
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**

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».

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.

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).

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.

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 нагрузки 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:

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 нагрузка 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.

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

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

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

3.3. Классификации

Противоаварийная автоматика энергосистем

По целям управления ПА делится на автоматика:

- 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.

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 автоматов, 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].

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 энергообъектов, 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.

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:

- иницируют 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:

- 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 иницирующего 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 обрабатывают 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).

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 обрабатывают 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.

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 превышать допустимые для конденсаторных батарей перегрузки с учетом их длительности.

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 повышением 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

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 взаимном движении воздействию 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 уравнильных перетоков мощности.

4.3.10.2. Для восстановления фазировки рекомендуется осуществлять разгрузку электропередачи с последующим 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.

