательный канал».

Применение СВ с 2-мя преобразователями (100%-ный резерв), в которых любой управляющий канал управляет любым преобразователем, образуя т.н. «Перекрестное управление» («Х-управление»), не рекомендуется.

3.3.2. Схемы резервирования силовой части СВ подразделяются на:

- схемы с резервированием по принципу «N+1» (в общем случае – «N+m»). Тиристорный преобразователь такой схемы имеет в каждом плече N силовых тиристоров (или, в случае модульных преобразователей – N единичных мостов), обеспечивающих требуемые характеристики преобразователя согласно ГОСТ 18142.1, включая режим 2-кратной токовой форсировки заданной длительности. При выходе из строя одного (или m) тиристора в плече или одного (m) единичного моста, преобразователь остается в работе без

ограничений режимов эксплуатации. Схема «N+1» применяется при числе N=3 и более (минимальное число тиристоров в плече или единичных мостов – 4);

- схемы со 100%-ным резервированием силовой части. Такая схема имеет 2 тиристорных преобразователя, каждый из которых способен обеспечить возбуждение ГГ во всех эксплуатационных режимах, включая режим 2-кратной токовой форсировки заданной длительности. Преобразователи через разъединители включены параллельно на стороне как переменного, так и выпрямленного тока, в работе находится один из них (активный), второй находится в т.н. «горячем резерве». При любой неисправности активный преобразователь автоматически отключается снятием импульсов, а резервный вводится в работу. Неисправный преобразователь может быть отключен со стороны силовых цепей и выведен в ремонт, при этом возбуждение с ГГ не снимается. Активным или резервным может быть любой из 2-х преобразователей.

На рис. 3.4-3.6 представлены структурные схемы силовых секций систем СТС с различными типами резервирования и различной функциональности.

3.3.3. СВ со 100%-ным резервированием силовой части должны применяться:

- на ГГ любой мощности при числе ГА на станции 4 и менее;
- на ГГ любой мощности при числе ГА более 4-х в случае, если станция используется для регулирования или стабилизации системных параметров, или если СВ с резервированием по принципу «N+1» устанавливать по технико-экономическим или эксплуатационным причинам оказывается нецелесообразно;
- на ВГ систем СТН.

3.3.4. СВ с резервированием силовой части по принципу «N+1» должны применяться на ГГ любой мощности при числе ГА на станции более 4-х, если иное не предписано п.3.3.3.

3.3.5. Для гидрогенераторов ГЭС, участвующих или планируемых к участию в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ), и для ГГ, работающих в составе ГЭС суммарной мощностью 100 МВт и более, рекомендуется применять СВ со 100%-ным резервированием силовой части.

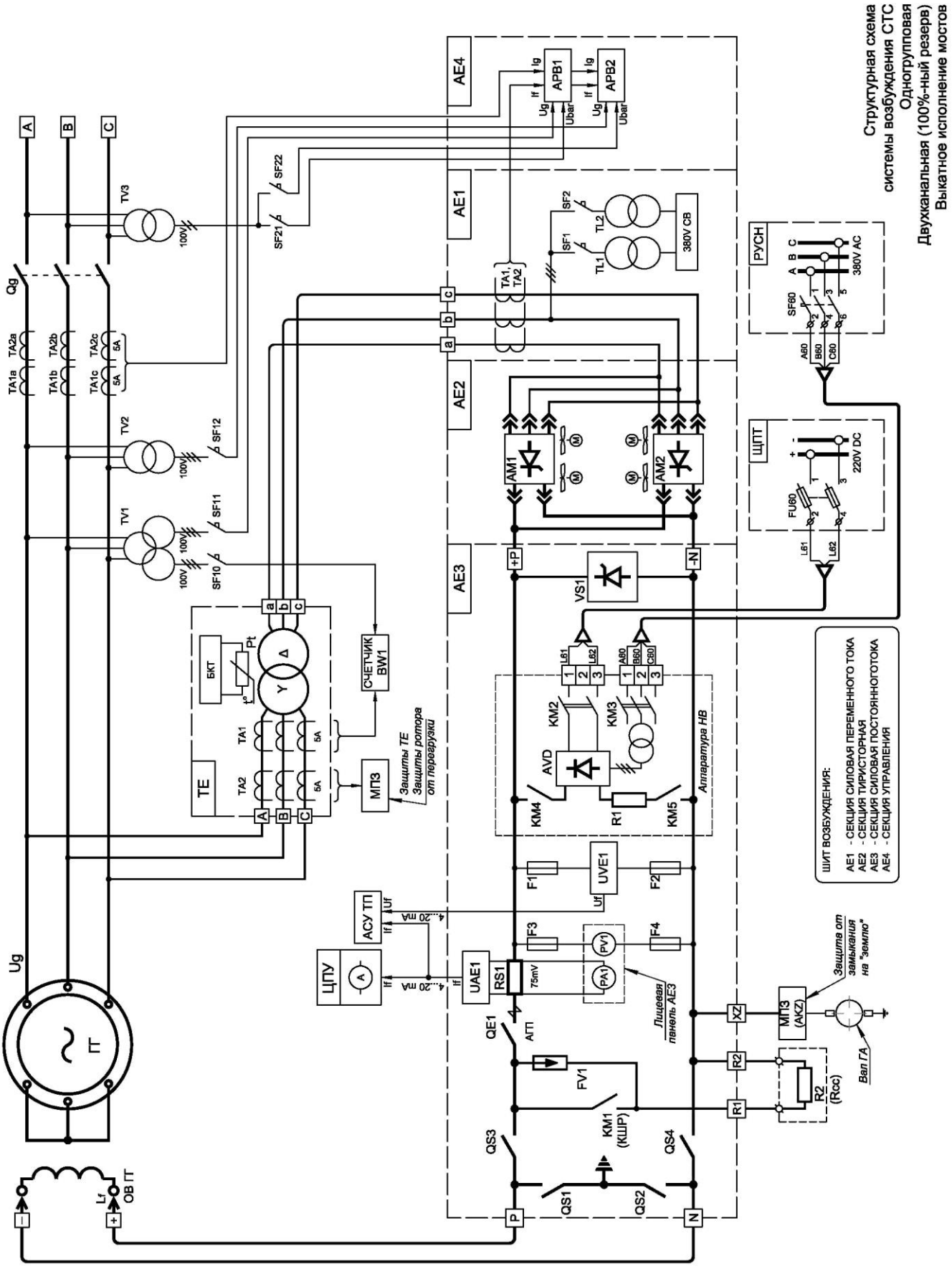


Рис. 3.1. Типовая структурная схема системы возбуждения типа СТС.

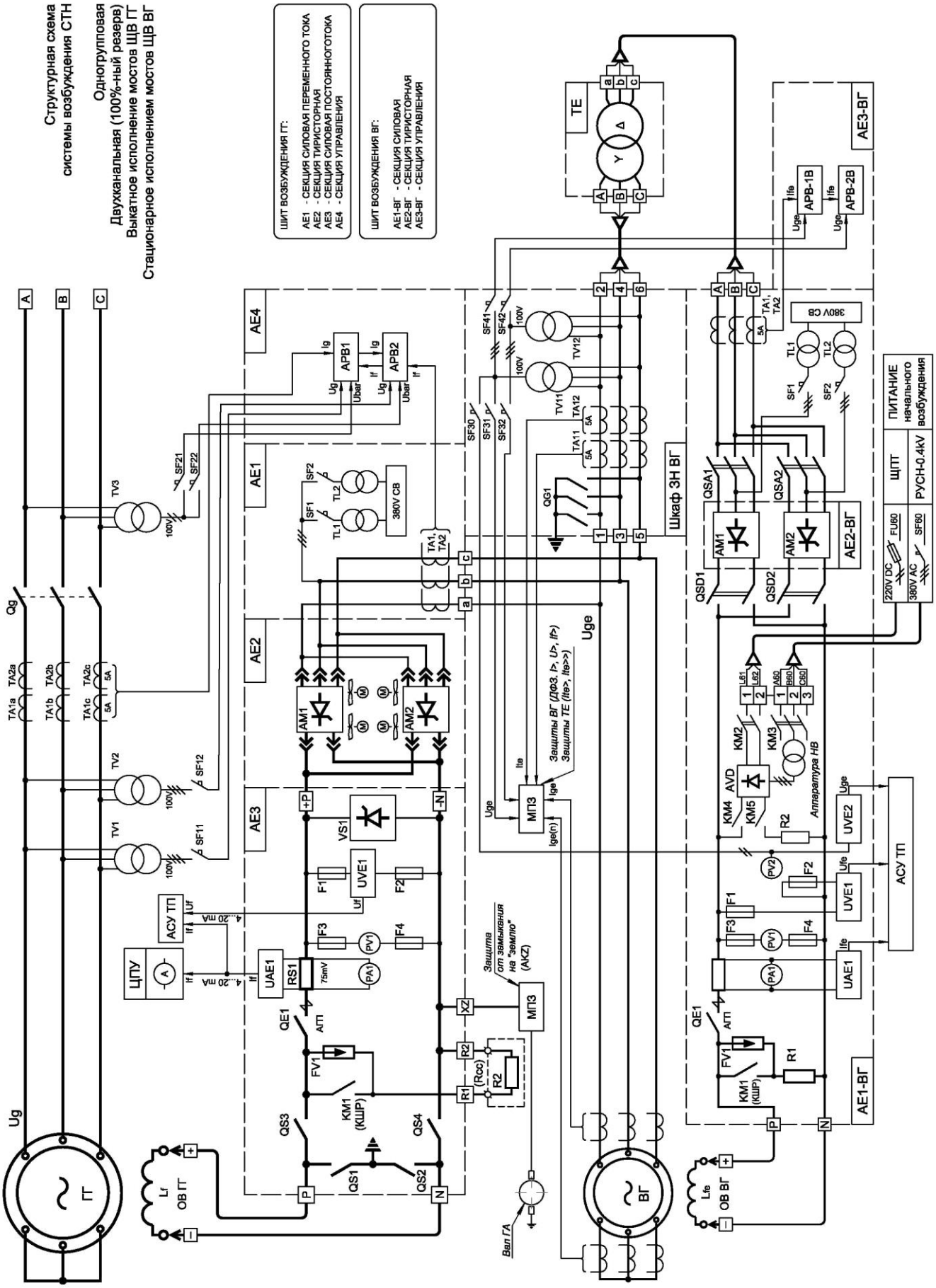


Рис. 3.2. Типовая структурная схема системы возбуждения типа СТН.

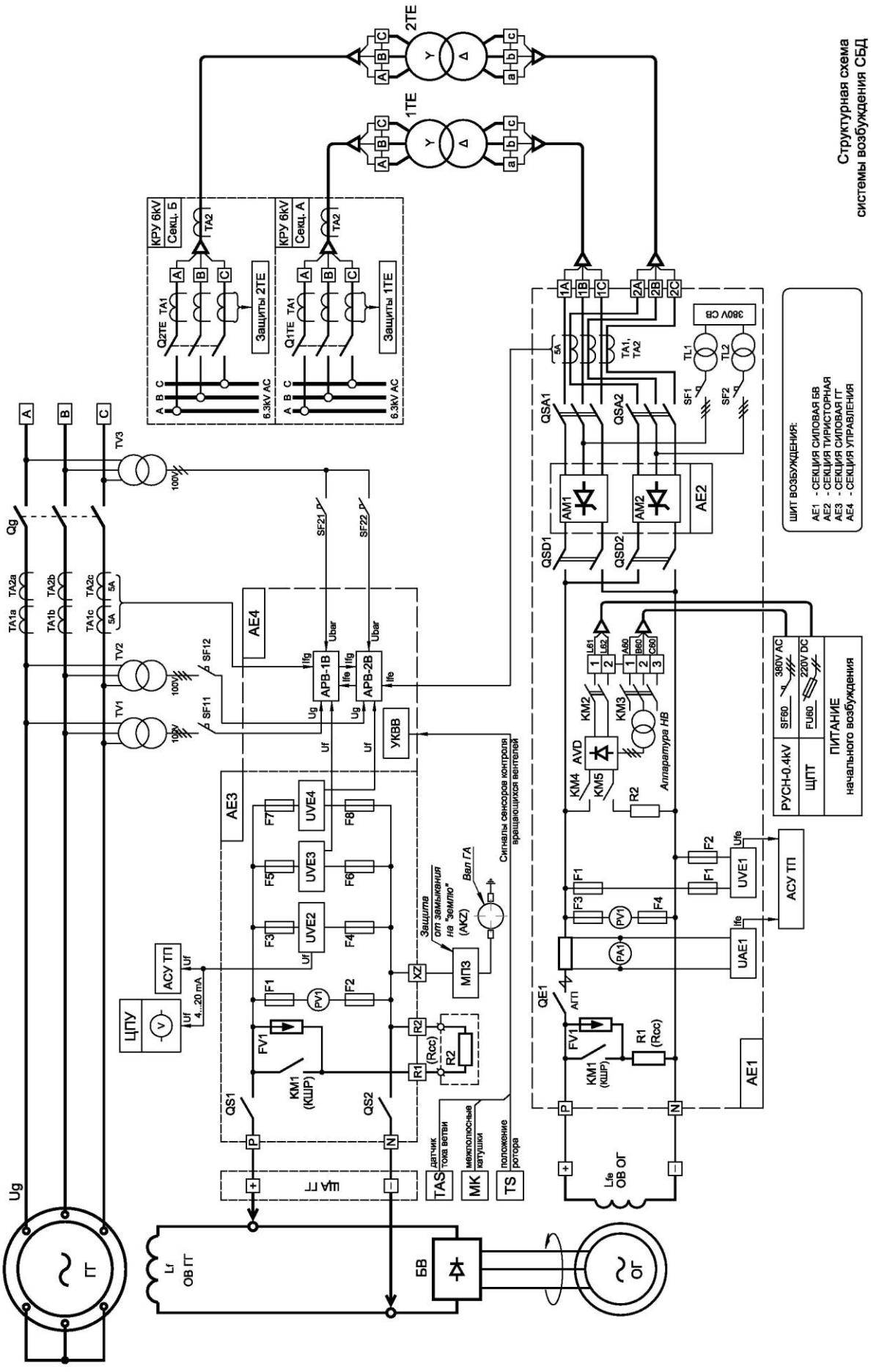
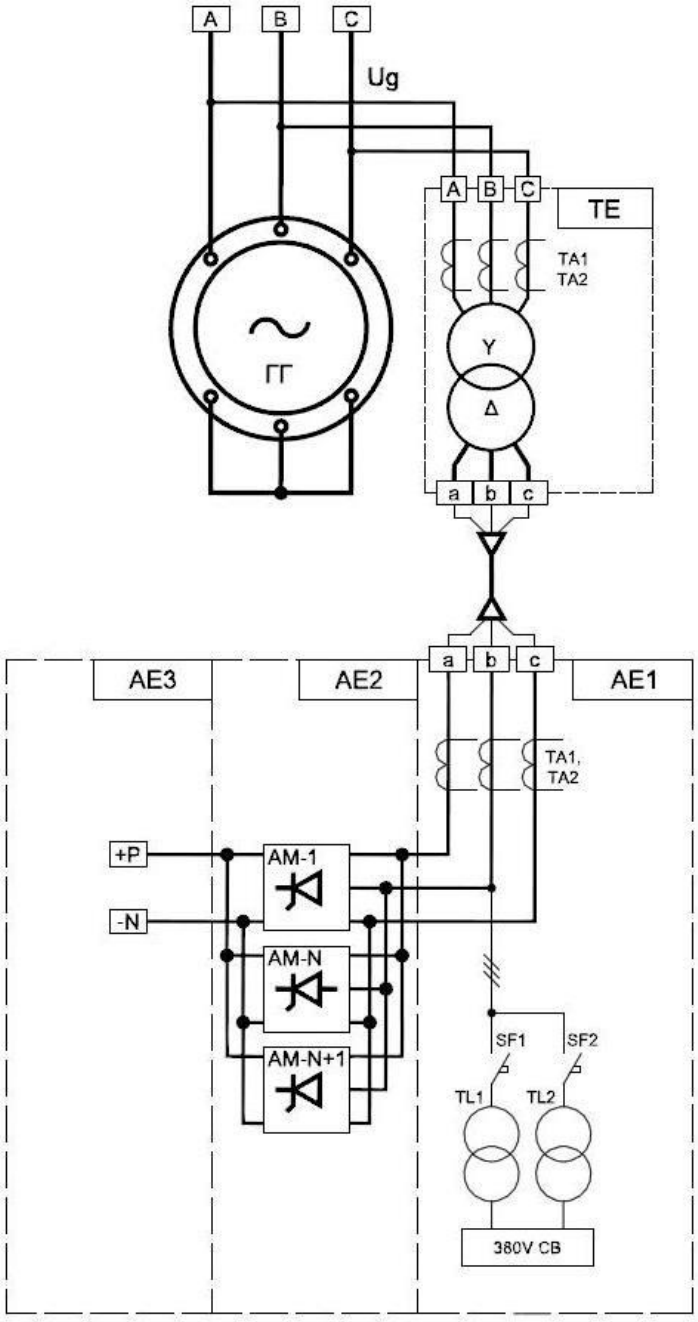
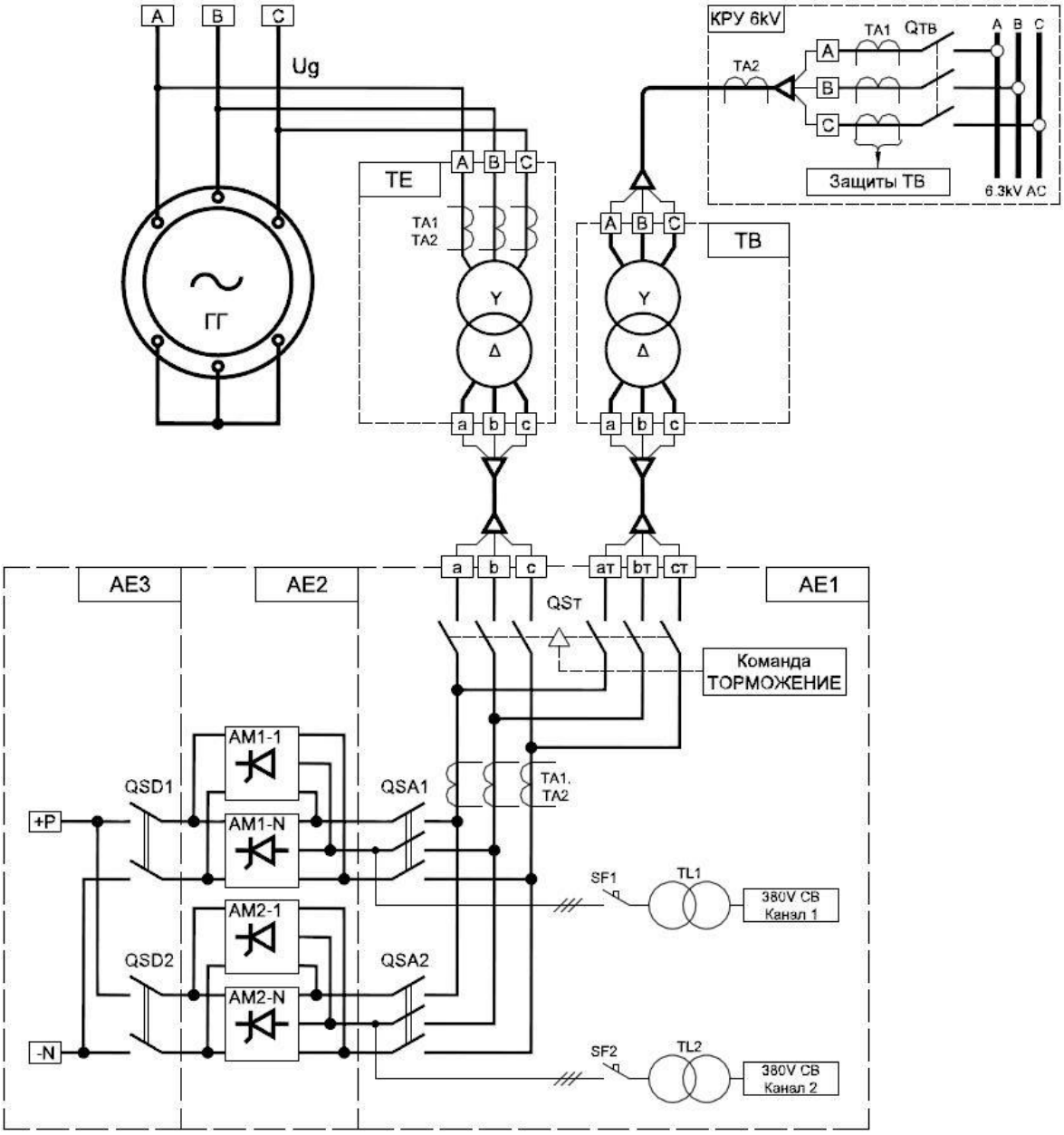


Рис. 3.3. Типовая структурная схема системы возбуждения типа СБД.



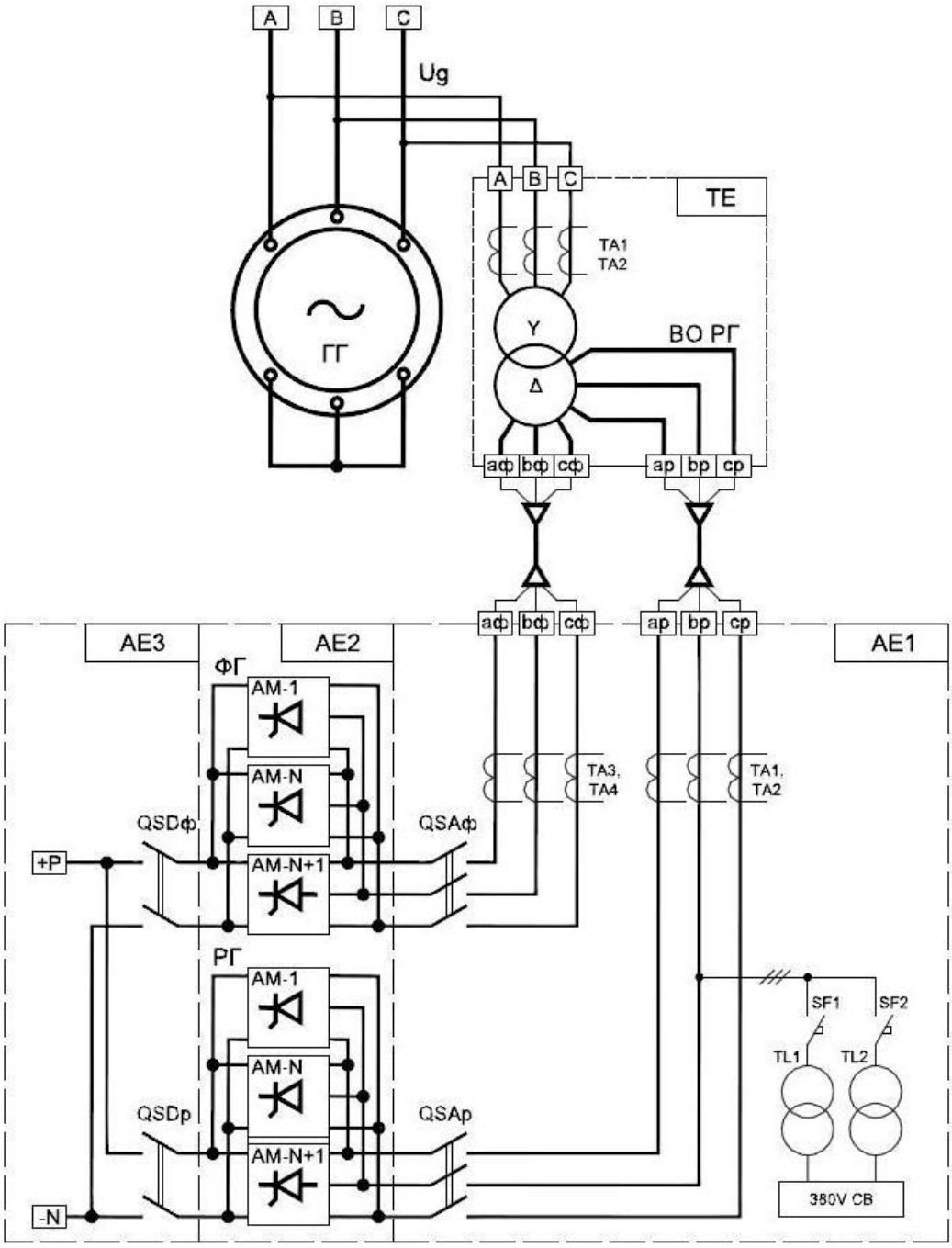
Версия силовых секций
для одногрупповой системы СТС
Резервирование - N+1
Стационарное /выкатное
исполнение мостов

Рис.3.4.



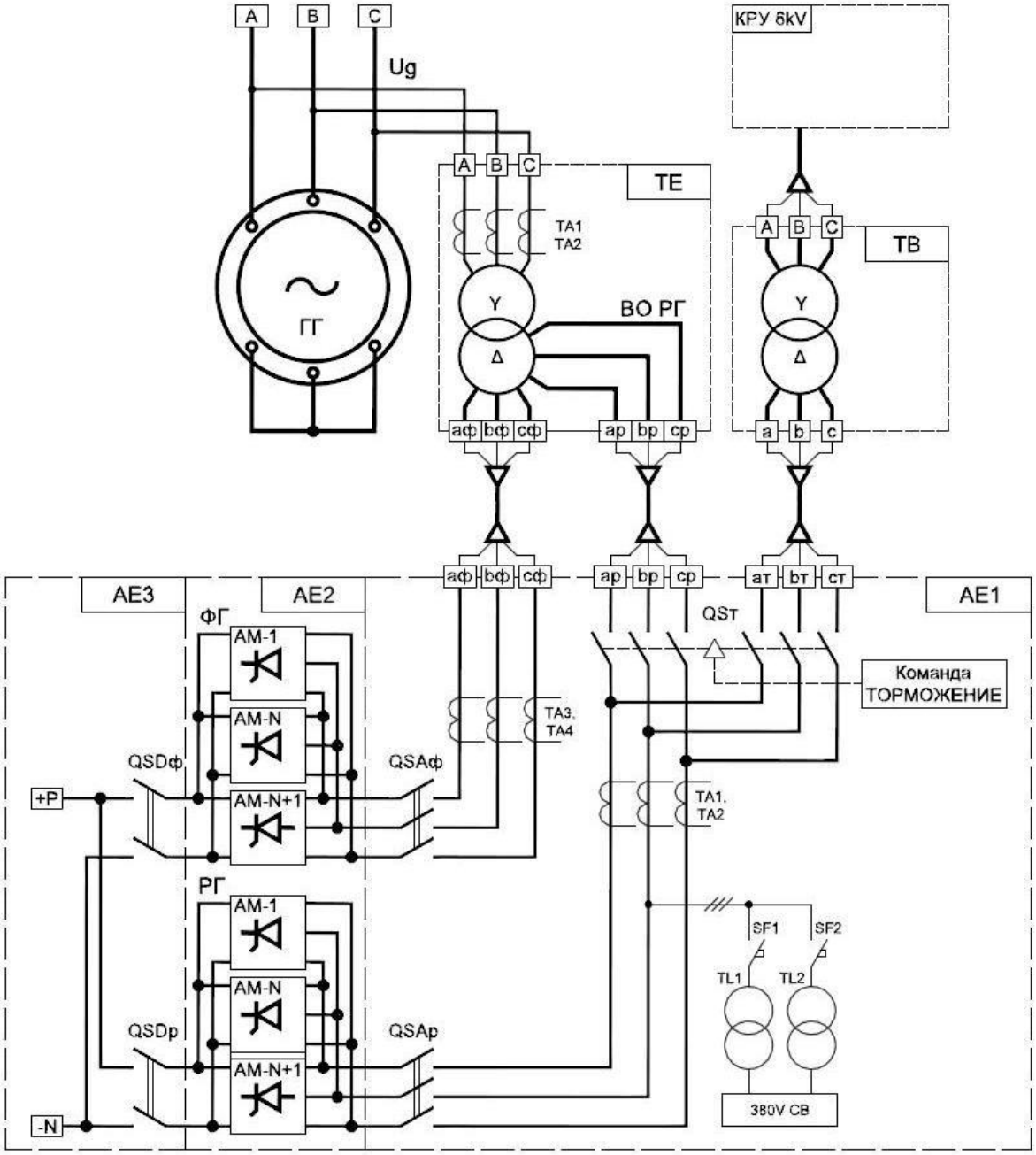
Версия силовых секций
для одногрупповой
двухканальной системы СТС
(100%-ный резерв)
Стационарное исполнение мостов
Функция электроторможения

Рис.3.5.



Версия силовых секций
для двухгрупповой системы СТС
Резервирование
рабочей и форсировочной групп - N+1
Стационарное исполнение мостов

Рис.3.6.



Версия силовых секций
для двухгрупповой системы СТС
Стационарное исполнение мостов
Резервирование
рабочей и форсировочной групп - N+1
Функция электроторможения

Рис.3.7.

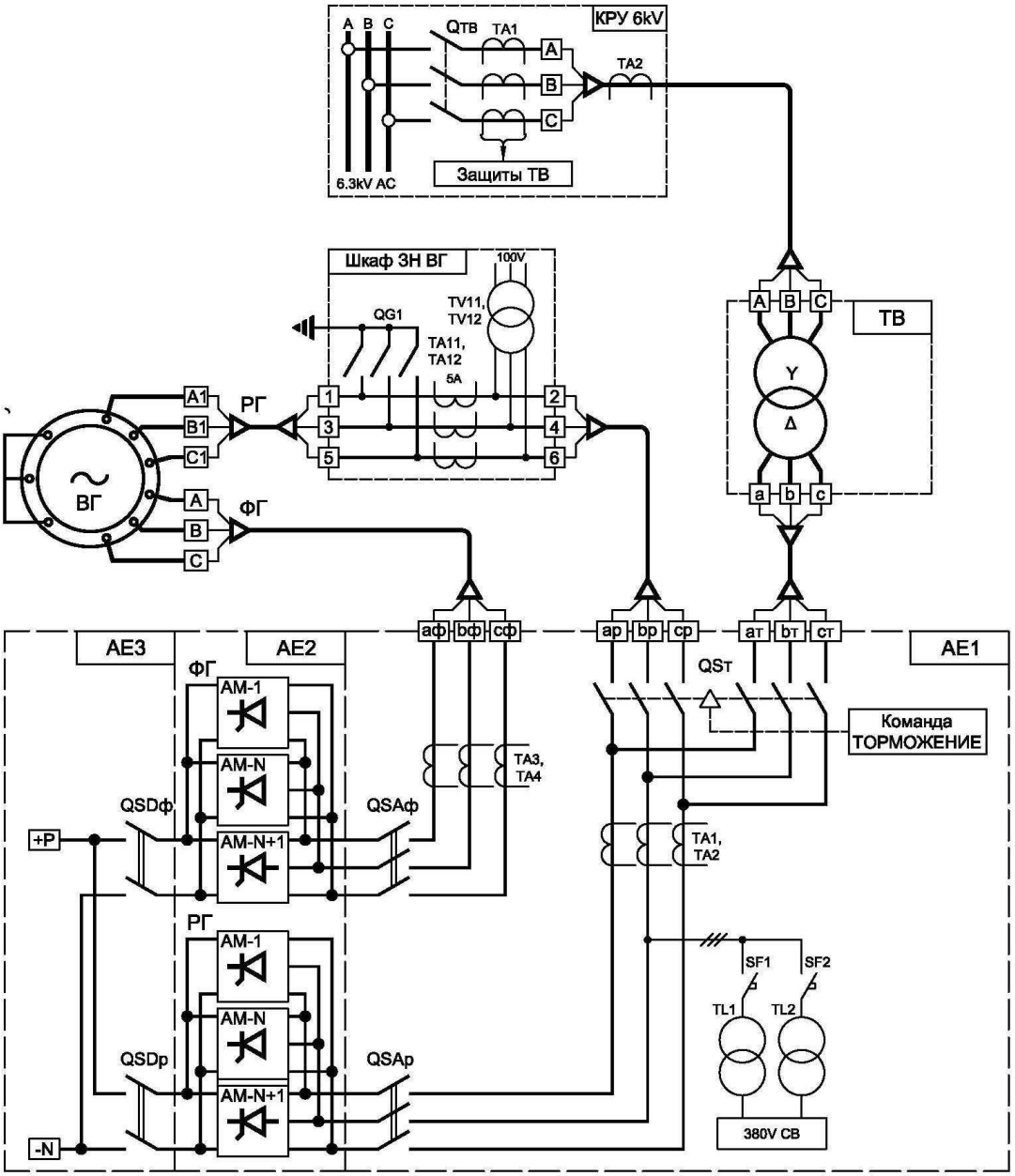

КРУ 6kV
A B C
QTB
TA1
TA2
6.3kV AC
Защиты ТВ
Шкаф ЗН ВГ
100V
TV11,
TV12
QG1
TA11,
TA12
5A
ТВ
Y
Δ
РГ
ФГ
ВГ
A1
B1
C1
1
2
3
4
5
6
a
b
c
аф
bф
сф
ар
bp
ср
аТ
bТ
сТ
AE3
AE2
AE1
QST
Команда
ТОРМОЖЕНИЕ
AM-1
AM-N
AM-N+1
QSDф
QSAф
TA3,
TA4
+P
TA1,
TA2
QSDp
QSAp
-N
SF1
SF2
TL1
TL2
380V CB
Версия исполнения силовой секции
для двухгрупповой системы СТН:
Стационарное исполнение мостов
Резервирование
рабочей и форсировочной групп - N+1
Функция электроторможения

Рис. 3.8.

3.4 Выбор системы охлаждения.

3.4.1. Под охлаждением системы возбуждения здесь и далее понимается способ отвода тепла от активных элементов СВ, прежде всего, от силовых тиристоров, в условиях размещения СВ, соответствующих нормативным требованиям.

3.4.2. ГОСТ [3] регламентирует следующие условия окружающей среды для всех типов систем возбуждения:

- нормальное значение температуры окружающего воздуха от +5 до +40°С,
- предельное верхнее значение температуры +45°С;
- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли в концентрациях, снижающих уровень изоляции до недопустимых пределов.

Климатическое исполнение систем возбуждения – по ГОСТ [7] и ГОСТ [8], категория размещения – «4» (в помещениях с искусственно регулируемыми климатическими условиями). Категория размещения оборудования, устанавливаемого в машинном зале, должна соответствовать категории размещения синхронной машины.

3.4.3. Тип системы охлаждения тиристорных преобразователей должен выбирается исходя из следующих критериев:

- максимального значения номинальной нагрузки единичного тиристорного моста, имеющего систему охлаждения данного типа, и возможности построения на его основе силовой преобразовательной установки с заданной (выбранной) схемой резервирования (см. п.3.3.2);
- конструктивной надежности системы охлаждения;
- возможности использования преобразователя с системой охлаждения данного типа в конкретных условиях размещения системы возбуждения;
- массогабаритных показателей преобразовательной установки с системой охлаждения данного типа;
- потребности в подготовке охлаждающего агента (дистиллированной воды при водяной системе охлаждения преобразователей).

В случае, когда главный генератор имеет водяную систему охлаждения статора, с существующими или проектируемыми вспомогательными системами водоподготовки, водоснабжения и теплообмена, следует рассмотреть возможность установки СВ с водяным охлаждением тиристорных преобразователей.

При реконструкции СВ, если демонтируемая система имела водяное охлаждение с автономными вспомогательными системами, следует рассмотреть возможность установки новой СВ с водяным охлаждением. При этом необходимо обследовать состояние автономных систем (состояние дистиллятора, расширительного бака, ионообменного и магнитного фильтров, насосов и двигателей, водяного теплообменника, запорной и регулирующей арматуры, трубопроводов), оценить остаточный ресурс, потребность в ремонте или замене отдельных компонентов и пригодность систем для последующей эксплуатации.

При новом строительстве применение СВ с автономной системой водяного охлаждения должно обосновываться технико-экономическим расчетом.

3.4.4. В СВ с естественным воздушным охлаждением тиристорных преобразователей:

- при использовании не выкатной конструкции мостов со 100%-ным резервированием обязательны стационарные силовые разъединители на стороне переменного и выпрямленного напряжения моста или группы мостов (преобразовательного канала).
- воздушные фильтры на входе в оболочку моста не устанавливаются. Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой моста IP20 … IP32 [9].

3.4.5. В СВ с принудительным воздушным охлаждением тиристорных преобразователей:

- при использовании силовой части без резервирования и со 100%-ным резервированием должны применятся не менее 2 вентиляторов в каждом из мостов, один из которых – резервный. В системах с резервированием силовой части по принципу «N+m» допускается устанавливать 1 вентилятор в каждом из мостов.
- в составе ЗИП СВ должны быть предусмотрены запасные вентиляторы в количестве, обеспечивающем полный срок эксплуатации СВ и пополняемый запас воздушных фильтров.
- в системе охлаждения должен быть предусмотрен контроль сопротивления фильтрующих элементов потоку воздуха и сигнал о необходимости замены воздушных фильтров;
- допускается как стационарная, так и выкатная конструкция тиристорного моста;
- степень защиты, обеспечиваемая оболочкой моста IP33 … IP43 [9].

3.4.6. В СВ с водяным охлаждением тиристорных преобразователей:

- для СВ со 100%-ным резервированием обязательны стационарные силовые разъединители на стороне переменного и выпрямленного напряжения моста или группы мостов (преобразовательного канала);
- должны быть предусмотрены внешние системы водоподготовки и водоснабжения включающие дублированную систему циркуляции, систему теплообмена (утилизации отведенного тепла) и систему контроля входных и выходных параметров охлаждающей воды. Названные внешние системы серийно не выпускаются и должны быть разработаны проектирующей организацией, как техническое решение, реализуемое на монтажной площадке;
- подвод к преобразователю охлаждающей воды и отвод оборотной воды должен осуществляется через фланцевые соединения по трубопроводам из нержавеющей стали, выбор материала водоводов, для охлаждения тиристоров внутри преобразователя осуществляет завод изготовитель;
- должны быть заданы параметры номинального и максимально-допустимого расхода воды через мост, номинального и максимально-допустимого давления воды на входе моста, диапазон допустимых значений температуры воды на входе и на выходе моста. Указанные значения должны измеряться внешней системой контроля параметров охлаждающей воды и преобразовываться в электрические сигналы. Значения контролируемых параметров в требуемом формате должны быть поданы на вход контроллеров СВ для выработки управляющих воздействий или предупредительных сигналов;
- для группы мостов требуется один комплект термометров и один датчик давления. Датчики параметров воды, могут быть включены в комплект поставки СВ, или поставляться отдельно по проектной спецификации;
- степень защиты оболочки моста с водяным охлаждением – IP55 [9].

3.5 Электроторможение ГА

3.5.1. Для гидрогенераторов мощностью свыше 50 МВт и обратимых агрегатов при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции в проектной документации должна быть рассмотрена возможность и эффективность внедрения системы электроторможения для останова гидрогенератора [11].

3.5.2. При реконструкции СВ внедрение схемы электроторможения возможно при наличии условий для размещения дополнительного оборудования.

3.5.3. Система СТС с выпрямительным трансформатором, подключенным к цепям генераторного напряжения за выключателем ГГ, на стороне блочного трансформатора, может применяться для электроторможения ГА без каких-либо дополнительных элементов в силовой части.

3.5.4. Для системы СТС, выпрямительный трансформатор которой подключен непосредственно к статору ГГ, и для системы СТН требуется выполнение питания тиристорных преобразователей от СН станции через дополнительный трансформатор торможения (ТВ). В схеме щита возбуждения СВ должен предусматриваться силовой 3-фазный переключатель, отключающий от преобразователей штатный источник питания (выпрямительный трансформатор в СТС или ВГ в СТН) и подключающий на время торможения трансформатор торможения ТВ. Варианты исполнения схемы СВ с электроторможением приведены на рис. 3.7-3.8.

3.5.5. Для реализации режима электроторможения в СВ должны быть задействованы соответствующие алгоритмы, управляемые следующими командами:

- «Подготовка к ЭТ» - дискретная команда, запускающая в контроллере СВ алгоритм электроторможения (ЭТ), должна присутствовать на входе СВ до завершения процесса ЭТ. Команда игнорируется, если при ее поступлении ГГ возбужден или включен в сеть;
- «Короткозамыкатель включен» - дискретный входной сигнал состояния короткозамыкателя, внешнее условие готовности СВ к ЭТ, должен присутствовать на входе СВ до отключения короткозамыкателя;
- «Возбуждение» - импульсная дискретная команда на включение режима выпрямления тиристорных преобразователей и подачу тока возбуждения в ротор ГГ;
- «ЭТ завершено» - дискретная команда на гашение поля ГГ при выполнении алгоритма ЭТ;

При исполнении алгоритма ЭТ, контроллер СВ формирует следующие выходные сигналы:

- «СВ готова к ЭТ» - дискретный сигнал о готовности СВ к возбуждению ГГ для ЭТ;
- «Отказ ЭТ» - дискретный сигнал об отказе оборудования СВ или прерывании алгоритма в процессе ЭТ;
- «Возбуждение снято» - дискретный сигнал об отсутствии тока возбуждения ГГ.

3.5.6. Силовой переключатель питания тиристорных преобразователей, используемый в щитах возбуждения для переключения питания преобразователя с выпрямительного трансформатора ТЕ на трансформатор торможения ТВ, должен иметь электропривод, управляемый контроллером СВ, должен быть рассчитан на ток и напряжение, соответствующие номинальным параметрам ВО выпрямительного трансформатора ТЕ, и выдерживать токи КЗ, определяемые на стороне ВО ТЕ. Требований к коммутационной способности переключателя не предъявляется – переключение цепей трансформаторов выполняется в бестоковом режиме.

4 Автоматические регуляторы возбуждения

4.1 Общие требования к АРВ

4.1.1. АРВ синхронного генератора должен [1,2,3]:

- поддерживать на выводах ГГ или на шинах станции заданное напряжение с заданными статизмом и точностью;

- обеспечивать устойчивую работу синхронного генератора во всех режимах его работы, включая режим ограничения минимального возбуждения;
- обеспечивать релейную форсировку возбуждения, обеспечивающую увеличение напряжения возбуждения синхронного генератора с максимально возможной скоростью до величины потолочного (предельного) напряжения системы возбуждения и имеющую настраиваемые параметры: напряжение ввода релейной форсировки возбуждения, напряжение снятия релейной форсировки возбуждения, время задержки на снятие релейной форсировки возбуждения;
- ограничивать режимные параметры ГГ с целью защиты ГГ и аппаратуры системы возбуждения в анормальных режимах работы ГГ и энергосистемы.

4.1.2. АРВ должны выполнять следующие функции ограничения режимных параметров генератора [2,3]:
- ограничение тока ротора до 1,1 тока возбуждения холостого хода при работе ГГ на холостом ходу;
- ограничение перегрузки ротора;
- ограничение до двукратного значения тока ротора (для тиристорных систем возбуждения; для бесщеточных систем возбуждения, АРВ которых имеют соответствующий ограничитель) при работе в электрической сети с выдержкой времени на ввод такого ограничения, задаваемой в диапазоне от 0,1 до 0,6 с;
- ограничение тока ротора при неисправностях тиристорного преобразователя СВ, до значения, обеспечивающего работу ГГ с номинальной активной мощностью при номинальном напряжении на выводах и запасом по статической устойчивости не менее 20 % номинальной активной мощности ГГ. При этом ток возбуждения не должен быть меньше тока возбуждения холостого хода, допускается автоматическое запрещение форсировки возбуждения;
- ограничение перегрузки по току статора путем снижения реактивной составляющей тока в соответствии с инструкциями завода-изготовителя ГГ;
- ограничение минимального тока возбуждения с уставкой, зависящей от активной мощности;
- сигнализацию перехода СВ в режим ограничений;
- ограничение максимального напряжения ротора и тока и возбуждения бесщеточного возбудителя ГГ;
- ограничение напряжения генератора при снижении частоты (V/Hz-ограничение). Ограничитель вступает в работу на ХХ ГГ при снижении частоты до порогового уровня (как правило 49Hz), и воздействует на уставку АРВ по напряжению, снижая ее пропорционально снижению частоты (как правило 2% на 1Hz). В случае работы ГГ в сети, при выходе частоты из допустимого диапазона (40Hz > f > 90Hz), АРВ выдает команду на отключение генератора от сети и гашение поля.

4.2 АРВ сильного действия

4.2.1. В составе систем возбуждения синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более должны применяться АРВ сильного действия. [1,2,3].

4.2.2. 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 обеспечивать [2,3]:
- заданную точность поддержания напряжения на выводах генератора или на шинах высшего напряжения электростанции;
- демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключающее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме;

- релейную форсировку возбуждения, обеспечивающую увеличение напряжения возбуждения синхронного генератора с максимально возможной скоростью до величины потолочного (предельного) напряжения системы возбуждения и имеющую настраиваемые параметры: напряжение ввода релейной форсировки возбуждения, напряжение снятия релейной форсировки возбуждения, время задержки на снятие релейной форсировки возбуждения;
- блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при изменении частоты со скоростью 0,05 Гц/с и более с настраиваемой выдержкой времени на ввод и запретом работы блокировки при возникновении в энергосистеме синхронных колебаний параметров электроэнергетического режима;
- устойчивую работу синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;
- ограничение до двукратного значения тока ротора (для тиристорных систем возбуждения; для бесщеточных систем возбуждения, АРВ сильного действия которых имеют соответствующий ограничитель) при работе в электрической сети с выдержкой времени на ввод такого ограничения, задаваемой в диапазоне от 0,1 до 0,6 с.

4.2.3. АРВ сильного действия синхронных генераторов при применении их в составе бесщеточных систем возбуждения дополнительно к выполнению требований, указанных в п.4.2.2, должны обеспечивать следующие функции [2,3]:
- ограничение максимального напряжения ротора и тока возбуждения бесщеточного возбудителя;
- расчет тока ротора по диаграмме Потье, исходя из определения тока ротора синхронного генератора в установившемся режиме, учитывающий насыщение магнитной цепи - в случае использования в АРВ сильного действия тока ротора для формирования параметра стабилизации.

4.2.4. 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.

4.2.5. 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.

4.2.6. 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.

4.2.7. АРВ сильного действия синхронных генераторов и их алгоритмы функционирования должны пройти испытания на физической модели энергосистемы или на математической модели энергосистемы с использованием цифрового программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени. В случае если тип (марка) АРВ сильного действия синхронного генератора, устанавливаемого на объекте по производству электрической энергии, и версия алгоритма его функционирования идентичны типу (марке) АРВ и версии алгоритма его функционирования, ранее успешно прошедшим испытания, вместо результатов таких испытаний субъекту оперативно-диспетчерского управления могут быть представлены документы, подтверждающие указанные обстоятельства [2].

4.2.8. Для синхронных гидрогенераторов мощностью 100 МВт и более, но менее 500 МВт проверка и корректировка выбранных параметров настройки АРВ сильного действия должны быть выполнены либо на физической модели энергосистемы, либо на математической модели энергосистемы с использованием цифрового программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени.

Для синхронных гидрогенераторов мощностью 500 МВт и более проверка и корректировка выбранных параметров настройки АРВ сильного действия должны быть выполнены на физической модели энергосистемы [2].

4.3 Регулятор тока возбуждения

4.3.1. Работа АРВ в режиме регулятора тока возбуждения должна использоваться для управления возбуждением при развороте ГГ и его подготовке к включению на параллельную работу с энергосистемой, наладочных работах, а также при реализации специальных и сервисных функций СВ. При параллельной работе ГГ с энергосистемой режим регулятора тока возбуждения АРВ является анормальным и должен быть ограничен по времени использования.

4.3.2. Переход АРВ из автоматического режима в режим регулятора тока возбуждения должен происходить без изменения тока возбуждения. Для этого при работе АРВ в автоматическом режиме должно обеспечиваться постоянное слежение за током ротора с дальнейшим воздействием на изменение уставки Ifo = If, используемой в режиме регулятора тока возбуждения.

4.3.3. Регулятор тока возбуждения должен иметь пропорционально-интегральный закон регулирования.

4.3.4. В режиме регулятора тока возбуждения должны действовать ограничители тока ротора по величине и длительности перегрузки.

4.3.5. В период работы АРВ в режиме регулятора тока возбуждения должна быть обеспечена возможность функционирования релейной форсировки, развозбуждения и автоматического гашения поля синхронной машины.

4.3.6. При питании цепей напряжения АРВ от двух комплектов трансформаторов напряжения в период работы ГГ в сети в режиме ручного управления возбуждением допускается не реализовывать релейную форсировку. В указанном случае при возникновении вынужденной активации регулятора тока возбуждения, вызванной неисправностью всех цепей напряжения, работа СВ с ручным управлением допускается на время, необходимое для оперативного устранения неисправности в цепях напряжения, но не превышающим 2 часов, в течение которых должно быть восстановлено автоматическое регулирование возбуждением ГГ или выполнен нормальный останов ГГ.

4.3.7. При питании цепей напряжения АРВ от одного комплекта трансформаторов напряжения для работы ГГ в сети в режиме ручного управления возбуждением, необходимо предусмотреть релейную форсировку возбуждения. АРВ должен иметь вход «Релейная форсировка» для сигнала типа «сухой контакт».

Также допускается реализация релейной форсировки:

- с помощью 2-х реле напряжения, питаемых от отдельного комплекта ТН цепей защит, ограничение тока и времени форсировки выполняется ограничителем перегрузки АРВ, остающемся в работе при ручном режиме регулятора;

- средствами МПЗ в составе комплекта микропроцессорных защит (например, ЭКРА ШЭ1111, ЭКРА ШЭ113), получающих сигнал напряжения от отдельного ТН, при этом программируется также функция ограничения форсировки.

4.3.8. При работе ГГ в режиме холостого хода максимальная уставка по току возбуждения должна быть ограничена значением, соответствующим 110% напряжения

статора ГГ, а сам диапазон изменения уставки регулятора тока возбуждения должен составлять от 80% до 110% номинального тока ротора.

4.3.9. При начальном возбуждении на ручном регуляторе, по внешней команде «Возбуждение» АРВ должно устанавливаться начальное значение уставки, соответствующее 30% тока ротора холостого хода, с дальнейшим плавным увеличением уставки до 95% тока ротора холостого хода.

4.3.10. При включении генератора в сеть методом самосинхронизации в регуляторе тока возбуждения устанавливается начальное значение уставки, равное 100% тока холостого хода.

4.3.11. При выполнении алгоритма электроторможения, а также при пуске МГ ГАЭС в насосный режим, в регуляторе тока возбуждения должно устанавливаться значение уставки, равное номинальному току ротора.

4.4 Система импульсно-фазового управления (СИФУ)

4.4.1. Допускается реализация СИФУ как отдельного устройства, так и реализация СИФУ и АРВ в одном микроконтроллере.

4.4.2. СИФУ должно формировать группу из шести импульсов управления тиристорами, сдвинутыми по фазе на 60° и соответствующих углу управления α, определяемому АРВ.

4.4.3. Напряжение синхронизации СИФУ должно соответствовать по фазе напряжению питания ТП во всех режимах работы ГГ.

4.4.4. Диапазон изменения угла управления в СИФУ должен быть ограничен значениями минимального и максимального углов (форсировки и инвертирования).

4.4.5. При малых токах возбуждения, для гарантированного открытия тиристоров, ширина (длительность) импульсов управления, формируемых СИФУ, должна устанавливаться равной 120˚. При токах ротора, превышающих 0.2…0.3 номинального, длительность импульсов должна сокращаться до 5˚.

4.4.6. СИФУ, реализованные в виде отдельного устройства, должны иметь входы для внешних дискретных команд «Инвертирование» и «Съем импульсов».

4.5 Формирователи импульсов и драйверы

4.5.1. При применении в ТП тиристоров с оптическими драйверами управления к выходу СИФУ должны подключаются оптические формирователи, преобразующие логический сигнал напряжения в логический оптический сигнал, с сохранением первоначальной фазы и длительности импульса управления. Связь между оптическим формирователем и драйвером выполнять посредством оптической линии, служащей гальванической развязкой между цепями СИФУ и силовой схемой ТП. Внутри драйвера должна быть выполнена изоляция цепей питания от цепей функциональной схемы.

4.5.2. При применении тиристоров без оптических драйверов управления, для усиления и гальванической развязки импульсов управления между СИФУ и тиристором должен использоваться формирователь импульсов, формирующий импульс управления в виде переменного напряжения высокой частоты, по фазе и длительности повторяющий входной импульс от СИФУ и импульсный трансформатор, служащий гальванической развязкой.

4.5.3. Применение тиристоров с оптическими драйверами управления является приоритетным.

4.6 Динамическое токораспределение

Для выравнивания загрузки параллельно работающих преобразователей должно применятся динамическое токораспределение. Все плечи тиристорных мостов оснащаются датчиками тока, сигналы от которых поступают в регулятор – контроллер

токораспределения (КТР). КТР вносит задержки в импульсы управления наиболее загруженных тиристоров для динамического выравнивания токов в одноименных плечах мостов. КТР устанавливается между выходом СИФУ и входом формирователя импульсов. КТР может быть выполнен в виде отдельного устройства, или быть функциональной частью СИФУ.

4.7 Дублирование АРВ. Самотестирование и переводы управления.

4.7.1. В системе возбуждения должно быть обеспечено резервирование управления возбуждением ГГ посредством использования 2-х управляющих каналов, каждый из которых включает АРВ и систему импульсно-фазового управления тиристорами. При этом указанные управляющие каналы с 2 автоматическими регуляторами АРВ должны обеспечивать надежное функционирование с использованием следующих принципов дублирования своей работы:

- в работе всегда находится один из каналов – активный канал, а второй канал должен находится в состоянии «горячего резерва» - резервный канал;
- АРВ резервного канала должен работать в «следящем» за рабочим каналом режиме и быть готовым к управлению СВ, при этом интерфейс входных команд и выходных управляющих сигналов резервного канала должен быть заблокирован;
- любой из каналов может быть активным, при включении в работу ГГ активным становится канал, первым получивший питание, второй канал при этом становится резервным;
- для персонала ГЭС должна быть обеспечена возможность назначения активного канала или перевода управления с активного канала на резервный вручную, воздействием внешних команд;
- при наличии признаков неисправности канал должен получает статус «неисправного», при этом активный канал отключается, передавая управление резервному каналу, а при получении статуса «неисправного» резервным каналом, он должен запрещать осуществление перевода управления на себя.

4.7.2. Оба регулятора АРВ рабочего и резервного каналов должны иметь полностью идентичные настройки всех параметров и характеристик, включая настройки аналоговых датчиков тока и напряжения.

4.7.3. Каждый исправный АРВ должен выполняет программу самотестирования для выявления неисправности устройства, как в конструктивной части, так и в части ПО. В конструктивной части для самотестирования должны быть предусмотрены специальные схемные решения или задействуются стандартные функции применяемых контроллеров и периферийных устройств, определяющие отсутствие питания или неработоспособность компонентов АРВ. В поставляемом программном обеспечении должны быть предусмотрены методы самотестирования, контролирующие корректность логических преобразований, временных интервалов и диапазона изменения величин.

4.7.4. При выявлении неисправности в памяти АРВ должна сохраняться информация о неисправности, достаточная для проведения мероприятий по ее устранению.

4.7.5. Алгоритмы диагностики каналов должны быть достаточно надежными, гарантирующими высокую достоверность результатов. Переключение каналов выполняется при выявлении признаков критической неисправности, даже если существует вероятность диагностической ошибки. Должна быть исключена возможность потери возбуждения при переключении каналов, а также перевод управления СВ на неисправный канал. Статус «Неисправен» может быть снят с регулятора или канала управления только оперативным персоналом вручную, при соответствующей операции по месту с инженерного пульта СВ или иными средствами локального управления регулятором. Решение о вводе в работу канала принимается после выявления, анализа и устранения причины неисправности.

4.7.6. В АРВ должно быть предусмотрена возможность аварийного переключения каналов управления от внешней команды «Аварийное переключение АРВ».

4.8 Управляющий контроллер

4.8.1. Управляющий контроллер может быть как отдельным функциональным устройством, так и специальной функциональной структурой в составе регулятора возбуждения.

4.8.2. Управляющий контроллер должен:

- транслировать команды управления АРВ, выполнять логический анализ команд на их допустимость и соответствие текущему состоянию и режиму работы СВ;
- реализовывать технологические алгоритмы управления СВ при начальном возбуждении, требующие управления АГП, контакторами НВ, регулятором АРВ и СИФУ;
- управлять режимом подгонки уставки регулятора при точной синхронизации ГГ с сетью, отслеживая момент включения генератора в сеть;
- управлять системой возбуждения в процессе самосинхронизации;
- управлять возбуждением в процессе нормального останова турбины;
- управлять СВ в специальных режимах работы, например, при электроторможении ГА, при снятии характеристик КЗ и ХХ генератора (блока).

4.8.3. Контроллер выполняет мониторинг состояния СВ в виде сбора и анализа информации о:

- температуре стали и обмоток выпрямительного трансформатора ТЕ,
- температуре обмотки ротора ГГ (расчетная величина, с представлением результата в аналоговом виде);
- состоянии оборудования СВ (наличие питания, состояние коммутационных аппаратов);
- состоянии тиристорных преобразователей (исправности предохранителей, RC-цепей, вентиляторов, наличия тока в тиристорных ветвях, симметрии токов преобразователя, температуры тиристоров);
- результатах самодиагностики.

4.8.4. По результатам мониторинга контроллер вырабатывает информационные предупредительные и аварийные сигналы, выполняет ввод в работу резервного регулятора при неисправности рабочего, а также воздействует на устройства гашения поля и выдает команду на отключение ГГ от сети при критических неисправностях СВ.

4.8.5. В функции контроллера входит организация журнал событий, регистратора аварийных процессов, а также поддержка связи с внешними устройствами по сетевым коммуникациям.

5 Требования к конструкции систем возбуждения

5.1 Требования к электромагнитной совместимости систем возбуждения

5.1.1. СВ должны удовлетворять требованиям ГОСТ [12] и стандартам серии IEC (МЭК) 61000. В случае если изготовитель руководствуется ГОСТ [13], системы возбуждения должны иметь показатели помехоустойчивости не хуже 3-й степени жесткости при качестве функционирования класса «А».

5.1.2. Для подавления помех, генерируемых внешними силовыми линиями СВ:

- силовые линии должны быть оптимально короткими, размещение оборудования СВ должно выполняться с учетом минимизации длины силовых линий;
- силовые линии должны выполняться экранированными кабелями или токопроводами с заземлением экранов. Экраны кабелей заземляются в одной точке, на конце кабеля, подходящего к щиту возбуждения. Оболочки отпаек пофазно-экранированных токопроводов, питающих выпрямительный трансформатор, заземляются в

местах, определенных при проектировании общего токопровода генераторного напряжения. Сплошные экраны или оболочки токопроводов переменного и выпрямленного напряжения СВ заземляются на одной из опор, остальные опоры должны изолироваться от земли. При использовании секционированных токопроводов заземлению подлежит каждая секция;

- для компенсации электромагнитных полей от силовых линий переменного тока применяются симметричные токопроводы и трехфазные кабели. Если силовая линия состоит из нескольких параллельных кабельных ниток, в каждой из ниток должны присутствовать все 3 фазы напряжения. При выполнении 3-фазной кабельной линии одножильными кабелями, кабели 3-х разных фаз должны быть стянуты в «треугольник»;
- выпрямительный трансформатор ТЕ должен иметь электростатический заземленный экран между сетевой и вентильной обмотками. Электростатические экраны должны также иметь трансформаторы собственных нужд СВ, подключаемые к вентильной обмотке выпрямительного трансформатора.

5.1.3. При подключении выпрямительного трансформатора к секции СН станции (трансформатор торможения ТВ или трансформатора ТЕ системы СБД) трансформатор ТСН, питающий секцию СН, должен иметь мощность, превышающую мощность СВ, как минимум, на порядок. Должен быть выполнен анализ нагрузки, питаемой от секции СН. Если нагрузка критична к форме напряжения питания, требуется дополнительная фильтрация напряжения или переключение питающего кабеля на другую секцию СН.

5.1.4. Рабочие трансформаторы ТЕ систем возбуждения типа СТС подключать к секциям СН станции запрещается.

5.1.5. Для защиты внешних связей СВ от помех и наведенного напряжения должно быть предусмотрено:

- выполнение всех контрольных и информационных кабельных линий экранированным кабелем. Экраны кабелей заземляются в одной точке (как правило, на стороне приемника сигнала). Рекомендуется кабель с электростатическим экраном из алюминиевой или медной фольги марки КВВГЭ;
- цепи разных уровней напряжения или цепи переменного и постоянного напряжения прокладываются по разным кабельным линиям;
- прокладка вторичных кабелей выполнять в заземленных кабельных лотках раздельно от силовых кабелей. Допускается прокладка силовых и контрольных кабелей в одном лотке с разделением кабелей экранирующей перегородкой;
- внешние цепи, критичные к электромагнитным помехам, должны иметь минимально возможную длину и не содержать ответвлений. Команды управления СВ, передающиеся по длинным и разветвленным цепям или по линиям, подверженным воздействию помех от силового оборудования или параллельных силовых кабельных линий, должны поступать на оптронные терминалы СВ через реле-повторители, установленные в непосредственной близости от терминалов (не далее 20 м);
- пересечение трасс контрольных кабелей и силовых линий должно выполняться под углом, близким к 90°;
- передачу информационных сигналов (нормированных сигналов от измерительных преобразователей тока и напряжения СВ) следует выполнять по заземленной «токовой петле», в формате 0…20mA или 4…20mA;
- при наличии в составе СВ внешних сенсоров или датчиков с потенциальным типом сигнала (0…10V, ±10V или сигнала термометра сопротивления) необходимо применение кабеля с двумя экранированными витыми парами в общем экране;
- связь системы возбуждения с сетевыми микропроцессорными устройствами станции следует выполнять по волоконно-оптическому кабелю;
- решения по заземлению оборудования должны приниматься в соответствии главой 6.12 «Защитное заземление и уравнивание потенциалов» СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства [14].

5.1.6. При отсутствии специализированного стандарта по ЭМС для систем возбуждения, при разработке проектных решений рекомендуется стандарт для регулируемых электрических приводов, как устройств, по принципам функционирования наиболее близких к системам возбуждения синхронных машин:

5.2 Требования к компоновке, эргономике и дизайну щитов возбуждения.

5.2.1. Щит возбуждения (ЩВ) является основной сборочной единицей системы возбуждения. ЩВ содержит силовое коммутационное и преобразовательное оборудование системы, аппаратуру управления и цепи вторичной коммутации.

5.2.2. Конструкция щита возбуждения должна соответствовать или не противоречить требованиям ГОСТ [3] и ГОСТ [15].

5.2.3. В части эргономических требований конструкция щита должна отвечать нормам ГОСТ [16] и ГОСТ [17].

5.2.4. Климатическое исполнение щита – по ГОСТ [7] и ГОСТ [8], категория размещения – 4. При установке щита в машинном зале станции, категория размещения ЩВ должна соответствовать категории размещения ГГ.

5.2.5. Требования по условиям окружающей среды:

- нормальное значение температуры окружающего воздуха от +5 до +40°С,
- предельное верхнее значение температуры +45°С;
- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли в концентрациях, снижающих уровень изоляции до недопустимых пределов.

5.2.6. Требования по сейсмостойкости ЩВ (интенсивность землетрясений в баллах по MSK - 64, высота установки над нулевой отметкой в метрах) должны соответствовать сейсмическим условиям объекта.

5.2.7. ЩВ состоит из шкафов или секций, устанавливаемых, как правило, на общем основании в одну линию. Порядок следования секций в щите обычно повторяет функциональную схему СВ:

- силовая секция ввода переменного напряжения;
- секция тиристорных преобразователей;
- силовая секция выпрямленного напряжения;
- секция управления.

Секции устанавливаются в указанном порядке или слева направо, или зеркально, справа налево. Возможность поставки ЩВ в любом из вариантов должна учитываться Изготовителем изначально, на стадии проектирования секций, и не должна являться опцией, требующей дополнительного времени и затрат на реализацию.

Секция управления, должна иметь исполнения для монтажа справа или слева от силовых секций, или автономно, на требуемом расстоянии от силовых секций.

Двухканальные ЩВ небольшой мощности могут иметь одну силовую секцию, через которую осуществляется как ввод питания, так и вывод выпрямленного напряжения. Тиристорные секции первого и второго каналов при такой компоновке могут устанавливаться справа и слева от силовой секции или друг за другом, секция управления устанавливается справа или слева от тиристорных секций, или автономно.

При автономной установке секции управления в комплект поставки должны входить кабельные перемычки необходимой длины заводского изготовления для подключения секции к ЩВ.

5.2.8. Габариты щита возбуждения по фронту (ширина щита) определяются числом и шириной секций, входящих в состав ЩВ. Максимальная ширина не должна превышать 7000 мм. Глубина щита (глубина секций) не должна быть более 1000 мм. Высота щита с учетом основания и вентиляционных блоков на крыше секций не должна превышать 3000 мм.

5.2.9. Щит возбуждения поставляется в собранном виде или виде отдельных транспортных (монтажных) единиц заводского изготовления, соединение которых выполняется непосредственно на объекте. В поставку должны быть включены все необходимые элементы для механического соединения транспортных единиц между собой, соединения силовых цепей (шин) и цепей вторичной коммутации.

5.2.10. Секции ЩВ могут быть одностороннего и двустороннего обслуживания. ЩВ и каждая секция должны иметь фронтальную (лицевую) и тыльную (заднюю) стороны, указываемые в документации Изготовителя. При двустороннем обслуживании двери устанавливаются как с фронтальной, так и с тыльной стороны щита, при одностороннем – только с фронтальной стороны. Тыльная сторона при этом должна быть закрыта съемными щитами (задними стенками секций), устанавливаемыми с помощью монтажного инструмента.

5.2.11. Все операции по управлению и обслуживанию ЩВ осуществляются с фронтальной стороны ЩВ. Все необходимые приборы индикации и сигнализации, измерительные приборы и дисплеи устанавливаются на дверях фронтальной стороны или на лицевых панелях щита. За дверями фронтальной стороны ЩВ размещаются элементы оперативного управления, такие, как силовые разъединители, автоматические выключатели, кнопки или ключи управления коммутационными аппаратами, элементы внутренней индикации, а также элементы схем вторичной коммутации, требующие периодического обслуживания. В зоне визуального контроля должны быть указатели положения коммутационных аппаратов.

5.2.12. Тыльная сторона ЩВ не должна содержать элементов оперативного управления, за дверями секции не должно быть элементов, требующих периодического обслуживания. Доступ к ЩВ с тыльной стороны должен производиться только при ремонтах или проверках СВ, соответственно, с тыльной стороны шкафов должны размещаться необслуживаемые элементы – силовые шины и контактные соединения, силовые и измерительные трансформаторы, резисторы, RC-цепи, и подобное оборудование.

5.2.13. Ряды зажимов цепей вторичной коммутации в секциях двухстороннего обслуживания могут устанавливаться как с фронтальной, так и с тыльной стороны щита. Ряды зажимов, содержащие измерительные клеммы тока или напряжения, а также измерительные блоки должны быть установлены с фронтальной стороны щита (со стороны обслуживания).

5.2.14. Секции должны быть установлены на цоколь, в полости которого прокладываются межсекционные кабельные связи, и располагаются зажимы для фиксации внешних кабелей. Цоколь может иметь рамную конструкцию, единую для всей транспортной единицы, или сборную конструкцию, отдельный цоколь для каждой секции или группы секций.

5.2.15. Высота цоколя – до 200 мм, высота секции – до 2200 мм, высота вентиляционных блоков на крыше секции – до 600 мм.

5.2.16. Должны быть обеспечить проходы обслуживания вдоль фронтальной и вдоль тыльной стороны щита возбуждения. Минимальная ширина составляет 600 мм в свету при открытых на 90°дверях секций.

Наименьшее пространство требуется для размещения щита с односторонним обслуживанием, ввиду отсутствия дверей с тыльной стороны.

В случае ограниченного пространства под размещение ЩВ, Изготовитель должен иметь опциональную возможность поставки щита с двустворчатыми дверями секций.

5.2.17. Секции щита возбуждения должны быть изготовлены из несгораемых материалов, оболочки секций – из стали или алюминиевых сплавов, внутри секций не должно быть элементов, выполненных или имеющих в своем составе горючие или поддерживающие горение материалы. Применяемые изоляционные материалы должны обеспечивать заданную степень стойкости к аномальному нагреву и огню по ГОСТ [18], ГОСТ [19].

5.2.18. Секции должны иметь сварной металлический каркас, служащий основным несущим элементом конструкции. Опорные элементы коммутационных аппаратов, внутренние монтажные панели и внешние навесные элементы – двери, стенки и крыши – крепятся к каркасу. Несущие элементы должны быть рассчитаны на механические нагрузки, которым они подвергаются при нормальной эксплуатации.

Все несущие металлические элементы конструкции, а также навесные и съемные элементы должны иметь надежное электрическое соединение с каркасом, обеспечиваемое конструкцией крепежных элементов. Двери секций должны иметь проводное соединение с каркасом в случае, если на дверях смонтированы элементы электрической схемы.

Секции должны стягиваться в линию крепежными элементами, обеспечивающими надежное механическое и электрическое соединение каркасов соседних секций по всему периметру, без применения дополнительных мер по выравниванию потенциалов секций.

Каркасы должны быть снабжены болтовыми зажимами для подключения к секции (щиту) заземляющего проводника. Место подключения должно иметь маркировку и быть доступно для осмотра с фронтальной стороны ЩВ при открытии двери. Графический символ защитного заземления - №5019 ГОСТ [33].

Внутренние несущие металлические конструкции секций должны иметь антикоррозийное покрытие, выполненное гальваническим методом (оцинкованы). Внешние поверхности секций – двери, стенки и крыши – должны иметь защитное полимерное порошковое покрытие по ГОСТ [20], цвет – RAL7035 (светло-серый) или другой, принятый среди изготовителей электротехнических шкафов в качестве стандартного.

5.2.19. Секции и внутреннее оборудование секций должно быть промаркировано, маркировка элементов выполняется в соответствии с принципиальной электрической схемой.

Маркировка секций выполняется в виде табличек, укрепленных на дверях или лицевых панелях секций ЩВ. При двухстороннем обслуживании ЩВ секции маркируются с каждой стороны. Все таблички должны иметь одинаковые размеры и располагаться на одной высоте относительно основания ЩВ. Таблички должны быть изготовлены из тонкого металла или металлизированной пленки, надписи выполняются печатным способом и должны быть несмываемыми и нестираемыми. Высота шрифта – не менее 50 мм. Крепление табличек должно быть выполнено гарантированно надежным способом.

Маркировка внутреннего оборудования секций выполняется в виде табличек, крепящихся в непосредственной близости от элемента. Расположение маркировки должно однозначно указывать на принадлежность к маркируемому элементу и не допускать иного толкования. Место для маркировки должно быть предусмотрено при проектировании внутренней компоновки секции. В виде исключения, допускается устанавливать маркировку непосредственно на элементе. Элементы, расположенные на дверях и поворотных панелях, маркируются с обеих сторон монтажной поверхности. Разъемные элементы должны иметь маркировку на обеих частях.

Маркировочные таблички индикаторов, кнопок, автоматических выключателей, переключателей, разъединителей и иных элементов управления, помимо обозначения элемента должны содержать текст, поясняющий назначение элемента.

Таблички должны быть выполнены на основе, не подверженной воздействию влаги и теплоты, печатным способом, текст должен быть несмываемым и нестираемым, высота шрифта – не менее 9 мм для обозначений, и не менее 5 мм для поясняющего текста.

Проводники внутреннего электромонтажа секций должны маркироваться с обоих концов, маркировка выполняется на пластиковой трубке с помощью маркировочного принтера. Все маркировочные трубки должны быть одного размера и должны фиксироваться на концах проводников. Все надписи на маркировках цепей, подключенных к одному элементу или ряду зажимов, должны быть сориентированы в одном направлении. Высота шрифта – не менее 2 мм и одинаковая для всех цепей.

5.2.20. Требования к эргономике щита возбуждения.

При разработке ЩВ должны учитываться следующие эргономические факторы:

- при эксплуатации ЩВ оперативное обслуживание и работы по местному управлению СВ выполняются оператором в положении стоя, при ремонтах и проверках часть работ может выполняться в наклонном или сидячем положении работающего;
- операции по управлению и переключения выполняются преимущественно правой рукой. Операции на включение или увеличение выполняются поворотом ключа управления по часовой стрелке, при кнопочном управлении – нажатием правой или верхней кнопки. Операции на отключение или уменьшение – поворотом ключа против часовой стрелки, нажатием левой или нижней кнопки. Коммутационные аппараты с ручным управлением включаются переводом рукоятки включения вверх, отключаются переводом рукоятки в нижнее положение;
- считывание визуальной информации интуитивно производится слева направо и сверху вниз;
- средний рост человека принимается равным 1700 мм, горизонтальная линия взгляда – 1550 мм, нормальный наклон линии взгляда - 15° вниз, уровень вытянутой руки – 1300 мм, длина руки – 600 мм;
- конструкция оборудования должна обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего в процессе выполнения операций, или наклон его вперед не более чем на 15°.

5.2.21. Конструкция и расположение средств отображения информации должны обеспечивать безошибочное, достоверное и быстрое восприятие информации:

- щитовые приборы тока и напряжения возбуждения должны быть стрелочного типа и располагаться на лицевой панели (двери) ЩВ на высоте не более 1600 мм от уровня пола, рекомендуемый типоразмер приборов – 96х96 мм;
- световые индикаторы состояния коммутационного оборудования (сигнальные лампы) и аварийные индикаторы СВ должны размещаться на уровне или ниже линии взгляда, на высоте 1300 – 1500 мм от уровня пола. Индикаторы должны быть сгруппированы по функциональному назначению, информационные индикаторы должны быть визуально отделены от аварийных. Световые индикаторы должны быть светодиодными, с широким углом рассеивания света. Рекомендуемый типоразмер 22 мм по [21];
- кнопки сброса / квитирования информации должны располагаться в непосредственной близости от соответствующих аварийных индикаторов, принадлежность кнопки к индикатору должна быть понятна интуитивно по их взаимному расположению;
- верхняя кромка экрана инженерного пульта должна располагаться на горизонтальной линии взгляда, на высоте 1500-1600 мм от уровня пола. Кнопки управления, в том числе, виртуальные, должны располагаться справа и/или снизу от основного информационного поля экрана, с тем, чтобы при операциях с кнопками рука оператора не закрывала от него информацию на экране;
- индикаторы ключей или кнопок управления должны располагаться непосредственно над ключом или кнопкой, в случае вертикального расположения кнопок – рядом с кнопкой. При выполнении операций рука оператора не должна закрывать индикаторы ключа или индикаторы соседних устройств.

5.2.22. Цвет индикаторов должен соответствовать цветовой кодировке, принятой на станции или в проекте станции. ГОСТ [22] не дает однозначных указаний по цветовой кодировке индикаторов состояния коммутационных аппаратов. Включенному состоянию аппарата соответствует индикация красного цвета, отключенному – зеленого (ГОСТ [23], п. 3.7).

Цвет кнопок определяется ГОСТ [22] однозначно: красный цвет может соответствовать только команде «Отключить». Для устранения возможного несоответствия между цветом кнопок и индикаторов, рекомендуется устанавливать кнопки нейтральных

цветов (например, черного), кнопки красного цвета использовать только для команд экстренного (аварийного) отключения.

5.2.23. Внутри секций ЩВ органы управления должны располагаться в зоне досягаемости моторного поля оператора (в зоне, доступной для выполнения операций рукой), оператор должен иметь возможность выполнять ручные операции, не меняя нормального положения корпуса тела:

- автоматические выключатели и оперативные переключатели цепей вторичной коммутации, размещаемые внутри секций ЩВ, должны быть сгруппированы по принадлежности к каналам управления, или к СВ в целом, с видимыми границами между группами. Выключатели должны размещаться на высоте 1000 – 1200 мм от уровня пола, и быть углублены в шкаф не более чем на 400 мм, переключатели следует размещать на высоте 1200 – 1400 мм от уровня пола на углублении 200 – 400 мм;
- для аварийных органов управления (кнопки или ключ управления АГП) следует предусмотреть специальные средства опознавания и предотвращения их непроизвольного и самопроизвольного включения в соответствии с ГОСТ [25];
- органы управления, предназначенные для неоперативных переключений (переключатели питания для наладочных работ и т.п.) должны располагаться в зоне досягаемости оператора на периферии границ моторного поля – на высоте 700 – 900 мм или 1400 – 1700 мм от уровня пола;
- ручные приводы силовых разъединителей рекомендуется размещать в отдельном отсеке силовых секций, или в зоне, визуально и территориально отделенной от зоны коммутации вторичных цепей. Приводы должны располагаться в пределах досягаемости моторного поля оператора. Состояние коммутационного аппарата должно однозначно определяться по положению контактов главной цепи, по положению рукоятки привода, или по положению механического указателя. Местоположение указателя должно выделяться ярким желтым или красным цветом и находиться в зоне видимости оператора;
- в пределах досягаемости моторного поля оператора не должно находиться открытых токоведущих частей, все элементы электрической схемы в зоне моторного поля, включая элементы, расположенные на дверях, должны иметь степень защиты не хуже IP20 [9].

5.3 Требования к конструкции тиристорных секций

5.3.1. Под тиристорной секцией понимается конструктивная часть ЩВ, содержащая преобразовательное оборудование. Секция может состоять из нескольких шкафов или отсеков, в каждом из которых размещается единичный тиристорный мост. Требуемая мощность преобразователя обеспечивается числом мостов, соединяемых параллельно на стороне переменного и выпрямленного напряжения. Общее число мостов в тиристорной секции определяется схемой резервирования СВ (см. гл. 3.3):

- в системах с резервированием по принципу «N+m» («N+1») общее число мостов, соответственно, «N» или «N+m». Здесь «N» - число мостов, необходимых для обеспечения всех режимов, включая форсировку, и «m» - число добавочных единичных мостов для обеспечения резерва. Обычно применяется 1 резервный мост, m = 1;
- в системах со 100%-ным резервированием преобразовательного канала общее число мостов «2N» (по «N» мостов в каждом канале).

5.3.2. Единичный мост имеет 1 тиристор в каждом из 6 вентильных плеч. Каждый тиристор защищен быстродействующим предохранителем. В составе моста предусматриваются цепи или устройства управления, измерения, защиты и сигнализации. Мост представляет собой законченную сборочную единицу.

В целом конструкция моста должна соответствовать ГОСТ [24].

5.3.3. Конструкция преобразователей со схемой резервирования «100% резерв» должна предусматривать возможность безопасного выполнения ремонтных работ без

вывода СВ из работы. Для выполнения ремонта мостов СВ со схемой «N+m» система в общем случае должна быть выведена из работы. При использовании в схеме «N+m» мостов выкатного исполнения также возможно извлечение и ремонт мостов без вывода СВ из работы.

Во всех случаях должно быть обеспечено удобство и технологичность выполнения работ по замене тиристоров и предохранителей, трудоемкость работ должна быть сведена к минимуму.

5.3.4. В схемах СВ со 100%-ным резервированием преобразовательного канала, силовые разъединители должны быть установлены на сторонах переменного и выпрямленного напряжения каждого канала, состоящего из «N» мостов. Разъединители преобразовательных каналов устанавливаются в силовых секциях ЩВ.

Силовые разъединители не требуются при применении мостов выкатной конструкции.

5.3.5. Для исключения возможности подачи импульсов управления на тиристоры моста, выведенного в ремонт, в конструкции моста должен быть предусмотрен элемент (переключатель с блокировкой в отключенном положении или специальный разъем), разрывающий цепи импульсов управления.

В мостах выкатной конструкции возможность извлечения моста из каркаса отсека должна быть заблокирована механически при собранной цепи подачи импульсов управления тиристорами.

5.3.6. На лицевой панели или двери отсека каждого единичного моста должен быть установлен индикатор нагрузки моста. Рекомендуется в качестве индикатора использовать амперметр тока нагрузки, или иной вид индикатора, однозначно указывающего на отключенное состояние моста и отсутствие импульсов управления тиристорами.

Показания тока нагрузки каждого тиристора должны выводиться на дисплей, установленный на лицевой панели или двери отсека единичного моста, или на экран инженерного пульта секции управления ЩВ.

5.3.7. Конструкция моста должна исключать возможность внутренних дуговых перекрытий, в случае появления дуги (например, при разрушении корпуса предохранителя) должен быть исключен выход дуги за пределы отсека, переброс дуги в соседние отсеки или на сборные шины тиристорной секции.

5.3.8. Все тиристоры отдельного моста и тиристорной секции в целом должны находиться в равных условиях по охлаждению, обеспечиваемых применяемой системой охлаждения. Тиристоры мостов воздушного охлаждения должны охлаждаться воздухом с температурой окружающей среды, должна быть исключена возможность нагрева отдельных тиристоров теплотой, выделяемой другими тиристорами моста.

Необходимо конструктивно обеспечить равный расход воздуха или воды через охладители тиристоров в пределах единичного моста, без необходимости дополнительной проверки или регулировки расхода в процессе ПНР и эксплуатации СВ.

5.3.9. Мосты с естественным воздушным охлаждением должны иметь степень защиты оболочкой в пределах IP20 … IP32 [9].

5.3.10. Мосты с принудительным воздушным охлаждением должны иметь степень защиты оболочкой в пределах IP33 … IP43 [9]. Каждый единичный мост, работающий в преобразователе без резервирования и со 100%-ным резервированием, должен иметь 2 вентилятора, один из которых – резервный. В системах с резервированием по принципу «N+m» допускается устанавливать 1 вентилятор в каждом из мостов.

В комплект поставки должны входить запасные вентиляторы в количестве, обеспечивающем работу СВ на протяжении полного жизненного цикла. Количество запасных вентиляторов выбирается исходя из показателя среднего ресурса работы вентилятора.

Для учета ресурса в конструкции секции должен предусматриваться счетчик времени работы каждого вентилятора, и, в случае 2-х вентиляторов в отсеке – переключатель статуса вентиляторов «Рабочий – Резервный».

5.3.11. Мосты с водяным охлаждением должны иметь степень защиты оболочкой в пределах IP44 … IP55 [9]. Отсеки мостов должны собираться в тиристорную секцию при изготовлении и поставляться в готовом виде, в том числе, с собранными каналами водяного охлаждения. Для подвода и отвода воды в нижней части секции должны быть выполнены фланцы по ГОСТ [26] или EN 1092-1, type 02 (1 фланец – для подключения напорного трубопровода, и 1 – для подключения трубопровода оборотной воды для каждого преобразовательного канала). В схеме водяного охлаждения должны предусматриваться вентиль для слива воды, устанавливаемый в нижней точке водяного контура, и вентиль для выпуска воздуха с автоматическим отсечным клапаном, устанавливаемый в верхней точке водяного контура. Должен быть предусмотрен отвод воды от вентилей, исключающий попадание воды на элементы тиристорного моста.

В комплект поставки должны входить ответные фланцы и аппаратура контроля параметров воды – расходомер, 2 термометра сопротивления и датчик давления, по 1 комплекту для каждого преобразовательного канала.

Схема питания датчиков должна быть предусмотрена в составе ЩВ (в силовой секции). Питание каждого канала должно быть резервированным, от источников 220V DC (АБ) и 230V AC (РУСН-0.4), напряжение питания датчиков – 24V DC. Информационные сигналы температуры воды, давления воды на входе и расход воды через преобразовательный канал в виде нормированного сигнала 4-20mA должны заводиться в управляющий контроллер секции управления.

В заводской документации на СВ должны быть указаны номинальные и экстремальные значения температуры, давления и расхода воды, а также значение испытательного давления и уставки технологических защит. Контур водяного охлаждения должен быть рассчитан на давление PN6 bar (Ру=0,6МПа), фланцевые соединения – PN16 bar, испытательное давление – не менее 10 bar.

5.4 Требования к конструкции силовых секций.

5.4.1. Силовые секции переменного и выпрямленного напряжения предназначены для ввода в ЩВ питающего напряжения от источника питания СВ – выпрямительного трансформатора ТЕ или вспомогательного генератора ВГ, и подключения ЩВ к ротору ГГ. В секциях размещено оборудование СН СВ, аппаратура начального возбуждения СВ, а также измерительная, защитная и силовая коммутационная аппаратура СВ с цепями управления и сигнализации. Возможна компоновка СВ с одной силовой секцией, общей для силовых цепей переменного и выпрямленного напряжения.

5.4.2. Параметры изоляции силовых цепей переменного напряжения должны быть не хуже аналогичных параметров изоляции источника питания ЩВ (вентильной обмотки ТЕ или статора ВГ), изоляция цепей выпрямленного напряжения должна соответствовать изоляционным параметрам ротора ГГ по [27], табл.3.2.

5.4.3. Степень защиты силовых секций по ГОСТ [9] должна быть не хуже IP 42.

5.4.4. Подключения силовых терминалов для подключения цепей питания и цепей выпрямленного напряжения могут выполняться в верхней или нижней части секций. Шинопроводы (токопроводы) подключаются, как правило, в верхней части ЩВ. Для подключения шинопроводов на крыше секции должен быть выполнен фланец. Для упрощения конструкции шинопровода и облегчения обслуживания узла подключения, силовые шины с терминалами рекомендуется не выводить за габариты секции (на крышу), а оставить внутри секции, создав пространственные условия для выполнения соединений терминалов с шинами токопровода. Кабельные подключения выполняются, как правило, снизу, через цоколь и днище секций. В днище должен быть вварен участок короба для

ввода силового кабеля, после завершения монтажа короб заделывается огнестойким раствором.

5.4.5. Вольтметр напряжения возбуждения и амперметр тока возбуждения, элементы местного управления и сигнализации устанавливаются на лицевой панели или двери силовой секции.

5.5 Требование к конструкции секций управления.

5.5.1. Секция управления должна содержит основную часть или всю микропроцессорную аппаратуру СВ, терминалы ввода/вывода цепей управления, защит и сигнализации, источники питания и устройства для связи с внешними устройствами управления и отображения информации по цифровым сетям.

5.5.2. Конструкция секции управления должна обеспечивать бесперебойную работу внутренних устройств в условиях электромагнитной эмиссии, генерируемой системой возбуждения. Надежная работа должна обеспечиваться, в том числе, при открытых дверях секций ЩВ.

Конструкция секции по помехоустойчивости должна соответствовать требованиям ГОСТ [12] и/или 3-й степени жесткости, классу «А» по ГОСТ [13].

Сертификация оборудования СВ для ГЭС и ГАЭС может быть проведена по ГОСТ [13] «Объекты использования атомной энергии. Технические средства и системы, важные для безопасности. Требования и методы испытаний на электромагнитную совместимость». Под «Классом «А» понимается критерий качества функционирования технических средств (ТС) при воздействии помех. Для ТС, соответствующих критерию «А», воздействие ЭМП требуемой степени жесткости никак не отражается на функциональных характеристиках аппаратуры, работа которой до, во время и после воздействия помехи происходит в полном соответствии с техническими условиями или стандартами.

5.5.3. Для работы секции не должен требоваться отдельный контур заземления, нормальная работа секции должна обеспечиваться при подключении к общему контуру заземления станции или к естественному заземлителю в месте установки секции.

5.5.4. Степень защиты секции по ГОСТ [9] должна быть не хуже IP 44.

5.5.5. На лицевой двери секции (с фронтальной стороны) должен быть размещен инженерный пульт с сенсорным монитором диагональю не менее 15” (рекомендуемый размер – 19”). Монитор должен иметь степень защиты IP65 [9], защиту от статического электричества в соответствии с ГОСТ [29], технология сенсорного управления – «Single-touch» (распознавание прикосновения в одной точке экрана).

5.5.6. Секция управления должна содержать счетчик времени активного состояния каждого канала управления (АРВ) (или управляюще-преобразовательного канала). Счетчик служит для контроля времени активности каждого канала и выравнивания времени активности (путем периодического ручного переключения каналов) для полного использования ресурса работы каналов.

5.5.7. В соответствии с требованиями РД [30] (п 4.3.3.), внутренние цепи питания и управления секции должны иметь гальваническую развязку с внешними цепями:

- напряжения (от ТН), тока (от ТТ) и цепями, связанными с ротором ГГ;
- с цепями дискретных входных команд;
- с цепями дискретных выходных сигналов.

Испытательное напряжение указанных цепей между собой и всеми другими цепями 2500 V DC или 2000 V AC в течении 1 мин;

5.6 Требования к подключению трансформатора возбуждения.

5.6.1. При наличии генераторного выключателя выпрямительный трансформатор ТЕ следует подключать за выключателем со стороны обмотки низкого напряжения блочного трансформатора. Защиты трансформатора в данной схеме должны воздействовать

на отключение как генераторного выключателя, так и выключателя (выключателей) на высокой стороне блочного трансформатора, исключая все возможности подпитки места повреждения токами КЗ.

5.6.2. Подключение выпрямительного трансформатора ТЕ систем СТС к секции СН 6kV запрещается.

5.6.3. При новом строительстве и реконструкции подключение ТЕ к шинам генераторного напряжения выполняется трехфазным экранированным литым токопроводом. При необходимости, в заказ токопровода включаются секции со встроенными трансформаторами тока.

5.6.4. Связь между ТЕ и секцией ввода переменного тока щита возбуждения выполняется трехфазным литым экранированным токопроводом или кабельной линией. Для кабельной линии применяется одножильный или 3-жильный силовой медный кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена в оболочке, не распространяющей и не поддерживающей горение. При проектировании кабельной линии, состоящей из нескольких ниток кабеля, сечение должно быть увеличено на 10%. Крепление кабеля на конструкциях кабельных сооружений выполнить с помощью кабельных зажимов из армированного полиамида с шагом не более 500мм на всем протяжении трассы. При выполнении линии одножильным кабелем, кабели разных фаз должны быть стянуты в треугольник. При выполнении линии трехжильным кабелем, в каждой кабельной нитке должны присутствовать все 3 фазы.

5.7 Цепи тока и напряжения.

5.7.1. Каждый из 2-х управляющих каналов СВ должен быть оснащен собственным датчиком тока и напряжения генератора.

5.7.2. Для системы возбуждения необходимо предусмотреть 2 комплекта трансформаторов напряжения с напряжением вторичной обмотки (100/√3)V, кл.0,5, и 2 комплекта трансформаторов тока с номинальным вторичным током 5А, кл.0,5 на линейных выводах генератора.

При включении СВ в схему учета электроэнергии следует предусмотреть отдельные обмотки кл. 0,2s для ТТ и 0,2 для ТН в точке измерения электроэнергии.

5.7.3. При реконструкции следует рассмотреть вариант по установке дополнительных комплектов ТН для АРВ системы возбуждения. Применяемые измерительные трансформаторы должны быть одного типа.

5.7.4. В случае, если требование о применении 2 комплектов ТН невыполнимо технически или по иным причинам, возможно принятие проектного решения по использованию одного (существующего) комплекта ТН, цепи от которого подаются на СВ через отдельные для каждого канала автоматические выключатели. При повреждении ТН возможна работа СВ на ручном регулировании (регуляторе тока ротора), но для использования ручного регулятора в эксплуатационном режиме требуется оснащение СВ функцией релейной форсировки.

5.7.5. Возможно несколько вариантов подключения цепей ТТ к СВ:

- если для работы АРВ требуется 3 фазы тока, то цепи от каждого ТТ заводятся в регуляторы (АРВ1 и АРВ2) последовательно;
- последовательное подключение цепей ТТ применяется также для регуляторов, использующих одну фазу тока (фазу «B(V)», см. рис. 5.1, «Вариант 1»).

Последовательное соединение токовых цепей АРВ считается допустимым исходя из высокой надежности трансформаторов тока, статистика отказов ТТ на выводах генераторов крайне незначительна.

5.7.6. Для регуляторов, использующих однофазный ток (например, фазу «B(V)»), возможно 2 иных способа подключения к существующим ТТ, оба способа соответствуют требованиям РД [30]:

- на АРВ1 заводятся цепи от ТТ фазы «B(V)», на АРВ2 заводятся цепи от ТТ фаз «A(U)» и «C(W)», соединенных параллельно. Суммарный вторичный ток при таком соединении равен фазному току, вектор которого развернут на 180° относительно тока фазы «B(V)». Цепи суммарного тока подключаются к цепям АРВ2 с обратной (относительно АРВ1) полярностью (рис. 5.2, «Вариант 2»);
- на АРВ1 и АРВ2 заводится ток от ТТ разных (крайних) фаз комплекта ТТ, фазы «A(U)» на АРВ1 и фазы «C(W)» на АРВ2. При таком подключении необходимо сохранить соответствие фаз тока и напряжения генератора – от угла φ между векторами Ug и Ig зависит корректность измерения регулятором активной и реактивной составляющей тока нагрузки и, в конечном итоге, работоспособность алгоритмов токовой компенсации и ограничителя минимального возбуждения;
- поскольку фазы токов в данном случае сдвигаются относительно нормального варианта подключения АРВ, последовательность подключения фаз напряжения также должна быть сдвинута на 120° относительно стандартной, для АРВ1 – против, и для АРВ2 – по направлению чередования фаз (рис. 5.3, «Вариант 3»).

5.7.7. Данный способ, хотя и соответствует принципу 100%-ного резервирования, не идеален с точки зрения обслуживания СВ, персонал может быть введен в заблуждение различиями в схемах подключения цепей ТН и ТТ. Поэтому при применении описанного способа, в тексте проектной и эксплуатационной документации необходимо дополнительно обратить внимание персонала на данную особенность схемы.

5.8 Общие требования к цепям напряжения.

5.8.1. Цепи напряжения СВ должны обладать высокой надежностью, случаи ложных форсировок возбуждения, перегрузки ротора и иных нарушений, вызываемых неисправностями в цепях напряжения СВ, должны быть исключены.

5.8.2. Трансформаторы напряжения не должны иметь предохранителей на стороне высокого напряжения, включая предохранители, встроенные в конструкцию ТН.

5.8.3. Обмотки низкого напряжения ТН, используемые для питания цепей АРВ, собираются в «звезду», группа соединения обмоток – Y-Y/1, номинальное вторичное линейное напряжение группы ТН Ug=100V (фазное напряжение отдельного трансформатора – 100V/√3), класс точности 0,5 (ГОСТ [31]). Применение напряжения других уровней не рекомендуется.

5.8.4. Рабочие обмотки группы ТН заземляются на выводе фазы «B(V)».

5.8.5. Все неиспользуемые вторичные обмотки ТН должны быть заземлены. Заземляется один из выводов каждой обмотки, обычно вывод «x» (или «n» по IEC 60044-2). Заземление выполняется либо непосредственно на трансформаторе

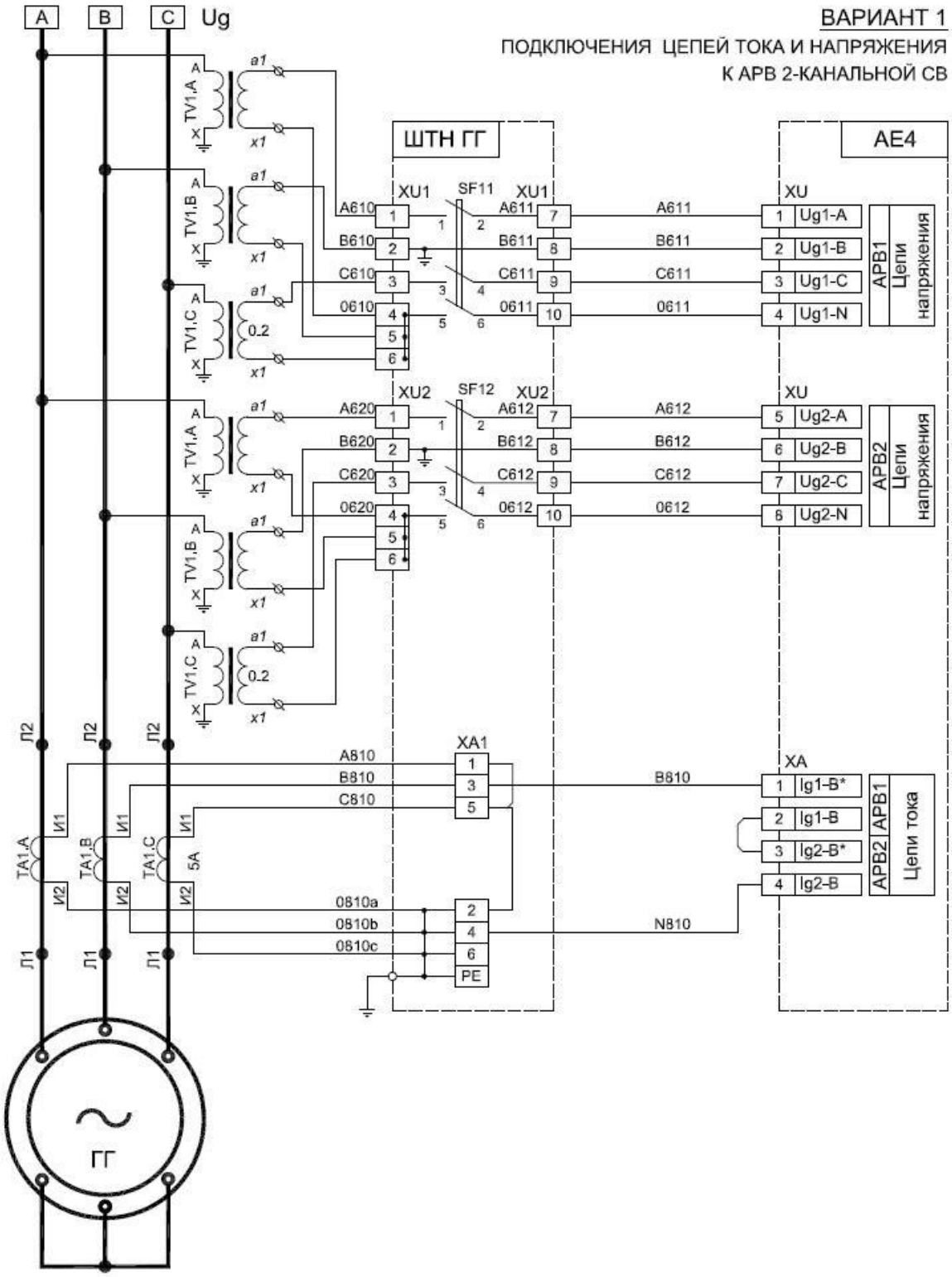

ВАРИАНТ 1
ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЦЕПЕЙ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ
К АРВ 2-КАНАЛЬНОЙ СВ
A
B
C
Ug
ШТН ГГ
AE4
TV1,A
TV1,B
TV1,C
a1
x1
0.2
XU1
XU2
SF11
SF12
A610
B610
C610
0610
A620
B620
C620
0620
A611
B611
C611
0611
A612
B612
C612
0612
XU
Ug1-A
Ug1-B
Ug1-C
Ug1-N
Ug2-A
Ug2-B
Ug2-C
Ug2-N
АРВ1 Цепи напряжения
АРВ2 Цепи напряжения
XA1
XA
A810
B810
C810
0810a
0810b
0810c
N810
PE
Ig1-B*
Ig1-B
Ig2-B*
Ig2-B
АРВ2 АРВ1 Цепи тока
TA1,A
TA1,B
TA1,C
5A
И1
И2
Л1
Л2
ГГ

Рис. 5.1.

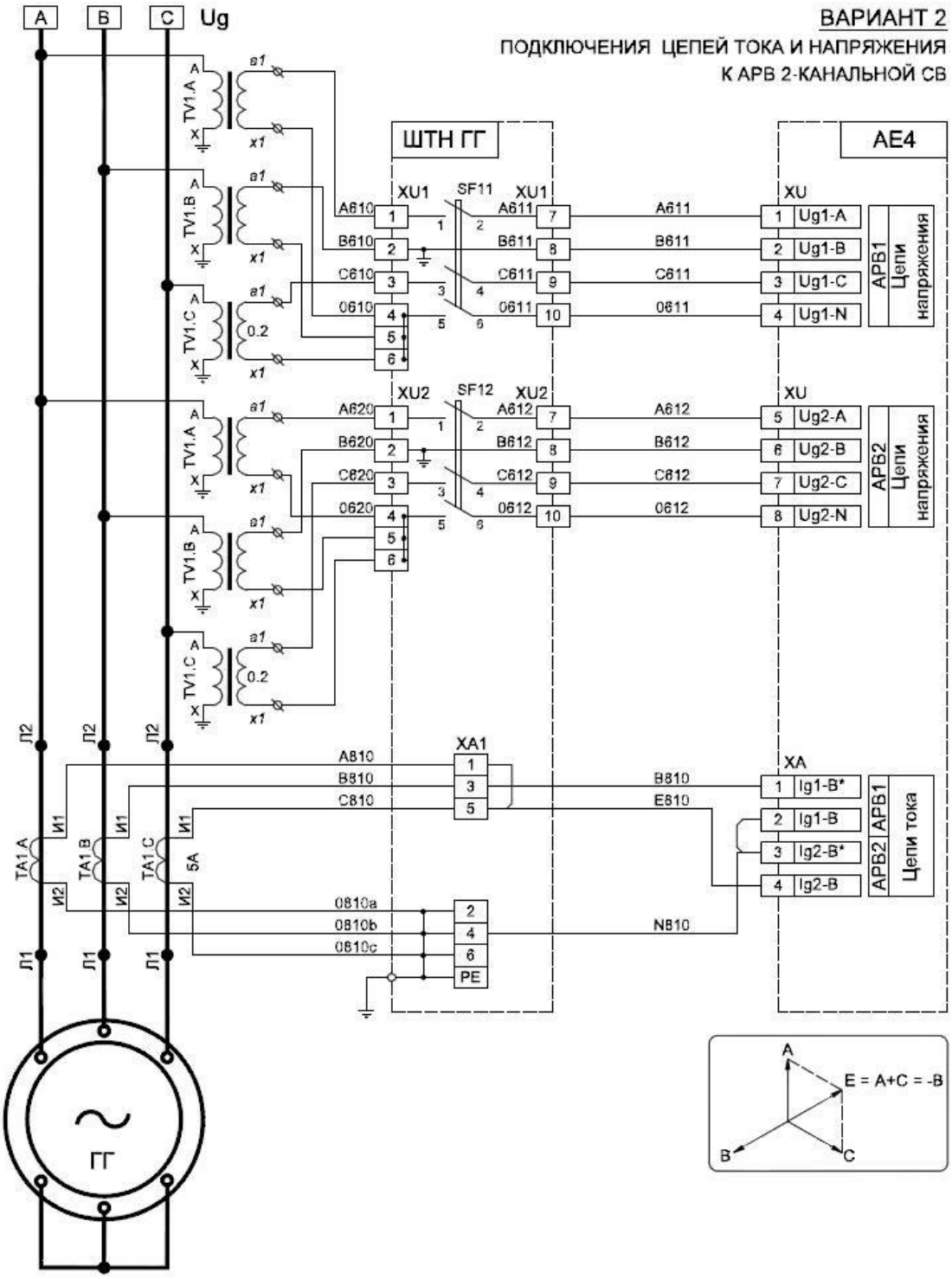

ВАРИАНТ 2
ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЦЕПЕЙ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ
К АРВ 2-КАНАЛЬНОЙ СВ
A
B
C
Ug
ШТН ГГ
АЕ4
XU1
SF11
XU2
SF12
XA1
XU
XA
A610
B610
C610
0610
A620
B620
C620
0620
A611
B611
C611
0611
A612
B612
C612
0612
A810
B810
C810
0810a
0810b
0810c
N810
E810
TV1.A
TV1.B
TV1.C
0.2
ТА1.А
ТА1.В
ТА1.С
5А
Л1
Л2
И1
И2
Ug1-A
Ug1-B
Ug1-C
Ug1-N
Ug2-A
Ug2-B
Ug2-C
Ug2-N
Ig1-B*
Ig1-B
Ig2-B*
Ig2-B
АРВ1
АРВ2
Цепи напряжения
Цепи тока
PE
ГГ
E = A+C = -B

Рис. 5.2.

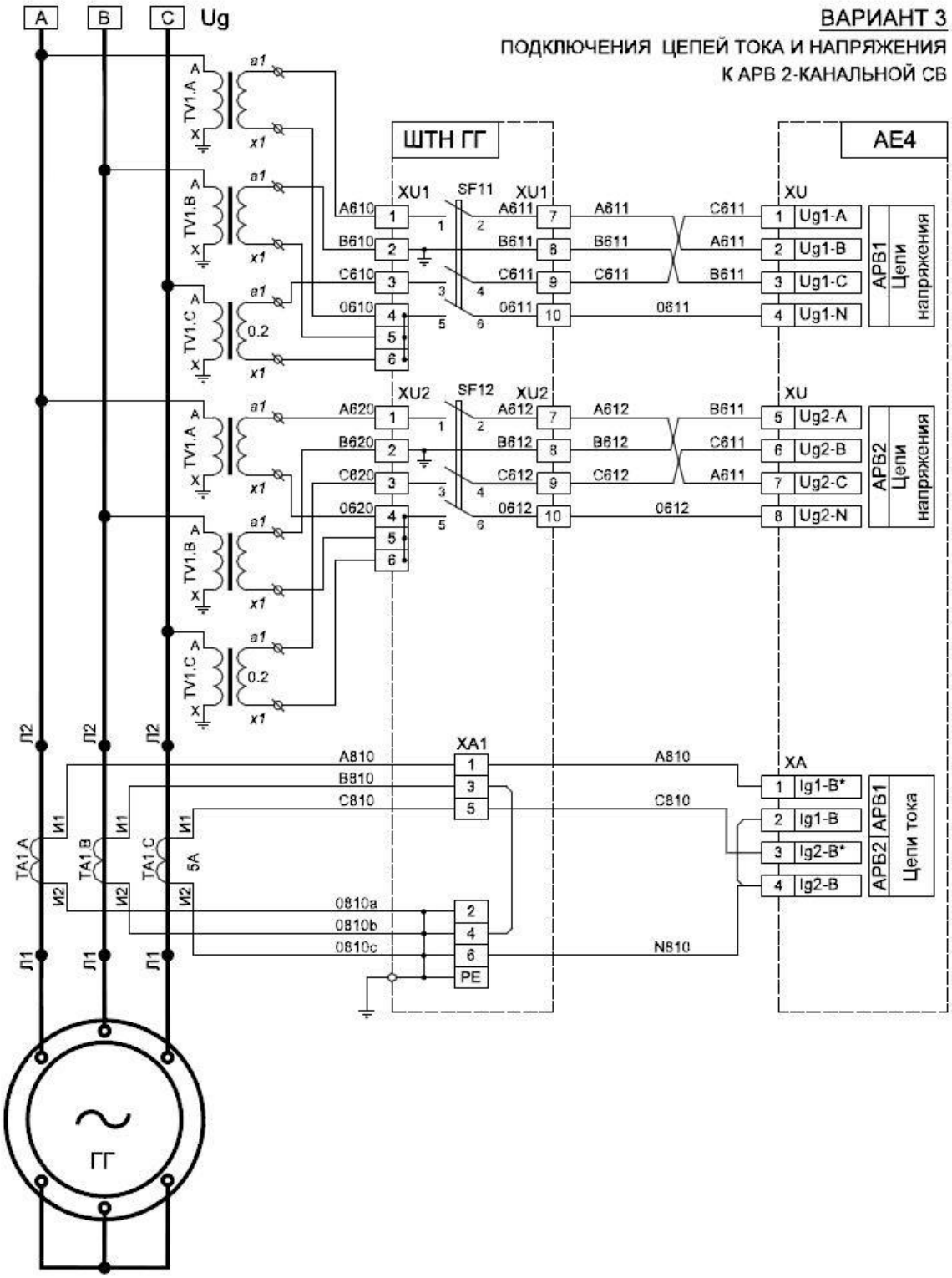

ВАРИАНТ 3
ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЦЕПЕЙ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ
К АРВ 2-КАНАЛЬНОЙ СВ
A
B
C
Ug
ШТН ГГ
AE4
TV1.A
TV1.B
TV1.C
0.2
XU1
SF11
XU2
SF12
XU
XA1
XA
A610
B610
C610
0610
A620
B620
C620
0620
A611
B611
C611
0611
A612
B612
C612
0612
Ug1-A
Ug1-B
Ug1-C
Ug1-N
Ug2-A
Ug2-B
Ug2-C
Ug2-N
АРВ1
АРВ2
Цепи напряжения
A810
B810
C810
0810a
0810b
0810c
N810
Ig1-B*
Ig1-B
Ig2-B*
Ig2-B
Цепи тока
TA1.A
TA1.B
TA1.C
5A
Л1
Л2
И1
И2
PE
ГГ

Рис. 5.3.

(неиспользуемые обмотки), либо на ближайшем к трансформатору промежуточном ряде зажимов (цепи рабочих обмоток).

5.8.6. Цепи вторичных обмоток должны быть защищены от КЗ автоматическим выключателем. Параметры автоматического выключателя во вторичных цепях ТН – 3-полюсный переменного тока, номинальное напряжение – 440VAC, номинальный ток – 2А, отключающая способность – любая (6kA), характеристика отключения – тип «B» или «Z» (по ГОСТ [21]).

5.8.7. Автоматическим выключателем защищаются незаземленные цепи: фаз «A(U)», «C(W)» и провод нейтрали «N» в традиционной схеме с заземленной фазой «B(V)», или фаза «B(V)», если заземляется нейтраль ТН.

5.8.8. В шкаф или на панель выключателей рекомендуется заводить все цепи рабочих обмоток ТН, даже если использование всех цепей в АРВ не требуется.

5.8.9. Автоматический выключатель должен иметь сигнальный контакт (блок-контакт), формирующий релейную команду положения выключателя для АРВ. При отключении выключателя, вручную или расцепителем, управление СВ мгновенно должно быть переведено на второй управляющий канал, или в режим ручного управления, если второй канал неисправен. Рекомендуется устанавливать 2 сигнальных перебрасывающихся контакта, второй может быть использован для общего сигнала отключения выключателя в шкафу или на панели выключателей ТН.

5.8.10. Не допускается установка в цепях ТН системы возбуждения дополнительных разъединителей для создания «видимого разрыва». При проведении ремонтных работ «видимый разрыв» должен создаваться путем отключения цепей от автоматического выключателя со стороны СВ.

5.8.11. Не допускается проектирование схем, в которых имеется вероятность объединения вторичных цепей различных ТН и создание условий для «обратной трансформации» напряжения (подачи высокого напряжения на первичные цепи другого оборудования от штатного ТН).

5.8.12. Проводники вторичных цепей ТН выбираются медными с сечением не менее 2,5мм². Для ТН, удаленных более, чем на 25м от АРВ (по строительной длине кабеля), необходимо провести расчет сечения проводников с тем, чтобы при заданной нагрузке падение напряжения в кабеле не превышало 0,5% от номинального (удельное сопротивление меди – 0,017 ohm•mm²/m, мощность нагрузки АРВ по цепи ТН – не более 2W/фазу).

5.8.13. Цепи напряжения энергосистемы (Ubar или Ugrid) поступают на АРВ только для выполнения подгонки напряжения ГГ к напряжению сети. Цепи заводятся от одного из ТН, расположенного за генераторным выключателем или выключателем блока. Допускается в качестве источника напряжения энергосистемы использовать соответствующие шинки схемы синхронизации ГГ.

5.9 Общие требования к цепям тока.

5.9.1. Цепи тока не должны иметь элементов, операции с которыми могут привести к случайному размыканию цепи при работе ГГ с нагрузкой. Вторичные обмотки трансформаторов тока (ТТ) всегда должны быть подключены к входным токовым цепям АРВ или закорочены. В цепях тока должно быть минимальное число промежуточных клемм. Клеммы должны быть специальной конструкции, визуально отличающиеся от проходных клемм и позволяющие без внешних перемычек закорачивать измерительный трансформатор для выполнения работ в токовых цепях АРВ.

5.9.2. В каждой фазе токовой цепи должна быть установлена 1 измерительная клемма или испытательный блок, конструкция которых должна давать возможность подключения измерительного прибора в рассечку токовой цепи и организации перевода тока в цепь измерения без прерывания тока.

5.9.3. Вторичные обмотки всех ТТ должны быть заземлены. Заземление, если оно не предусмотрено внутренней конструкцией ТТ, выполняется непосредственно в месте установки или на первом токовом клеммнике со стороны ТТ. Заземляется, как правило, вывод «И2» (при нормальной полярности включения первичной обмотки и условном направлении тока от «Л1» к «Л2»).

5.9.4. Номинальный ток вторичной обмотки ТТ – 5А (ГОСТ [32]). Номинальный ток определяется типом ТТ, установленных на генераторе. Класс точности ТТ для АРВ- 0,5.

5.9.5. Сечения проводников вторичных обмоток ТТ рассчитываются из условия соответствия суммарного сопротивления нагрузки ТТ допустимому значению, указанному в паспорте ТТ ([32], Гл. 6.4). Проводники вторичных обмоток ТТ выбираются медными, рекомендуемое сечение – не менее 4мм².

5.10 Цепи измерений.

5.10.1. Для визуального контроля параметров СТС должны быть предусмотрены контрольно-измерительные приборы:

- на щите возбуждения;
- на агрегатном щите управления (АЩУ), при его наличии;
- на центральном пульте управления (ЦПУ).

Информация о параметрах СВ должна поступать также в АСУ-ТП для визуализации на мониторах оператора и/или АРМ.

5.10.2. В системах возбуждения, применяемых в составе синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более, а также в системах возбуждения синхронных генераторов мощностью менее 60 МВт в случае, если системы возбуждения таких генераторов имеют в своем составе АРВ сильного действия, должна быть обеспечена возможность измерения как минимум следующих параметров [2,3]:

- действующее значение напряжения статора синхронного генератора;
- ток возбуждения синхронного генератора (для СБД - при наличии технической возможности);
- напряжение возбуждения синхронного генератора;
- ток возбуждения возбудителя;
- напряжение возбуждения возбудителя;
- сопротивление изоляции обмотки ротора и цепей возбуждения относительно земли.

5.10.3. В системах возбуждения синхронных генераторов мощностью менее 60 МВт должна быть обеспечена возможность измерения как минимум следующих параметров [2,3]:

- действующее значение напряжения статора синхронного генератора;
- ток возбуждения синхронного генератора (для СБЛ - при наличии технической возможности);
- напряжение возбуждения синхронного генератора

сопротивление изоляции обмотки ротора и цепей возбуждения относительно земли (во время останова). Допускается применение системы мониторинга основной изоляции обмотки ротора генератора во время его работы.

5.10.4. На щите возбуждения ГГ должен быть установлен набор приборов, достаточный для периодического контроля параметров СВ оперативным персоналом и для возможности местного управления режимом возбуждения ГГ:

- вольтметр напряжения возбуждения и амперметр тока возбуждения на панелях силовой секции выпрямленного напряжения АЕ3 должны предусматриваться изготовителем СВ;
- значения напряжения статора, активной и реактивной мощности ГГ должны индицироваться на главном экране инженерного пульта секции АЕ4;

- значение текущего сопротивления изоляции ротора должно выводиться в именованных единицах (kΩ) на дисплей устройства защиты ротора от замыкания на землю. Должна быть предусмотрена возможность приема системой возбуждения информации о сопротивлении изоляции от системы защит для ее вывода на экран инженерного пульта. Информация должна передаваться в цифровом виде. При наличии согласованных протоколов и возможности обмена, информация должна быть выведена на монитор секции АЕ4 ЩВ.

5.10.5. На АЩУ ГА должен быть установлен полный набор приборов для оперативного управления режимом ГА. В части управления возбуждением на АЩУ устанавливаются приборы тока и напряжения возбуждения, класса 0,5, получающие информацию от измерительных преобразователей секции АЕ3 в виде нормированного сигнала 4-20mA.

5.10.6. На ЦПУ устанавливается щитовой амперметр тока ротора ГГ, измерение выполняется на шунте секции АЕ3 ЩВ и передается на ЦПУ в виде нормированного сигнала 4-20mA.

5.10.7. В АСУ-ТП ГА передается следующая информация от СВ:

- по аналоговым каналам в виде нормированного сигнала 4-20mA – ток и напряжение возбуждения ГГ;
- по сетевому протоколу: ток и напряжение возбуждения, диаграмма мощности ГГ (Pg-Qg) с обозначением текущего режима (на видеокадре отображается в виде точки на диаграмме), текущая температура ротора. Информация формируется в управляющем контроллере и передается по цифровой сети, по согласованному протоколу типа «Сервер-Клиент», где СВ выступает в роли сервера, или подчиненного устройства – поставщика информации.

5.10.8. По запросу АСУТП системой может быть предоставлена дополнительная информация: ток и напряжение статора, активная и реактивная мощность, коэффициент мощности, частота ГГ, а также информация о токах тиристорных преобразователей.

5.10.9. На рис. 5.1. приведена типовая схема цепей измерения тока и напряжения ротора ГГ.

5.11 Цепи управления.

5.11.1. Местное управление СВ.

- управление АГП (УГП) – с помощью кнопок или ключа управления из секции выпрямленного напряжения ЩВ. Кнопки или ключ управления АГП должны размещаться внутри секции, для предотвращения случайных операций. Должен быть обеспечен беспрепятственный доступ в секцию для отключения АГП в аварийных ситуациях;
- управление режимом возбуждения – с монитора инженерного пульта СВ, размещенного на лицевой стороне двери секции управления.

Инженерный пульт должен предоставлять возможность выполнения всех операции по управлению СВ, при этом оператору должна быть доступна полная информация о состоянии коммутационных аппаратов СВ, выводимая на монитор в виде цветовых индикаторов, информация о текущих параметрах ГГ и системы возбуждения, выводимая в форме виртуальных стрелочных приборов, а также предупредительная и аварийная информация, выводимая в текстовом виде.

Для предотвращения несанкционированного доступа к экрану управления должен быть предусмотрен ввод пароля.

При отсутствии управления с АЩУ гидроагрегата, управления режимом возбуждения должно осуществляется с помощью кнопок и ключей управления, расположенных на двери секции управления СВ.

5.11.2. Дистанционное управление СВ.

Дистанционное управление системой возбуждения осуществляется с АЩУ (при его наличии), от САУ ГА, с ЦПУ и от системы ГРАРМ станции. Команды управления поступают к СВ по медному контрольному экранированному кабелю, от сухих контактов перечисленных устройств и систем.

Выбирается кабель с сечением жил 1,5мм² для команд управления режимами СВ, и кабель сечением 2,5мм² для цепей управления АГП и цепей внешних защит.

В случае, если входной терминал дискретных команд СВ в секции управления выполнен на оптронных реле, могут потребоваться дополнительные меры по защите цепей управления от наведенного напряжения и импульсных помех.

В качестве наиболее эффективной меры защиты от ложных команд следует применять реле-повторители команд, устанавливаемых дополнительно в непосредственной близости от оптронных терминалов СВ.

Применение реле-повторителей не требуется, если системы, управляющие СВ, расположены на расстоянии до 20м от СВ (по строительной длине контрольного кабеля) и при благоприятной электро-магнитной обстановке (ЭМО) вдоль трассы кабеля. При значительных расстояниях или неблагоприятной ЭМО рекомендуется использовать реле-повторители с мощностью обмотки не менее 2,5W (ток управления реле – не менее 10mA). Реле-повторители при этом должны обладать высокой надежностью (до 20 млн. циклов включения-отключения), работать в требуемом диапазоне напряжений управления (0,8-1,1U), коммутировать ток от 1mA до 1A, и иметь изоляцию на испытательное напряжение 2500V AC / 1 min.

Фрагмент схемы управления СВ от близкорасположенных и удаленных устройств показан на рис.5.4.

Ответные сигналы состояния коммутационных аппаратов и индикации режимов СВ поступают в управляющие устройства и системы станции (САУ ГА, АЩУ, ЦПУ и в систему ГРАРМ) по медному экранированному контрольному кабелю с сечением жил 1,5мм² от сухих контактов выходного релейного терминала секции управления щита возбуждения.

Экраны контрольных кабелей должны заземляться в одной точке, как правило, на стороне СВ, проводники экранов на другом конце кабеля должны быть заизолированы.

В одном кабеле не должны проходить цепи переменного и постоянного тока, цепи постоянного тока различных уровней напряжения (например, 24V DC и 220V DC), цепи различного назначения (например, цепи измерений, цепи питания и цепи управления).

5.12 Цепи внутренних защит СВ.

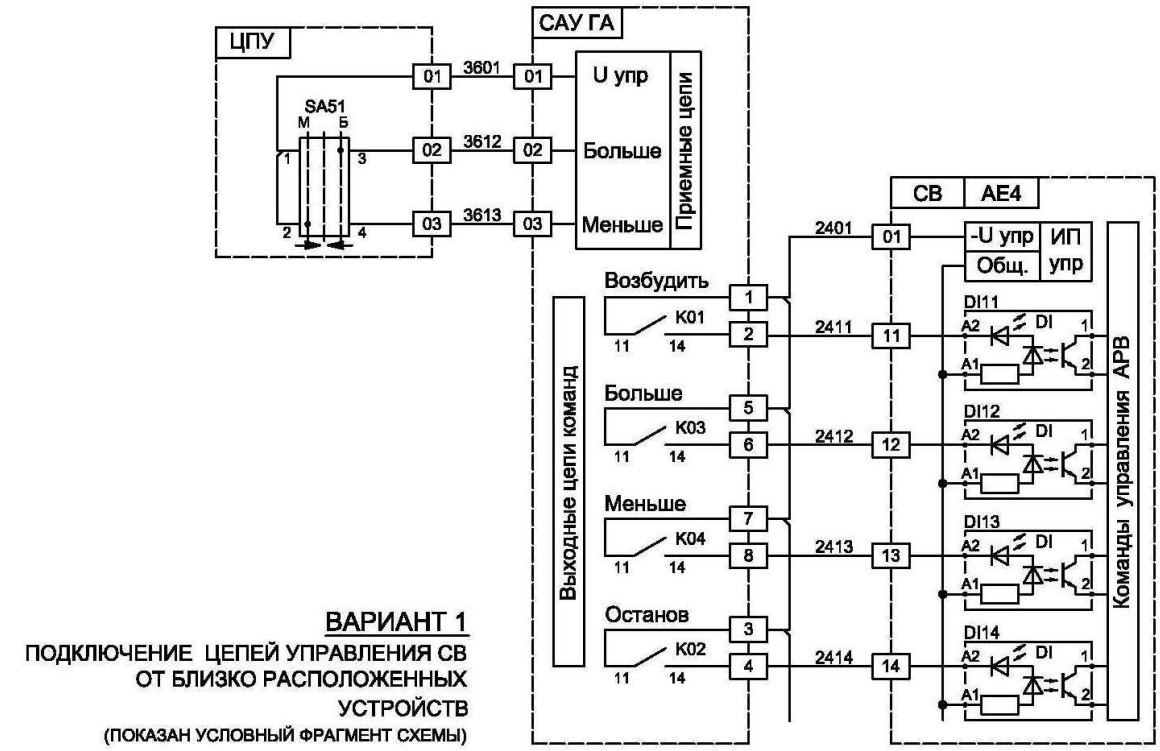
5.12.1. Защита ротора ГГ от перенапряжений (ограничитель перенапряжений).

Защита реализуется посредством тиристорного разрядника многократного действия, устанавливаемого в силовой секции выпрямленного напряжения АЕ3 щита возбуждения. Разрядник должен иметь сигнализацию срабатывания, сигнализация должна фиксировать факт протекания по разряднику импульсного тока.

Уставка срабатывания разрядника выбирается, исходя из следующих требований:

- в продолжительном режиме максимальные мгновенные значения напряжения на выводах обмотки ротора при токе возбуждения до 1,1 номинального не должны быть выше 30% амплитуды полного испытательного напряжения обмотки возбуждения относительно корпуса (п.4.8 ГОСТ [3]);
- системы возбуждения должны быть выполнены так, чтобы ни в одном из возможных в эксплуатации режимов мгновенные значения напряжения, возникающие на выводах обмотки возбуждения синхронной машины, не превышали 70% амплитуды полного испытательного напряжения этой обмотки относительно корпуса по ГОСТ 183 (п.4.27 ГОСТ [3]).

Разрядник не должен срабатывать в режиме гашения поля ГГ. В общем случае, уставка разрядника должна быть отстроена от суммы напряжений, прикладываемых к ротору при одновременном инвертировании и отключении АГП. Рекомендуемое значение уставки разрядника 65% от амплитуды полного испытательного напряжения изоляции ротора.



ВАРИАНТ 1

ПОДКЛЮЧЕНИЕ ЦЕПЕЙ УПРАВЛЕНИЯ СВ
ОТ БЛИЗКО РАСПОЛОЖЕННЫХ
УСТРОЙСТВ
(ПОКАЗАН УСЛОВНЫЙ ФРАГМЕНТ СХЕМЫ)

ВАРИАНТ 2

ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЦЕПЕЙ УПРАВЛЕНИЯ СВ
ОТ УДАЛЕННЫХ УСТРОЙСТВ
(ПОКАЗАН УСЛОВНЫЙ ФРАГМЕНТ СХЕМЫ)

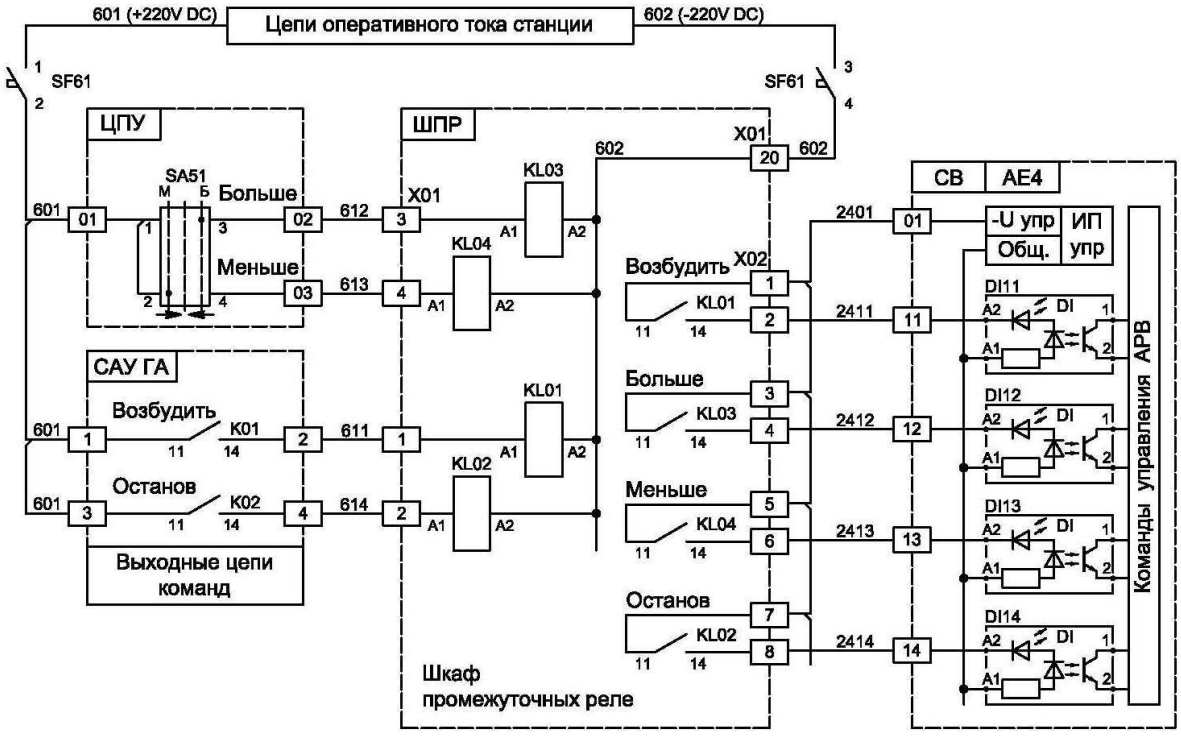


Рис. 5.4.

5.12.2. Защита от короткого замыкания в цепях выпрямленного напряжения.

Для защиты от КЗ параллельно ротору устанавливается силовой тиристорный короткозамыкатель (ТКЗ). Ток ротора измеряется быстродействующим датчиком тока со временем срабатывания не более 1 ms.

При возникновении КЗ, повышении тока в цепи питания ротора до уставки срабатывания, и одновременном снижении напряжения в цепи ротора до 30% и ниже, защита воздействует на снятие импульсов с ТП системы возбуждения, включение ТКЗ, и, с задержкой порядка 0,1s – на отключение АГП (УГП).

По факту срабатывания защиты (отключения АГП (УГП), или по отдельному сигналу) гидрогенератор должен быть отключен от сети. В случае, если отключение ГГ от сети выполняется на стороне ВН блочного трансформатора, воздействие защиты на выключатель не производится (блокируется), отключение ГГ от сети выполняется внешней защитой от потери возбуждения (от асинхронного режима).

Необходимо исключить возможность ложного срабатывания защиты от свободной составляющей тока ротора при возникновении КЗ на статоре ГГ.

Защита должна быть отстроена от суммарного тока ротора при КЗ в цепях статора.

5.12.3. Максимальная токовая защита тиристорных преобразователей.

МТЗ преобразователей должна работать при пробое тиристора и обеспечить безаварийное отключение предохранителя в цепи пробитого тиристора.

Защита должна быть отстроена от тока свободной составляющей, протекающего по контуру возбуждения в случае КЗ на статоре ГГ, а также блокироваться при КЗ в цепях выпрямленного напряжения (см. п. 5.12.2). Поскольку условия срабатывания защит во многом сходны, их целесообразно объединить в одном функциональном устройстве. Для определения места КЗ рекомендуется использовать отдельные датчики тока, размещаемые в характерных точках схемы СВ – в выходных цепях СВ для защиты от КЗ на кольцах, или в фазах ТП для описываемой защиты. Разработчик вправе применять иные принципы и алгоритмы работы токовых защит СВ.

5.12.4. Защита при отказе RC-цепей тиристорного преобразователя.

Групповые RC-цепи, расположенные на шинах ввода переменного напряжения в щит возбуждения, предназначены для защиты тиристорных преобразователей от перенапряжений, возникающих при коммутации индуктивных фазных токов источника питания (ТЕ) в процессе работы ТП. RC-цепи собраны в «треугольник», каждая сторона защищена предохранителем.

Защита от отказа строится или на анализе формы тока в защитных цепях, или на факте перегорания предохранителя и срабатывания сигнального контакта.

При отказе любой RC-цепи выполняется гашение поля отключением АГП, и отключение ГГ от сети.

5.12.5. Защита от асимметрии фазных токов тиристорного преобразователя.

Асимметрия фазных токов возникает либо при потере проводимости тиристорного плеча (одноименных плеч мостов), либо при работе одного из плеч в диодном режиме. Подобное нарушение может вызываться потерей импульса управления, потерей управляемости тиристора, либо, сплошным импульсом управления или деградационными процессами в тиристоре (самопроизвольном открытии). При асимметрии подобного вида в фазном токе появляется постоянная составляющая, намагничивающая ТЕ, что приводит к перегреву трансформатора.

Защита построена на выявлении асимметрии либо путем анализа фазных токов, либо путем анализа формы выпрямленного напряжения СВ. При выявлении асимметрии выполняется переход управления на резервный канал управления, в случае неуспешного перевода (сохранении асимметрии) или отсутствия резерва выполняется аварийное гашение поля отключением АГП и отключение ГГ от сети.

5.12.6. Защита при отказе тиристорного моста.

Отказом тиристорного моста является состояние, при котором мост либо не может выполнять свои функции, либо продолжение работы может привести к аварийному состоянию СВ.

Отказом моста является потеря питания драйверов тиристоров, перегорание предохранителя, потеря управления (потеря проводимости тиристора), перегрев тиристора, неисправность системы охлаждения (прекращение циркуляции воды или выход из строя обоих вентиляторов моста). Во всех перечисленных случаях мост должен быть выведен из работы.

В системах со 100%-ным резервом во всех случаях выполняется перевод на резервных управляюще-преобразовательный канал, при отсутствии резерва – выполняется гашение поля ГГ отключением АГП и отключение ГГ от сети. В системе с резервными мостами при отказе одного моста СВ остается в работе на оставшихся исправных мостах. В случае, если оставшиеся мосты не обеспечивают полноценную работу СВ, вводится режим ограничения тока (Cosφ=1) и запрет форсировки, либо выполняется гашение поля ГГ отключением АГП и отключение ГГ от сети. Алгоритм работы СВ при отказе мостов зависит от схемы резервирования, степени резервирования, и должен быть прописан в программе управляющего контроллера.

5.12.7. Защита при отказе обоих каналов регулирования.

В случае критического отказа обоих каналов регулирования выполняется гашение поля ГГ отключением АГП и отключение ГГ от сети.

Критическим является отказ, при котором канал регулирования не может управлять возбуждением. В случае критического отказа управляющие выходы АРВ блокируются, импульсы управления ТП снимаются.

Критическим отказом является полная потеря питания регулятора, потеря синхронизирующего напряжения СИФУ, отказ датчика тока возбуждения, а также случаи отказов, приводимых в п. 5.12.2 – 5.12.6 настоящей главы.

5.13 Схемы питания ЩВ от СН станции.

5.13.1. Типовая схема питания щита возбуждения от цепей переменного и постоянного тока СН станции приведена на рис.5.5.

5.13.2. СВ имеют резервированное питание каждого канала управления. Система, находящаяся в работе, получает питание переменного тока от трансформаторов собственных нужд (TL1, TL2), отдельных для каждого канала. Каналы СВ получают питание от аккумуляторной батареи (АБ) – каждый канал по своей кабельной линии от отдельной секции щита постоянного тока (ЩПТ) станции или от разных АБ станции, если существует такая возможность. Питание схемы начального возбуждения выполняется отдельным фидером от одной из секций ЩПТ.

5.13.3. Максимальная нагрузка на источники постоянного тока возникает в период начального возбуждения – СВ потребляет энергию от ЩПТ на питание ротора ГГ,

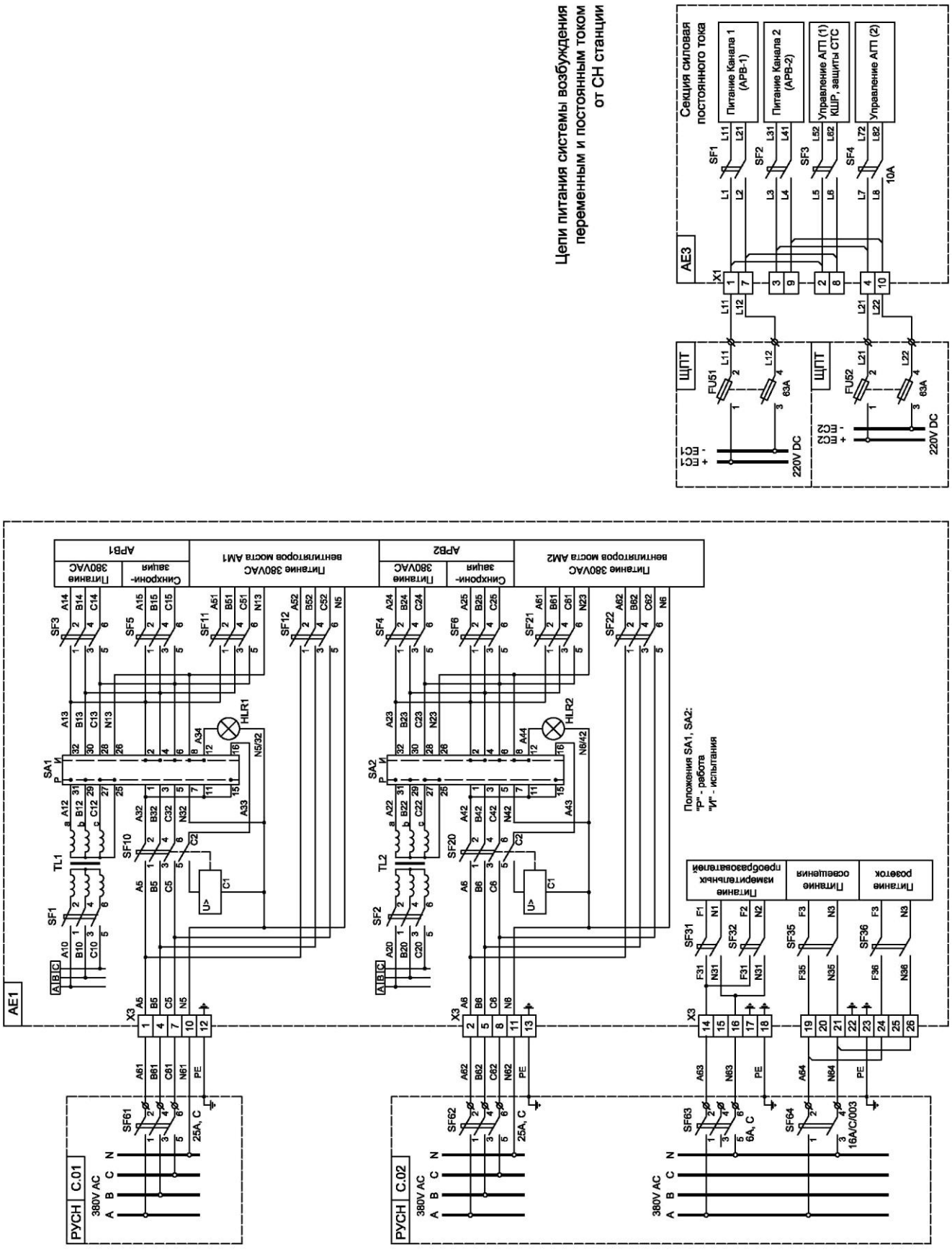

Цепи питания системы возбуждения
переменным и постоянным током
от СН станции
Секция силовая
постоянного тока
Питание Канала 1
(АРВ-1)
Питание Канала 2
(АРВ-2)
Управление АГП (1)
КШР, защиты СТС
Управление АГП (2)
AE3
ЩПТ
220V DC
AE1
Положения SA1, SA2:
"Р" - работа
"И" - испытания
Питание
розеток
Питание
освещения
Питание
измерительных
преобразователей
РУСН С.01
РУСН С.02
380V AC
25A, C
6A, C
16A/C/003

Рис. 5.5.

и на питание каналов управления, включая формирователи импульсов управления тиристорами. После завершения НВ потребление от ЩПТ прекращается практически полностью – питание ротора осуществляется по схеме самовозбуждения, а питание всех устройств управления – от трансформаторов СН СТС.

5.13.4. Питание СВ переменным током от СН станции предусмотрено для выполнения наладочных работ и проверок СВ на остановленном ГГ. От СН станции постоянно питаются измерительные преобразователи тока и напряжения возбуждения, освещение и розетки в шкафах ЩВ, и вентиляторы мостов с принудительным охлаждением. В последнем случае, каждый канал питается от отдельной секции СН 0.4 kV.

Для обеспечения НВ от СН 0.4 kV питание СВ осуществляется от секции агрегатных собственных нужд, подключенной по нормальной схеме к собственным нуждам ГЭС (не показана на рис.5.5.).

6 Управление и мониторинг состояния СВ. Общие требования и проектные решения

6.1 Мониторинг состояния и надежность СВ

6.1.1. Схемы мониторинга должны иметь собственную надежность, достаточную для определения достоверного состояния контролируемого объекта за приемлемое время, и снижающую до минимума вероятность «ложных тревог». Надежность должна быть обеспечена качеством изготовления схемы, оптимальным выбором числа контролируемых параметров и отработанным алгоритмом анализа состояния контролируемого объекта.

Мониторингу подлежит ограниченное число параметров, несущих репрезентативную информацию о состоянии системы. К таким параметрам относятся: выходные параметры СВ, параметры схем питания, ключевые элементы, состояние которых прямо или косвенно определяет состояние СВ, а также элементы, имеющие ограниченный срок службы и требующие периодической замены.

Анализ параметров СВ и интерпретация измеренных параметров в характеристики состояния СВ выполняется программируемым микропроцессорным устройством (управляющим контроллером), совмещающим функции управления СВ с функциями мониторинга. Информация о параметрах подается на аналоговые и дискретные входы контроллера, параметры АРВ поступают в контроллер по цифровому интерфейсу.

6.1.2. Для СВ с двумя каналами управления допускается в качестве аналитического устройства использовать собственные контроллеры АРВ, совмещать задачи мониторинга с задачами АРВ и использовать единые с АРВ входные параметры, при условии достаточной производительности контроллеров.

Диагностическая информация о состоянии СВ, полученная в результате мониторинга, используется в соответствии с поставленной задачей обеспечения эксплуатационной надежности. В зависимости от результата анализа и возможных рисков, диагностическая информация о состоянии СВ направляется либо для визуального восприятия и анализа оперативным и техническим персоналом по цепям сигнализации, либо для автоматического воздействия на ограничения режима работы или отключение объектов мониторинга.

Все диагностические сообщения должны выводиться на локальный монитор СВ и сохраняться в дневнике событий контроллера СВ, а также быть доступными для внешних сетевых устройств по цифровому интерфейсу.

6.1.3. Диагностическая информация, полученная в результате анализа аналоговых и дискретных параметров СВ и внутренних параметров регуляторов и линий связи, выводится на специальный экран монитора (инженерного пульта) и сохраняется в журнале событий.

Информация классифицируется на текущие события, требующие немедленного внимания оперативного персонала, информацию о неисправностях, требующих устранения в кратчайшее время, и информацию о причинах отказа СВ, вызвавшего технологическое нарушение в работе ГГ.

Информация о событиях первой группы дополнительно в виде предупредительных или аварийных сигналов выводится на табло или монитор ЦПУ или АЩУ блока.

Информационные задачи АЩУ выполняются на уровне САУ ГА, задачи ЦПУ - на верхнем уровне АСУ ТП.

Информация о неисправностях и частичных отказах дополнительно должна выводиться на экраны АРМ технического персонала, обслуживающего СВ, в виде текстовых сообщений. Сообщения должны быть достаточно подробными для определения узла, в котором произошел отказ или сбой, и принятия решения о возможности самостоятельной замены неисправного узла или модуля, и о технологии ремонта – на работающем генераторе или во время ближайшего планового останова ГГ.

Информация о причинах и последствиях аварийной ситуации, вызвавшей технологическое нарушение (отключение ГГ от сети, нарушения в работе энергосистемы или ограничение режима генерации) должна храниться в энергонезависимой памяти управляющего контроллера (регулятора) и должна быть доступна для считывания даже при отсутствии питания устройства (отказе блока питания или цепей питания контроллера или АРВ). Данный вид информации помимо текстовых сообщений, должен содержать графические файлы осциллограмм предаварийного процесса и процессов, происходивших во время аварии.

Информация должна быть достаточной для определения причин отказов специалистами сервисных организаций или представителями изготовителя СВ.

Конкретный объем и степень детализации диагностической информации по каждой из названных условных групп определяется изготовителем СВ исходя из диагностических возможностей конкретного контроллера и программного обеспечения.

6.2 Интеграция в АСУ ТП.

6.2.1. Системы возбуждения (СВ) в части своих основных функций должны являться автономными по отношению к АСУ ТП. Интеграция СВ в АСУ ТП должна обеспечивать возможность появления и выполнения дополнительных централизованных функций, направленных на решение задач АСУ ТП.

6.2.2. Задачами АСУ ТП в части СВ являются:

- аварийная и предупредительная сигнализация об отклонениях режима возбуждения ГГ, неисправностях и аварийных режимах СВ;
- отображение технологических параметров СВ и режима возбуждения ГГ, измеренных средствами СВ;
- отображение технологической информации о состоянии СВ и положении коммутационных аппаратов СВ;
- учет потребляемой СВ электроэнергии;
- получение от СВ, архивирование и документирование информации, включая общую информацию о регуляторе возбуждения и системе возбуждения, параметры настройки АРВ, осциллограммы аварийных событий и процессов и журналы событий при использовании соответствующих протоколов информационного обмена;
- управление СВ в рамках задач автоматического управления гидроагрегатом;
- групповое регулирование напряжения и реактивной мощности;
- непосредственное оперативное управление СВ.

6.2.3. Связь СВ с верхним уровнем выполняется как непосредственно, так и через подсистемы АСУ ТП: подсистему САУ ГА (систему автоматического управления ГА для реализации задач автоматического управления СВ), подсистему ГРНРМ (группового

управления напряжением и реактивной мощностью станции, для реализации соответствующей задачи). Топология и физические характеристики линий связи зависят от структуры АСУ ТП и требований АСУ к информационному обмену.

6.2.4. Сетевое оборудование СВ должно быть совместимо с оборудованием АСУ ТП станции по техническим характеристикам и протоколам обмена данными. Проектирование дополнительных коммуникационных шлюзов допускается в исключительных случаях по согласованию с Заказчиком.

6.2.5. Интеграция СВ в АСУ ТП выполняется по цифровым коммуникациям, по линиям аналоговых сигналов и по контрольным кабельным линиям.

Цифровые и аналоговые каналы используются для реализации информационных задач, цифровые каналы – для передачи на верхний уровень АСУ ТП дискретных информационных сигналов, передача технологической информации о режиме возбуждения выполняется, как правило, по аналоговым линиям в формате нормированного токового сигнала 4…20mA.

Контрольные кабели используются для решения задач управления СВ средствами АСУ ТП через подсистему САУ ГА – посредством дискретных сигналов типа «сухой контакт». Для вновь проектируемых объектов рекомендуется применять цифровое управление СВ с использованием специальных коммуникационных протоколов стандарта IEC 61850.

По отдельному цифровому каналу СВ интегрируется также в подсистему АИИСКУЭ (автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии) в случае, если счетчик ЭЭ СВ включен в систему учета.

6.2.6. Аварийная и предупредительная сигнализация должна поступать от СВ на верхний уровень АСУ ТП по цифровой линии связи от управляющего контроллера СВ. Обработка и визуализация информации выполняется средствами верхнего уровня АСУ ТП.

Аварийные и предупредительные сигналы формируются в СВ по результатам анализа параметров. Минимальный перечень сигналов:

- «Перегрузка ротора»,
- «Ограничение перегрузки ротора»,
- «Ограничение перегрузки статора»,
- «Ограничение минимального возбуждения»,
- «Неисправность СВ»,
- «Отключение СВ внутренними защитами»,
- «Отключение защитами ГА»,
- «Ротор зашунтирован КШР»,
- «Срабатывание разрядника»,
- «Земля в роторе»,
- «Неуспешное возбуждение»,
- «Местное управление СВ».

Перечень может быть расширен в зависимости от специфики или типа СВ. Текстовые сообщения могут быть конкретизированы пояснениями причин неисправности, если в массиве данных имеется соответствующая диагностическая информация.

6.2.7. Технологическая информация о состоянии СВ и коммутационных аппаратов должна поступать на верхний уровень, архивироваться в технологической базе данных АСУ ТП (ТБД) и транслироваться на экранные формы СВ или ГГ. Минимальный перечень сигналов:

- «АГП включен / отключен»,
- «КШР включен / отключен»,
- «ЗН ротора включены / отключены»,
- «Разъединитель в цепи ротора включен / отключен»,
- «Генератор возбужден / развозбужден»,
- «АРВ1 в работе / АРВ2 в работе»,

- «Автоматическое управление / Ручное управление».

Перечень может быть расширен или сокращен, в зависимости от типа и специфики СВ и от детализации экранной формы оператора. Информация должна представляется в виде специальных пиктограмм на изображении мнемосхемы, или в виде цветовой индикации, однозначно воспринимаемой оператором.

6.2.8. По цифровым протоколам обмена данными, посредством резервированных каналов связи, система возбуждения должна обеспечивать передачу в информационные системы электростанции общей и аварийной информации о регуляторе возбуждения и системе возбуждения, с возможностью последующей передачи полученной информации субъектам оперативно диспетчерского управления по существующим каналам связи.

К общей информации относится:

- Сведения о типе (марке) АРВ;
- Сведения о типе (марке) системы возбуждения;
- Номер версии установленного алгоритма функционирования АРВ;
- Номер версии программного обеспечения АРВ;
- Параметры настройки АРВ;
- Сигнал о состоянии PSS (PSS включен/отключен);
- Сигнал о режиме АРВ (Автоматический/Ручной режим АРВ);
- Сигнал о рабочем канале регулирования (АРВ1 в работе, АРВ2 в работе);
- Сигнал о состоянии АГП;
- Сигнал о состоянии генераторного выключателя.

К аварийной информации относится:

- Дневники (журналы) событий;
- Сигнал отключения СВ внешними защитами (защитами энергоблока, ГГ, технологическими защитами ГА);
- Сигнал отключения СВ внутренними защитами СВ;
- Сигнал о снижении изоляции цепей возбуждения;
- Сигнал о перегрузке ротора ГГ током возбуждения;
- Сигнал о недопустимом времени перегрузки ротора ГГ током возбуждения;
- Сигнал о работе ограничителей максимального тока ротора, статора и ОМВ;
- Сигнал о форсировке возбуждения (Сигнал о работе РФ, Запрет форсировки);
- Сигнал о перегреве выпрямительного трансформатора СВ;
- Сигнал о включении контактора, шунтирующего ротор ГГ на разрядные резисторы;
- Сигнал о срабатывании разрядника в цепи ротора;
- Сигнал о неисправности системы возбуждения;
- Осциллограммы токов возбуждения ГГ, ВГ, БВ при поступлении любого из перечисленных аварийных сигналов;
- Осциллограммы напряжений возбуждения ГГ, ВГ, БВ при поступлении любого из перечисленных аварийных сигналов;
- Осциллограммы напряжений статоров ГГ, ВГ при поступлении любого из перечисленных аварийных сигналов;
- Осциллограмма тока статора ГГ при поступлении любого из перечисленных аварийных сигналов;
- Осциллограммы активной и реактивной мощности ГГ при поступлении любого из перечисленных аварийных сигналов.

Все события должны иметь метку времени от СОЕВ АСУ ТП.

Осциллограммы должны иметь запись режимов, предшествующих событию.

6.2.9. Доступ к аварийной информации должен быть ограничен физически и программным путем, требованием авторизации/аутентификации пользователя. Информация

на мониторах операторов или АРМ должна быть доступна только для чтения и получения твердых копий.

Для архивации на ВУ АСУ ТП может быть передана вся информация, как от СВ, так и от системы мониторинга СВ, включая данные о напряжении статора и параметрах возбуждения ВГ (в системах СТН), напряжении и токе индуктора БВ (в системах СБД), а также о токах отдельных тиристорных мостов СВ, если такие измерения предусмотрены конструкцией СВ.

При наступлении аварийного события помимо основной оперативной информации от СВ в ТБД АСУ ТП должна быть передана и сохранена следующая информация о типе и технологических параметрах СВ и АРВ: «Идентификационный номер (тип) СВ», «Идентификационный номер (тип) АРВ», «Версия прошивки управляющих контроллеров (АРВ)», «Версия ПО управляющих контроллеров (АРВ)», «Параметры настройки АРВ», «Автоматический/Ручной режим АРВ», «PSS включен/отключен», «Выход канала напряжения», «Выход производной напряжения генератора», «Выход канала регулирования тока возбуждения», «Выход системного стабилизатора», «Выход регулятора», «Напряжение синхронизации», «Фактический угол управления ТП».

6.2.10. Согласно требованиям, ГОСТ [34], любая поступающая в АСУ информация вводится в систему однократно с помощью одного входного канала, если это не приводит к невыполнению требований по надежности, достоверности и т.п., установленных в ТЗ на АСУ.

6.2.11. Для возможности сопоставления времени события, часы управляющего контроллера СВ должны быть синхронизированы с системой обеспечения единого времени (СОЕВ) АСУ ТП. Синхронизация должна выполняться по сетевому протоколу точного времени с погрешностью не более 1 миллисекунды. Рекомендуемыми протоколами являются: PTP v2 (приоритетный), NTP, IRIG-B.

На время отсутствия связи с СОЕВ, допускается синхронизация часов управляющего контроллера СВ от внутреннего таймера контроллера.

6.2.12. Обмен цифровой информацией между СВ и АСУ ТП должен осуществляться по волоконно-оптической линии.

Сетевое оборудование АСУ ТП агрегатного и верхнего уровня должно иметь аппаратную поддержку сетевых протоколов стандарта IEC 61850 (Communication standard for electrical substation automation systems). В качестве информационных протоколов также рекомендуются:

- Протоколы передачи по ГОСТ [35];
- ModBus/TCP.

6.3 Интеграция в САУ ГА и ГРНРМ

6.3.1. Интеграция СВ в САУ ГА и ГРНРМ выполняется с помощью контрольных кабелей, по которым производится обмен дискретными релейными командами. Для вновь проектируемых объектов рекомендуется применять цифровое управление СВ с использованием специальных коммуникационных протоколов стандарта IEC 61850.

6.3.2. Для работы СВ в системе ГРНРМ необходим обмен следующими командами и сигналами:

От ГРНРМ на СВ должны поступать управляющие команды

- Управление от ГРНРМ;
- Больше от ГРНРМ;
- Меньше от ГРНРМ;

СВ выдает системе ГРНРМ информацию о готовности работы в составе ГРНРМ или обстоятельствах, препятствующих такой работе:

- Готовность к работе в составе ГРНРМ;
- Максимальная уставка АРВ;

- Минимальная уставка АРВ;
- Перегруз ротора ГГ;
- Работа ОМВ;

6.3.3. При цифровом управлении на СВ передаются не дискретные команды управления уставкой, а требуемое значение уставки, рассчитанное средствами ГРНРМ.

6.4 Создание АРМ

6.4.1. Все АРМ, интегрированные в АСУ ТП станции (энергоблока), должны находиться в ведении оперативного персонала. Размещение АРМ вне зоны оперативного обслуживания (в помещениях лабораторий, в служебных и офисных помещениях) не допускается.

С целью разделения функций оперативного и технического персонала, в зоне оперативного обслуживания может быть создано отдельное АРМ для персонала, обслуживающего СВ.

6.4.2. Доступ к тому или иному функционалу АРМ ВУ АСУ ТП должен определяться при авторизации / аутентификации пользователя. Визуализация информации на мониторе АРМ выполняется по тем же принципам, что и визуализация информации на мониторе оператора ГА, видеокадры разрабатываются в той же прикладной программе SCADA-системы. Различный функционал реализуется разными экранными формами SCADA. Специфика состоит в ограниченном объеме информации – видеокадры АРМ инженера по обслуживанию СВ содержат только информацию о режиме генератора и СВ. Экранные формы не должны содержать элементов управления. Управление СВ от АРМ не предполагается, пользователю предоставляется информация, открытая только для чтения, без возможности ее изменения.

6.4.3. Информация, отображаемая на мониторе АРМ должна быть достаточная для отражения характеристик работы оборудования. Она не должна быть излишней или недостаточной. Целесообразно выводить на экран значения тока и напряжения возбуждения, тока и напряжения генератора, положения контактов АГП и разъединителей, значения активной и реактивной мощности. Более детальная информация по конкретным узлам СВ, при необходимости, отображается на отдельных экранных формах.

6.4.4. Пользователю должна быть предоставлена возможность документирования текущей и архивной информации средствами АРМ – получение твердой копии журналов событий или осциллограмм регистратора событий в виде стандартных форм или протоколов.

6.4.5. Доступ к внешним интерфейсам АРМ должен быть заблокирован, кроме тех случаев, когда использование этих интерфейсов необходимо для выполнения функций АРМ. К внешним интерфейсам относятся: USB-порты, CD и DVD-приводы, COM-порты, IEEE 1294 (LPT-порт), физические интерфейсы Ethernet (например, 8P8C), картридеры, внешний SATA, IEEE 1394 (FireWire).

6.4.6. Для проведения ПНР, ТО, ремонтов допускается применение переносного АРМ (ноутбука) с непосредственным подключением его к СВ.

6.5 Система регистрации аварийных событий

6.5.1. Регистратор аварийных событий может быть выполнен на том же процессоре, что и контролируемый объект, с использованием тех же датчиков и источников питания или в виде отдельного устройства, не связанного с контролируемым объектом ничем, кроме каналов передачи информации.

Регистратор аварийных процессов, выполненный в виде отдельного устройства, должен быть построен на основе микропроцессорной техники и иметь дискретизацию не хуже 0,5 миллисекунд (40 точек на период промышленной частоты). Регистратор, должен

быть внесен в Государственный реестр СИ Российской Федерации, как утвержденный тип средства измерения.

6.5.2. Должны регистрироваться, как минимум, следующие параметры:

- напряжения статора ГГ, 1 фаза;
- напряжения возбуждения ГГ;
- ток возбуждения ГГ;
- состояние главных контактов АГП.

Для систем СТН дополнительно требуется регистрация:

- напряжения статора ВГ;
- напряжения возбуждения ВГ;
- тока возбуждения ВГ;
- состояния главных контактов АГП-ВГ.

Для систем СБД дополнительно регистрируются:

- напряжение возбуждения возбудителя (БВ);
- ток возбуждения БВ;
- состояние главных контактов АГП-БВ.

(Ток возбуждения ГГ для ГГ с системой СБД недоступен для регистрации). Перечень сигналов может быть расширен по усмотрению заказчика.

6.5.3. Регистрируемые сигналы должны поступать в регистратор напрямую от источников (от измерительных шунтов, трансформаторов напряжения или цепей возбуждения) без применения внешних измерительных преобразователей. Сигналы от цепей возбуждения заводятся через предохранители, сигналы от цепей напряжения – через автоматические выключатели.

6.5.4. Запуск регистратора должен выполняться автоматически, по факту превышения или снижения измеряемого параметра, или по факту срабатывания защиты (отключения АГП). Требуется предусмотреть также кнопку для ручного пуска регистратора.

На осциллограмме должен отображаться предаварийный режим длительностью не менее 5 с, общая длительность осциллограммы должна быть не менее 20 с.

Регистратор должен быть интегрирован в АСУ ТП по цифровому каналу, с синхронизацией времени. Данные аварийных процессов должны быть доступны для анализа и документирования средствами АСУ ТП и АРМ.

6.6 Интеграции СВ с системой мониторинга переходных режимов (СМПР) электростанции.

6.6.1. В число регистрируемых параметров включаются параметры синхронизированных векторов фазных токов и напряжений, тока и напряжения возбуждения ГГ и параметры состояния силовой аппаратуры СВ ГГ.

6.6.2. Тип аппаратуры для регистрации параметров переходных режимов выбирается в рамках проекта ПТК СМПР станции. Регистрация параметров возбуждения ГГ и параметров состояния силовой аппаратуры СВ ГГ выполняется в УСВИ, к которому при необходимости подключается отдельный выносной модуль. С целью оптимизации электрических связей УСВИ (в комплекте с отдельным выносным модулем) должен устанавливаться в непосредственной близости от системы возбуждения.

6.6.3. Минимальный перечень информации, необходимой для передачи в УСВИ, аналогичен перечню, приведенному в п.6.5.2 для разных типов СВ. Дополнительно на дискретные входы УСВИ должны быть поданы, как минимум, следующие сигналы «Автоматический/Ручной режим АРВ», «PSS включен/отключен», «АРВ1 в работе», «АРВ2 в работе», «Положение генераторного выключателя», «АГП включен/отключен», «Ограничение перегрузки ротора», «Ограничение перегрузки статора», «Ограничение минимального возбуждения», «Сигнал о работе РФ», «Запрет форсировки», «Неисправность СВ», «Отключение СВ внутренними защитами», «Отключение СВ

защитами ГА». При технической возможности в УСВИ (ПТК СМПР) должна быть приведена вся дискретная информация по СВ ГА, поступающая в АСУ ТП электростанции.

6.6.4. Регистрируемые сигналы должны поступать в УСВИ СВ напрямую от источников (от измерительных шунтов, трансформаторов напряжения или цепей возбуждения, от блок-контактов коммутационных аппаратов) без применения внешних измерительных преобразователей или реле-повторителей. Сигналы от цепей возбуждения заводятся через предохранители, сигналы от цепей напряжения – через автоматические выключатели.

6.7 Метрологическое обеспечение средств измерений

6.7.1. Гидроагрегаты ГЭС и ГАЭС и их системы возбуждения не являются опасными производственными объектами по смыслу законодательства о промышленной безопасности. Средства измерений СВ не подлежат государственному регулированию, на них не распространяются обязательные метрологические требования Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений".

6.7.2. Корпоративные требования ПАО «РусГидро» к метрологическому обеспечению средств измерений и информационно-измерительных систем содержатся в разделе «Метрологическое обеспечение производственной деятельности» документа «Техническая политика группы РусГидро» [11].

В части систем возбуждения нормативные требования по метрологическому обеспечению должны применяться:

a) к внешним измерительным устройствам, поставляющим СВ информацию о текущих параметрах гидрогенератора и о параметрах, влияющих на качество функционирования СВ. К таким устройствам относятся:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения статора ГГ, задействованные в схеме СВ;
- внешние измерительные трансформаторы тока и напряжения ВГ в системах возбуждения СТН;
- внешние датчики технологических параметров охлаждающей воды для СВ с водяным охлаждением преобразователей (расходомеры, датчики давления и температуры воды);

b) к измерительным устройствам, поставляющим информацию об основных параметрах режима СВ для станционных систем управления, и устройствам отображения информации. К этой группе относятся устройства, как правило, встраиваемые в аппаратуру СВ, но возможны варианты их размещения в отдельных шкафах или на отдельных панелях станции:

- измерительный шунт в цепи тока возбуждения ГГ, ВГ или БВ, задействованный в схемах измерения АСУ ТП, АЩУ, и ЦПУ;
- измерительные преобразователи тока и напряжения возбуждения ГГ, ВГ или БВ, задействованные в схемах измерения АСУ ТП, АЩУ и ЦПУ;
- щитовые приборы тока и напряжения возбуждения ГГ, ВГ или БВ, устанавливаемые на панелях щита возбуждения, АЩУ и ЦПУ;

c) к приборам учета электроэнергии, потребляемой системой СТС – трансформаторам тока в цепях питания СТС, трансформаторам напряжения ГГ, и счетчику активной (и реактивной) электроэнергии;

d) к внешним устройствам регистрации аварийных событий – регистратору и датчикам регистрируемых аналоговых сигналов (трансформаторам тока, напряжения, измерительным шунтам).

На прочие устройства, входящие в состав оборудования СВ и выполняющее утилитарные функции – внутренние делители, датчики тока и напряжения, промежуточные

трансформаторы и преобразователи сигналов – требования настоящего раздела не распространяются.

6.7.3. Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) и технологические контроллеры, входящие в состав СВ, не являются «Средствами измерения» (СИ) или «Информационно-измерительными системами» (ИИС) и не содержат «Измерительных каналов» (ИК) в трактовке метрологических нормативных документов. Допускается использование результатов внутренних измерений и преобразований, выполняемых АРВ и технологическими контроллерами СВ и выводимых на интерфейс СВ в цифровой или аналоговой форме, во внешних измерительных и информационных системах станции, в качестве сигналов индикаторов. В частности, могут использоваться данные вычислений температуры ротора или тока ротора (для БСВ), выводимые на интерфейс СВ в виде нормированного сигнала 4…20mA, или передаваемые в цифровом массиве, для наблюдения за качественным изменением параметра или его регистрации, без количественной оценки значения параметра с нормируемой точностью.

6.7.4. Общие требования к средствам измерения проектируемых СВ:

- - средства измерений (СИ) российского и зарубежного производства, поставляемые в составе СВ или отдельно для обеспечения функционирования и эксплуатации СВ, должны быть внесены в Государственный реестр СИ Российской Федерации и иметь первичную поверку независимо от сферы регулирования. Измерения должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам измерений;
- СИ, обеспечивающие коммерческий учет электроэнергии и входящие в сферу государственного регулирования, подвергаются периодическим поверкам в процессе эксплуатации;
- СИ, обеспечивающие функционирование СВ и не входящие в сферу государственного регулирования, подвергаются периодическим калибровкам в процессе эксплуатации;
- периодичность поверки или калибровки СИ (межповерочный интервал) устанавливается при утверждении типа СИ и указывается в Свидетельстве об утверждении типа средств измерений;
- минимальный межповерочный интервал применяемых СИ должен быть не менее периода между выводом основного оборудования на техническое обслуживание или в ремонт. Предпочтительно применение СИ (в частности – измерительных шунтов), межповерочный интервал которых соизмерим с полным сроком службы основного оборудования или отсутствует;
- дата изготовления СИ на момент поставки не должна превышать одного года;
- в комплект поставки должен быть включен полный комплект «подменных» СИ, для их установки на штатные места вместо калибруемых или поверяемых СИ;
- СИ, поставляемые в составе СВ или отдельно, комплектуются следующими документами: заводским паспортом, копией свидетельства об утверждении типа средств измерений, свидетельством о первичной поверке (либо отметкой в паспорте о первичной поверке), методикой поверки (калибровки); руководством по эксплуатации СИ. Документы предоставляются исполнителем поставки.

6.7.5. Технические требования к средствам измерения проектируемых СВ:

- СИ, поставляемые в составе СВ или отдельно, должны быть разработаны с учетом современных технологий и элементной базы, с увеличенным сроком службы;
- шкалы применяемых средств измерений должны быть выражены в единицах величин международной системы единиц (SI);
- диапазон измерения тока возбуждения ГГ, ВГ и БВ должен быть рассчитан на ток форсировки для показывающих приборов и СИ АСУ ТП, и на максимальный (неограниченный) ток возбуждения для СИ аварийного регистратора;

- диапазон измерения напряжения возбуждения ГГ, ВГ и БВ для всех СИ должен быть рассчитан на максимальное значение напряжения, возможное при форсировке возбуждения;
- диапазон измерения напряжения статора ВГ для всех СИ должен быть рассчитан на напряжение насыщения ВГ;
- требования к диапазону измерения тока статора ВГ те же, что и к диапазону измерения тока возбуждения ГГ;
- диапазон измерения давления и расхода охлаждающей воды внешних датчиков СВ с водяным охлаждением должен выбираться с запасом не менее 30% от номинальных параметров давления и расхода по преобразовательному каналу СВ;
- класс точности СИ – не ниже 0,5 для первичных датчиков и СИ регистратора, и не ниже 1,0 для показывающих приборов (средств отображения информации);
- используемые датчики и преобразователи должны иметь унифицированный тип входного и выходного сигнала. Необходимо использовать СИ с типом выходного сигнала, начальная граница диапазона измерения которого отлична от «0» (например 4…20 mA), что позволит корректно определять неисправности, вызванные отказом СИ (датчика, преобразователя) или линии связи;

6.7.6. Требования к проектированию СИ

- - при проектировании схемы и компоновки оборудования, зданий и сооружений, для СИ, поверяемых (калибруемых) на месте, необходимо предусмотреть площадки для размещения поверочного оборудования с обеспечением безопасных условий выполнения работ;
- при модернизации силового или вторичного оборудования, комплексной модернизации оборудования, необходимость замены СИ определяется:
  a) оценкой технического состояния СИ, с учетом физического и морального старения, анализа отказов эксплуатируемых СИ, прекращением выпуска ЗИП и его наличием у Заказчика;
  b) изменением обязательных для исполнения требований нормативно-технической документации в части точности и качества измерений;
  c) техническим заданием или проектом модернизации;
- при размещении СИ должно учитываться требование безопасной перекоммутации цепей СИ для проведения его поверки или калибровки;
- проектная документация, разрабатываемая на всех этапах проектирования, должна в обязательном порядке проходить метрологическую экспертизу.

7 Список используемых нормативных правовых, нормативных технических, локальных нормативных актов и документов в сфере стандартизации

[1] Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;

[2] Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 98 «Об утверждении требований к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов и о внесении изменений в правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003г. № 229»;

[3] ГОСТ 21558-2018. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия;

[4] СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95). Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229;

[5] ГОСТ 5616-89 «Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия»;

[6] СТО 59012820.29.160.20.004-2019. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов;

[7] ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;

[8] ГОСТ 15543.1-89. Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам;

[9] ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013). Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP);

[10] СТО 17330282.27.140.019-2008. Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования;

[11] Техническая политика группы РусГидро. http://www.rushydro.ru/upload/iblock/5d0/Tehnicheskaya-politika.pdf .

[12] ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК-61000-6-5-2001). Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний;

[13] ГОСТ Р 50746-2013. Объекты использования атомной энергии. Технические средства и системы важные для безопасности. Требования и методы испытаний на электромагнитную совместимость.

[14] СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85.

[15] ГОСТ Р 51321.1-2007. Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний

[16] ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;

[17] ГОСТ 22269-76 Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования;

[18] ГОСТ Р МЭК 60695-2-10-2011 Испытания на пожароопасность. Часть 2-10. Основные методы испытаний раскаленной проволокой. Установка испытания раскаленной проволокой и общие процедуры испытаний;

[19] ГОСТ IEC 60695-2-11-2013 Испытания на пожароопасность. Часть 2-11. Основные методы испытаний раскаленной проволокой. Испытание раскаленной проволокой на воспламеняемость конечной продукции;

[20] ГОСТ 9.410-88 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия порошковые полимерные. Типовые технологические процессы;

[21] ГОСТ Р 50030.5.1-2005 (МЭК 60947-5-1:2003) Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 5. Аппараты и коммутационные элементы цепей управления. Глава 1. Электромеханические аппараты для цепей управления;

[22] ГОСТ Р МЭК 60073-2000. Интерфейс человекомашинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации;

[23] ГОСТ 12.2.007.4-75 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шкафы комплектных распределительных устройств и комплектных трансформаторных подстанций, камеры сборные одностороннего обслуживания, ячейки герметизированных элегазовых распределительных устройств (с Изменениями N 1-6);

[24] ГОСТ 18142.1-85 Выпрямители полупроводниковые мощностью свыше 5 кВт. Общие технические условия;

[25] ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

[26] ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования (с Поправками);

[27] РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования;

[28] ГОСТ 32137-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний;

[29] ГОСТ 30804.6.2-2013 (IEC 61000-6-2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний (с Поправкой);

[30] РД34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем;

[31] ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;

[32] ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;

[33] ГОСТ IEC 61293-2016 Оборудование электрическое. Маркировка с указанием номинальных значений характеристик источников электропитания. Требования техники безопасности;

[34] ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления;

[35] ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004. Национальный стандарт Российской Федерации. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей.

[36] СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования.