

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 35 от 29 мая 2009 года

**ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО СИСТЕМЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ
АВТОМАТИКИ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ЕЭС/ОЭС**

СОГЛАСОВАНЫ

решением КОТК

Протокол № 18 от 24-26 марта 2009 г.

2009

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие положения	4
2. Основные термины, определения и сокращения	4
2.1. Термины и определения.....	4
2.2. Используемые сокращения.....	12
3. Организация системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.....	13
3.1. Принципы противоаварийного управления в энергообъединении ЕЭС/ОЭС	13
3.1.1. Скоординированное совместное действие комплексов ПА нескольких энергосистем.	13
3.1.2. Ограничение распространения аварийного режима за границы одной энергосистемы.	13
3.1.3. Единые принципы организации автоматического ограничения снижения частоты в энергообъединении.....	13
3.1.4. Предотвращение развития и ликвидация асинхронного режима.	14
3.2. Задачи и функции системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС	14
3.3. Функции организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах.	15
4. Технические требования к устройствам ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.	16
4.1. Общие требования	16
4.2. Требования к устройствам, входящим в структуру ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС	16
4.2.1. Устройства ПА на линиях электропередачи (ЛЭП).....	16
4.2.2. Устройства ПА на автотрансформаторах (АТ)	17
4.2.3. Устройства ПА на энергоблоках ТЭС и гидрогенераторах (агрегатах) ГЭС (ГАЭС).....	17
4.2.4. Устройства ПА на подстанциях электроэнергетических объектов и на подстанциях потребителей электроэнергетики	18
5. Технические требования к составу и передаче телеинформации с объектов энергосистем, а также к каналам передачи аварийных и управляющих команд, необходимым для функционирования ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.....	18
5.1. Типовой состав телеизмерений параметров оборудования и присоединений распределительных устройств подстанций 110 кВ и выше	18
5.2. Типовой состав телесигнализации на подстанциях 110 кВ и выше.....	19
5.3. Типовой состав телеизмерений параметров оборудования и присоединений на электростанциях	19
5.4. Типовой состав телесигнализации на электростанциях	19
5.5. Требования к параметрам передачи телеинформации.....	19

5.6. Технические требования по организации каналов связи.....	20
Приложение 1	22
Типовая настройка АОСЧ.....	22
Приложение 2.	23
Регламент взаимодействия организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии, по эксплуатации системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.....	23
Регламент взаимодействия организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии, по развитию системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.	24

1. Общие положения

1.1. Настоящий документ «Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС» (далее – Положения) устанавливает общие принципы построения, эксплуатации и развития системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

1.2. Положения определяют технические требования к устройствам ПА и системе сбора и передачи информации, необходимой для функционирования ПА.

1.3. Положения устанавливают Регламенты взаимодействия организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии по построению, эксплуатации и развитию системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

1.4. Положения рассматриваются и при необходимости корректируются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), функционирующей в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.

1.5. Порядок ввода в действие Положений устанавливается Электроэнергетическим Советом СНГ по представлению КОТК.

1.6. Положения предназначены для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии, проектных, научно-исследовательских и других организаций стран СНГ и Балтии, осуществляющих исследование, разработку и проектирование систем и устройств противоаварийной автоматики электроэнергетических систем.

1.7. Участие субъектов параллельной работы в организации разработки и эксплуатации системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС определяется взаимосогласованными договорами и данными Положениями.

2. Основные термины, определения и сокращения

2.1. Термины и определения

Энергообъединение ЕЭС/ОЭС (interconnected power system) – объединение энергосистем стран СНГ и Балтии, работающих параллельно.

Субъекты параллельной работы (subjects of parallel operation) – энергосистемы стран СНГ и Балтии, работающие параллельно в энергообъединении ЕЭС/ОЭС на основании межгосударственных договоров

и соглашений.

Противоаварийная автоматика (*Emergency control*) – автоматические устройства, предназначенные для ограничения развития и ликвидации аварийных режимов в энергосистеме.

Противоаварийная автоматика энергообъединения ЕЭС/ОЭС – комплекс ПА межсистемного назначения, входящий в состав ПА субъектов параллельной работы и обеспечивающий необходимый уровень живучести и согласованные субъектами параллельной работы величины максимально допустимых перетоков по межсистемным связям.

Автоматическое противоаварийное управление (*Emergency control*) – управление режимом энергосистемы посредством специальных автоматических устройств, 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.

Автоматическая частотная разгрузка энергосистем (*Underfrequency load shedding*) – вид противоаварийной автоматики предотвращения снижения частоты с воздействиями на отключение заранее сформированных групп энергопринимающих установок потребителей электроэнергии от питающей электрической сети при понижении частоты в энергосистеме в целях недопущения развития частотной аварии и восстановления частоты в энергосистеме до допустимого уровня.

Автоматика ограничения снижения напряжения (*Automatic undervoltage protection*) – комплекс устройств ПА, обеспечивающий отключение заранее сформированных групп потребителей электроэнергии, отключение шунтирующих реакторов, управление РПН трансформаторов, УПК, БСК при аварийном снижении напряжения в энергосистеме или её части в целях предотвращения лавины напряжения, перегрузки и отключения генерирующего оборудования электростанций и питающих линий электропередачи, распространения аварии на смежные энергосистемы.

Автоматическое отключение генератора / Отключение генератора (*Generator automatic disconnection*) – вид управляющих воздействий ПА на отключение генератора (или нескольких генераторов) от электрической сети в результате действия автоматических устройств в целях:

- обеспечения устойчивости,
- ликвидации перегрузки оборудования энергосистемы и ввода режима в допустимую область,
- ограничения повышения частоты.

Автоматическое отключение нагрузки / Отключение нагрузки (*Load automatic disconnection*) – вид управляющих воздействий ПА на отключение заранее сформированных групп энергопринимающих установок потребителей от питающей электрической сети в результате действия автоматики в целях:

- сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы или отдельных ее частей,
- предотвращения возникновения лавины напряжения,
- ликвидации перегрузки оборудования энергосистемы и ввода режима в допустимую область,
- предотвращения аварийного снижения частоты,
- восстановления частоты после ее аварийного снижения.

Автоматическое разделение энергосистемы / Деление энергосистемы (*Automatic sub-division of power system*) – вид управляющих воздействий ПА на разделение энергосистемы на части в результате действия автоматических устройств в целях:

- предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистем в послеаварийном режиме;
- предотвращения нарушения динамической устойчивости параллельной работы электростанций;
- предотвращения и 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) (*Automatics of instability prevention in power system*) – 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.

Возмущение (*Disturbance*):

Аварийное – внезапное изменение режима энергосистемы в результате короткого замыкания, непредвиденного отключения ЛЭП или силового оборудования ПС и электростанций из-за короткого замыкания, повреждения, ошибочных действий защиты, автоматики или персонала.

Нормативное/расчетное – возмущение из перечня нормативных 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 ЭПП 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) (*Short-time (pulsed) turbine off-loading*) – быстрое (за доли секунды) уменьшение мощности турбины за счет прикрытия регулирующих клапанов на период до нескольких секунд, осуществляемое путем подачи управляющего импульса на ЭГП.

Комплекс противоаварийной автоматики (*Complex of emergency automation*) – совокупность устройств противоаварийной автоматики, объединенных функциональной целостностью или районом управления.

Межсистемная (межгосударственная) линия электропередачи – линия электропередачи, непосредственно соединяющая электростанции или подстанции энергосистем, находящихся в различных государствах.

Межсистемная (межгосударственная) связь – совокупность межсистемных и примыкающих к ним линий электропередачи, совместно определяющих допустимые обмены мощностью между субъектами параллельной работы. Переток по межсистемной связи – межсистемный переток.

Модель режима (энергосистемы) для противоаварийного управления – математическое описание энергосистемы, используемое для анализа устойчивости, выбора вида и определения дозировки управляющих воздействий.

Наброс мощности на связь в электрической сети (*Load rise*) – быстрое (за секунды) увеличение передаваемой по связи электрической мощности, происходящее вследствие отключения какого-либо элемента электрической системы (генератора, линии, трансформатора).

Допустимый наброс мощности на связь (связи) – максимальная величина (величины) наброса мощности на связь (связи) по условиям обеспечения по ней (по ним) допустимой величины перетока в вынужденном режиме.

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 – максимальная величина (величины) небаланса мощности в энергосистеме по условиям обеспечения наброса мощности на связи других субъектов параллельной работы, не превышающего допустимого значения.

Параметр режимный – показатель, характеризующий режим энергосистемы: значения мощностей, напряжений, токов, частоты и т.п.

Параметр ПА – показатель, характеризующий условия работы противоаварийной автоматики: уставки срабатывания, пусковые органы, наличие телекоманд и пр.

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.

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, сопровождающийся глубокими качаниями токов и напряжений.

Вынужденный режим энергосистемы – режим энергосистемы, при котором нагрузка некоторых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой.

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

Аварийно допустимый переток – наибольший допустимый переток по сечению в вынужденном режиме.

Максимально допустимый переток – наибольший допустимый переток по сечению в нормальном режиме.

Нормальный режим – режим энергообъединения ЕЭС/ОЭС, характеризующийся значениями перетоков мощности по межсистемным и

внутренним связям (сечениям), не превышающими максимально допустимых величин.

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

Установившийся режим энергосистемы (*Steady state operational conditions of power system*) – режим энергетической системы, характеризующийся совокупностью постоянных условий и параметров на некотором интервале времени.

Каскадная авария (*Cascading failure*)- авария, распространяющаяся по энергосистеме в результате последовательного отключения действием РЗА, ПА электросетевого и/или станционного оборудования, вызванного возникновением недопустимого для оборудования режима.

Утяжеленный режим энергосистемы – режим энергетической системы, учитываемый при проектировании ЭС и ПА, характеризующийся 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.

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

Сечение (полное) – совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

Сечение частичное – совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых не приводит к полному разделению энергообъединения (энергосистемы) на изолированные части.

Сечение контролируемое - сечение полное или частичное, по загрузке которого контролируется допустимый режим энергообъединения (энергосистемы).

Сечение опасное – сечение, по которому в аварийных режимах происходит нарушение синхронной работы между энергосистемами или их частями.

Сигнал (*Signal*) – совокупность несущего воздействия и передаваемой им информации.

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.

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

– **Динамическая устойчивость энергосистемы** – способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим.

– **Статическая устойчивость** – способность электроэнергетической системы восстанавливать исходное состояние после малых возмущений режима

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.

– **Область статической устойчивости** – область режимов энергосистемы, характеризующаяся отсутствием нарушения статической устойчивости.

– **Область динамической устойчивости** – область режимов энергосистемы, характеризующаяся отсутствием нарушения динамической устойчивости для определенного вида аварийного возмущения.

Уставка ПА – значение параметра срабатывания устройства противоаварийной автоматики.

Управляющее воздействие (*Control action*) – формируемое ПА воздействие на объект противоаварийного управления для достижения цели управления.

– **Интенсивность управляющего воздействия** – совокупность параметров, характеризующих величину, скорость, продолжительность, и вид управляющего воздействия ПА.

Цикл асинхронного режима – проворот на 360 эл.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.

2.2. Используемые сокращения

АДВ – автоматическая дозировка управляющих воздействий ПА

АВ – аварийное возмущение

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима

АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения

АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения

АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты

АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты

АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости

АР – асинхронный режим

АРЛ – автоматика разгрузки линии

АРТ – автоматика разгрузки трансформатора

АЧР – автоматика частотной разгрузки

ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение

ДС – деление системы на несинхронные части;

БСК - батарея статических конденсаторов

ДРТ – длительная разгрузка турбины

ИО – исполнительный орган ПА

ИРТ (КРТ) – импульсная разгрузка турбин

КЗ – короткое замыкание

КПР – контроль предшествующего режима

ОГ – отключение генератора

ОН – отключение нагрузки

ПА – противоаварийная автоматика

ПАУ – противоаварийное управление

ПО – пусковой орган

РЗА – релейная защита и автоматика

РТ – разгрузка турбин

СК - синхронный компенсатор

УВ – управляющее воздействие

УПК - устройство продольной компенсации

ЭЦК – электрический центр качаний

3. Организация системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС

Для обеспечения надежности параллельной работы энергообъединения, максимального использования пропускной способности межсистемных (межгосударственных) связей, а также локализации развития аварийных ситуаций каждая из энергосистем, входящих в энергообъединение, должна участвовать в разработке, реализации и поддержании эксплуатационной готовности системы противоаварийного управления энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

3.1. Принципы противоаварийного управления в энергообъединении ЕЭС/ОЭС

3.1.1. Скоординированное совместное действие комплексов ПА нескольких энергосистем.

Комплексы ПА энергосистем, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС, должны обеспечивать согласованное скоординированное решение задач противоаварийного управления энергообъединения ЕЭС/ОЭС и работать на единых принципах.

3.1.2. Ограничение распространения аварийного режима за границы одной энергосистемы.

Противоаварийная автоматика каждой из параллельно работающих энергосистем должна ликвидировать или свести к допустимому значению небаланс активной мощности или наброс активной мощности на связи других энергосистем, возникающие вследствие:

- аварийного отключения генерирующего оборудования; крупных узлов нагрузки, внутренних связей, в том числе при ликвидации асинхронного режима;
- ввода управляющих воздействий, изменяющих баланс мощности, для предотвращения нарушения устойчивости по внутренним связям энергосистемы.

3.1.3. Единые принципы организации автоматического ограничения снижения частоты в энергообъединении.

В каждой из параллельно работающих энергосистем для предотвращения недопустимого снижения частоты при аварийных дефицитах активной мощности и для ее нормализации выполняется автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ).

Настройка АОСЧ в каждой энергосистеме должна быть гармонизирована с Типовой настройкой АОСЧ, приведенной Приложении 1.

3.1.4. Предотвращение развития и ликвидация асинхронного режима.

Противоаварийная автоматика каждой из параллельно работающих энергосистем должна ликвидировать асинхронный режим по внутренним и межсистемным связям энергосистемы.

Ликвидация асинхронного режима должна быть реализована на первом цикле путем отключения связей. Допускается кратковременный (не более 2-х – 3-х циклов) асинхронный режим по внутренним связям энергосистемы, не приводящий к возникновению асинхронного режима по межсистемным связям.

3.2. Задачи и функции системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС

3.2.1. Система противоаварийной автоматики энергообъединения предназначена для решения следующих задач противоаварийного управления:

- предотвращение нарушения статической и динамической устойчивости электростанций и энергосистем;
- ввод послеаварийного режима в допустимую область (обеспечение допустимых значений перетоков активной мощности, токовых нагрузок оборудования и уровней напряжения);
- предотвращение недопустимого изменения частоты в энергообъединении ЕЭС/ОЭС;
- предотвращение недопустимого снижения/повышения напряжения;
- ликвидация асинхронного режима.

3.2.2. Решение задач противоаварийного управления достигается выполнением устройствами и комплексами ПА следующих функций:

- автоматическое ограничение перегрузки оборудования (АОПО) для ликвидации перегрузки электросетевого и станционного оборудования, возникающей в результате перераспределения потоков активной и реактивной мощности вследствие аварийных отключений в энергосистеме;
- автоматическое ограничение снижения напряжения (АОСН) для предотвращения снижения напряжения в узлах энергосистемы в послеаварийных режимах до значений, недопустимых по условиям устойчивости нагрузки, перегрузки питающих связей и возникновения лавины напряжения, предотвращения нарушений технологических процессов на электростанциях и у потребителей;
- автоматическое ограничение повышения напряжения (АОПН) для ограничения длительности воздействия повышенного напряжения на

высоковольтное оборудование линий электропередачи, электростанций и подстанций;

- автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ) для обеспечения живучести энергосистемы при возникновении больших дефицитов активной мощности в отдельных ее районах после их аварийного отделения, сопровождающихся значительным снижением частоты, создающим угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения нормальной работы потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения;

- автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ) для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС, АЭС, а также для ограничения длительного повышения частоты в энергосистеме.

3.2.3. Для обеспечения выполнения функций системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС используются следующие управляющие воздействия:

- разгрузка/загрузка тепловых и гидротурбин;
- включение/отключение генераторов;
- изменение режима работы гидрогенераторов (автоматический пуск, перевод из режима СК в активный режим) с набором нагрузки;
- отключение нагрузки (ОН);
- программная форсировка возбуждения генераторов (ФВ),
- управление установками продольной и поперечной компенсации (включение/отключение неуправляемых и регулирование мощности управляемых шунтирующих реакторов, форсировка компенсации);
- деление системы на несинхронно работающие части (ДС);
- отключение линий и трансформаторов, секционных и шиносоединительных выключателей, не приводящее к ДС;
- управление мощностью вставок постоянного тока;
- включение отключенной действием АОСЧ нагрузки при нормализации частоты в энергосистеме;
- электрическое торможение генераторов.

3.3. *Функции организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах.*

3.3.1. Для координации и обеспечения эффективной работы системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах, выполняют следующие функции:

- определение и согласование величин предельно допустимых перетоков мощности по межсистемным связям;

- определение и согласование величин допустимых небалансов мощности в энергосистеме;
- определение и согласование величин допустимых набросов мощности на межсистемные связи;
- определение условий привлечения энергосистем к совместному противоаварийному управлению;
- определение правил (принципов) распределения управляющих воздействий ПА между энергосистемами;
- расчет и согласование логики действия, объемов и мест реализации управляющих воздействий ПА энергосистем, в том числе, координация действия ПА, исключающая при отключении межсистемных связей недопустимые набросы мощности на другие межсистемные связи;
- контролирование выполнения требований Положения по настройке АОСЧ в энергосистеме.

3.3.2. При организации взаимодействия по эксплуатации и по развитию ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах, руководствуются положениями Регламентов, приведенных в Приложениях 2 и 3.

4. Технические требования к устройствам ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

4.1. Общие требования

4.1.1. Структура построения системы, состав и количество устройств ПА, принципы их работы, структура система сбора и передачи аварийной (доаварийной) информации определяются организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление в смежных энергосистемах, исходя из обеспечения надежного выполнения всех задач ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС (п. 3.2.1).

4.2. Требования к устройствам, входящим в структуру ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС

4.2.1. Устройства ПА на линиях электропередачи (ЛЭП).

4.2.1.1. Для выполнения функций ПА на ЛЭП должны устанавливаться следующие устройства:

- фиксации отключения/включения линии (ФОЛ/ФВЛ);
- передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК);
- ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН для ВЛ 400-750 кВ).

Кроме того, по согласованию, ЛЭП могут быть оснащены устройствами:

- контроля активной мощности по ЛЭП в предшествующем режиме;
- фиксации перегрузки по активной мощности (по току);
- фиксации разности фаз;
- ликвидации неполнофазных асинхронных режимов.

Для обеспечения надежной ликвидации асинхронного режима на ЛЭП должны устанавливаться основной и резервный комплекты устройств АЛАР.

Основной комплект устройства АЛАР должен действовать на первом цикле АР.

Действие резервного комплекта может быть реализовано как на первом, так и на последующих циклах АР.

4.2.2. Устройства ПА на автотрансформаторах (АТ)

Для выполнения функций ПА на автотрансформаторах могут устанавливаться следующие устройства:

- фиксации отключения выключателя (ФОВ) на каждом выключателе высшего, среднего и низшего напряжения автотрансформатора;
- контроля активной мощности по АТ в предшествующем режиме (КПР);
- фиксации перегрузки АТ.

4.2.3. Устройства ПА на энергоблоках ТЭС и гидрогенераторах (агрегатах) ГЭС (ГАЭС)

4.2.3.1. Для выполнения функций ПА на блоках ТЭС, на которых реализуется УВ ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС, могут быть установлены следующие устройства:

- импульсной разгрузки турбины (ИРТ);
- длительной разгрузки турбины (ДРТ);
- отключения генераторов (ОГ);
- фиксации отключения блока (ФОБ);
- ликвидации асинхронного режима блока.

4.2.3.2. Для выполнения функций ПА на ГЭС, участвующих в ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС, могут быть установлены следующие устройства:

- отключения гидрогенераторов (агрегатов) (ОГ);
- автоматического пуска гидрогенераторов;
- автоматической загрузки гидрогенераторов;
- автоматического перевода гидрогенератора из режима синхронного компенсатора в активный режим;
- фиксации отключения гидрогенератора.

4.2.4. Устройства ПА на подстанциях электроэнергетических объектов и на подстанциях потребителей электроэнергии

Для выполнения функций ПА на подстанциях могут быть установлены устройства:

- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- включения потребителей, отключенных действием АЧР (частотное АПВ, ЧАПВ);
- автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН);
- специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) в качестве исполнительных органов или самостоятельных устройств.

5. Технические требования к составу и передаче телеинформации с объектов энергосистем, а также к каналам передачи аварийных и управляющих команд, необходимым для функционирования ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС

Технические требования к составу и к передаче телеизмерений с объектов энергосистемы, относятся к подстанциям и электростанциям, состояние и режим которых оказывает влияние на устойчивость энергообъединения и которые должны учитываться при организации и функционировании ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

5.1. Типовой состав телеизмерений параметров оборудования и присоединений распределительных устройств подстанций 110 кВ и выше

5.1.1. Величины действующих значений модулей напряжений на секциях и системах шин 110 кВ и выше распределительных устройств;

5.1.2. Величины токов, активной и реактивной мощности отдельно по каждой линии электропередачи (ЛЭП) 110 кВ и выше, присоединённой к распределительному(ым) устройству(ам) подстанции;

5.1.3. Величины токов, активной и реактивной мощности отдельно по каждому присоединению (авто)трансформатора(ов) 110 кВ и выше;

5.1.4. Величины реактивных мощностей компенсирующих устройств (шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей конденсаторов и т.п.);

5.1.5. Величины частоты электрического тока на шинах ПС, если существует вероятность разделения энергосистемы на части и раздельной работы распределительных устройств.

5.1.6. Информация телеизмерений должна содержать метки единого астрономического времени, а принимающие данные телеизмерений устройства ПА - систему сведения информации к единому времени перед ее использованием.

5.2. Типовой состав телесигнализации на подстанциях 110 кВ и выше

5.2.1. Телесигнализация должна содержать информацию о положении выключателей присоединений подстанции, разъединителей в цепях телеуправляемых выключателей и т.п., включая аварийно-предупредительную телесигнализацию, содержащую общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении внештатных ситуаций.

5.2.2. Информация телесигнализации должна содержать метки единого астрономического времени.

5.3. Типовой состав телеизмерений параметров оборудования и присоединений на электростанциях

5.3.1. Величины модулей напряжений на всех секциях и системах шин.

5.3.2. Величины активной и реактивной мощности каждого генератора на электростанции.

5.3.3. Величины активной и реактивной мощности с каждого присоединения 110 кВ и выше.

5.3.4. Величины реактивной мощности шунтирующих реакторов.

5.3.5. Значение частоты на шинах электростанции.

5.3.6. Информация телеизмерений должна содержать метки единого астрономического времени, а принимающие, использующие данные телеизмерений информацию устройства ПА – систему сведения информации к единому времени перед ее использованием.

5.4. Типовой состав телесигнализации на электростанциях

5.4.1. Телесигналы состояния коммутационной аппаратуры (выключатели, разъединители и т.п.), установленной в распределительных устройствах электростанций.

5.4.2. Телесигналы состояния каждого генератора на электростанции.

5.4.3. Информация телесигнализации должна содержать метки единого астрономического времени.

5.5. Требования к параметрам передачи телеинформации

- в тракте телеметрической информации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5 (желательно 0.5S), подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0.5 (желательно 0.5S);

- для телеизмерений, передаваемых непрерывно, цикл передачи не должен превышать 1 секунду;

- для телеизмерений, передаваемых по допустимому для функционирования ПА отклонению измеряемых величин, время передачи не должно превышать 1 секунду;

- для телесигнализации время передачи не должно превышать 2 секунды;

- протокол передачи телеинформации должен соответствовать МЭК 60870-5-101/104;
- передача телеинформации с подстанций и с электростанций в комплекс ПА должна осуществляться без промежуточной обработки (напрямую).

5.6. Технические требования по организации каналов связи

5.6.1. Для передачи доаварийной информации допустимо использование телеканалов общего назначения. При этом может осуществляться передача телеизмерений (напряжение, ток активная и реактивная мощность), аварийных и предупредительных сигналов, телесигнализации (включенное или отключенное состояние ВЛ, трансформаторов или иного оборудования, определяемого по сигналам положения коммутирующих аппаратов).

5.6.2. Для передачи аварийной информации и команд ПА 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.

5.6.3. Передача команд ПА должна осуществляться по дублированным каналам от места формирования до места реализации команд.

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

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

5.6.4. При использовании ВОЛС каналы ПА должны организовываться на отдельных волокнах.

5.6.5. 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).

5.6.6. 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 осуществляться меры, препятствующие неправильному действию автоматики, и производиться аварийная сигнализация.

5.6.7. Для каналов передачи сигналов и команд ПА должно быть обеспечено (общие технические требования к каналам связи):

- организация канала в соответствии со специфическими требованиями к устройствам ПА;
- использование, как правило, цифровых каналов передачи данных, имеющих надежность не ниже 99,99%;
- коэффициент ошибок в канале должен быть не более 10^{-8} ;
- коэффициент готовности по каждому направлению передачи должен быть не ниже 99.9%;
- защита от формирования ложных команд и сигналов при всех видах помех (в том числе, при коммутациях в сети выключателями и разъединителями);
- надежная и своевременная (с задержкой не более 25 мс) передача сигналов и команд при всех предусмотренных видах повреждений на линиях электропередачи и в распределительных устройствах;
- обработка информации на промежуточных пунктах не должна создавать задержки либо искажения, снижения точности передаваемой информации;
- суммарное время передачи аварийной информации и команд управления должно уточняться при постановке задачи;
- отсутствие нарушений или неправильных действий при производстве работ или повреждениях на других каналах;
- время восстановления (ремонта) не более 5 минут в неделю без учета повреждения линейно-кабельных сооружений.

Типовая настройка АОСЧ

№ п/п	Категория АЧР	Объем АЧР %*		Уставки АЧР		Величина интервала между очередями АЧР****	
				по частоте (Гц)	по времени (сек)	по частоте (Гц)	по времени (сек)
1	АЧР1	3-4	50	49.2	0.3-0.5	-	-
2		47-46		48.8÷46.5	0.3-0.5	0.1 - 0.2	-
3	АЧР2 н.с.	10		49.1	5÷40	-	≤ 5
4	АЧР2 совм.	**		49.0	5÷20	-	≤ 5
				48.9	20÷35	-	≤ 5
				48.8	35÷50	-	≤ 5
				48.7	50÷70	-	≤ 5
5	ЧАПВ	***		49.4÷49.9	≥10	0.1 - 0.2	5

Примечания. *) Требования к объему АЧР определяют минимальную суммарную мощность потребителей, подключенных к комплектам соответствующей категории АЧР, в % от прогнозного потребления энергосистемы с учетом потерь и собственных нужд электростанций.

**) 1. Общая мощность совмещения с АЧР1 – не менее 60 % всей мощности нагрузки, подключенной к АЧР1.

2. Весь объем мощности, подключенной к устройствам АЧР-1 с уставками ниже 47.5 Гц, должен быть полностью совмещен с АЧР-2.

***) 1. Суммарная мощность подключаемых к ЧАПВ энергопринимающих установок потребителей, не регламентируется и определяется по местным условиям работы энергосистемы.

2. Действия ЧАПВ в энергосистемах должны быть скоординированы с целью исключения перегрузки межсистемных связей.

****) Подключаемая к АЧР мощность нагрузки должна распределяться равномерно по очередям. Допускается незначительная неравномерность распределения по очередям АЧР мощности нагрузки при условии увеличения ее доли на очередях с более высокими уставками АЧР по частоте.

**Регламент взаимодействия организаций, осуществляющих
оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и
Балтии, по эксплуатации системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС**

1. Настоящий регламент определяет порядок взаимодействия между организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии (далее – диспетчерский центр – ДЦ) при эксплуатации ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.
2. Диспетчерские центры совместно определяют распределение комплексов ПА по диспетчерской подведомственности.
3. Расчеты настроек (перечень аварийных возмущений и соответствующий им состав пусковых органов, выбор уставок, объёмов и мест реализации управляющих воздействий) комплекса ПА проводит ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится комплекс ПА. Указанные настройки согласовывают ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится комплекс ПА.
4. ДЦ, в диспетчерском управлении и в диспетчерском ведении которых находится комплекс ПА, обмениваются всей необходимой для проведения расчетов настроек ПА информацией.
5. Пересмотр настроек ПА проводится при существенном изменении схем и режимов работы энергосистем (ввод в эксплуатацию новых или реконструированных энергообъектов, вывод из эксплуатации энергообъектов и т.п.).
6. Согласованные ДЦ энергосистем настройки ПА указываются в инструкции по режимам параллельной работы.
7. Процесс изменения настроек ПА осуществляется сторонами согласованно на основании диспетчерских заявок.
8. ДЦ смежных энергосистем должны письменно уведомить друг друга о фактическом выставлении согласованных настроек.
9. Вывод комплекса ПА в ремонт и из эксплуатации должен осуществляться на основании диспетчерской заявки, разрешенной ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится комплекс ПА, и согласованной ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится комплекс ПА.

**Регламент взаимодействия организаций, осуществляющих
оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и
Балтии, по развитию системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.**

1. Настоящий регламент определяет порядок взаимодействия организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии при создании или модернизации ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС (включая необходимую инфраструктуру ПА – систему передачи аварийных сигналов и команд, и систему сбора и передачи доаварийной информации).

2. Инициатором создания или модернизации ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС (далее – Инициатор) может выступать каждая из организаций, осуществляющая оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах.

3. Инициатор разрабатывает технико-экономическое обоснование создания или модернизации ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС (далее – ТЭО) и направляет ТЭО на согласование организациям, осуществляющим оперативно-диспетчерское управление в смежных энергосистемах.

4. ТЭО должно содержать:

- обоснование необходимости создания или модернизации ПА и ее инфраструктуры, оценку ожидаемого результата;
- принципиальные технические решения по создаваемой или модернизируемой ПА и ее инфраструктуре; оценку круга заинтересованных и участвующих в реализации субъектов параллельной работы;
- смету затрат на создание или модернизацию ПА и ее инфраструктуры с разбивкой по собственникам энергообъектов.

5. Организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в смежных энергосистемах в течение 30 календарных дней согласовывают ТЭО или представляют свои замечания и предложения по нему.

6. После согласования ТЭО всеми организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление в смежных энергосистемах, Инициатор совместно с этими организациями в течение 30 календарных дней формирует и утверждает соглашение по реализации решений ТЭО, включающее все необходимые этапы – от разработки рабочей документации до ввода ПА в промышленную эксплуатацию.

7. Для выполнения плана-графика Инициатор и организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах, создают совместную рабочую группу из полномочных представителей для осуществления согласованной технической политики в части реализации решений ТЭО.

8. Изменения в соглашение вносятся только по взаимному согласованию всех заинтересованных сторон.

9. Устанавливается следующий принцип финансирования работ по созданию и модернизации ПА – все этапы работ по созданию или модернизации устройств ПА, установленных (или устанавливаемых) на каком-либо энергообъекте энергообъединения ЕЭС/ОЭС, от разработки рабочей документации до закупки, установки, монтажа и наладки оплачиваются собственником этого энергообъекта.

10. Организацию и контроль хода работ в пределах каждой энергосистемы обеспечивает соответствующая организация, осуществляющая оперативно-диспетчерское управление в смежных энергосистемах.