ОАО «СО ЕЭС»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 59012820.29.240.008-2008

Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.

Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования

Издание официальное

Москва
2008

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Стандарт ОАО «СО ЕЭС»

Сведения о стандарте

1.РАЗРАБОТАН: Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы», Закрытым акционерным обществом «Институт автоматизации энергосистем».

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

3. ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом ОАО «СО ЕЭС» от 23.12.2008 № 457.

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

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

ВВЕДЕНИЕ

Задачи настоящего стандарта определены федеральными законами от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий стандарт ОАО «СО ЕЭС» (далее по тексту – Стандарт) содержит правила организации автоматического противоаварийного управления режимами, требования к составу, размещению, настройке, техническим характеристикам противоаварийной автоматики Единой энергетической системы России (ЕЭС) и технологически изолированно работающих энергосистем России.

Стандарт устанавливает системные требования к автоматическому противоаварийному управлению режимами и противоаварийной автоматике энергосистем, определяет назначение, функции, условия применения разных видов автоматики энергосистем и общие требования к техническим средствам.

Выполнение настоящего Стандарта является необходимым условием обеспечения надежности функционирования энергосистем России за счет автоматического предотвращения выхода параметров режимов за допустимые границы или их возврата в допустимую область, а также управления ходом переходных процессов с целью ограничения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

Стандарт не касается автоматизированного управления режимами энергосистем, автоматического регулирования частоты и активной мощности (вместе с автоматическим ограничением перетока), автоматического регулирования возбуждения, автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва и противоаварийного управления на уровне элементов энергосистемы (энергоблоков, компенсирующих устройств), действующего в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима оборудования без контроля режима энергосистемы.

Требования Стандарта подлежат соблюдению другими субъектами электроэнергетики и потребителями услуг ОАО «СО ЕЭС» в случае, если Стандарт указан в договорах (соглашениях), заключенных ОАО «СО ЕЭС» с указанными субъектами.

Стандарт содержит действующие правила и рекомендации.

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В Стандарте даются ссылки на приведенные ниже документы в виде [ ].

1. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.007-2008 Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утв. приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 и зарегистрированы Минюстом России 20.06.2003 № 4799.
3. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России. Регламент взаимодействия дочерних и зависимых обществ ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики, утвержденные 11.02.2008.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

4. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
5. Правила оперативно-диспетчерского управления. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854
6. Стандарт «Электроэнергетика. Термины и определения» СТО 17330282.27.010.001-2008 от 17.06.2008.
7. ГОСТ 29280-92 Совместимость технических средств электромагнитная. Испытания на помехоустойчивость. Общие положения.
8. ГОСТ 12.2.007.0-75 Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 12.2.007.6-75 Изделия электротехнические. Аппараты электрические коммутационные на напряжение менее 1 кВ.
10. ГОСТ 12.2.007.7-75 Изделия электротехнические. Устройства комплектные низковольтные.
11. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
12. ГОСТ 34.003-90 Автоматизированные системы. Термины и определения.
13. ГОСТ 34.201-89 Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
14. ГОСТ 27300-87 Комплектность и правила составления эксплуатационной документации.
15. ГОСТ 25804.2-83 Аппаратура, приборы и оборудование систем управления технологическими процессами атомных станций. Требования по надежности.

3. ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИИ

3.1. Термины

В Стандарте использованы термины, установленные в [1,2,3,4,5,6,12], а также необходимые дополнительные термины.

Аварийный сигнал ПА – сигнал об аварийном возмущении для пуска ПА.

Автоматическое противоаварийное управление (Emergency control) – управление режимом энергосистемы посредством специальных автоматических устройств противоаварийной автоматики, цель которого заключается в предотвращении развития нарушений нормального режима, сопровождающихся высокой скоростью изменения его параметров, при которой неэффективны системы автоматического и оперативного управления нормальными режимами.

Противоаварийная автоматика *(Emergency Control)* – устройство или совокупность устройств ПА, выполняющих функции ПА.

Система противоаварийной автоматики – совокупность устройств противоаварийного управления, состоящая из подсистем, предназначенных для выполнения в пределах своего района управления (энергоузла, энергорайона, энергосистемы, энергообъединения) следующих функций:

- предотвращения нарушений устойчивости параллельной работы (АПНУ);
- ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);
- ограничения снижений частоты (АОСЧ);
- ограничения повышений частоты (АОПЧ);
- ограничения снижений напряжения (АОСН);
- ограничения повышений напряжения (АОПН);
- предотвращения недопустимых перегрузок оборудования (АОПО).

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Подсистема ПА – часть системы ПА, представляющая совокупность устройств ПА, выполняющих в системе ПА одну из функций ПА.

Автоматическая частотная разгрузка энергосистем *(Automatic Load* ***shedding)*** – отключение заранее сформированных групп энергопринимающих установок потребителей электроэнергии от питающей электрической сети при понижении частоты в энергосистеме, осуществляемое устройствами автоматики в целях недопущения дальнейшего снижения и обеспечения восстановления частоты в энергосистеме до допустимого уровня.

Автоматическое отключение генератора (Generator automatic disconnection) – отключение генератора (или нескольких генераторов) от электрической сети в результате действия автоматических устройств в целях обеспечения статической, динамической, результирующей устойчивости энергосистемы, ликвидации перегрузки основного оборудования электрических станций и сетей.

Автоматическое отключение нагрузки (Load shedding) – отключение заранее сформированных групп энергопринимающих установок потребителей электроэнергии от питающей электрической сети в результате действия автоматики с целью сохранения устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистем в послеаварийном режиме, предотвращения лавины напряжения, ликвидации перегрузки основного оборудования электростанций и электрических сетей.

Автоматическое разделение энергосистемы (Automatic sub-division of power system) – разделение энергосистемы на части в результате действия автоматических устройств в целях:

- предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистем в послеаварийном режиме;
- предотвращение нарушения динамической устойчивости параллельной работы электростанций,
- ликвидации асинхронного режима;
- предотвращения потери собственных нужд и останова генераторов электростанций при аварийном снижении частоты и/или напряжения в энергосистеме;
- предотвращения и ликвидации перегрузки основного оборудования электростанций и электрических сетей.

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) энергосистемы (района управления) – автоматика, предназначенная для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы электростанций, энергосистем, устойчивости узлов двигательной нагрузки при аварийных возмущениях (АВ) и обеспечения в послеаварийных режимах нормативного запаса статической устойчивости, осуществляющая контроль режима района управления, фиксацию АВ, выбор и реализацию необходимых управляющих воздействий.

Централизованная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЦАПНУ) – автоматика, реализующая функции АПНУ для района управления с использованием единого центра принятия решений, системы сбора и обработки информации о режимных параметрах в различных точках электрической сети и путем реализации управляющих воздействий на различных объектах района управления.

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) – автоматика, реализующая функции АПНУ для электростанции, узла двигательной нагрузки, контролируемого сечения, с использованием системы сбора и обработки информации о режимных параметрах на объектах, где располагаются устройства ЛАПНУ, и реализации управляющих воздействий.

Возмущение *(Disturbance):*

Аварийное − внезапное изменение режима энергосистемы в результате короткого замыкания, непредвиденного отключения элемента из-за его повреждения, ошибочных действий защиты, автоматики или персонала.

Нормативное/расчетное – возмущение из перечня нормированных возмущений, учитываемое при проектировании и настройке ПА.

Дозировка управляющих воздействий – процесс решения в устройстве АДВ задачи определения УВ для каждого пускового органа ПА или рассчитанная интенсивность управляющих воздействий.

Длительная разгрузка / ограничение мощности турбины (ДРТ или ОМ) − продолжительное (на время послеаварийного режима) уменьшение мощности турбины за счет прикрытия:

- регулирующих клапанов и соответствующего уменьшения паропроизводительности котла, осуществляемого через ЭГП и (или) МУТ паровой турбины с соответствующим воздействием на системы регулирования котлов,
- направляющих аппаратов гидравлических турбин, осуществляемого через ГРАМ электростанции или МИЧО гидротурбин.

Кратковременная (импульсная) разгрузка паровой турбины (ИРТ) − быстрое уменьшение мощности турбины за счет прикрытия регулирующих клапанов длительностью до нескольких секунд, осуществляемое путем подачи управляющего импульса на ЭГП.

Канал связи (передачи) – совокупность технических средств и среды распространения, обеспечивающих передачу сигналов.

Высокочастотный канал по линиям электропередачи – канал связи для передачи информации по фазным проводам или грозозащитным тросам линий электропередачи постоянного или переменного токов.

Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) – линии связи, в которых физической средой передачи сигналов является оптическое волокно.

Низкочастотный канал связи – выделенный для передачи информации ПА низкочастотный канал в системе каналов связи и телемеханики, в том числе в кабелях связи.

Команда ПА – передаваемая по каналу связи информация ПА, предписывающая выполнение определенных операций.

Комплекс противоаварийной автоматики − совокупность устройств противоаварийной автоматики, объединенных функциональной целостностью или районом управления.

Лавина напряжения (collapse of voltage) – процесс нарушения устойчивости района энергосистемы в связи с прогрессирующим снижением напряжения (обычно из-за дефицита реактивной мощности).

Модель энергосистемы для ЦПА – математическое описание энергосистемы, используемое в ЦПА для циклических расчетов доаварийного и послеаварийного потокораспределения мощности, выбора вида и определения дозировки управляющих воздействий.

Настройка устройства противоаварийной автоматики – процесс приведения параметров устройства ПА в соответствие с заданием (параметрирование микропроцессорного устройства ПА).

Небаланс мощности при разделении ЭС – небаланс мощности, возникающий в частях энергосистемы после ее деления действием противоаварийной автоматики. Положительный небаланс мощности (избыток мощности) характеризуется превышением генерируемой мощности над потребляемой; отрицательный небаланс (дефицит мощности) – недостатком генерируемой мощности.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Допустимый небаланс мощности – значение небаланса мощности при действии ПА для районов противоаварийного управления, определяемое автоматически в ЦКПА или задаваемое Системным оператором (далее – СО) для предотвращения нарушения устойчивости неконтролируемых связей.

Пусковое устройство ПА **–** устройство ПА, фиксирующее возникновение аварийного возмущения и формирующее аварийный сигнал пуска автоматики.

Структура ПА – совокупность, характер связей (аппаратных, функциональных, информационных, параметрических) и отношений между отдельными устройствами противоаварийной автоматики, обеспечивающая их взаимодействие.

Иерархическая ПА *(Hierarchical controlling system)* – многоуровневая ПА, принятие решений в которой распределено по нескольким уровням управления.

Централизованная ПА *(ЦПА) (Centralized controlling system)* – ПА, контролирующая совокупность схемно-режимных параметров района управления энергосистемы, с единым центром принятия решений, реализующая управляющие воздействия на объектах энергетики, рассредоточенных в обслуживаемом районе и связанных каналами передачи информации с центром.

Централизованная координирующая ПА *(ЦКПА) (Centralized emergency control system)* **–** ПА, осуществляющая согласование параметров срабатывания подсистемы ПА одного района управления с параметрами режима объектов управления и параметрами срабатывания подсистем ПА других районов управления.

Децентрализованная ПА *(ДПА)* (Decentralized controlling system) – совокупность устройств ПА, размещенных на разных объектах ЭС, объединенных единым принципом действия, взаимно скоординированными параметрами настройки, но без центрального устройства.

Локальная ПА *(ЛПА)* – противоаварийная автоматика отдельного объекта ЭС, имеющая собственную логику выбора УВ, использующая, как правило, местную информацию.

Интегрированная в ЦПА локальная ПА – включенная в состав ЦПА локальная ПА, осуществляющая в дополнение к собственному управлению передачу на верхние уровни ЦПА информации о своем состоянии и приоритетное исполнение команд ЦПА по вводу управляющих воздействий.

Устройство ПА **–** техническое устройство (аппарат, модуль, блок, панель и т.д.), обладающее функциональной целостностью и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.

Параметр (электрического) режима ЭС **–** показатель, характеризующий режим энергосистемы: значения мощностей, напряжений, частоты.

Разгрузка электропередачи (контролируемого сечения) – процесс автоматического снижения мощности генераторов в избыточной части энергосистемы, увеличения мощности генераторов или снижения нагрузи в дефицитной части для ввода послеаварийного режима электропередачи в допустимую область или величина снижения мощности по электропередаче (контролируемому сечению) с помощью автоматического воздействия ПА на снижение мощности генераторов в избыточной части энергосистемы (ОГ) и на снижение нагрузки потребителей (ОН) и увеличение мощности генераторов (ЗГ, ВР) в дефицитной части.

Разгрузка оборудования электрических станций и сетей **–** автоматическое снижение в послеаварийном режиме загрузки трансформаторов и автотрансформаторов для ликвидации перегрузки, недопустимой в течение более 20 мин.

Район управления ЦПА, ДПА – часть энергосистемы, энергообъединения рассматриваемая как единое целое при организации ПАУ посредством ЦПА или ДПА.

Режим:

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Аварийный режим энергосистемы – режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляет недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведет к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Асинхронный режим энергосистемы (Power system asynchronous condition) – переходный режим энергосистемы (обычно кратковременный), характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы.

Асинхронный режим возбужденного генератора – режим, возникающий при выходе из синхронизма возбужденного генератора или его несинхронном включении в сеть.

Асинхронный режим невозбужденного генератора – режим, возникающий при потере возбуждения генератора или несинхронном включении невозбужденного генератора в сеть.

Доаварийный/предшествующий режим энергосистемы - режим энергосистемы до возникновения возмущения.

Переходный режим энергосистемы – режим, при котором на рассматриваемом интервале времени происходят изменения режимных параметров, соизмеримые с их исходными значениями.

Установившийся режим энергосистемы – состояние энергетической системы, характеризующееся совокупностью постоянных условий и параметров на некотором интервале времени.

Вынужденный режим энергосистемы – режим энергосистемы, при котором загрузка некоторых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой. Вынужденный режим может быть разрешен на высшем уровне диспетчерского управления для послеаварийных режимов на время прохождения максимума или минимума нагрузки, но не более 40 мин (дополнительно к 20 минутам, разрешенных для нормализации послеаварийного режима), или на время, необходимое для ввода ограничений и/или мобилизации резерва, а также при невозможности выполнения требований к нормальным режимам энергосистемы.

Утяжеленный режим энергосистемы - состояние энергетической системы, учитываемое при проектировании ЭС и ПА, характеризующееся неблагоприятным наложением ремонтов основного оборудования электростанций, электрических сетей в режимах максимальных или минимальных нагрузок. Общая продолжительность существования таких режимов в течение года не должна превышать 10% времени.

Ресинхронизация (Resynchronization) – процесс восстановления синхронной работы генератора, электрической станции или части энергосистемы, после нарушения синхронизма.

Сброс мощности (Load drop) – быстрое снижение электрической мощности генератора, электростанции, происходящее вследствие внезапного уменьшения нагрузки или короткого замыкания.

Свойства и характеристики ПА

Безопасность ПА – способность ПА выбирать и реализовывать УВ с интенсивностью, не выходящей за максимально допустимые для оборудования значения.

Быстродействие ПА – способность ПА выбирать и реализовывать УВ с задержкой, допустимой по условию достижения целей ПАУ.

Готовность ПА - способность ПА выполнять свои функции в произвольный момент времени.

Надежность ПА – способность ПА непрерывно обеспечивать готовность к работе, срабатывание во всех расчетных ситуациях и несрабатывание в остальных ситуациях.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Чувствительность ПА – способность пусковых и измерительных органов фиксировать все условия, при которых должна срабатывать ПА.

Селективность ПА **–** способность ПА выдавать адекватные управляющие воздействия при расчетных условиях и возмущениях.

Согласованность действия ПА – согласованность параметров настройки отдельных устройств ПА одного вида (например, основное и резервное устройства АЛАР), а также разных видов ПА.

Совместимость **ПА с АСУ ТП** – способность микропроцессорных устройств ПА обеспечивать интерфейс с АСУ ТП по функциям отображения информации, диагностики, настройки, регистрации посредством обеспечения их работы в ЛВС объекта. При этом ПА должна функционировать на энергообъекте независимо от наличия, отсутствия или состояния АСУ ТП на нем.

Эффективность действия ПАУ – достижение целей ПАУ (ограничение развития и прекращение аварийных режимов в ЭС) в результате действия ПА при возникновении аварийных возмущений режима энергосистемы.

Синхронизация генератора *(Synchronization)* – процесс включения синхронного генератора на параллельную работу с энергосистемой.

Система сбора и передачи информации (ССПИ) ЦПА – совокупность технических средств сбора и передачи информации о схеме и режиме района управления или энергоузла (датчики, аппаратура и устройства каналов связи и т.п.).

Схемы энергосистемы

Нормальная схема **–** схема энергосистемы, в которой все сетевые элементы, генераторы, устройства РЗА и ПА, для которых определено состояние «в работе» в соответствии со схемой, обеспечивающей нормальный режим и утвержденной в установленном порядке, включены и находятся в работе.

Ремонтная схема **–** схема энергосистемы с отклонениями от нормальной схемы из-за отключенного в результате вывода в ремонт состояния одного или нескольких элементов электрической сети, генерации, устройств ПА.

Телеконтроль (телеизмерение, телесигнализация) – совокупность операций по сбору, обработке, передаче, анализу и отображению информации о режиме объектов контроля и управления с использованием телемеханики.

Устройство отключения нагрузки (УОН) – автоматика быстродействующего отключения нагрузок потребителей от внешнего сигнала, как правило, для реализации управляющего воздействия ПА с целью предотвращения нарушения устойчивости и разделения энергосистемы на несинхронные части.

Устройство передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) **–** технических средство, обеспечивающих быстродействующую, с повышенной надежностью, передачу или приём аварийных сигналов и команд ПА.

Тракт передачи УПАСК – последовательная цепочка УПАСК, по которой происходит передача аварийного сигнала или команды.

Устойчивость режима электроэнергетической системы (Electrical power system stability) – способность электроэнергетической системы восстанавливать исходный установившийся режим или режим, близкий к исходному при различных возмущениях.

Критерий устойчивости (Stability criterion) – условия, при выполнении которых система обладает устойчивостью.

Область устойчивости (Stability area) – зона соотношений между некоторыми параметрами режима энергосистемы, в которой обеспечена ее устойчивость при определенных возмущениях.

Устойчивость нагрузки (Load stability) – способность двигательной нагрузки восстанавливать исходный или близкий к исходному режим при различных

отклонениях параметров режима (например, при коротком замыкании и его последующем отключении).

Уставка ПА – значение параметра срабатывания устройства противоаварийной автоматики.

Управляющее воздействие (Control action) – воздействие на объект управления для достижения целей управления.

Интенсивность управляющего воздействия – совокупность параметров (значение величины, скорость, продолжительность), характеризующих величину и вид управляющего воздействия ПА.

Форсировка возбуждения синхронных машин – увеличение тока ротора синхронных машин путем ступенчатого повышения уставки автоматического регулятора возбуждения.

Форсировка компенсации в устройствах продольной компенсации (ФК УПК) – увеличение степени компенсации индуктивного сопротивления электропередачи путем увеличения емкостного сопротивления УПК, осуществляемое путем отключения части параллельно работающих ветвей конденсаторных батарей.

Частотный пуск генератора – процесс включения находящегося в резерве генератора в результате действия автоматики частотного пуска генератора.

Частотная делительная автоматика (ЧДА) – автоматика выделения электростанций или энергоблоков со сбалансированной нагрузкой или генераторов на питание собственных нужд электростанций в случае неэффективности действия АЧР.

Цикл асинхронного режима – проворот на 360 градусов относительного угла между ЭДС асинхронно работающих генераторов.

Электрический центр качаний – точка электрической сети, характеризующаяся максимальным снижением напряжения при взаимных колебаниях или проворотах роторов генераторов электрически связанных частей энергосистемы, а также сменой знака мощности по линиям электропередачи, связывающим эти части между собой. В асинхронном режиме напряжение в электрическом центре качаний снижается до нуля.

Энергетическая система (энергосистема) – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом.

Электроэнергетическая система − электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электроэнергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система – электроэнергетическая система, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими электроэнергетическими системами.

3.2. Используемые сокращения

АВ – аварийное возмущение;
АВР – автоматический ввод резерва;
АДВ – автоматическая дозировка (управляющих) воздействий;
АЗД – устройство автоматического запоминания дозировки;
АЛАР – автоматическая ликвидация асинхронного режима;
АОПЧ – автоматическое ограничение повышения частоты;
АОПН – автоматическое ограничение повышения напряжения;
АОПО − автоматическое ограничение перегрузки оборудования;
АОСЧ – автоматическое ограничение снижения частоты;
АОСН − автоматическое ограничение снижения напряжения;
АПНУ – автоматическое предотвращение нарушения устойчивости;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АР – асинхронный режим;
АРБКЗ − автоматическая разгрузка при

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

близких КЗ;
АРЗКЗ – автоматическая разгрузка при затяжных КЗ:
АРОГ – автоматическая разгрузка электропередачи при отключении генераторов;
АРОЛ – автоматическая разгрузка при отключении линии;
АРОДЛ– автоматическая разгрузка при отключении двух линий;
АРПМ – автоматическая разгрузка при перегрузке ВЛ по мощности;
АРТ – автоматическая разгрузка трансформатора, автотрансформатора;
АРЧМ – автоматическое регулирование частоты и мощности;
АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;
АСАРБ –автоматическая система аварийной разгрузки блока;
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;
АТ – автотрансформатор;
АЧВР – автоматический частотный ввод резерва;
АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
ВЛ – воздушная линия электропередачи;
ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;
ВР – ввод резерва;
ГРАМ – групповой регулятор активной мощности;
ДАР – дополнительная автоматическая разгрузка;
ДИ – измерение доаварийной информации;
ДПА – децентрализованная противоаварийная автоматика;
ДС – деление системы;
ДРТ – длительная разгрузка турбины;
ЕЭС – Единая энергосистема;
ЗГ – загрузка генераторов;
ИУ – исполнительное устройство;
ИРМ – источник реактивной мощности;
ИРТ – импульсная разгрузка турбин;
КЗ – короткое замыкание;
КПР – контроль предшествующего режима;
ЛВС – локальная вычислительная сеть;
ЛПА – локальная противоаварийная автоматика;
ЛЭП – линия электропередачи;
МИЧО – механизм изменения числа оборотов;
МУТ – механизм управления турбиной;
НС – нагрузочное сопротивление;
ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение;
ОГ – отключение генератора;
ОЗП – осенне-зимний период;
ОМВ – ограничение минимального возбуждения;
ОН – отключение нагрузки;
ОЭС – объединенная энергетическая система;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПАУ – противоаварийное управление;
ПО – пусковой орган;
ПредТЭО – предварительное технико-экономическое обоснование;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РТ – разгрузка турбин;
СК – синхронный компенсатор;
СМ – синхронная машина;
СМПР – система мониторинга переходных режимов;
СН – собственные нужды;
СПА – система противоаварийной автоматики;
Т – трансформатор;
ТАПВ – трехфазное автоматическое повторное включение;
ТУ – технические условия;
УВ – управляющее воздействие;
УОН – устройство отключения нагрузки;
УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;
УПК – устройство продольной компенсации;
ФВ – форсировка возбуждения;
ФК – форсировка компенсации;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

ФОЛ – фиксация отключения линии;
ФОДЛ – фиксация отключения двух линий;
ФОТ – фиксация отключения трансформатора;
ФОБ – фиксация отключения блока;
ФССС – фиксация скорости снижения сопротивления;
ЧАПВ – частотная автоматика повторного включения;
ЧДА – частотная делительная автоматика;
САЧР – специальная очередь АЧР;
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателей;
ЦПА – централизованная противоаварийная автоматика;
ЦАПНУ – централизованная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
ЦКПА – централизованная координирующая противоаварийная автоматика;
ЦКАПНУ – централизованная координирующая автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение;
ШР – шунтирующий реактор;
ЭГП – электрогидравлический преобразователь;
ЭС – энергетическая система;
ЭЦК – электрический центр качаний;
ЭТ – электрическое торможение;
ЭЭС – электроэнергетическая система;
PMU – Phasor Measurement Unit (Устройство измерения фаз);
PDC – Phasor Data Concentrator (Концентратор данных системы синхронизированных измерений)
WAMS – Wide Area Measurement System (Система измерений на обширной территории);
WACS – Wide Area Control System (Система управления на обширной территории);
WAPS – Wide Area Protection System (Система защиты на обширной территории).

3.3. Классификации

Противоаварийная автоматика энергосистем

По целям управления ПА делится на автоматики:

- предотвращения нарушений устойчивости в ЭС (АПНУ);
- предотвращения недопустимых для оборудования режимов и обеспечения живучести энергосистемы (АЛАР, АОПЧ, АОСЧ, АОПН, АОСН, АОПО);
- восстановления электроснабжения (ЧАПВ).

Режимы ЭС

По характеру протекающего на определенном интервале времени процесса режимы ЭС делятся на *установившиеся* и *переходные.*

По качеству и надежности электроснабжения с учетом воздействия возмущающих факторов режимы ЭС делятся на *нормальные, вынужденные, аварийные и послеаварийные*.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

4. ОРГАНИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ. ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

4.1. Общие сведения

Нарушение нормального режима энергосистемы в результате воздействия аварийного возмущения приводит к возникновению следующих видов опасностей:

- недопустимому снижению надежности режима энергосистемы с высокой вероятностью нарушения устойчивости параллельной работы электростанций, узлов нагрузки,
- возникновению в энергосистеме асинхронного режима, приводящего к нарушению электроснабжения потребителей, опасного для оборудования и предрасположенного к дальнейшей эскалации с переходом одночастотного АР в многочастотный,
- недопустимому снижению напряжения, возникновению лавины напряжения с нарушением электроснабжения потребителей,
- недопустимому повышению напряжения с повреждением оборудования,
- недопустимому повышению частоты с отключением генераторов и погашением электростанций,
- недопустимому снижению частоты с погашением электростанций, возникновением лавины частоты и массовым отключением нагрузки потребителей,
- повреждению оборудования в результате его перегрузки транзитными потоками мощности.

Автоматическое противоаварийное управление режимом энергосистемы осуществляется для предотвращения развития возникшего в результате воздействия АВ нарушения нормального режима и сохранения функционирования энергосистемы.

Автоматическое противоаварийное управление осуществляется совокупностью противоаварийных автоматик, образующих систему ПА (СПА).

СПА должна обеспечивать:

- сведение к возможному минимуму отключений нагрузки и генерации в аварийных режимах;
- предотвращение развития и локализацию нарушений в послеаварийном режиме энергосистемы.

СПА в обязательном порядке создаются и обслуживаются владельцами электростанций, энергообъектов и потребителями электроэнергии в порядке выполнения своих обязательств по совместному поддержанию надежности режима и живучести энергосистемы.

АПНУ, использующее в качестве УВ отключение нагрузки потребителей, применяется для обеспечения возможностей выдачи запертой мощности электростанций, снижения ограничений на передачу мощности по транзитной сети в целях повышения эффективности рынков мощности, резервов и т.п.

Целесообразность применения (создания) ПА в этих случаях должна обосновываться технико-экономическими расчетами и расчетами режимов ЭС.

Разработку системных требований к ПА осуществляет СО.

ПА находится во взаимодействии с другими устройствами РЗА, автоматическим регулированием возбуждения синхронных машин, автоматическим регулированием частоты и перетоков активной мощности (вместе с автоматическим ограничением перетока), средствами управления нормальными режимами и диспетчерским управлением.

При проектировании эффективность ПА должна обеспечиваться в нормальных и утяжеленных режимах при расчетных (нормативных) возмущениях в нормальных и ремонтных схемах [4].

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

При эксплуатации ПА должна действовать как в условиях расчетных режимов и возмущений, так и в условиях нерасчетных режимов и возмущений при:

- возмущениях режима энергосистемы, превышающих принимаемые при проектировании расчетные (нормативные) возмущения;
- наложениях плановых ремонтов и аварийных отключений;
- ложном срабатывании или отказе в действии релейной защиты и автоматики;
- отказе в срабатывании выключателей;
- выходе из строя устройств автоматического регулирования технологических процессов;
- ошибочных действиях персонала;
- неблагоприятном сочетании факторов и условий, в совокупности приводящих к возникновению режимов с пониженными резервами, запасами пропускной способности сечений, напряжениями.

В условиях расчетных режимов и возмущений должна быть обеспечена эффективность ПА. В условиях нерасчетных режимов и возмущений допускается неэффективность ПА.

СПА энергообъекта, района управления может состоять из одной или нескольких автоматик в зависимости от их структуры, режимов. Она может быть реализована как отдельными устройствами (АОСН, АОПО и др.), так и комплексом взаимосвязанных устройств и обеспечивать предотвращение развития и локализацию аварий в пределах своей области управления.

АПНУ районов управления, как правило, строятся с использованием принципов централизованного или иерархического управлений. В иерархической структуре количество уровней управления определяется конкретными условиями функционирования энергосистемы (энергорайона, энергообъекта), ее электрической схемой, сбалансированностью, способностью выдерживать воздействия аварийных возмущений без нарушений устойчивости, управляемостью, принятыми способами и методами управления.

Организация системы противоаварийного управления производится в соответствии с принципами:

Приоритетности противоаварийного управления перед коммерческим при возникновении аварийных нарушений режима ЭС.

Единообразия при построении многоуровневых комплексов. Построение любого уровня единообразно в части структуры технических средств, системного программного обеспечения, средств внешнего взаимодействия. При этом устройства разных уровней могут различаться количеством, составом функциональных блоков и соответственно функциональными возможностями.

Ситуационной автономии в многоуровневых системах. Предполагает самостоятельность управления на нижнем уровне по собственной имеющейся информации, на базе собственных заложенных алгоритмов управления, в случаях, когда связь с устройством верхнего уровня потеряна, информация настройки от верхнего уровня отсутствует или недостоверна.

ПА, как правило, использует следующие основные виды управляющих воздействий:

- разгрузка тепловых и гидро- турбин (РТ);
- отключение генераторов (ОГ);
- пуск генераторов;
- загрузка генераторов (ЗГ);
- отключение нагрузки (ОН);
- программная форсировка возбуждения генераторов (ФВ),
- управление установками продольной и поперечной компенсации (включение шунтирующих реакторов, отключение шунтирующих реакторов, форсировка компенсации);

- деление системы на несинхронно работающие части (ДС);
- отключение линий и трансформаторов, секционных и шиносоединительных выключателей, не приводящее к ДС.

При невозможности использования указанных видов УВ или их недостаточной эффективности могут использоваться дополнительные виды:

- электрическое торможение генераторов;
- загрузка паровых турбин путем отключения отборов высокого давления, теплофикационных отборов;
- управление мощностью линий передач и вставок постоянного тока;
- фазовое управление мощностью электропередач переменного тока и пр.

Необходимость модернизации ПА энергосистемы возникает в результате морального и физического износа, при реконструкции действующих или вводе новых энергобъектов, изменении схемы электрической сети, требований нормативно-технических документов и т.п.

4.2. Создание, модернизация и эксплуатация систем ПА

4.2.1. При создании или модернизации систем ПА в ЕЭС России, осуществляемом при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции объектов электроэнергетики, Стороны должны соблюдать требования технических регламентов, стандартов, а также «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России» [39].

4.2.2. В процессе создания или модернизации СПА при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции объектов электроэнергетики необходимо регулировать взаимодействие следующих субъектов (Сторон):

- собственников и законных владельцев объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства (далее собственников энергообъектов),
- СО (иных субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных энергосистемах),
- сетевых (ФСК, МРСК), генерирующих компаний (ОГК, ТГК, Гидрогенерация, концерн «Росатом»).

4.2.3. Функциями СО при проектировании и модернизации систем и устройств ПА являются:

- разработка концептуальных вопросов развития систем ПА;
- разработка и согласование с собственниками энергообъектов, генерирующими и сетевыми компаниями технических требований к ПА;
- согласование с собственниками энергообъектов, генерирующими и сетевыми компаниями технических заданий на проектирование ПА и проектов по ним;
- разработка расчетных схем и моделей районов управления, региональных ЭС, ОЭС, ЕЭС России для анализа нормальных, послеаварийных, переходных режимов и выбора УВ;
- расчет уставок настройки устройств ПА;
- разработка инструкций для диспетчерского персонала по обслуживанию систем ПА;
- разработка и согласование программ испытаний систем ПА, участие в приемке в промышленную эксплуатацию при новом включении и специальных испытаниях систем ПА, находящихся в диспетчерском управлении или ведении СО
- анализ функционирования систем и устройств ПА в РЭС, ОЭС, ЕЭС России, разработка мероприятий по повышению надежности их работы.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

4.2.4. Субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных энергосистемах должны обеспечивать эксплуатацию и развитие СПА в своих операционных зонах.

4.2.5. Генерирующие, сетевые компании и собственники энергообъектов по согласованию с СО:

- инициируют разработку ПредТЭО, проектов локальной ПА, подсистем ПА при проектировании вновь строящихся, техническом перевооружении или реконструкции существующих энергообъектов;
- осуществляют функции заказчика по вводу (модернизации) элементов СПА, размещаемых на энергообъекте собственника – инициатора разработки;
- согласовывают инициированные СО ПредТЭО и проекты на создание или модернизацию устройств (подсистем ПА) вследствие строительства, реконструкции, модернизации технологически связанных объектов электроэнергетики или изменения режимов ЭС, вызвавших необходимость реконструкции, модернизации структуры СПА.

4.2.6. Создание и развитие СПА должны производиться в многоэтапном процессе проектирования, монтажа и пуско-наладки.

4.2.6.1. В предпроектных (внестадийных) работах разделы по ПА должны выполняться в составе работ по схемам выдачи мощности новых и расширяющихся электростанций (ТЭС, АЭС, ГЭС (ГАЭС)), схемам внешнего электроснабжения отдельных потребителей, энергоузлов и энергорайонов.

На стадии согласования Сторонами с СО ТЗ на выполнение проектов СО определяет необходимость модернизации существующих или создания новых систем технологического управления ЕЭС России.

В ТЗ на разработку проектной документации должны быть отражены:

- технико – экономическое обоснование создания или модернизации СПА;
- необходимость взаимосвязанного проведения реконструкции смежных или иных технологически связанных объектов электроэнергетики и модернизации на них ПА;
- расчет и распределение затрат собственников на осуществление нового строительства или реконструкции своих объектов;
- планирование этапов и сроков выполнения работ.

4.2.6.2. В ТЗ и проектах на основе опыта эксплуатации и анализа перспективной схемы сети (ЕЭС, ОЭС, региональных ЭС) должны быть:

- произведена оценка прогнозируемых режимов по условиям устойчивости в расчетных аварийных ситуациях;
- определен комплекс необходимых мер по противоаварийному управлению: состав, размещение и условия действия ПА, защищаемые районы и объекты управления;
- разработана перспективная структурная схема ПА;
- намечены объекты (станции, подстанции, ЛЭП), в составе которых могут проектироваться, реконструироваться или модернизироваться отдельные подсистемы ПАУ;
- определены объемы информации и требования к системе сбора и передачи информации для СПА;
- произведен расчет и распределение затрат собственников на осуществление новой и модернизацию существующей СПА (включая модернизацию ССПИ).

4.2.6.3. На этапе разработки рабочей документации ПА в составе проектов энергообъектов, ввод, вывод, техническое перевооружение или реконструкция которых приведет к значительным изменениям схем и режимов ЭС (электростанций, энергоблоков, линий электропередачи, подстанций, распределительных устройств, подключения крупных потребителей), должны быть определены:

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- окончательная функциональная структура ПА рассматриваемого района управления (а при необходимости – всей системы);
- необходимые виды и дозировки УВ, проверена их достаточность;
- технические средства ПАУ, алгоритмическое и программное обеспечение;
- принципиальные вторичные и функционально – логические схемы;
- предварительные настройки ПА;
- необходимая модернизация системы ССПИ.

В состав указанных работ подлежат включению проекты ввода новых, вывода и модернизации действующих систем и устройств ПА.

4.2.6.4.В процессе эксплуатации при изменении схем и режима работы энергосистемы должна производиться корректировка настройки устройств ПА, а также проработка оперативных заявок на вывод в ремонт оборудования с целью определения необходимости ввода/вывода или изменения настройки устройств ПА.

4.2.7. При проектировании и модернизации противоаварийной автоматики следует учитывать следующие особенности:

- наличие технических требований к функциональности, селективности, быстродействию, чувствительности, надежности, обусловленных не только условиями эксплуатации энергообъекта, где установлены устройства ПА, но и требованиями со стороны других технологически связанных энергообъектов и энергосистемы в целом.
- необходимость осуществления затрат на модернизацию ПА у собственника, не инициирующего новые вводы или реконструкцию, обусловленных вводом, расширением или реконструкцией первичных схем или устройств ПА, РЗА других энергообъектов.

4.2.8. Создание и модернизация СПА должны осуществляться на основе анализа прогнозируемых режимов с учетом текущего технического состояния оборудования, опыта эксплуатации энергосистем, при превышении нормативного срока эксплуатации для предупреждения снижения надёжности функционирования энергосистемы

4.2.9. Развитие СПА должно производиться во взаимосвязи с развитием генерации, электрической сети и системы технологического управления режимами.

4.2.10. Выбор технических решений по ПА должен осуществляться в соответствии с требованиями [39] на основе анализа режимов ЭС при учете нормативных возмущений. При этом следует выявлять:

- части энергосистемы, в которых возможны нарушения устойчивости параллельной работы генераторов и крупных узлов нагрузки;
- связи и сечения, по которым может возникать асинхронный режим;
- действующие устройства ПА ЭС, для которых требуется обновление технических или программных средств по причине физического или морального износа;
- достаточность имеющихся каналов связи для передачи сигналов и команд ПА;
- резервирование каналов передачи команд РЗ и ПА.

4.2.11. При модернизации (замене) устройств РЗА линий, трансформаторов и других элементов энергосистемы, оснащенных локальными устройствами ПА, проектом следует предусматривать модернизацию (замену) и этих устройств.

4.2.12. Финансирование работ по созданию или модернизации систем ПА в ЕЭС России при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции должно быть осуществлено собственником объекта, на котором осуществляются данные работы.

4.2.13. Взаимодействие субъектов при создании и модернизации СПА должно осуществляться согласно правилам (Приложение 3).

4.3. Управляющие воздействия ПА

4.3.1. Общие требования

4.3.1.1. Субъекты энергетики и потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой должны обеспечивать характеристики управления оборудованием, подключенным к энергосистеме, совместимые с характеристиками используемых ПА управляющих воздействий.

4.3.1.2. При распределении УВ следует учитывать техническое состояние электротехнического и энергетического оборудования, другие эксплуатационные условия.

4.3.1.3. Управляющие воздействия, как правило, следует вводить однократно.

4.3.1.4. Восстановление готовности автоматики (объема УВ) к работе рекомендуется осуществлять вручную с контролем допустимости снятия реализованных ступеней УВ. Исключение составляют устройства, выполняющие частотное АПВ, ИРТ и ЭТ.

4.3.1.5. В УВ, состоящих из нескольких ступеней разгрузки, высшие ступени должны включать в себя низшие ступени.

4.3.1.6. При формировании команд на выполнение сразу нескольких ступеней УВ в пределах устанавливаемого интервала времени (интервала одновременности) должна быть реализована наибольшая из ступеней.

Вне этого интервала ступени УВ реализуются независимо по мере восстановления готовности. Интервал одновременности определяется видами УВ и ПА.

4.3.1.7. Очередность применения УВ, зависящая от цели воздействия и вида ПА, должна определяться путем выбора экономически наиболее эффективного решения, которое обеспечивает выполнение требований [17].

Менее предпочтительные виды УВ (со сравнительно большим ущербом) должны использоваться, как правило, при исчерпании возможностей более предпочтительных (со сравнительно меньшим ущербом) или в качестве резервных, а также при неготовности системы к реализации более предпочтительных УВ.

4.3.1.8. Субъекты электроэнергетики, потребители электроэнергии, на объектах которых установлены или предполагается установка устройств ПА, должны документально подтверждать техническую возможность реализации ПАУ с требуемыми характеристиками УВ.

4.3.2. Разгрузка турбин (РТ)

Общие сведения

Для целей ПАУ применяются кратковременная (КРТ) и/или длительная (ДРТ) разгрузки турбин.

Импульсная разгрузка паровых турбин применяется для компенсации избыточной кинетической энергии роторов агрегатов на начальной стадии переходного процесса, вызванного аварийным возмущением. Интенсивность воздействия характеризуется глубиной и скоростью разгрузки.

ДРТ (паровых и гидравлических турбин) используется для предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения перегрузки оборудования или ограничения повышения частоты.

Кратковременная или длительная разгрузки паровой турбины осуществляются с использованием быстродействующего или медленнодействующего входов ее системы регулирования.

ДРТ гидротурбин осуществляется агрегатными устройствами ограничения мощности под управлением станционных устройств – групповых регуляторов активной мощности (ГРАМ). Агрегатные устройства автоматически отрабатывают задания ГРАМ.

Возможна реализация разгрузки ГЭС непосредственно через агрегатные устройства с заданием величины разгрузки на медленнодействующем входе ее системы регулирования через механизм изменения числа оборотов турбины (МИЧО).

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Ступени КРТ электростанции могут отличаться величиной (глубиной) и (или) длительностью разгрузки блока по активной мощности, а также числом разгружаемых агрегатов.

ДРТ характеризуется величиной (глубиной) разгрузки. Ступени разгрузки могут отличаться величиной ограничения или количеством разгружаемых агрегатов.

ДРТ осуществляется агрегатными устройствами ограничения мощности под управлением станционных устройств. Агрегатные устройства автоматически отрабатывают задания станционных устройств.

Величина ДРТ ограничивается техническим минимумом агрегата.

При необходимости для повышения быстродействия ДРТ на паровых турбинах дополняется КРТ требуемой интенсивности.

Требования к управляющим воздействиям

4.3.2.1. Амплитуда и длительность прямоугольной части импульса КРТ должна максимально соответствовать результатам экспериментального определения зависимостей глубины разгрузки от параметров импульса (импульсной диаграммы).

4.3.2.2. Допускается КРТ с коррекцией в темпе процесса с подачей нескольких импульсов, длительность которых определяется в темпе процесса управления в зависимости от изменения режимных параметров, например скольжения S, скорости его изменения dS/dt и др.

4.3.2.3. При выборе состава агрегатов, участвующих в аварийной разгрузке, следует учитывать ожидаемую частоту и дозировку КРТ, обеспечивать участие агрегатов в ПАУ с учетом ресурса каждого агрегата.

4.3.2.4. Допускается применение агрегатных устройств ограничения мощности как содержащих контур регулирования с обратной связью по (отклонению) мощности агрегата, так и не содержащих такого контура.

Первые рекомендуются к применению, в первую очередь, из-за большей точности ограничения мощности.

4.3.2.5. Рекомендуется использовать автоматические станционные устройства распределения нагрузки.

С помощью станционного устройства производится распределение разгрузки по агрегатам (блокам) с учетом их регулировочного диапазона, распределения агрегатов в случае осуществления деления системы.

Допускается применение устройств с оперативным заданием распределения.

4.3.2.6. Если суммарный регулировочный диапазон электростанции при КРТ или ДРТ оказывается недостаточным, следует применять ОГ или дополнительно, или вместо ИРТ и ДРТ.

4.3.2.7. ДРТ паровой турбины должна сопровождаться соответствующей разгрузкой котла через систему автоматического регулирования.

4.3.3. Отключение генераторов (ОГ)

Отключение генераторов применяется для предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения повышения частоты, ограничения перегрузки оборудования и характеризуется текущим значением нагрузки отключаемых генераторов.

ОГ осуществляется отключением генераторных или блочных выключателей.

Требования к управляющим воздействиям

4.3.3.1. Отключаемые выключатели следует выбирать с учетом обеспечения достаточного быстродействия и надежности отключения, количества генераторов, отключаемых одним выключателем, схемы первичных соединений электростанции.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

4.3.3.2. При выборе вида УВ необходимо учитывать следующее:

- ОГ на ГЭС, ГАЭС предпочтительнее, чем на ТЭС.
- ОГ на ТЭС или АЭС целесообразно производить лишь после исчерпания возможностей по ДРТ или вместо ИРТ в случае ее неэффективности.
- ОГ на АЭС следует применять в последнюю очередь.

4.3.4. Отключение нагрузки (ОН)

Отключение нагрузки применяется для ограничения снижения частоты и напряжения, предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима и ограничения перегрузки оборудования.

4.3.4.1. Учитывая, что ОН связано с прямым недоотпуском электроэнергии потребителям, возможна реализация автоматического повторного включения нагрузки с формированием запрета по режиму энергосистемы (в том числе, если АПВ нагрузки может стать причиной развития аварии) и по режиму энергоустановок потребителя.

4.3.4.2. Для обеспечения эффективности действия ПА необходимо поддерживать величину подключенной к ПА нагрузки в соответствии с заданием независимо от времени суток и проводить ее внеочередные замеры.

4.3.4.3. В районах электроснабжения с крупными синхронными двигателями рекомендуется осуществлять отключение СД, устойчивость которых может быть нарушена, на начальной стадии аварийного процесса, для предотвращения недопустимого снижения напряжения в энергосистеме при возникновении асинхронного режима СД.

4.3.5. Форсировка возбуждения синхронных машин (ФВ). Изменение уставок АРВ по напряжению (ИУН)

Форсировка возбуждения применяется для предотвращения нарушений устойчивости и обеспечения допустимого послеаварийного режима.

4.3.5.1. При использовании ФВ следует учитывать ограничения по допустимости повышения напряжения, определяемого, в основном, уровнем изоляции оборудования электростанций и подстанций, по нагреву обмотки ротора и статора СМ.

4.3.5.2. Использование ФВ не должно сопровождаться угрозой отключения генератора защитой от перегрузки статора или ротора.

4.3.6. Форсировка устройств продольной компенсации линий электропередачи (ФК УПК), включение/отключение шунтирующих реакторов

ФК УПК применяется для предотвращения нарушений устойчивости. ФК УПК реализуется посредством расшунтирования конденсаторных батарей. Эффект действия ФК УПК заключается в увеличении емкостного реактанса в продольной проводимости связи и уменьшении эквивалентной индуктивной проводимости связи, что приводит к повышению предельных передаваемых мощностей и устойчивости.

Отключение шунтирующих реакторов применяется для предотвращения нарушений устойчивости и ограничения снижения напряжения. Эффект действия отключения шунтирующих реакторов заключается в снижении эквивалентного реактанса связи при отключении реактора и в повышении предельных величин передаваемых мощностей и устойчивости. Отключение реактора при сниженном уровне напряжения изменяет баланс реактивной мощности и приводит к повышению напряжения.

Включение шунтирующих реакторов применяется для ограничения повышения напряжения.

4.3.6.1. При осуществлении ФК не должны превышаться допустимые для конденсаторных батарей перегрузки с учетом их длительности.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

4.3.6.2. Включение шунтирующего реактора в сеть для ограничения повышения напряжения может производиться по факту пробоя искрового промежутка (без выдержки времени).

4.3.7. Деление энергосистемы (ДС)

Общие сведения

Деление энергосистемы на несинхронно работающие части (ДС) применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения частоты, перегрузки оборудования, повышения эффективности действия отдельных видов ПА.

Действие ЧДА или системы АОСН на выделение электростанции или районов со сбалансированной нагрузкой выполняется для предотвращения:

- нарушений технологических процессов у потребителей, чувствительных к изменению частоты и напряжения;
- лавины напряжения;
- потери собственных нужд электростанций или отдельных генераторов при нештатных аварийных ситуациях.

ДС действием системы АЛАР производится для прекращения или локализации асинхронного режима.

ДС производится отключением линий с запретом АПВ, трансформаторов или разделением шин электростанций и подстанций в одном из заранее подготовленных сечений.

Во всех случаях при ДС существенно значение небаланса мощности, создаваемое им в разделенных частях энергосистемы.

Требования к управляющим воздействиям

4.3.7.1. При выборе сечений ДС следует минимизировать количество точек деления и количество коммутируемых выключателей, а также объемы УВ для обеспечения допустимого послеаварийного режима в разделившихся частях энергосистемы, учитывать надежность работы первичных схем соединения энергосистем после деления.

4.3.7.2. Отказ выключателя при делении должен автоматически с выдержкой времени резервироваться отключением других, как правило, смежных выключателей.

4.3.7.3. При ДС подлежат отключению все связи, входящие в сечение ДС.

4.3.7.4. ДС не должно приводить к недопустимым понижениям или повышениям частоты и/или напряжения, а также к перегрузкам связей в разделившихся частях.

4.3.7.5. Значение небаланса при ДС должно оперативно или, при необходимости, автоматически изменяться (например, с помощью выбора сечения ДС или путем РТ, ОГ, ОН) в целях разгрузки того или иного сечения и обеспечения допустимых уровней частоты и напряжения.

4.3.8. Ввод резерва генерирующих мощностей (ВР)

ВР (АЧВР) применяется для предотвращения снижения частоты и ускорения включения потребителей, отключенных действием АЧР. ВР может использоваться для уменьшения требуемого объема или длительности отключения нагрузки при вводе послеаварийного режима в допустимую область.

4.3.8.1. Ввод резерва может осуществляться путем автоматического пуска резервных агрегатов ГЭС и ГАЭС; перевода агрегатов ГЭС и ГАЭС, работающих в режиме СК, в активный режим; перевода агрегатов ГАЭС, работающих в насосном, в

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

генераторный режим; автоматического пуска резервных газотурбинных установок; использования имеющихся резервов мощности гидро и турбогенераторов (АЗГ).

4.3.8.2. Загрузка агрегатов должна осуществляться воздействием через их системы управления на открытие направляющего аппарата гидротурбины и регулирующих клапанов паровой турбины при соответствующем увеличении паропроизводительности котла.

4.3.8.3. Все ГЭС и ГАЭС должны быть оснащены устройствами АЧВР.

4.3.9. Электрическое торможение генераторов (ЭТ)

Электрическое торможение генераторов применяется для повышения динамической устойчивости параллельной работы генераторов (электростанций) с энергосистемой. ЭТ обеспечивает гашение избыточной энергии, запасенной роторами генераторов во время КЗ, путем кратковременного включения активных нагрузочных сопротивлений (НС).

4.3.9.1. Для обеспечения эффективности ЭТ выключатель НС должен иметь достаточное быстродействие при включении и отключении, малый разброс времени исполнения коммутаций.

4.3.9.2. При КЗ на линиях электропередачи с последующим существенным снижением пределов передаваемой мощности для обеспечения статической устойчивости в послеаварийных режимах ЭТ должно дополняться ОГ или ДРТ.

4.3.10. Фазовое управление (ФУ) мощностью электропередач переменного тока

ФУ может применяться для предотвращения нарушения устойчивости и обеспечения допустимого послеаварийного режима. ФУ осуществляется путем сдвига фаз напряжений в электропередачах и транзитной сети посредством:

- изменения групп соединения трансформаторов,
- использования продольно-поперечного регулирования на специальных генераторах, трансформаторах с продольно-поперечным регулированием напряжения, других фазоповоротных устройствах, включая FACTS,
- кругового изменения (сдвига) фазировки на коммутационных аппаратах.

Эффект ввода фазовых сдвигов в доаварийных режимах состоит в повышении устойчивости энергосистемы за счет увеличения пропускной способности неоднородных электрических сетей при принудительном потокораспределении с совмещением угловых характеристик мощности элементов сети.

Эффект ввода фазовых сдвигов между противоположными по знаку небалансов на валах генераторов частями энергосистемы в динамических режимах состоит в дополнительном стабилизирующем взаимное движение воздействии на движущиеся массы роторов генераторов за счет увеличения допустимой амплитуды взаимного механического движения роторов.

4.3.10.1. ФУ на основе кругового изменения фазировки на коммутационных аппаратах можно применять при условии отсутствия шунтирующих связей в сети во избежание недопустимых уравнительных перетоков мощности.

4.3.10.2. Для восстановления фазировки рекомендуется осуществлять разгрузку электропередачи с последующими отключением расфазированного коммутационного аппарата и включением электропередачи при нормальной фазировке с улавливанием синхронизма.

4.3.10.3. Использование поперечного регулирования напряжения не должно приводить к выходу напряжения из области допустимых значений за счет соответствующего продольного регулирования.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

5. ВИДЫ ПАУ РЕЖИМОМ ЭНЕРГОСИСТЕМ

5.1. Общие требования к ПАУ и ПА

5.1.1. ПА энергосистем должна обеспечивать эффективность действия, безопасность УВ, чувствительность, селективность и использование минимальных УВ.

5.1.2. Учитывая этапность реконструкции действующих энергообъектов ЕЭС России, вновь вводимые устройства ПА на объектах должны интегрироваться в существующие системы ПА и проектироваться с учётом возможности модернизации всей системы противоаварийной автоматики энергообъединения.

5.1.3. При реконструкции энергообъектов ЕЭС России морально и физически устаревшие устройства ПА должны заменяться на современные, выполненные на микропроцессорной элементной базе. При этом на энергообъектах должна быть обеспечена электромагнитная совместимость ПА.

5.1.4. При реконструкции или новом строительстве энергообъектов должны должна осуществляться информационная интеграция устройств ПА с АСУ ТП энергообъектов. При этом система ПА должна быть функционально независимой от АСУ ТП энергообъекта. Аварийная информация для ПА и управляющие воздействия от ПА должны передаваться отдельно от АСУ ТП энергообъекта.

5.1.5. При реализации нескольких функций ПА в едином комплексе (например, МКПА) необходима установка на энергообъекте двух взаиморезервирующих комплексов.

5.1.6. ПАУ должно осуществляться на наинизшем из возможных иерархических уровней управления.

5.2. Автоматическое предотвращение нарушений устойчивости

Общие сведения

АПНУ предназначено для предотвращения нарушений устойчивости режима энергосистемы при аварийных возмущениях, обеспечения в послеаварийных режимах нормативных запасов статической устойчивости для контролируемых сечений района управления и допустимой токовой загрузки оборудования.

Для указанных целей могут применяться локальные противоаварийные автоматики - ЛАПНУ (АРОЛ, АРОДЛ, АРОГ, АРПМ, АРБКЗ, АРЗКЗ), а также централизованные и иерархические противоаварийные автоматики – ЦПА (ЦАПНУ), ЦКПА (ЦКАПНУ). Локальная ПА может быть интегрирована в ЦПА.

5.2.1. Локальная ПА

5.2.1.1. Автоматика разгрузки при отключении одной или двух линий электропередачи (АРОЛ, АРОДЛ)

Устройства АРОЛ, АРОДЛ устанавливаются на ВЛ, отключение которых существенно снижает суммарный допустимый переток в сечениях, содержащих эти ВЛ.

5.2.1.1.1. Максимальный объем разгрузки определяется для той схемы (нормальной или ремонтной), в которой отключение контролируемой ВЛ приводит к наибольшему абсолютному снижению допустимого перетока в сечении.

5.2.1.1.2. При невозможности выполнения АРОЛ, АРОДЛ с измерением предшествующего аварийному отключению ВЛ перетока мощности в полном сечении, охватывающем все входящие в него связи, настройка автоматики должна быть выполнена с косвенным учетом ненаблюдаемых связей.

5.2.1.1.3. Для уменьшения числа срабатываний устройств АРОЛ и избыточности УВ при допустимости, желательно, чтобы пуск АРОЛ осуществлялся с отстройкой по

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

времени от длительности цикла ОАПВ и ТАПВ. При недопустимости по условиям сохранения устойчивости пуск АРОЛ должен производиться без указанной отстройки.

5.2.1.2. Автоматическая разгрузка при отключении генераторов

АРОГ предназначена для предотвращения перегрузки и нарушения устойчивости по связям при внезапных отключениях мощных генераторов или энергоблоков.

УВ автоматики должны выбираться по условию обеспечения устойчивости с нормативным запасом в послеаварийном режиме, вызванном отключением контролируемого генератора и набросом мощности на сечение.

5.2.1.3. Автоматическая разгрузка при перегрузке по мощности

АРПМ предназначена для разгрузки при возникновении статической перегрузки контролируемой связи или группы связей, входящих в сечение, в следующих случаях:

- возникновение внезапного дефицита (избытка) генерирующей мощности в приемной (передающей) относительно данной связи(ей) части ЭС, вызванных отделением избыточного энергоузла, сбросом электрической нагрузки электростанций, в т.ч. отключением части нагрузки от АЧР;
- медленного нарастания перетока активной мощности по связи(ям) из-за отсутствия резерва мощности на электростанциях в приемной части или необходимого регулировочного диапазона на электростанциях в передающей части;
- наброса мощности на связь(зи) из-за отключения шунтирующей связи.

Контроль загрузки электропередачи осуществляется по активной мощности (АРПМ) или по фазовому углу.

Автоматика не должна ложно срабатывать при КЗ и при качаниях.

5.2.1.4. Автоматическая разгрузка при близких или затяжных коротких замыканиях

Автоматика АРБКЗ предназначена для сохранения устойчивости электростанции при близких к шинам электростанции или головной подстанции электропередачи многофазных КЗ и выполняется с контролем суммарной мощности электростанции (части энергоблоков), а также остаточного напряжения прямой последовательности.

Автоматика реагирует на величину остаточного напряжения прямой последовательности при КЗ, определяемого в зависимости от предельного времени его ликвидации и исходной мощности электростанции (электропередачи) в различных режимах.

АРЗКЗ предназначена для сохранения устойчивости электростанции при затяжных коротких замыканиях, обусловленных отказом выключателя (отказы релейной защиты не учитываются).

Уставки и время срабатывания АРЗКЗ должны быть отстроены от времени КЗ, отключаемых быстродействующими защитами и не превышать предельного времени отключения КЗ по условию устойчивости.

5.2.2. Централизованная и иерархическая ПА (ЦАПНУ, ЦКАПНУ)

Общие сведения

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

В состав комплекса технических средств ЦАПНУ, в общем случае, входят средства измерения доаварийной информации, пусковые (ПО) и исполнительные органы (ИО), устройства автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ), устройства автоматического запоминания дозировки управляющих воздействий (АЗД) и устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов-команд управления.

ПО АПНУ выявляют аварийные возмущения, фиксируют существенные изменения схемы сети (отключение линий, трансформаторов, генераторов или блоков генератор-трансформатор и т.п.) и, при необходимости, оценивают тяжесть аварийного возмущения, контролируя сброс мощности, уровень напряжения в момент КЗ, длительность КЗ, действие устройств АПВ и т. д.

В случае невозможности непосредственной фиксации указанных параметров применяются пусковые устройства, реагирующие на вызванное возмущением изменение режимных параметров: передаваемую мощность, угол. Дополнительно могут применяться сигналы по производным мощности и угла.

Информация об исходном состоянии схемы и режима сети (доаварийная информация), сигналы настройки устройств автоматики и т.п. передаются по каналам связи с использованием аппаратуры телемеханики.

Дискретные сигналы о срабатывании ПО и дискретные команды на срабатывание ИО передаются с помощью устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК).

На основе измерения и фиксации параметров доаварийного режима энергосистемы (осуществляемых устройствами сбора доаварийной информации) для всех фиксируемых аварийных возмущений доаварийного режима определяются УВ (в устройствах автоматической дозировки воздействий АДВ).

Интенсивность управляющих воздействий определяется предшествующим режимом, аварийным возмущением и снижением допустимых перетоков в послеаварийном режиме.

Устройство АДВ обеспечивает выполнение следующих функций:

- ввод и обработку доаварийной информации;
- расчет управляющих воздействий по заложенным алгоритмам;
- передачу в устройства АЗД рассчитанной дозировки.

В устройствах АДВ могут применяться три типа алгоритмов выбора УВ:

- выбор УВ по данным предварительно выполненных расчетов устойчивости вне устройств автоматики для планируемых режимов (алгоритмы «II До»);
- выбор УВ по данным периодических расчетов устойчивости устройствами автоматики для текущих режимов до возникновения аварийного события (алгоритмы «I До»);
- выбор УВ по результатам расчета устойчивости после поступления сигнала об аварийном событии (алгоритмы «После»).

Устройство АЗД обеспечивает выполнение следующих функций:

- запоминание рассчитанной дозировки;
- выдача УВ при срабатывании ПО;
- протоколирование работы.

В централизованных и иерархических (многоуровневых) комплексах АПНУ обеспечивается:

- возможность ввода в АЗД дозировки УВ, выбранной устройством верхнего уровня;
- возможность ввода от устройства верхнего уровня в устройство нижнего уровня параметров текущего режима и математической модели района управления;
- возможность передачи на верхний уровень данных о ресурсе УВ, состоянии технических устройств, доаварийной и расчетной информации с нижнего уровня.

В многоуровневых (иерархических) комплексах АПНУ уровни управления различаются набором выполняемых функций. АПНУ верхнего уровня управления, кроме

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

решения задачи управления на своем уровне, осуществляют в своем районе управления координацию функционирования устройств нижнего уровня, если при отсутствии координации, воздействия, предназначенные для сохранения устойчивости в каком-либо сечении, могут приводить к опасному утяжелению режима или нарушению устойчивости в другом сечении.

Координация осуществляется за счет выполнения следующих функций:

- подготовки и предоставления внешних относительно районов противоаварийного управления координируемого ЦАПНУ расчетных эквивалентов схемы и режима энергосистемы, полученных с учетом информации от ОИК для уточнения модели управления нижнего уровня в случае, если там недостаточно средств телеизмерения. Если телеизмерений достаточно, то с верхнего уровня передается только информация об эквивалентах сети примыкания;
- задания в текущем режиме максимально допустимого небаланса мощности при реализации управляющих воздействий для каждого координируемого комплекса ПА.

Функции ЦКПА, ЦПА делятся на две группы.

В первую группу входят выполняемые вне реального времени функции по подготовке автоматики к функционированию:

- создание моделей энергосистемы,
- настройка типового математического обеспечения на конкретный район противоаварийного управления.

Ко второй группе относятся функции, выполняемые в процессе работы автоматики в реальном времени:

- сбор, достоверизация и обработка доаварийной информации о схеме и режиме сети, получаемой непосредственно от объектов обслуживаемого района управления и от устройств АДВ нижнего уровня иерархии;
- расчет режима и управляющих воздействий;
- передача на верхний уровень иерархии доаварийной информации и обобщенных параметров, необходимых для выработки координирующей информации;
- получение координирующей информации с верхнего уровня иерархии, ее обработка и передача на нижние уровни. При отсутствии координирующей информации с верхнего уровня, выработка на своем уровне координирующей информации для устройств ПА более низкого уровня;
- обмен с комплексами АПНУ смежных районов информацией о режиме и параметрах своего района, необходимой для координации в случае отсутствия или неисправности верхнего уровня иерархии (данные об эквивалентах, о ресурсах управления, о запасах пропускной способности или об ограничениях величины небаланса при управлении);
- расчет и передача на нижний уровень настройки и объемов УВ;
- запоминание и выбор УВ при срабатывании ПО;
- передача команд на ИО:
- отображение, регистрация, анализ, архивирование и статистическая обработка результатов функционирования АПНУ;
- обмен информацией с ОИК.

5.2.2.1. Общие требования

5.2.2.1.1. Для каждого защищаемого автоматикой АПНУ сечения (или нескольких сечений, имеющих взаимно зависимые пределы устойчивости) должен учитываться свой набор ремонтных схем.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

5.2.2.1.2. Устройства ЦКПА, как правило, следует размещать в диспетчерских центрах и использовать для выбора УВ имеющиеся средства сбора доаварийной информации (ОИК).

5.2.2.1.3. Объем управляющих воздействий должен быть достаточен для решения задач ПАУ.

5.2.2.1.4. Для всех видов управляющих воздействий, отобранных из возможных для применения в конкретном устройстве АПНУ, должны быть установлены приоритеты применения. Управляющие воздействия должны применяться в минимальном объеме.

5.2.2.1.5. Виды, интенсивность УВ и допустимый небаланс при делении энергосистемы должны выбираться таким образом, чтобы их реализация не создавала опасности каскадного развития аварии вследствие нарушения устойчивости в других районах ЕЭС (ОЭС), не контролируемых данным комплексом АПНУ. При необходимости для этой цели необходимо применять балансирующее противоаварийное управление.

5.2.2.1.6. Длительность цикла обновления информации о параметрах режима, обеспечиваемого средствами телемеханики, должна быть меньше длительности цикла расчета дозировки УВ в ЦПА.

5.2.2.1.7. В автоматике АПНУ, как правило, должны применяться программируемые микропроцессорные устройства АДВ.

5.2.2.1.8. Надежность функционирования автоматики АПНУ должна обеспечиваться:

- иерархической структурой построения;
- надежностью всех компонентов системы;
- резервированием (дублированием) программно-технических средств;
- дублированием каналов передачи аварийной и доаварийной информации, обеспечением в устройстве АДВ дублированного ввода и вывода информации;
- хранением исходных данных и программного обеспечения в энергонезависимой памяти;
- резервированием устройств хранения данных;
- предотвращением несанкционированного доступа к ПТК АПНУ;
- резервированием питания от двух независимых источников.

5.2.2.1.9. Конкретные технические характеристики автоматики АПНУ (способ выбора УВ, применение той или иной математической модели, состав доаварийной информации, аварийных возмущений, ПО, места реализации, виды и величины УВ, состав и структура технических средств) должны определяться на этапе проектирования.

5.2.2.2. Уровни управления и функции ЦПА (ЦАПНУ) ЕЭС России

5.2.2.2.1. В структуре иерархической ПА ЕЭС России следует выделять следующие уровни:

- централизованную координирующую ПА ЕЭС России (уровень ЕЭС);
- ЦПА и координирующие (ЦКПА) ПА объединенных энергосистем (уровень ОЭС);
- ЦПА районов управления (уровень региональных ЭС);
- локальные ПА объектного уровня (уровень управления одного или нескольких энергообъектов: станция, подстанция, энергоузел ЭС).

5.2.2.2.2. ЦПА всех уровней управления должны обеспечивать предотвращение нарушений устойчивости, перегрузки оборудования и линий электропередачи по внутренним связям в своем контролируемом районе и по внешним связям с другими районами.

5.2.2.2.3. В ЦПА, ЦКПА, как правило, должно быть обеспечено выполнение следующих функций:

- расчет УВ в своем районе управления, передача в устройства АЗД результатов расчета УВ;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- прием от ОИК доаварийной информации о схеме и режиме электрической сети;
- прием от устройств нижнего уровня своего района (при необходимости) информации о располагаемых ресурсах управления, о готовности к функционированию;
- прием от верхних уровней иерархии координирующей информации, необходимой для уточнения эквивалентов модели энергосистемы, для учета ограничений при выборе УВ, обработка и передача этой информации на устройства подчиненного уровня;
- передача на верхний уровень (при необходимости) информации о располагаемых ресурсах противоаварийного управления, о готовности к функционированию, о подготовленной дозировке, о результатах работы ПА;
- обмен с другими комплексами АПНУ одного уровня информацией о ресурсах управления, режиме примыкающей сети (при необходимости), готовности к функционированию, а также передача команд управления в смежный район управления и прием команд на реализацию УВ от смежных районов;
- запоминание и выбор УВ при срабатывании ПО:
- передача команд на ИО;
- отображение и архивирование информации о функционировании комплекса.

5.2.2.2.4. ИЛПА должна обеспечивать:

- сбор и обработку доаварийной информации в пределах своей зоны управления;
- прием от устройств верхних уровней иерархии координирующей информации;
- передачу на верхний уровень информации о располагаемых ресурсах УВ, готовности к реализации УВ по командам устройства верхнего уровня, доаварийной информации о схеме и режиме своей зоны управления (при необходимости);
- расчет и запоминание дозировки УВ для всех фиксируемых пусковыми устройствами АВ;
- выдачу УВ на свои объекты, а при недостаточности объема УВ на своем объекте в смежные районы;
- настройку, при необходимости, параметров срабатывания пусковых устройств;
- отображение, регистрацию, архивирование, передачу на верхние уровни иерархии информации о функционировании устройства, подготовленной дозировке управляющих воздействий, сигналов о недостаточности располагаемого объема УВ и т.п.

5.2.2.2.5. Устройства управления режимом оборудования, выполняющие, как правило, функции ИО, а в некоторых случаях – локального управления по местным параметрам (РТ, ЭТ), должны обеспечивать:

- прием от устройств более высокого уровня иерархии и запоминание координирующей информации, рассчитанных УВ;
- выбор и реализацию УВ при срабатывании ПО;
- передачу на верхний уровень информации о располагаемых ресурсах УВ;
- передачу на верхний уровень иерархии информации о контролируемых параметрах;
- отображение, регистрацию, архивирование, передачу на верхний уровень информации о функционировании.

5.2.2.2.6. При наличии координирующей связи с верхними уровнями иерархии, ЦПА должна запоминать УВ согласно настройке, принятой от ЦКПА. При отсутствии такой связи, УВ определяются по собственной информации.

5.2.2.2.7. Для каждого иерархического уровня ПА необходимо предусмотреть систему обмена информацией с другими уровнями.

5.2.2.2.8. Каналы связи системы обмена доаварийной информацией должны обеспечивать:

- надежность и достоверность передачи доаварийной информации, настроек и статуса устройств между взаимодействующими комплексами путем тестирования с использованием соответствующих протоколов передачи;
- требуемую скорость передачи информации между комплексами.

5.3. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЛИКВИДАЦИЯ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА

Общие сведения

Асинхронный режим характеризуется:

- устойчивыми глубокими колебаниями напряжения, токов и мощностей;
- изменением взаимного угла ЭДС генераторов хотя бы с одной из электростанций по отношению к ЭДС генераторов любой другой электростанции энергосистемы на угол, превышающий 360 град;
- возникновением разности частот между частями синхронной зоны, вышедшими из синхронизма, при сохранении электрической связи между ними.
- Асинхронные режимы могут возникать вследствие:
- перегрузки линий электропередачи по условиям статической устойчивости;
- нарушений динамической устойчивости в результате аварийных возмущений;
- несинхронного включения линий электропередачи и генераторов.

Особый асинхронный режим возникает при потере возбуждения генератора.

Асинхронный режим в ЭС может приводить к повреждению оборудования электростанций, массовому нарушению электроснабжения потребителей в связи с:

- возможностью расширения аварийной зоны, возникновением более двух несинхронно работающих частей энергосистемы с дополнительным нарушением устойчивости и полной потерей контроля режима энергосистемы;
- перемещением ЭЦК по системе, сопровождающимся самоотключением групп энергопринимающих установок потребителей, оказавшихся вблизи ЭЦК, отключением ответственных механизмов собственных нужд электростанций;
- работой оборудования электростанций в режиме периодических изменений действующих значений токов и напряжений от минимальных до максимальных значений, возникновении дополнительных токов в замкнутых контурах ротора, вызывающих перегрев ротора и пр.

Для ликвидации опасных асинхронных режимов путем ресинхронизации или ДС в энергосистеме должны быть установлены устройства автоматической ликвидации асинхронных режимов (АЛАР).

По стадиям прерывания асинхронного режима или режима с недопустимым расхождением векторов ЭДС эквивалентных генераторов на значительный угол устройства АЛАР и превентивного деления делятся на:

- неселективные быстродействующие, выполняющие превентивное деление при выявлении признаков нарушения устойчивости в начальной фазе или в случаях, когда расхождение векторов ЭДС эквивалентных генераторов на значительный угол приводит к недопустимым последствиям;
- устройства АЛАР, осуществляющие деление на первом цикле асинхронного режима. Такие устройства применяются в тех случаях, когда расхождение векторов ЭДС на значительный угол может быть допущено, однако затягивание ликвидации асинхронного режима может привести к его переходу в многочастотный;
- устройства АЛАР, действующие после нескольких циклов асинхронного режима и позволяющие выполнить УВ с целью ресинхронизации.

Автоматическая ликвидация асинхронных режимов осуществляется совокупностью локальных устройств ликвидации АР, каждое из которых может действовать в одном или нескольких возможных сечениях асинхронного режима.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Устройства ликвидации АР обеспечивают:

- выявление АР при его возникновении в симметричных и неполнофазных режимах;
- ликвидацию АР делением энергосистемы на несинхронно работающие части;
- ликвидацию АР в отдельных случаях путем ресинхронизации.

Для выявления асинхронного режима устройство АЛАР может контролировать:

- разность фаз между векторами напряжения по концам электропередачи (угол по передаче) и скорость ее нарастания;
- разность фаз между векторами напряжений в расчетных точках по обе стороны от места установки устройства,
- ток, напряжение, разность и скольжение фаз между векторами напряжений в расчетных точках по обе стороны от места установки устройства, математическая обработка текущих значений которых позволяет на начальной стадии аварийного процесса осуществить прогноз последующего возникновения асинхронного режима;
- ток и направление мощности по линии электропередачи;
- входное сопротивление сети в контролируемой точке передачи и направление мощности;
- число циклов асинхронного режима (АЛАР ФЦ – с фиксацией циклов) и т.п.;
- положение электрического центра качаний и знак скольжения асинхронно движущихся частей ЭС.

Для блокировки АЛАР при КЗ может использоваться скорость изменения входного сопротивления (ФССС) или угла.

Для выбора точек деления при АР, а также для формирования УВ в целях обеспечения ресинхронизации может дополнительно контролироваться исходная передаваемая мощность по сечению и знак скольжения.

В ряде схем и режимов энергосистем при условии экспериментального подтверждения допустимости реализации возможна ликвидация асинхронного режима без использования ДС, а посредством ресинхронизации.

Для создания необходимых условий ресинхронизации могут применяться следующие мероприятия:

- быстрый набор нагрузки турбинами или частичное отключение потребителей (в той части энергосистемы, в которой возник дефицит мощности);
- уменьшение генерирующей мощности путем воздействия на регуляторы скорости турбин или отключение части генераторов (в той части энергосистемы, в которой возник избыток мощности).

5.3.1. Общие требования

5.3.1.1. Применение АЛАР не снижает требований к системам регулирования турбин и мероприятиям, обеспечивающим надежную работу энергоблоков при кратковременном АР в условиях повышенной или пониженной частоты в энергосистеме.

5.3.1.2. Деление по сечению АР должно быть, по возможности, сбалансированным.

5.3.1.3. Ликвидация асинхронного режима посредством ДС не должна приводить к каскадному развитию аварии или к погашению дефицитной по мощности подсистемы из-за недостаточности в ней объема АЧР.

5.3.1.4. Кратковременный асинхронный режим допустим при соблюдении следующих условий:

- отсутствие значимой вероятности перехода двухчастотного АР в многочастотный с появлением дополнительных нарушений синхронизма на смежных или удаленных связях, что может привести к неселективному действию АЛАР;
- не превышение токов качаний генераторов, синхронных компенсаторов и двигателей, работающих в асинхронном режиме, допустимых величин;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- отсутствие недопустимого снижения напряжения в узлах ЭС, к которым примыкают электростанции;
- отсутствие недопустимого снижения напряжения на шинах ответственных энергопринимающих установок потребителей.

5.3.1.5. На каждой электростанции должен быть определен перечень генераторов, допускающих работу без возбуждения, с указанием допустимой величины активной мощности и длительности такого режима.

5.3.1.6. Устройства АЛАР должны быть селективными, обеспечивая выявление и ликвидацию АР в зоне своего контроля и несрабатывание при внешних АР.

5.3.1.7. Устройства АЛАР должны отличать асинхронный режим от режима синхронных качаний, КЗ, других анормальных режимов и обеспечивать блокировку в этих случаях.

5.3.1.8. Если в зависимости от характера АР необходимо деление в различных сечениях или необходимы различные воздействия в целях ресинхронизации, то должна быть обеспечена избирательность действия устройств АЛАР.

5.3.2. Размещение и функциональность устройств

5.3.2.1. Места установки устройств АЛАР следует определять на основании результатов расчетов асинхронных режимов и определения опасных сечений энергосистемы, по которым возможен АР.

Устройства АЛАР, как правило, следует располагать вблизи этих сечений, с двух сторон сечения и настраивать по параметрам режима, изменение которых позволяет выявить возникновение асинхронного режима.

5.3.2.2. Устройства АЛАР следует устанавливать на всех генераторах электростанций.

5.3.2.3. При выборе мест установки устройств АЛАР и сечений для ДС следует исходить из следующих основных условий:

- места установки устройств должны быть такими, чтобы обеспечивалась их максимальная чувствительность и селективность.
- сечение ДС следует выбирать так, чтобы возникший при делении небаланс мощности был наименьшим;
- сечение ДС должно быть наиболее простым (наименьшее число отключаемых ВЛ, трансформаторов, выключателей).

5.3.2.4. Допустимость ресинхронизации должна быть подтверждена расчетами. В ряде случаев, решение о допустимости ресинхронизации может быть принято только после проведения соответствующих испытаний в системе.

5.3.2.5. Управляющие воздействия для обеспечения ресинхронизации следует выбирать в следующем порядке: форсировка возбуждения синхронных генераторов, разгрузка турбин, отключение генераторов, деление системы - в избыточной части энергосистемы; отключение нагрузки, деление системы - в дефицитной.

При этом ДС должно производиться со временем, превышающим (с некоторым запасом) ожидаемое время втягивания генераторов в синхронизм, но не позже, чем через 15-30 с (большее время – для ВЛ, отходящих от ГЭС или ЭС с преобладанием ГЭС).

5.3.2.6. ДС для ликвидации АР следует применять в следующих случаях:

- при недопустимости даже кратковременного АР;
- когда оно осуществляется небольшим числом отключаемых выключателей и не приводит к глубокому снижению частоты в дефицитной части ЭС с отключением значительной части нагрузки от АЧР.

5.3.2.7. ДС, предотвращающее АР в случае его недопустимости или предупреждающее переход двухчастотного АР в многочастотный, необходимо производить с наименьшим временем (в начальной фазе нарушения устойчивости при

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

увеличении угла между векторами эквивалентных ЭДС до 90-180º), при котором обеспечивается устойчивость по другим связям и селективное действие автоматики.

5.3.2.8. ДС для ликвидации кратковременно допустимого АР следует выполнять после прохождения заданного числа циклов АР или при длительности асинхронного режима больше заданной.

При использовании устройств АЛАР со счетчиком циклов ДС рекомендуется выполнять через 2 – 4 цикла для исключения чрезмерного затягивания АР.

5.3.2.9. Автоматическая ликвидация АР в каждом сечении должна обеспечиваться, как правило, двумя видами устройств:

- основными, осуществляющими ДС;
- резервными, осуществляющими ДС с отстройкой от действия основных устройств.

5.3.2.10. Основное и резервное устройства должны устанавливаться на разных подстанциях.

5.3.2.11. Допускается оснащение слабых шунтирующих связей одним устройством АЛАР, выполненным на простейших принципах.

5.3.2.12. Если через один и тот же элемент электрической сети проходит несколько сечений деления, то на этом элементе должно устанавливаться только одно устройство, предназначенное для действия при любом АР.

5.3.2.13. Для выполнения основного действия устройства АЛАР на отключение присоединений на другой подстанции с использованием высокочастотных каналов должно быть обеспечено резервирование каналов передачи команд на деление.

5.3.2.14. При возможности реверсивных перетоков по линиям электропередачи рекомендуется установка отдельных устройств АЛАР для каждого направления перетока или общего устройства, обеспечивающего эффективное действие вне зависимости от направления перетока мощности в доаварийном режиме.

5.3.3. Выбор типов устройств и требования к настройке

5.3.3.1. Выбор типа устройств АЛАР следует осуществлять на основании расчетов асинхронных режимов энергосистемы для различных схемно-режимных условий.

При этом производится:

- определение возможных сечений АР и размещение устройств;
- выбор принципа действия устройств и управляющих воздействий;
- расчет параметров срабатывания.

5.3.3.2. Выбор типа устройства АЛАР для конкретного сечения энергосистемы определяется условиями допустимости/недопустимости кратковременного АР.

Допустимая длительность АР и способ его прекращения устанавливаются индивидуально для каждого сечения. При этом особое внимание следует уделять устойчивости электростанций и крупных узлов нагрузки, вблизи которых может оказаться центр качаний.

При выполнении в энергосистеме условий допустимости кратковременных асинхронных режимов (п. 5.3.1.4.) в качестве устройств АЛАР могут быть использованы цикловые устройства АЛАР, выявляющие АР после фиксации нескольких циклов асинхронного режима.

Во всех других случаях должны быть установлены устройства АЛАР, обеспечивающие выявление и прекращение АР на первом цикле.

5.3.3.3. При наличии на любых транзитах ответственных потребителей и узлов примыкания крупных электростанций вблизи ЭЦК следует применять быстродействующее превентивное ДС на первом цикле АР, в диапазоне углов между векторами эквивалентных ЭДС 90-180º.

Деление целесообразно производить селективно, так чтобы нагрузка промежуточных подстанций оставалась подключенной к избыточной части энергосистемы.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

5.3.3.4. Настройка устройств АЛАР должна обеспечить селективность и эффективность выявления асинхронных режимов во всех схемах и режимах энергосистемы: нормальные, утяжеленные, вынужденные режимы; послеаварийные и ремонтные схемы; неполный состав включенных генераторов на электростанциях и пр.

5.3.3.5. Устройства АЛАР не должны срабатывать в максимальных нагрузочных режимах связей, на которых они установлены.

При определении максимально возможной нагрузки необходимо учитывать работу электропередачи в нормальных, вынужденных (если это предполагается), послеаварийных и ремонтных режимах.

5.3.3.6. Уставки срабатывания устройств АЛАР, установленных в одном сечении, должны выбираться из условия скоординированного взаимодействия устройств, обеспечивающего ДС в рассматриваемом сечении и исключающего переход ЭЦК на другие сечения.

5.3.3.7. Для сечений сети, состоящих из линий различного номинального напряжения, рекомендуется настройка устройств, приводящая к последовательному отключению линий электропередачи от ВЛ высшего класса напряжений к ВЛ более низкого класса до полного разделения системы. При этом должна быть обеспечена надежность срабатывания цикловых устройств АЛАР на линиях низкого класса напряжения. Должна быть исключена возможность продолжения АР с большим скольжением, когда цикловые устройства АЛАР не фиксируют АР.

5.3.3.8. При установке на всех связях сечения устройств АЛАР со счетчиками циклов заданное количество циклов должно увеличиваться по мере уменьшения пропускной способности связи при условии, что увеличение скольжения не послужит причиной отказа при срабатывании.

5.3.3.9. Предпочтение следует отдавать адаптивным устройствам АЛАР с наименьшим количеством уставок, для выбора которых требуется минимальный объем предварительных расчетов.

5.4. Автоматическое ограничение снижения частоты

Общие сведения

АОСЧ предназначено для обеспечения живучести ЕЭС России при возникновении значительного дефицита активной мощности в отдельных ее частях (регионах) с их аварийным отделением и глубоким снижением частоты (и напряжения, как следствие снижения частоты), создающих угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения нормальной работы энергопринимающих установок потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения.

АОСЧ должно за счет мобилизации резерва генерации и отключения нагрузки потребителей обеспечивать прекращение процесса аварийного снижения частоты и подъем ее до уровня, при котором энергосистема может работать длительное время (выше 49,0 Гц), а также частичное или полное восстановление питания отключенной нагрузки потребителей при нормализации частоты.

АОСЧ осуществляет:

- автоматический частотный ввод резерва (АЧВР) при снижении частоты до верхних уставок АЧР;
- автоматическую частотную разгрузку (АЧР) при снижении частоты ниже 49.2 Гц;
- дополнительную разгрузку (ДАР), при локальных дефицитах мощности с большой скоростью снижения частоты;
- выделение электростанций (энергоблоков) на питание собственных нужд или на сбалансированную нагрузку (ЧДА – частотная делительная автоматика) в случае неэффективности действия АЧР;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) отключенных потребителей при нормализации частоты.

АЧВР при снижении частоты выполняет увеличение загрузки электростанций по активной мощности, уменьшает величину дефицита мощности, предотвращая отключение энергопринимающих установок потребителей, способствует подъему частоты и сокращению времени перерыва электроснабжения потребителей, отключенных действием АЧР.

АЧВР при снижении частоты в энергосистеме осуществляет:

- частотный пуск резервных гидроагрегатов;
- перевод в генераторный режим агрегатов, работавших в режиме синхронных компенсаторов;
- набор нагрузки на гидроагрегатах, имеющих резервную мощность;
- отключение гидроагрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме;
- перевод гидроагрегатов ГАЭС, работавших в насосном режиме, в генераторный режим.
- мобилизацию включенного резерва генерирующей мощности на тепловых электростанциях;
- автоматический пуск газотурбинных установок.

АЧР действует при возникновении дефицита активной мощности в процессе аварийного снижения частоты и предусматривает отключение заранее подготовленных групп нагрузок потребителей небольшими по мощности частями (очередями) по мере снижения частоты или по мере увеличения продолжительности существования пониженной частоты.

По целям разгрузки и используемым мощностям автоматика частотной разгрузки *(АЧР)* делится на АЧР1 и АЧР2:

- АЧР1 – быстродействующая автоматика для прекращения процесса снижения частоты, в том числе:
  - специальная очередь АЧР (для предотвращения автоматической или оперативной разгрузки энергоблоков АЭС при снижении частоты ниже 49,0 Гц и срабатывания основного объема АЧР);
  - основной объем АЧР, действующий при снижении частоты ниже 48,8 Гц;
- АЧР2н (АЧР2 несовмещенная), действующая на выделенный объем энергопринимающих установок потребителей – для подъема частоты после действия устройств АЧР1, а также при медленном снижении частоты;
- АЧР2с (АЧР2 совмещенная), действующаю на объем энергопринимающих установок потребителей, подключенных к АЧР1 – для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне.

ДАР осуществляет *быстродействующее* отключение заданной мощности энергопринимающих установок потребителей по факторам, характеризующим возникновение местного дефицита активной мощности, без фиксации снижения частоты в тех случаях, когда действие АЧР по снижению частоты реализуется с запаздыванием, приводящим к снижению частоты в аварийном процессе ниже допустимого уровня.

ДАР осуществляется в начале процесса снижения частоты – до начала работы АЧР1 или в процессе срабатывания ее первых очередей. Запуск автоматики осуществляется по факту отключения генерирующих источников, питающих линий, силовых трансформаторов и т.д. с контролем направления и величины перетоков активной мощности в предшествующем режиме. Возможна организация запуска ДАР по скорости снижения частоты для выявления факта возникновения большого местного дефицита мощности.

Величина дефицита активной мощности, который может быть ликвидирован суммарным действием ДАР и АЧР в энергорайоне, зависит от эквивалентной постоянной

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

времени генерирующего оборудования в энергорайоне (энергоузле), времени отключения потребителей устройствами АЧР и ДАР и определяется расчетным путем.

Устройства АЧР устанавливаются:

- на новых энергообъектах и энергопринимающих установках потребителей – в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям и актом ввода энергообъектов в эксплуатацию;
- на существующих энергообъектах и энергопринимающих установках потребителей – в соответствии с заданиями соответствующих диспетчерских центров, направляемых в сетевые организации, а также собственникам или иным законным владельцам электрических станций. Задания диспетчерских центров по установке устройств АЧР включаются сетевой организацией в условия договора оказания услуг по передаче электрической энергии (в отношении энергопринимающих установок потребителей), а также Системным оператором в условия договоров оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению (в отношении электрических станций) и условия соглашений о технологическом взаимодействии по оперативно-диспетчерскому управлению.

ЧАПВ восстанавливает питание отключенных от АЧР потребителей при подъеме частоты в результате мобилизации резервов генерирующей мощности и восстановления отключившихся связей

ЧДА применяется для:

- сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанций при отказе или недостаточной эффективности АЧВР, АЧР, ДАР;
- обеспечения питания отдельных групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении.

ЧДА осуществляет выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков на питание собственных нужд (АВСН) или на сбалансированный район.

Сохранение в работе части генераторов при действии ЧДА позволяет ускорить восстановление электроснабжения в послеаварийном режиме.

Одни и те же устройства АОСЧ могут действовать в составе разных подсистем, ограничивающих снижение частоты при местных и системных дефицитах.

Для выполнения своих функций устройства, входящие в АОСЧ, контролируют:

- величину, продолжительность и/или скорость снижения частоты;
- факторы, характеризующие возникновение местного дефицита активной мощности без контроля изменения частоты: отключение генерирующего оборудования, питающей линии электропередачи или трансформаторного оборудования (с контролем величины и направления мощности в предшествующем режиме) и т.д.

5.4.1. Общие требования

5.4.1.1. АОСЧ должно обеспечивать ограничение глубины и длительности снижения частоты в энергосистеме, отделившихся от нее дефицитных энергорайонах, не допуская нарушения технологических режимов ТЭС, АЭС и требований действующих норм по эксплуатации турбин. В соответствии с этими требованиями АОСЧ должно выполняться на основании следующих расчетных условий работы энергосистемы и ее районов по частоте:

- ниже 49,0 Гц – не более 40 с;
- ниже 47,0 Гц – не более 10 с;
- ниже 46,0 Гц – не допускается.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

5.4.1.2. АОСЧ должно быть организовано в каждом энергорайоне, который может аварийно отделиться от ЕЭС России с дефицитом мощности, приводящим к недопустимому снижению частоты, а также охватывать ЕЭС России в целом.

5.4.1.3. АОСЧ должна обеспечивать прекращение процесса аварийного снижения частоты и подъем ее до уровня при котором энергосистема по условиям работы оборудования и собственных нужд электростанций может работать длительное время (выше 49,0 Гц), а также частичное или полное восстановление питания отключенной нагрузки потребителей при нормализации частоты..

5.4.1.4. АОСЧ должна выполнять свои функции при наибольших возможных для данного района аварийных дефицитах мощности.

5.4.1.5. Размещение и настройку АОСЧ следует осуществлять на основе анализа схем и режимов энергосистемы с учетом реально возможных вариантов возникновения аварийных дефицитов мощности, начиная с отдельных энергоузлов или районов (электростанций с нагрузкой) и заканчивая всей синхронной зоной, в которую входит данный район.

5.4.1.6. Настройка АОСЧ должна осуществляться таким образом, чтобы обеспечивались:

- объем мощности отключаемой нагрузки не более возникшего аварийного дефицита мощности;
- полная (но не более чем на значение возникшего дефицита мощности) мобилизация имеющегося в районе включенного резерва генерирующей мощности;
- автоматическое включение отключенных нагрузок потребителей по мере восстановления нормальной частоты. При этом должно исключаться повторное отключение потребителей в результате снижения частоты после их включения;
- отсутствие срабатывания устройств АОСЧ при допустимых кратковременных снижениях частоты, в том числе обусловленных синхронными качаниями.

5.4.1.7. Настройка устройств, входящих в АОСЧ, должна быть такой, чтобы глубина и длительность цикла снижения и подъема частоты не приводили к нарушению технологического режима ТЭС и требований действующих норм по эксплуатации турбин. Расчетными условиями по частоте для АОСЧ являются условия п.5.4.1.1.

5.4.1.8. Длительность отключения потребителей действием автоматической разгрузки определяется временем ликвидации аварийной ситуации и должна быть минимально возможной.

5.4.1.9. При аварийном снижении частоты в первую очередь должен использоваться АЧВР, чтобы по возможности уменьшить объем отключения или длительность перерыва питания потребителей, отключенных действием АЧР.

5.4.1.10. Устройства АОСЧ должны быть размещены в ЭС и настроены таким образом, чтобы при их срабатывании по возможности:

- не возникало нарушение устойчивости параллельной работы энергосистемы или перегрузка линий электропередачи и трансформаторов, ведущих к быстрому (за 5-10 мин) их повреждению;
- обеспечивались условия автоматической ресинхронизации дефицитного района или, в случае его отделения, автоматической синхронизации с использованием АПВ с улавливанием синхронизма.

5.4.1.11. Устройства, входящие в АОСЧ, должны быть постоянно введены в работу с заданными уставками.

5.4.1.12. Контроль достаточности мощности энергопринимающих установок потребителей, подключенных к устройствам АЧР и ДАР (при отсутствии системы автоматического контроля нагрузок) должен производиться путем систематических измерений подключенной к устройствам АЧР и ДАР мощности нагрузки энергопринимающих установок потребителей не реже двух раз в год: в дни контрольных измерений потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях (дня контрольных замеров).

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

5.4.2. Подсистемы АОСЧ

Автоматический частотный ввод резерва мощности

5.4.2.1. Все ГЭС (ГАЭС) должны быть оснащены автоматикой частотного ввода резерва. (Для ГАЭС необходимо наличие запаса оборотной воды).

5.4.2.2. Уставки по частоте АЧВР должны быть на 0.2-0.5 Гц выше уставок первых очередей АЧР.

Автоматическая частотная разгрузка

5.4.2.3. АЧР должна предусматривать отключение нагрузки потребителей небольшими порциями – очередями по мере снижения частоты.

5.4.2.4. Места размещения устройств АЧР и ДАР определяются с учетом возможностей обеспечения нормальной эксплуатации этих устройств, контроля их настройки и состояния.

5.4.2.5. Устройства АЧР, установленные у потребителей, рекомендуется резервировать на питающих энергообъектах устройствами с меньшими уставками по частоте или большими уставками по времени срабатывания.

5.5.2.6. Под действие АЧР подключаются энергопринимающие устройства потребителей всех категорий надежности электроснабжения.

5.4.2.7. Для нагрузки потребителей, не допускающих длительного перерыва в электроснабжении, должна быть предусмотрена возможность переключения на автономные (независимые) источники питания.

5.4.2.8. Очередность отключения нагрузки следует выбирать так, чтобы максимально уменьшать ущерб от перерыва электроснабжения, в частности должно применяться большое число устройств и очередей АЧР.

Более ответственная нагрузка потребителей должна подключаться к последним очередям АЧР.

5.4.2.9. При выборе очередей АЧР рекомендуется:

- применять возможно большее число равномерно распределенных по частоте (АЧР1) и времени (АЧР2) очередей с минимально различающимися параметрами срабатывания, при этом допускается неселективная работа смежных очередей;
- по возможности равномерно распределять по очередям мощность нагрузки, если не требуется иное распределение (с учетом ответственности нагрузок потребителей, для предотвращения перегрузки связей, обеспечения ресинхронизации и др.).

Допускается неравномерность распределения по очередям мощности нагрузки при условии увеличения ее доли на очередях более высоких уставок по частоте АЧР.

5.4.2.10.В целях уменьшения объемов подключенной к АЧР нагрузки должно предусматриваться совмещение действия части очередей АЧР1 и АЧР2 на отключение одних и тех же потребителей.

При совмещении объединяется действие очередей АЧР1, имеющих меньшие уставки по частоте, с очередями АЧР2, имеющими большие уставки по времени.

5.4.2.11. При неполном совмещении АЧР1 и АЧР2 весь объем мощности, подключенной к устройствам АЧР1 с уставками ниже 47.5 Гц, должен быть полностью совмещен с АЧР2.

5.4.2.12. Действие устройств АВР должно быть согласовано с действием АЧР таким образом, чтобы действием АВР не восстанавливалось питание отключенной от АЧР нагрузки от тех же или других электрически связанных источников питания. Рекомендуется использовать в этих целях блокировку АВР по частоте.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

5.4.2.13. Запрещается переключать нагрузки, отключенные устройствами АЧР, на оставшиеся в работе электрически связанные источники питания.

5.4.2.14. Должно быть исключено срабатывание АЧР в переходных процессах, характеризующихся снижением частоты, не связанными с аварийным дефицитом активной мощности: синхронные качания, выбег двигателей при останове.

5.4.2.15. При наличии в энергосистеме крупных потребителей тепловой энергии от противодавленческих турбин типа «Р» следует, по возможности, не подключать к АЧР нагрузку потребителей пара от ТЭЦ из-за опасности уменьшения генерируемой мощности вследствие полного или частичного прекращения потребления пара, что может явиться причиной дальнейшего развития аварии.

Дополнительная автоматическая разгрузка

5.4.2.16. ДАР следует применять для ликвидации больших местных дефицитов активной мощности (более 45% от потребления) со скоростью снижения частоты более 1,8-2,0 Гц/сек, при которой действие АЧР может оказаться неэффективным.

5.4.2.17. ДАР должна быть быстродействующей и срабатывать в начале процесса снижения частоты – до начала работы АЧР1 или в процессе срабатывания ее первых очередей. Для этого рекомендуется применение устройств фиксации скорости снижения частоты с целью выявления факта возникновения большого местного дефицита мощности.

5.4.2.18. Устройства фиксации скорости снижения частоты рекомендуется устанавливать в узлах нагрузки, что позволяет осуществить ускоренное отключение заданного объема нагрузки потребителей по месту установки устройств без использования каналов телеотключения.

5.4.2.19. Мощность подключаемой к ДАР нагрузки потребителей выбирается таким образом, чтобы после действия ДАР остаточный дефицит активной мощности не превышал допустимого, при котором обеспечивается эффективность работы АЧР.

5.4.2.20. Допускается подключение одних и тех же потребителей к АЧР и ДАР. При этом суммарная мощность разгрузки должна быть достаточной для подъема частоты выше 49.0 Гц после срабатывания ДАР и АЧР при расчетном дефиците активной мощности.

Частотная делительная автоматика

5.4.2.21. Автоматическое выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой, выделение генераторов на питание собственных нужд следует применять:

- для предотвращения полного останова электростанции при отказе или недостаточной эффективности других устройств АОСЧ путем сохранения в работе собственных нужд;
- для обеспечения питания наиболее ответственных потребителей.

В отдельных случаях выделение электростанций или генераторов может производиться с дефицитом активной мощности, устраняемым последующим действием АЧР в отделившемся районе.

5.4.2.22. ЧДА должна устанавливаться на всех ТЭС, на которых она может быть выполнена исходя из условий их работы (схема электростанции, ее положение в сети, ограничения по теплофикационному режиму и т.п.).

Для электростанций, где выполнение ЧДА признано невозможным или нецелесообразным, должны быть подготовлены и утверждены согласованные с органами оперативно-диспетчерского управления соответствующие решения с необходимой мотивировкой.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Для электростанций с ЧДА должны быть оформлены решения, подтверждающие соответствие назначения, настройки и удовлетворительное состояние эксплуатации частотной делительной автоматики и систем регулирования электростанций.

5.5.2.23. Допускается установка ЧДА на ГЭС с целью предотвращения погашения нагрузки близлежащего района.

Система регулирования гидротурбин должна обеспечивать сохранение работоспособности агрегатов при выделении на нагрузку района, нагрузку собственных нужд при последующем отключении части генераторов для снижения частоты до допустимого уровня.

5.4.2.24. Уставки срабатывания ЧДА выбираются с учетом обеспечения устойчивой работы выделяемых электростанций (энергоблоков) и действия ЧДА после срабатывания АЧР1. При этом, как правило, применяются две ступени:

- быстродействующая ступень;
- медленная ступень (резервное действие).

5.4.2.25. При подключении непосредственно к шинам электростанции ответственных потребителей, а также в крупных городах с преобладанием тепловой нагрузки над электрической допускается неселективное по частоте действие ЧДА по отношению к АЧР.

5.4.2.26. Выбор сечения ЧДА должен проводиться с минимизацией числа отключаемых действием ЧДА выключателей.

5.4.2.27. При необходимости следует осуществлять предварительную подготовку первичной схемы электрической сети к выделению электростанций**,** генераторов со сбалансированной нагрузкой или генераторов на питание собственных нужд.

5.4.2.29. Соответствие мощности генерации и нагрузки в выделяемом районе должно проверяться ежегодно при проведении контрольных замеров.

5.4.2.29. Для электростанций с ЧДА следует осуществлять постоянный мониторинг состояния оборудования, на которое действует автоматика и систем регулирования электростанций.

5.4.2.30. Для электростанций с ЧДА рекомендуется организовать мониторинг в режиме реального времени соответствия мощностей генерации и нагрузки в районе ЧДА с учетом возможного действия АЧР и с определением величины минимально допустимой генерации – Ргмин.

Частотное автоматическое повторное включение нагрузки

5.4.2.32. Устройства ЧАПВ в первую очередь должны устанавливаться в случаях невозможности быстрого восстановления питания потребителей действиями оперативного персонала после действия устройств АЧР (на удаленных подстанциях без постоянного оперативного персонала).

5.4.2.33. При размещении устройств и распределении нагрузки по очередям ЧАПВ следует учитывать степень ответственности нагрузки потребителей, вероятность их отключения действием АЧР, сложность и длительность неавтоматического восстановления электропитания (исходя из принятого порядка обслуживания объектов).

Как правило, очередность включения нагрузки от ЧАПВ должна быть обратной очередности отключения их устройствами АЧР.

5.4.2.34. При подключении к одной очереди ЧАПВ нескольких присоединений, их выключатели должны включаться поочередно с интервалами времени не менее 1 с.

5.4.2.35. Суммарная мощность подключаемой к ЧАПВ нагрузки не регламентируется и определяется местными условиями работы энергорайона.

5.4.2.36. Настройка ЧАПВ не должна препятствовать синхронизации энергорайона с энергосистемой в процессе восстановления системы.

5.4.2.37. Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

5.5. Автоматическое ограничение повышения частоты

Общие сведения

АОПЧ предназначено для предотвращения недопустимого повышения частоты в ЭС, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС, АЭС, а также для ограничения длительного повышения частоты в ЭС, при котором нагрузка блоков выходит за пределы диапазона допустимых нагрузок.

Устройства АОПЧ ликвидируют аварийный избыток активной мощности за счет отключения генераторов и деления системы. Последнее используется для отделения ТЭС с примерно сбалансированной нагрузкой от энергосистемы в целях резервирования действия устройств АОПЧ (при неэффективности АОПЧ).

Устройства АОПЧ контролируют частоту в энергосистеме и (или) скорость ее повышения, а также, если требуется, работу котла при выходе его режима за пределы регулировочного диапазона.

Размещение и настройка

5.5.1. АОПЧ должно быть организовано в каждом районе (энергоузле), который может быть отделен от энергосистемы в результате аварии или действия автоматики с избытком мощности, приводящим к недопустимому повышению частоты.

5.5.2. АОПЧ должно выполнять свои функции при всех возможных для данного района (энергоузла) аварийных избытках мощности, при этом АОПЧ не должно срабатывать в режиме синхронных качаний.

5.5.3. Настройка АОПЧ должна исключать срабатывание при синхронных качаниях в энергосистеме.

5.5.4. С целью предотвращения недопустимого повышения частоты на тепловых электростанциях, которые могут оказаться работающими параллельно с гидроэлектростанциями значительно большей мощности, должны применяться устройства автоматики, действующие при повышении частоты выше 52-53 Гц на отключение части генераторов ГЭС.

Допустимо применение устройств, действующих на отделение ТЭС со сбалансированной нагрузкой от ГЭС.

5.5.5. В узлах энергосистемы, содержащих только ГЭС, должны предусматриваться устройства, ограничивающие аварийное повышение частоты за счет отключения части генераторов, а также устройства, действующие на закрытие направляющих аппаратов до прекращения повышения частоты.

5.5.6. Действие АОПЧ не должно приводить к последующему действию устройств АОСЧ. Вводимый для этого разброс действия АОПЧ по частоте и времени на отключение генераторов должен определяться на основе специальных расчетов изменения частоты с учетом действия АРС турбин.

5.6. Автоматическое ограничение снижения напряжения

Общие сведения

Подсистема АОСН предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости нагрузки и возникновения лавины напряжения снижения напряжения в узлах энергосистемы, нарушений технологических процессов на электростанциях и крупных промышленных предприятиях, прекращения электроснабжения потребителей.

Устройства АОСН действуют на:

- увеличение генерации реактивной мощности (осуществляют форсировку и увеличивают уставки регуляторов возбуждения СК, генераторов, форсировку конденсаторов и иных ИРМ);

- уменьшение потребления реактивной мощности (отключение шунтовых реакторов, отключение нагрузки (при наличии обоснований)).

Допускается совмещение действия устройств АОСН и АОСЧ на отключение нагрузки.

Устройства АОСН контролируют величину снижения напряжения с учетом его длительности. Для прогнозирования возникновения процесса лавины напряжения устройства АОСН могут контролировать изменение величины реактивной мощности и величину производной изменения реактивной мощности от изменения напряжения.

Требования к размещению и управляющим воздействиям

5.6.1. Обоснование применения АОСН следует производить с учетом зависимости нагрузки от напряжения, наличия АРПН на понизительных трансформаторах, конденсаторных батарей, схемы и режимов электрической сети.

5.6.2. Для АОСН рекомендуется следующая очередность применения УВ: отключение реакторов, включение конденсаторов (БСК), форсировка и увеличение уставок возбуждения СК, генераторов электростанций, деление сети, отключение нагрузки.

5.6.3. Как правило, АОСН следует выполнять с пуском по напряжению ступенями с разными выдержками времени.

Выдержки времени должны обеспечивать отстройку автоматики от АПВ, АВР и т.д., и сводить к минимуму вероятность неправильного срабатывания устройств при полной потере напряжения вследствие неуспешных АПВ, отключений линий электропередачи распределительной сети и т.д.

5.6.4. Для повышения эффективности и быстродействия АОСН рекомендуется учитывать скорость изменения напряжения.

5.6.5. В тех случаях, когда не обеспечивается достаточная эффективность АОСН при контроле напряжения в месте установки устройства (например в узлах с преобладанием синхронных двигателей, нарушение динамической устойчивости которых происходит значительно быстрее, чем у генераторов), рекомендуется применять более сложные устройства с фиксацией режимных параметров, изменений в схеме и АВ в разных точках энергосистемы, телепередачей сигналов.

5.6.6. Минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в узлах с мощными электродвигателями или высокой долей электродвигательной нагрузки определяются на основании нормируемых коэффициентов запаса и критических по устойчивости напряжений (Uкр) [1].

Критическое напряжение в узлах такой нагрузки 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных следует принимать равным $U_{кр} = 0{,}7 \cdot U_{ном}$, где $U_{ном}$ – номинальное напряжение в рассматриваемом узле.

Коэффициенты запаса в нормальном режиме должны быть не ниже 1.15,
в послеаварийном режиме не ниже 1.1.

При этом минимально допустимым напряжением является величина $U_{кр} \cdot 1.15$,
аварийно допустимым напряжением - величина $U_{кр} \cdot 1.1$.

5.7. Автоматическое ограничение повышения напряжения

- *Общие сведения*

Устройства АОПН устанавливаются на ПС с отходящими линиями электропередачи напряжением 330 кВ и выше, а также в ряде случаев на ПС с отходящими линиями электропередачи 220 кВ большой протяженности, с целью ограничения длительности воздействия повышенного напряжения на высоковольтное оборудование линий электропередачи, электростанций и подстанций. Для ограничения воздействия повышенного напряжения используются управляющие воздействия в виде

включения шунтирующих реакторов на ВЛ или отключения ВЛ с двух сторон с запретом ТАПВ.

Размещение, функциональность и выбор уставок

5.7.1. Устройства АОПН должны действовать при повышении напряжения выше допустимых значений с учетом допустимой длительности повышения [1] в случаях, когда это повышение произошло в результате одностороннего отключения ВЛ, отключения фазы, разрыва транзита.

5.7.2. Устройства АОПН следует устанавливать с двух сторон линии и снабжать дублированными каналами связи.

5.7.3. Устройство АОПН должно фиксировать опасное повышение действующего напряжения в соответствии с заложенной Вольт-временной характеристикой [2] и амплитудного значения напряжения, определять, является ли ВЛ, на которой установлено устройство, причиной повышения напряжения (по стоку реактивной мощности).

Должны учитываться предыдущие повышения напряжения. При вводе в работу устройства АОПН в него должны быть введены данные о предшествующих повышениях напряжения.

5.7.4. Устройство АОПН должно контролировать факт повышения напряжения каждой из трех фаз.

5.7.5. В устройствах АОПН допускается иметь ступени по контролируемому напряжению и выдержке времени, определяемые, по возможности, с учетом предыдущих повышений напряжения в течение заданного времени, и действовать на включение шунтирующих реакторов и, если напряжение не снизилось до допустимого значения, на отключение с запретом АПВ линии, зарядная мощность которой вызвала повышение напряжения.

5.7.6. В устройстве АОПН должна быть предусмотрена блокировка срабатывания при выполнении оперативного включения линии в работу.

5.7.7. Должна быть обеспечена блокировка действия устройства АОПН на включение реактора после срабатывания его защит.

5.7.8. Каждое устройство АОПН должно фиксировать отказ любого из выключателей линии и, в случае отказа, обеспечивать отключение смежных выключателей посредством УРОВ АОПН с запретом АПВ всех отключаемых выключателей.

5.7.9. Действие АОПН на ВШР допустимо осуществлять без контроля величины и направления реактивной мощности по ВЛ.

5.7.10. Для исключения неправильных действий АОПН должна быть предусмотрена блокировка при неисправности цепей напряжения.

5.8. Автоматическое ограничение перегрузки оборудования

Общие сведения

АОПО предназначено для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования.

АОПО включает в себя автоматическую разгрузку трансформаторов, автотрансформаторов (АРТ) и автоматическую разгрузку линий электропередачи (АРЛ).

Мероприятиями по ликвидации перегрузки являются:

- разгрузка электростанций (разгрузка турбин, отключение генераторов);
- перераспределение нагрузки;
- пуск резервных агрегатов и набор нагрузки;
- отключение нагрузки;
- деление системы;
- отключение перегруженного оборудования.

Для разгрузки связей в электрической сети ЭС в качестве УВ АОПО используются:

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- АВР (автоматический ввод резерва мощности) в дефицитной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с избыточным районом энергосистемы,
- ОН в дефицитной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с избыточным районом энергосистемы,
- ДРТ, ОГ генераторов электростанций в избыточной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с дефицитным районом энергосистемы, в случае наличии связей дефицитного энергорайона с другими источниками электроснабжения,
- ДС, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети или существенно повышающее эффективность действия других УВ.
- отключение с запретом АПВ (для линий электропередачи) перегруженного элемента сети при условии, что при этом не возникнут недопустимые режимы в других частях энергосистемы, которые не могут быть предотвращены и ликвидированы средствами ПА.

В случае применения ЦПА задачи АПНУ и АОПО, как правило, решаются в едином комплексе.

Требования к функциональности

5.8.1. Применение АОПО не требуется, если допустимая длительность возможной перегрузки составляет 20 мин и более. Разгрузка в таких случаях должна производиться путем применения оперативных мероприятий в соответствии с [1].

5.8.2. Определение настройки устройств АОПО должно осуществляться на основе временно-зависимой характеристики допустимой токовой перегрузки сетевого элемента, ограничивающего величину предельной загрузки связи по току (если такая характеристика известна).

5.8.3. Настройка устройств АОПО должна производиться с контролем температуры воздуха и масла. Рекомендуется настройка устройств АОПО для зимних и летних температур наружного воздуха.

5.8.4. Допускается выполнять многоступенчатое АОПО по контролируемому току и выдержке времени, осуществляющее ввод последующих ступеней по току/времени до достижения по контролируемому элементу сети длительно допустимого значения тока.

5.8.5. Для повышения селективности и минимизации объема УВ рекомендуется использовать в устройстве АОПО реле тока с коэффициентом возврата не менее 0.95.

5.8.6. При реверсивных перетоках мощности рекомендуется контролировать направление мощности.

5.8.7. При перегрузке, превышающей допустимую, сигнал УВ должен формироваться с фиксированной выдержкой времени порядка 10-30 секунд (с возможностью оперативного регулирования) или в соответствии с зависимостью выдержки времени от величины перегрузки.

5.8.8. Должно предусматриваться резервирование действия устройства АОПО на случай, если по каким-либо причинам перегрузка не была устранена после реализации УВ. При этом с дополнительной выдержкой времени должен формироваться сигнал на ввод других УВ или отключение перегруженного оборудования.

6. СОСТАВ УСТРОЙСТВ ПА НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ ПРИ НОВОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ, ТЕХНИЧЕСКОМ ПЕРЕВОООРУЖЕНИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ

6.1. Устройства ПА на энергообъектах электрической сети 330-750 кВ

6.1.1. Для ЛЭП в обязательном порядке должны устанавливаться устройства АЛАР, АОПН, ФОЛ (с каждой стороны ВЛ), УПАСК, по необходимости КПР, АРПМ.

В дополнение к АОПН, должны устанавливаться устройства, действующие на отключение смежных присоединений при срабатывании АОПН ЛЭП и отказе выключателя ЛЭП (УРОВ АОПН).

При наличии режимных обоснований допускается установка устройств АЛАР неполнофазного режима, автоматической разгрузки при перегрузке по току, АРПМ.

6.1.2. Для АТ при необходимости должны устанавливаться устройства ФОТ, КПР, может устанавливаться устройство от перегрузки АТ с действием на сигнал и отключение нагрузки потребителей.

6.1.3. Для ШР могут устанавливаться устройства автоматического отключения и включения ШР от устройств АОСН и АОПН, расположенных на том же объекте, где установлен ШР, или от УПАСК, принимающих команды аналогичных устройств с других энергообъектов.

6.1.4. Для энергоблоков ТЭС и АЭС, работающих в сети 330 – 750 кВ, должны быть предусмотрены ИРТ, ДРТ, ОГ, ФОБ, устройства пуска газовых турбин (при наличии) при снижении частоты и при перегрузке оборудования, АЛАР.

6.1.5. Для генераторов ГЭС (ГАЭС) должны быть предусмотрены устройства ОГ, автоматического пуска гидрогенераторов, автоматической загрузки гидрогенераторов, автоматического перевода гидрогенератора из режима синхронного компенсатора в активный режим.

6.2. Устройства ПА на энергообъектах электрической сети 110-220 кВ

6.2.1. Устройства ПА для ЛЭП 110-220 кВ

6.2.1.1. Для ЛЭП, обеспечивающих функции ЦПА, должны устанавливаться устройства ФОЛ, УПАСК, КПР, АРПМ.

6.2.1.2. Для ЛЭП, входящих в сечения, где возможен асинхронный режим, должны устанавливаться устройства АЛАР, имеющие функции основного и резервного действия.

6.2.1.3. Для ЛЭП 220 кВ при необходимости (определяется расчетами электрических режимов) должны устанавливаться устройства АОПН и УРОВ АОПН.

6.2.1.3. Для ЛЭП 110-220кВ может устанавливаться устройство автоматической разгрузки или отключения при перегрузках по току.

6.2.1.4. Устройства АРПМ должны устанавливается для отдельных ВЛ (совокупности ВЛ), на которые возможен наброс мощности по любым причинам. Устройство АРПМ нескольких ВЛ (сечения) должно обеспечивать селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ВЛ.

6.2.2. Для АОСЧ на подстанциях должны устанавливаться устройства АЧР.

Устройства АЧР должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.

6.2.3. Для быстрого восстановления питания потребителей после восстановления частоты на подстанциях должно предусматриваться ЧАПВ.

6.2.4. Для АОСН и недопущения лавины напряжения на подстанциях должны устанавливаться устройства АОСН.

Устройства АОСН должны действовать совместно с устройствами АЧР на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.

Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления напряжения должны устанавливаться устройства АПВ после АОСН.

Для реализации УВ от ПА, выполняющей функции системного значения, должны устанавливаться устройства ОН.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

7. ВЫПОЛНЕНИЕ УСТРОЙСТВ И ВЫБОР УСТАВОК ПА

7.1. Выполнение устройств ПА

Общие требования

7.1.1. Выполнение устройств ПА должно обеспечивать их функционирование в непрерывном режиме в течение установленного срока службы.

7.1.2. Требования к локальным устройствам ПА в аппаратной части аналогичны требованиям к устройствам релейной защиты.

7.1.3. Надежность ПА должна обеспечиваться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;
- структурными способами (иерархичность структуры ЦПА, использование локального управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);
- выполнением утвержденных регламентов обслуживания технических средств, автоматической диагностикой аппаратных средств и программного обеспечения;
- применением современной, не требующей принудительного охлаждения, элементной базы;
- хранением информации, констант и программ в энергонезависимой памяти.

7.1.4. Неисправность любого устройства ПА по принципу действия не должна приводить к отказу и ложным/излишним действиям других исправных устройств.

7.1.5. Не допускается аппаратное совмещение (в одном терминале, шкафу, для одного присоединения) основного и резервного устройств ПА одного объекта в любой их части.

7.1.6. Для присоединений (например, ВЛ 220-750 кВ), где требуется несколько функций ПА, как правило, должна предусматриваться реализация необходимых функций в едином локальном комплексе ПА.

7.1.7. Устройства ПА должны обеспечивать надежное функционирование при существующих на энергообъектах уровнях помех в рамках требований [7]. При невыполнении указанных требований должны быть приняты меры для снижения уровня помех и улучшения электромагнитной обстановки (ЭМО).

7.1.8. Для исключения неправильных действий устройств ПА должна быть предусмотрена блокировка при неисправности измерительных цепей.

7.1.9. По питанию и измерительным цепям устройства ПА должны иметь следующие номинальные параметры:

- номинальное напряжение оперативного переменного тока Uпит – 220 В; номинальная частота – 50 Гц;
- номинальное напряжение оперативного постоянного тока – 220 В;
- номинальное значение тока измерительного трансформатора тока Iном – 1 или 5 А;
- номинальное фазное напряжение измерительных цепей напряжения переменного тока Uном – 100/√3 В.

7.1.10. Электропитание ПА должно осуществляться, как правило, от двух блоков питания, работающих параллельно по выходу, для обеспечения нормальной работы системы в случае аварийного выхода из строя одного из блоков.

7.1.11. Блоки питания устройств ПА должны использовать в качестве основного источника сеть 220 В переменного тока (с внешним АВР от двух разных вводов), в качестве резервного источника - систему оперативного постоянного тока.

7.1.12. Устройства ПА не должны давать сбоев, выходить из строя или ложно срабатывать при подключении и (или) отключении источника питания, а также при снижении (повышении) питающего напряжения в допустимых пределах.

7.1.13. Устройства ПА должны сохранять работоспособность, заданные параметры и программы действия после перерывов питания любой длительности с последующим восстановлением питания без вмешательства оперативного персонала.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

7.1.14. Профилактическое обслуживание и контроль настройки устройств ПА должны выполняться с периодичностью, установленной соответствующими инструкциями по эксплуатации этих устройств.

7.1.15. Устройства ПА должны восстанавливаться путем замены вышедших из строя модулей.

7.1.16. Восстановление работоспособности устройств ПА в пределах возможностей ЗИП должно предусматриваться непосредственно на месте эксплуатации.

Специальные требования

Микропроцессорные АЛАР

7.1.17. Микропроцессорные устройства АЛАР (М-АЛАР) должны соответствовать ГОСТ Р 51321.1-2000 с учетом требований на конкретные типы (АЛАР- М, - Ц, - S и т.д.).

7.1.18. В М-АЛАР должны предусматриваться:

- не менее 4-х групп уставок срабатывания (выбор рабочей группы уставок должен осуществляться по дискретному входному сигналу, по команде от ПЭВМ и оперативно). Несколько групп уставок срабатывания АЛАР необходимо для реализации возможности адаптации к изменению режима ЭС.
- совмещение в одном устройстве различных алгоритмов АЛАР (токового, по сопротивлению) с возможностью их оперативного выбора.
- возможность подключения переносного АРМ (ноутбука) к отдельному порту связи;
- блокировки для исключения неправильных действий:
  - при неисправностях в цепях напряжения, в том числе при снижении напряжения на входе устройства ниже 0,15 $U_{ном}$ в «дежурном» режиме,
  - по сигналам от внешних устройств или по требованию оперативного персонала,
  - при неполном подключении внешних цепей.

7.1.19. Питание М-АЛАР должно осуществляться от источника постоянного или выпрямленного оперативного тока энергообъекта напряжением от 85 до 264 В.

Устройство должно сохранять заданные функции без изменения параметров и характеристик срабатывания при перерывах питания длительностью до 0.5 с.

7.1.20. М-АЛАР должно осуществлять осциллографирование АР и процесса работы устройства на контролируемом объекте и представлять осциллограммы в формате обмена данными переходного процесса в энергетических системах COMTRADE (стандарт IEEE).

7.1.21. М-АЛАР должны обеспечивать приём *дискретных сигналов* от оперативных накладок, устройств автоматики и релейной защиты для задания режима устройства М-АЛАР и его взаимодействия с другими системами. Для этого должны быть предусмотрены аппаратные и программные интерфейсные средства, обеспечивающие возможность работы в локальной информационно-вычислительной сети в стандарте Ethernet по протоколу TCP/IP.

7.1.22. М-АЛАР должно содержать технические и программные средства для сохранения или автоматического восстановления своей работоспособности после любого сбоя.

7.1.23. В М-АЛАР должны быть предусмотрены аппаратно-программный контроль и диагностика с возможностью передачи информации о неисправности по каналу связи.

Централизованная ПА

7.1.24. Централизованные ПА должны выполняться в соответствии с требованиями стандарта МЭК IEC 61850 на открытые коммуникации, обладать быстродействующей системой сбора и обработки доаварийной информации, избыточностью измерений,

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

надежностью коммуникационных каналов передачи сигналов и команд, связывающих отдельные управляющие и вычислительные устройства в единую технологическую сеть.

7.1.25. В централизованной ПА должны быть:

- реализованы модульный принцип построения технических и программных средств, открытая масштабируемая архитектура комплекса;
- обеспечена функциональная распределенность компонентов комплекса, при которой работоспособность отдельной единицы оборудования не должна зависеть от состояния других компонентов комплекса.

7.1.26. ПТК централизованной ПА должен быть открытым и позволять при необходимости осуществлять модификации схемы ЭС, учитывать изменения технологий управления режимами ЭС, допускать увеличение объема обрабатываемой информации.

7.1.27. Должна быть обеспечена унификация централизованных ПА и ОИУК в части:

- форматов информационного обмена и взаимодействия;
- нормативно-справочной информации;
- процедур информационной защиты и обеспечения безопасности.

7.1.28. Устройство ЦПА должно обеспечивать возможность ремонтного режима каждого компонента с допустимым ограничением выполняемых функций.

7.1.29. Задержка при передаче телеизмерений должна быть не более 5-10 с.

7.2. Безопасность при эксплуатации

7.2.1. По электробезопасности устройства ПА должны соответствовать нормам [7,8,9,10,11].

7.2.2. Все контактные вводы (выводы) устройства ПА, имеющие напряжения свыше 36 В, должны быть защищены от случайного прикосновения.

7.2.3. Устройства ПА должны иметь болт для подключения защитного заземления [8] к общему контуру заземления.

7.2.4. Должна быть обеспечена непрерывность защитного заземления [11]. При этом электрическое сопротивление, измеренное между болтом для заземления и любой его металлической частью, подлежащей заземлению, не должно превышать 0,1 Ом.

7.2.5. Устройства ПА должны иметь сигнализацию включения сетевого напряжения.

7.2.6. Устройства ПА должны устанавливаться таким образом, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

7.3. Программное обеспечение и совместимость цифровых устройств ПА

7.3.1. Программное обеспечение ПА должно работать в режиме реального времени.

7.3.2. Программное обеспечение должно разделяться на системное (включая тестовое) и прикладное.

7.3.3. Тестовое программное обеспечение должно обеспечивать контроль исправности аппаратных средств и целостности программного обеспечения.

7.3.4. Программное обеспечение должно содержать программные средства для сохранения или автоматического восстановления своей работоспособности после любого сбоя.

7.3.5. Цифровые устройства ПА должны интегрироваться в системы АСУ ТП в соответствии с открытым международным стандартом IEC 61850 с безусловным исключением возможности влияния АСУ ТП на настройку и надежность функционирования ПА.

7.4. Определение уставок срабатывания ПА

7.4.1. Выбор средств ПА, определение УВ, уставок и проверку их эффективности рекомендуется проводить в 2 этапа:

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

1-й этап – при проектировании (новых энергообъектов, реконструкции существующих, модернизации ПА) должны определяться структура ПА, технические средства, требования к алгоритмическому и программному обеспечению, оценочно производиться выбор величин УВ и настройки ПА;

2-й этап – при планировании годовых и сезонных режимов должны определяться настройки ПА.

В процессе эксплуатации может производиться корректировка настройки при проработке оперативных заявок на вывод в ремонт ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования.

7.4.2. Моделирование режимов ЭС для выбора уставок срабатывания ПА должно производиться в следующем объеме:

- расчеты характерных установившихся нормальных и послеаварийных режимов;
- расчеты предельных по статической устойчивости режимов для определения области функционирования ПА;
- расчеты динамических переходов для проверки устойчивости при аварийных возмущениях;
- расчеты переходных процессов для определения мероприятий по повышению устойчивости, а также по восстановлению синхронизма в асинхронных режимах.

При этом должны быть рассмотрены нормальные, послеаварийные и ремонтные схемы в характерных режимно-балансовых ситуациях.

7.4.3. При расчетах необходимо использовать сертифицированное программное обеспечение.

7.4.4. Для выбора уставок децентрализованных автоматик рекомендуется использовать методики, представленные в документах, указанных в разделе «библиография» для АПНУ [28], для АЛАР - [9-11, 26].

7.5. Сбор и передача информации в ЦПА

7.5.1. Должна быть обеспечена передача следующей информации доаварийного режима района управления и настройки средств ПА:

- положение коммутационных аппаратов, включая разъединители, главной электрической схемы энергообъекта и устройств фиксации состояния элементов сети;
- перетоки активной и реактивной мощности по контролируемым элементам (линиям, сечениям, трансформаторам и т.д.);
- ресурсы УВ, включая нагрузки присоединений, подключенных к УОН и АЧР;
- сигнализации о неисправности устройств передачи информации и устройств передачи аварийных сигналов и команд;
- значения частоты и напряжения;
- текущая настройка устройств ПА.

7.5.2. При модернизации и оснащении присоединений средствами телеизмерений должны использоваться цифровые датчики с классом точности не хуже 0.5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1.

ТИ и ТС при передаче с энергообъектов должны содержать метки единого астрономического времени.

7.5.3. Надежность и достоверность информации ЦПА о режиме района управления должны обеспечиваться избыточностью телеинформации, дублированием технических средств передачи (каналы, аппаратура передачи и обработки информации), специальными программными методами достоверизации.

7.5.4. В качестве каналов телемеханики могут быть использованы применяемые для других целей или самостоятельные проводные (кабельные и воздушные, уплотненные и

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

неуплотненные) каналы, высокочастотные каналы по ВЛ, радио и радиорелейные каналы связи, ВОЛС.

7.5.5. Для передачи доаварийной информации могут использоваться телеканалы общего назначения. При этом могут производиться телеизмерения ТИ (напряжение, ток активная и реактивная мощность), телепередача аварийных и предупредительных сигналов, телесигнализация (включенное или отключенное состояние ВЛ, трансформаторов или иного оборудования, определяемого по сигналам положения коммутирующих аппаратов).

7.5.6. Для передачи аварийной информации и команд ПА, как правило, должны предусматриваться выделенные каналы, использующие собственную полосу частот, специализированные устройства уплотнения и присоединения.

Допускается совместное использование устройств обработки и присоединения для каналов ПА и каналов другого назначения (релейной защиты, связи, телемеханики, передачи данных) с применением разделительных фильтров и других мер для предотвращения взаимного влияния.

Допускается использовать выделенные прямые некоммутируемые каналы многоканальной аппаратуры связи при условии удовлетворения требований релейной защиты и автоматики.

Допускается также использование занятых или уплотненных каналов телефонной связи при выполнении следующих условий:

- соответствия требованиям релейной защиты и автоматики;
- передачи сигналов ПА по прямому некоммутируемому тракту;
- запрете передачи сигналов телефонии и телемеханики на время передачи сигналов ПА;
- защите канала от ложного действия или блокирования, вызванных воздействием телефонных сигналов при отсутствии передачи сигналов ПА;
- достаточности для каналов ПА надежности тракта и аппаратуры уплотнения.

7.5.7. Передача команд ПА должна осуществляться по дублированным, частично – дублированным или резервированным каналам от места формирования до места реализации команд.

Дублированные каналы рекомендуется выполнять по разным трассам или с использованием различных средств передачи, исключающих возможность их выхода из действия по одной общей причине.

При наличии каналов, образованных по разным линиям электропередачи, на пункте стыковки должна организовываться трансляция или релейный переприем команд противоаварийной автоматики с минимальной задержкой.

7.5.8. Для каналов передачи сигналов и команд ПА должно быть обеспечено:

- выполнение в соответствии со специфическими требованиями к устройствам ПА. Тип каналов – цифровые, аналоговые (при создании и модернизации ПА - цифровые).
- надежная и своевременная (с задержкой не более 50 мс) передача сигналов и команд при всех предусмотренных видах повреждений на линиях электропередачи и в распределительных устройствах;
- защита от формирования ложных команд и сигналов при всех видах помех (в том числе при коммутациях в сети выключателями и разъединителями);
- отсутствие нарушений или неправильных действий при производстве работ или повреждениях на других каналах.
- коэффициент готовности по каждому направлению передачи должен быть не ниже 99.9% с учетом резервирования со временем восстановления не более 5 мин.

7.5.9. При использовании ВОЛС каналы ПА должны организовываться, по возможности, на отдельных волокнах.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

7.5.10. При организации передачи по ВЧ каналам в качестве основных должны быть использованы каналы, организованные по фазе воздушной линии электропередачи на специализированной аппаратуре передачи команд. Дублирующие ВЧ каналы необходимо организовать по другой фазе ВЛ, а лучше – по другой ВЛ.

7.5.11. Высокочастотные каналы по ВЛ должны выполняться с превышением уровня нормально принимаемого сигнала над минимально необходимым, достаточным для перекрытия прироста затухания канала при наиболее неблагоприятных погодных и других условиях (для каналов передачи команд ПА – при повреждениях на защищаемой линии).

7.5.12. При использовании цифровых каналов связи (ВОЛС, радиорелейных и др.) ПТК должен осуществлять быстродействующую, надежную, одновременную, без приоритетов, передачу и прием команд ПА, а также передачу и прием оперативно- технологической информации.

При соединении ПТК двумя каналами связи передача должна производиться по обоим каналам.

При повреждении одного канала связь должна осуществляться по исправному каналу.

7.5.13. В ПТК должен быть предусмотрен порт для информационного обмена с АСУ ТП энергообъекта или телемеханическим устройством.

7.5.14. Каналы передачи сигналов ПА должны быть оборудованы средствами автоматического контроля исправности канала и готовности его к действию. Контроль может осуществляться непрерывно или периодически.

При выявлении неисправности канала должны автоматически осуществляются меры, препятствующие неправильному действию автоматики, и производиться аварийная сигнализация.

8. МОНИТОРИНГ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ ЕЭС ПО ДАННЫМ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Мониторинг переходных режимов в ЕЭС производится для контроля эффективности противоаварийного управления, проверки адекватности используемых при проектировании и эксплуатации ПА расчетных моделей ЭС, повышения достоверности оценивания режима в ЦПА, организации противоаварийного управления на базе синхронизированных измерений параметров режима ЕЭС (WACS).

8.1. Для мониторинга переходных режимов рекомендуется использование технологии WAMS, с применением устройств PMU.

При организации СМПР (WAMS) необходимо использовать следующие принципы:

- размещение регистраторов СМПР (терминалов PMU) на высоковольтных подстанциях 500 кВ и электрических станциях с установленной мощностью 900 МВт и выше;
- размещение концентраторов данных СМПР (PDC) в диспетчерских центрах СО;
- интеграция PDC с ОИК и создание WACS (ОИУК);
- иерархичность СМПР;
- целенаправленное применение разнообразных возможностей WAMS.

8.2. Технические задания на установку регистраторов СМПР должны определяться СО.

8.3. Технические требования к создаваемым системам ПА на базе синхронизированных измерений параметров режима ЕЭС (WACS) должны разрабатываться СО.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

9. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ

Подтверждение соответствия настоящему Стандарту субъекты электроэнергетики, проектные организации, производители оборудования осуществляют в соответствии с действующим законодательством в формах:

- добровольной сертификации - при проектировании ПА, изготовлении устройств и систем ПА;
- приемосдаточных испытаний - при монтаже и наладке устройств и систем ПА;
- производственного контроля - при эксплуатации в период нормативного срока службы;
- диагностирования и освидетельствования – после истечения нормативного срока эксплуатации.

БИБЛИОГРАФИЯ

1. РД 34.35.113 Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем: (Основные положения)/. Утв. Главтехупр. Минэнерго СССР 23.09.86. Разраб. ВНИИЭ, Энергосетьпроект, ЦДУ ЕЭС СССР, НИИПТ.-М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
2. РД 34.35.309 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем:/ Утв. Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 03.02.97. Разраб. Департамент науки и техники РАО «ЕЭС России», АО «Фирма ОРГРЭС», Энергосетьпроект, АО ВНИИЭ. Срок действия установлен с 1.01.97. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.- 2с.
3. СО 153-34.35.502 Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем:/ Утв. Минэнерго СССР 20.04.78; Разраб. ПО Союзтехэнерго. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1978.-36 с.
4. Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. М. СПО ОРГРЭС, 2002, 223 с.
5. Правила устройства электроустановок.
6. РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2001.
7. UCTE Operation Handbook, June, 2004.
8. РД 153-34.0-04.418-98. Типовое положение о службах релейной защиты и электроавтоматики. / ОАО «Фирма ОРГРЭС» - 1998г.
9. Цифровая автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАР-Ц. Руководство по эксплуатации. ТИЯК 648.229.001.РЭ. Санкт-Петербург, 2002 г.
10. Микропроцессорное устройство локальной противоаварийной автоматики МП-АЛАР. Технические условия. – Новосибирск: ИАЭС, 2005.
11. Микропроцессорное устройство автоматики ликвидации асинхронного режима АЛАР-М. Паспорт, руководство по эксплуатации. – М.: Энергосетьпроект, Энергоизмеритель, 2005.
12. ГОСТ 24.701-86 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие положения.
13. ГОСТ 4.148-85 Система показателей качества продукции. Устройства комплектные низковольтные. Номенклатура показателей.
14. РД 153-34.0-35.617-2001 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ: Издание 3-е, перераб. и доп.:/Утв. Департаментом научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» 20.01.01.-М.: СПО ОРГРЭС, 2001, 228 с.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

15. СО 34.20.116-93 (РД 34.20.116-93) Методические указания по защите вторичных цепей электростанций и ПС от импульсных помех: (Утв. Департамент науки и техники РАО «ЕЭС России» 29.06.93 – М.:ВНИИЭ-МП «Эзоп», 1993)
16. МЭК 801-84 “Электромагнитная совместимость для аппаратуры измерения и управления промышленными процессами”
17. МЭК 255-22-1-88 “Испытания на воздействие электрических полей для измерительных реле и аппаратуры защиты. Часть 1. Испытания на воздействие импульсных помех при частоте 1 МГц”.
18. МЭК 1000-4-9-93
19. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнение для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортировки в части воздействия климатических факторов внешней среды.
20. ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам.
21. ГОСТ 14252-96 (МЭК 529-89) Степени защиты обеспечиваемые оболочками.
22. ГОСТ 24297-87 Входной контроль продукции.
23. ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний.
24. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем.- М.: Энергия-1974 г.
25. Совалов С.А Управление мощными энергообъединениями.-М.:Энергоатомиздат-1984.
26. Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима.- М.: Энергоатомиздат, 1988 г.
27. Разработка комплекса типовых технических средств и программного обеспечения для локальных и централизованных устройств противоаварийного управления// ИАЭС-2003
28. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е, Окин А.А, Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат,1990г.
29. Электрические системы: Автоматизированные системы управления режимами энергосистем. Учебник для вузов/ В.А. Богданов, В.А. Веников и др. – М.: Высш. Школа, 1979.
30. ГОСТ Р МЭК 870-4-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования.
31. ГОСТ Р МЭК 870-5-81-2001 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 81. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики.
32. ГОСТ Р МЭК 870–6–1-98 Устройства и системы телемеханики. Часть 7. Протоколы телемеханики, совместимые со стандартами ИСО и рекомендациями ITU-T. Раздел 1. Среда пользователя и организация стандартов.
33. Руденко Ю.Н., Семенов В.А.и др. Автоматизация диспетчерского управления в энергосистемах. – М.: Изд. МЭИ, 2000г.
34. Стандарты вычислительных сетей. Взаимосвязи сетей. Справочник./Щербо В.К. - М.: Изд. Кудиц-Образ, 2000г.
35. Микуцкий Г.В., Шкарин Ю.П. Линейные тракты каналов высокочастотной связи по линиям электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 1986г.
36. Энергетические системы. Терминология/ Сборник рекомендуемых терминов, вып.81. М.: Наука,1970.
37. Теория управления. Терминология. Вып. 107, М.:Наука,1988.
38. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. М.: Энергия, 1978.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

НАСТРОЙКА АОСЧ

П.1.1. Регламент подготовки, выдачи и мониторинга выполнения заданий по настройке АОСЧ в ОАО «СО ЕЭС»

Федеральным законом "Об электроэнергетике" (статья 14) обязанность за обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, системной и противоаварийной автоматики возложена на Системного оператора, отвечающего за надежность работы ЕЭС России.

В соответствии с этим СО формируется иерархическая система подготовки, выдачи и контроля исполнения заданий по настройке АОСЧ.

П.1.1.1. СО-ЦДУ задает СО-ОДУ для их операционных зон граничные уставки по частоте АЧР1, АЧР2, ЧАПВ и интервалы между очередями, уставки по времени, минимальную суммарную мощность АЧР (в процентах от прогнозного потребления с учетом потерь и нагрузки собственных нужд электростанций), исходя из требований скоординированного действия автоматической разгрузки при различных возможных схемах аварийного разделения ЕЭС и требований действующих норм по эксплуатации турбин.

П.1.1.2. СО-ОДУ задают для операционных зон СО-РДУ (исходя из условий аварийного отделения с дефицитом мощности энергорайона или нескольких смежных энергорайонов и с учетом указаний СО-ЦДУ):

- уставки АЧВР;
- граничные уставки по частоте АЧР1, АЧР2, ЧАПВ и интервалы между очередями, уставки по времени, минимальную суммарную мощность (в МВт или в процентах от прогнозного потребления с учетом потерь и нагрузки собственных нужд электростанций) АЧР и ее распределение в структуре АЧР и максимальные мощности нагрузки, подключаемой к очередям ЧАПВ;
- уставки и объемы ДАР для энергосистем (частей энергосистем).

При определении и задании граничных уставок по частоте учитывается структура генерации (доля ГЭС) и характер баланса мощности (избыточный или дефицитный) энергосистем (частей энергосистем).

П.1.1.3. СО-РДУ в своей операционной зоне:

- определяют возможные схемы аварийного отделения дефицитных энергосистем (частей энергосистем) и максимально возможные дефициты мощности в них;
- определяет на предстоящий ОЗП в соответствии с требованиями Стандарта по АЧР, ежегодными Решениями СО по АЧР и заданиями СО-ОДУ объемы АЧР в каждом районе и в целом по энергосистеме;
- задает субъектам электроэнергетики (сетевым, генерирующим и, при необходимости, энергосбытовым компаниям) уставки АЧВР, структуру и настройку АЧР, ЧАПВ, уставки и объемы ДАР, а также распределение по очередям мощности подключаемых энергопринимающих установок потребителей;
- определяет соответствие реализованных объемов АЧР нормативным требованиям.

П.1.1.4. СО-ЦДУ отвечает за правильность и своевременность соответствующих указаний для СО-ОДУ и контролирует по отчетным данным СО-ОДУ их выполнение.

СО-ОДУ отвечают за

- правильность и своевременность соответствующих указаний для СО-РДУ, контролируют по отчетным данным СО-РДУ, а также путем выборочной проверки, их выполнение;
- своевременное и правильное формирование сводных отчетных данных по настройке АЧР, ЧАПВ, ДАР, АЧВР и ЧДА в операционной зоне.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

СО-РДУ отвечают за:

- правильность и своевременность соответствующих указаний для субъектов электроэнергетики в пределах зоны диспетчерской ответственности и контролируют их выполнение;
- своевременное и правильное формирование сводных отчетных данных по настройке АЧР, ЧАПВ, ДАР, АЧВР и ЧДА в операционной зоне.

П.1.1.5. Субъекты электроэнергетики отвечают за:

- правильность и своевременность выполнения указаний СО-РДУ по организации и настройке устройств АОСЧ;
- полноту и достоверность отчетных данных о прогнозной и фактической мощности энергопринимающих установок потребителей, подключенной к АЧР, ЧАПВ и ДАР;
- соответствие настройки АЧР, ЧАПВ, ДАР, АЧВР и ЧДА и подключенной к устройствам АЧР, ЧАПВ и ДАР мощности энергопринимающих установок потребителей заданию.
- состояние эксплуатации устройств АОСЧ.
- проведение контрольных замеров АЧР и нагрузки районов ЧДА.

П.1.2. Расчет мощности нагрузки, подключаемой к АЧР

П.1.2.1. Мощность нагрузки, подключаемой к АЧР, должна выбираться из условий ликвидации расчетных дефицитов активной мощности и приниматься с некоторым запасом.

П.1.2.2. Расчет объема аварийной разгрузки и определение расчетных дефицитов активной мощности должен осуществляться на основе последовательного анализа схем и режимов, начиная с аварийного части энергосистемы, вплоть до разделения ЕЭС на части.

При этом должны быть рассмотрены все реально возможные аварийные режимы в нормальной и ремонтных схемах.

П.1.2.3. При выборе расчетных условий следует исходить:

- для изолированно работающих энергосистем – из возможности отключения наиболее мощной электростанции;
- для части энергосистемы – из возможности аварийного отделения с дефицитом мощности вследствие отключения питающих связей и/или генерирующей мощности (генератора, энергоблока, укрупненного энергоблока), в том числе наиболее мощной электростанции;
- для ЕЭС в целом – из возможности ее аварийного разделения с дефицитом мощности в одной (или нескольких) из отделившихся частей вследствие отключения питающих межсистемных связей и генерирующих объектов (в том числе разгрузки и отключения энергоблоков АЭС в соответствии с технологическими регламентами при снижении частоты ниже 49,0 Гц).

П.1.2.4. Мощность подключаемых к устройствам АЧР1 энергопринимающих установок потребителей в энергосистеме (части энергосистемы) определяется величиной расчетного аварийного небаланса мощности с учетом запаса (не менее 5 % от суммарного потребления в расчетном режиме, включая потери и потребление собственных нужд электростанций).

В качестве расчетного аварийного дефицита принимается максимально возможный для энергосистемы (части энергосистемы) (п. П.1.2.3) аварийный дефицит мощности.

Мощность подключаемых к АЧР1 потребителей в любой энергосистеме должна быть не менее 50% от суммарного потребления с учетом потерь в сети и нагрузки собственных нужд электростанций.

В случае, если расчетный аварийный дефицит активной мощности превышает 0,45 суммарного потребления, необходимо применение ДАР.

П.1.2.5. С учетом запаса к очередям несовмещенной АЧР2 должна подключаться мощность потребителей не менее 10 % от суммарного потребления энергосистемы (части

энергосистемы) в расчетном режиме, включая потери и потребление собственных нужд электростанций:

$$P(АЧР2н) \geq 0,1.$$

П.1.2.6. Суммарная мощность, подключаемой к АЧР нагрузки (АЧР1 и несовмещенной АЧР2), с учетом запасов должна составлять:

$$P(АЧР) = P(АЧР1) + P(АЧР2н) \geq (DP_г + 0,05) + 0,1 = DP_г + 0,15,$$

но не менее 60 % от суммарного потребления с учетом потерь в сети и нагрузки собственных нужд электростанций.

П.1.2.7. Суммарная мощность нагрузки потребителей, подключаемой к АЧР в отдельных частях энергосистемы, принимается по максимальному значению, полученному исходя из требований ликвидации местного и системного дефицита мощности.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

СОСТАВ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА УСТРОЙСТВА ПА

П.2.1. Поставщик технических средств ПА должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с [12,13,14], в составе, необходимом для проектирования, монтажа, наладки, пуска, сдачи в эксплуатацию, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

П.2.2. Предоставляемая Поставщиком техническая и эксплуатационная документация должна включать:

- функциональные схемы и общее описание устройств ПА;
- ведомость технических и эксплуатационных документов;
- спецификацию оборудования;
- описание комплекса технических средств, в том числе техническую документацию на отдельные компоненты аппаратуры, содержащую правила монтажа, настройки и эксплуатации;
- руководство пользователя для работы с программным обеспечением (описание, порядок его установки, конфигурирования и настройки);
- руководство по монтажу и наладке аппаратуры и программного обеспечения;
- ТУ и паспорта устройств;
- рекомендуемые методики расчета параметров устройств ПА;
- программы и методики испытаний при вводе в эксплуатацию, а также периодических проверок в процессе эксплуатации;
- протоколы наладки поставляемых программно-технических средств;
- инструкции по эксплуатации комплекса технических средств ПА;
- описание используемых протоколов обмена данными и внутренней адресации терминалов, контроллеров и пр.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ПРАВИЛА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СУБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ПРИ СОЗДАНИИ, МОДЕРНИЗАЦИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПА

Инициатором создания или модернизации СПА при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции объектов электроэнергетики может выступать СО, любая сетевая или генерирующая компания, любой из собственников энергообъектов.

Сторонами согласования, с которыми осуществляется взаимодействие при создании или модернизации СПА, выступают сетевые, генерирующие компании или собственники смежных и (или) иных технологически связанных объектов электроэнергетики, а так же СО (если оборудование и устройства ПА будут находиться в диспетчерском управлении или ведении СО).

Сторона – инициатор, осуществляющая создание или модернизацию СПА при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции объектов электроэнергетики, выполняет функции координатора по реализации взаимосвязанных программ работ на смежных или технологически связанных объектов электроэнергетики других Сторон.

Если создание или модернизация ПА выполняется при новом строительстве (модернизации) электростанций, в соответствии с техническими условиями на присоединение генерирующих объектов к электрическим сетям, то взаимодействие субъектов энергетики определяется условиями договоров об осуществлении технологического присоединения генерирующих объектов к электрическим сетям, а так же нормативными и правовыми актами, документами, регламентирующими порядок этого присоединения.

СО является инициатором и координатором СПА уровня управления энергетической системы, объединенной энергосистемы и ЕЭС России (централизованных систем ПА, ССПИ и каналов связи, обеспечивающих ее функционирование). СО определяет необходимость в создании и (или) модернизации СПА в ЕЭС России вследствие нового строительства, объектов электроэнергетики.

Порядок взаимодействия сторон

П.3.1. Стороны за шесть месяцев до начала формирования инвестиционной программы следующего года начинают процедуру взаимного согласования Сторонами планов, связанных с созданием или модернизацией систем ПА при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции объектов электроэнергетики.

Финансирование работ по созданию или модернизации систем ПА при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции должно осуществляться собственником объекта, на котором выполняются данные работы.

П.3.2. После проведения процедуры взаимного согласования инвестиционных проектов следующего года, связанных с созданием или модернизацией систем ПА, Сторона – инициатор разрабатывает и согласовывает в соответствии с действующими регламентами с сетевыми компаниями и СО (если оборудование находится (будет находиться) в диспетчерском управлении или ведении СО) техническое задание (ТЗ) на выполнение проекта и организует процесс проектирования.

П.3.3. Сторона – инициатор в соответствии с ТЗ разрабатывает проектную документацию на создание или модернизацию систем ПА, принадлежащих ей на праве собственности, а также выполняет в составе вышеуказанного проекта предварительное технико-экономическое обоснование (ПредТЭО) необходимости проведения работ по созданию (модернизации) систем ПА на смежных и (или) иных технологически связанных объектах электроэнергетики.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

П.3.4. Проектная документация, разработанная в соответствии с п. П.3.3. настоящего Стандарта, включая ПредТЭО, после согласования со Сторонами – собственниками смежных или технологически связанных объектов электроэнергетики, а также СО (если оборудование находится (будет находиться) в диспетчерском управлении или ведении СО) и прохождения экспертизы утверждается Стороной – инициатором.

Согласование проектной документации осуществляется Сторонами в течение одного месяца со дня их предоставления Стороной – инициатором. Проект считается согласованным по умолчанию в случае отсутствия письменных замечаний Сторон в указанный срок.

Сторона – инициатор информирует Стороны о факте согласования проектных решений.

П.3.5. Указанные в п. П.3.4. настоящего Стандарта документы являются основанием для включения Сторонами согласования соответствующих работ в их инвестиционные программы.

П.3.6. Стороны – собственники смежных и (или) иных технологически связанных объектов электроэнергетики утверждают полученные от Стороны – инициатора ПредТЭО по своим объектам, на основе которых разрабатывают проектную документацию, проводят необходимые согласования и реализуют проекты создания и модернизации систем ПА на своих объектах в согласованные с координатором работ сроки.

В проектах Сторон по новому строительству, техническому перевооружению или реконструкции объектов электроэнергетики, созданию или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России должны учитываться проектные решения по системам ПА, принятые в соответствии с пп. П.3.3., П.3.4. настоящего Стандарта.

П.3.7. В целях обеспечения совместимости и надежности функционирования систем ПА объектов, законченных строительством или реконструкцией, рекомендуется при проведении закупочных процедур организацию конкурсов возлагать на Сторону – инициатора проекта с согласованием Сторонами – собственниками смежных и (или) иных технологически связанных объектов электроэнергетики технических требований к оборудованию и участием их в работе конкурсных комиссий и экспертных советов.

П.3.8. По результатам проведенных конкурсных процедур по выбору поставщиков оборудования, работ и услуг каждая Сторона – собственник объекта заключает отдельный договор на поставку выбранного по конкурсу оборудования и осуществляет дальнейшие работы в согласованные сроки за счет инвестиционных средств, источник которых определён в соответствии с пунктом 3.1. настоящего Стандарта.

П.3.9. Не позднее, чем за 6 месяцев до ввода объекта электроэнергетики в работу Сторона – инициатор проекта предоставляет СО необходимую техническую информацию для расчётов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики, противоаварийной и режимной автоматики, для подготовки оперативной документации по оборудованию систем технологического управления, находящемуся в диспетчерском управлении или ведении СО.

П.3.10. СО не позднее, чем за два месяца до ввода объекта электроэнергетики в работу выдаёт параметры настройки устройств ПА, находящихся в диспетчерском управлении или ведении СО.

П.3.11. Стороны своевременно, в установленном порядке включают в годовые графики ремонта линий электропередачи и оборудования необходимые работы по отключению оборудования и линий электропередач, связанные с созданием или модернизацией систем ПА и вводом в работу объекта нового строительства, технического перевооружения или реконструкции.

П.3.12. Стороны информируют Сторону – координатора и СО (в части оборудования и устройств, находящихся в диспетчерском управлении или ведении СО) о завершении работ на своих объектах и готовности к вводу их в эксплуатацию.

П.3.13. Сторона – координатор организует процедуру подготовки и ввода в эксплуатацию систем ПА объектов нового строительства, технического перевооружения и

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

реконструкции и согласовывает с СО условия и сроки ввода в эксплуатацию, если оборудование и устройства находятся в диспетчерском управлении или ведении СО.

П.3.14. Стороны своевременно производят взаимное согласование планов создания или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, осуществляемых при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции действующих объектов электроэнергетики.

П.3.15. Стороны обязаны обеспечить финансирование работ по созданию и модернизации систем технологического управления (проектирование, закупка оборудования, строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и т.д.) на объектах электроэнергетики, принадлежащих им на праве собственности.

П.3.16. Стороны обязаны соблюдать взаимосогласованные сроки проведения работ на своих объектах.

П.3.17. Стороны обязаны согласовывать между собой технические решения в части применяемого оборудования, типов устройств ПА.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ....3
2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ 3
3. ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИИ 4
4. ОРГАНИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ. ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ 13
4.1. Общие сведения....13
4.2. Создание, модернизация и эксплуатация систем ПА 15
4.3. Управляющие воздействия ПА....17
4.3.1. Общие требования……...20
4.3.2. Разгрузка турбин (РТ)....18
4.3.3. Отключение генераторов (ОГ)....19
4.3.4. Отключение нагрузки (ОН)....20
4.3.5. Форсировка возбуждения синхронных машин (ФВ). Изменение уставок АРВ по напряжению (ИУН)....20
4.3.6. Форсировка устройств продольной компенсации линий электропередачи (ФК УПК), включение/отключение шунтирующих реакторов 20
4.3.7. Деление энергосистемы (ДС)....21
4.3.8. Ввод резерва генерирующих мощностей (ВР) 21
4.3.9. Электрическое торможение генераторов (ЭТ) 22
4.3.10. Фазовое управление (ФУ) мощностью электропередач……..……25
5. ВИДЫ ПАУ РЕЖИМОМ ЭНЕРГОСИСТЕМ 23
5.1. Общие требования к ПАУ и ПА 23
5.2. Автоматическое предотвращение нарушений устойчивости 23
5.2.1. Локальная ПА 23
5.2.2. Централизованная и иерархическая ПА (ЦАПНУ, ЦКАПНУ) 24
5.3. Автоматическая ликвидация асинхронного режима 29
5.3.1. Общие требования……....32
5.3.2. Размещение и функциональность устройств....31
5.4. Автоматическое ограничение снижения частоты....33
5.5. Автоматическое ограничение повышения частоты....40
5.6. Автоматическое ограничение снижения напряжения 40
5.7. Автоматическое ограничение повышения напряжения 41
5.8. Автоматическое ограничение перегрузки оборудования 42
6. СОСТАВ УСТРОЙСТВ ПА НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ ПРИ НОВОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ, ТЕХНИЧЕСКОМ ПЕРЕВООРУЖЕНИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ……...47
7. ВЫПОЛНЕНИЕ УСТРОЙСТВ И ВЫБОР УСТАВОК ПА....45
7.1. Выполнение устройств ПА 45
7.2. Безопасность при эксплуатации 47
7.3. Программное обеспечение и совместимость цифровых устройств ПА 47
7.4. Определение уставок срабатывания ПА....47
8. МОНИТОРИНГ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ ЕЭС ПО ДАННЫМ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ……...…55
9. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ……..… 56
БИБЛИОГРАФИЯ……56
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. НАСТРОЙКА АОСЧ 53
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. СОСТАВ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА УСТРОЙСТВА ПА....56
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Правила взаимодействия субъектов при создании, модернизации и эксплуатации ПА……...57

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

УДК

Ключевые слова: электроэнергетическая система, аварийный режим, противоаварийное управление, противоаварийная автоматика

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Организация-разработчик:
ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»
наименование организации

Руководитель
разработки: Зам. Председателя Правления _____ Н.Г. Шульгинов
должность личная подпись инициалы, фамилия

Исполнитель: Начальник СЭР _____ В.А. Дьячков
должность личная подпись инициалы, фамилия

СОИСПОЛНИТЕЛИ

Руководитель организации-разработчика

ЗАО «ИАЭС»
наименование организации
Генеральный директор _____ А.М. Петров
должность личная подпись инициалы, фамилия

Руководитель
разработки: Зам. директора _____ А.К. Ландман
должность личная подпись инициалы, фамилия

Исполнитель ст.н.с. _____ Н.А. Абраменкова
должность личная подпись инициалы, фамилия

_____
Номер страницы

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru