

ВЫПИСКА

из Протокола 42-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ
(25 мая 2012 года, г. Ашгабат)

10.4. Об утверждении "Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС", разработанных Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)

(Мишук Е.С.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Утвердить разработанные в соответствии с Планом работы КОТК на 2010-2012 годы "Технические требования к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС" (**Приложение**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ руководствоваться Техническими требованиями при разработке соответствующих национальных документов.

**Туркменистан не участвует в настоящем Решении.*

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол №41 от 25 мая 2012 года

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К АВТОМАТИКЕ ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ ЕЭС/ОЭС

СОГЛАСОВАНЫ

решением КОТК

Протокол № 24 от 29-30 марта 2012 г.

1. Общие положения

Настоящий документ определяет назначение, функции, условия применения автоматики ликвидации асинхронных режимов (далее – АЛАР) и общие технические требования к устройствам АЛАР в энергообъединении ОЭС/ЕЭС.

Требования настоящего документа распространяются на все вновь вводимые и модернизируемые устройства АЛАР.

Технические требования к условиям эксплуатации и технического обслуживания устройств АЛАР документом не регламентируются.

2. Термины и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

Асинхронный режим: аварийный режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы.

Команда ПА: команда, формируемая устройством или комплексом противоаварийной автоматики, на реализацию управляющего воздействия.

Локальная ПА: устройство противоаварийной автоматики или комплекс противоаварийной автоматики, формирующий и реализующий противоаварийное управление на основе местной схемно-режимной информации.

Противоаварийная автоматика: совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

Ресинхронизация: процесс восстановления синхронной работы электрической станции или части энергосистемы после нарушения синхронизма, не связанный с делением энергосистемы.

Связь (в электрической сети): последовательность элементов электрической сети (линии электропередачи, трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты), соединяющих две части энергосистемы.

Сечение (в электрической сети): совокупность элементов электрической сети, отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированные части.

Сечение асинхронного режима (в электрической сети): сечение, на элементах которого при асинхронном режиме располагается электрический центр качаний.

Управляющее воздействие: задание на изменение режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, реализуемое по команде противоаварийной автоматики.

Уставка: значение параметра настройки устройства противоаварийной автоматики, определяющее условия его функционирования.

Устройство ПА: техническое устройство (аппарат, терминал), выполняющее одну или несколько следующих функций: выявление или фиксация аварийного возмущения, обработка параметров электроэнергетического режима энергосистемы, выбор управляющих воздействий, передача аварийных сигналов и команд управления, реализация управляющих воздействий, и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.

Цикл асинхронного режима: изменение (поворот) относительного угла между электродвижущими силами несинхронно работающих генераторов на 360 электрических градусов.

Электрический центр качаний: точка электрической сети, напряжение в которой при асинхронном режиме снижается до нуля.

АЛАР	–	автоматика ликвидации асинхронного режима
АПВ	–	автоматическое повторное включение
АЭС	–	атомная электростанция
АСУ ТП	–	автоматизированная система управления технологическими процессами объектов электроэнергетики
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДС	–	деление энергосистемы
КЗ	–	короткое замыкание
КРТ	–	кратковременная разгрузка турбин энергоблоков
ЛЭП	–	линия электропередачи
ОГ	–	отключение генераторов
ОН	–	отключение нагрузки
ПА	–	противоаварийная автоматика
ТЭС	–	теплоэлектростанция
УВ	–	управляющее воздействие
ЭТ	–	электрическое торможение

3. Организация автоматической ликвидации асинхронного режима

3.1. Автоматика ликвидации асинхронного режима предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

3.2. Устройства АЛАР являются локальными устройствами ПА.

3.3. Устройства АЛАР должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронного режима в полнофазном режиме работы электрической сети, асинхронного режима в неполнофазных режимах работы электрической сети, а также ликвидацию асинхронного режима возбуждённого генератора относительно электростанции.

3.4. Ликвидация асинхронных режимов генератора относительно электростанции осуществляется путем его отключения.

3.5. Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем осуществляется путем ДС.

При наличии технических обоснований (определяется проектными решениями) допускается выполнение устройств АЛАР с действием первой ступени на ОГ, КРТ, ЭТ или ОН с целью ресинхронизации. При этом действие последней ступени указанных устройств АЛАР должно выполняться на ДС.

3.6. ДС производится отключением ЛЭП и электросетевого оборудования с запретом АПВ всех отключаемых выключателей.

3.7. Сечения ДС выбираются с учетом следующих требований:

- минимизации числа отключаемых выключателей;
- минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы;

- обеспечения допустимых режимов работы ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики после ДС.

3.8. На каждой межгосударственной ЛЭП 400 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. На каждой связи 110 кВ и выше, входящей в сечение асинхронного режима, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны этой связи.

3.9. Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено. При наличии технических обоснований (определяется проектными решениями) для обеспечения сбалансированного выделения допускается выполнять действие устройства АЛАР на ДС на смежном объекте электроэнергетики.

3.10. Алгоритм и настройка устройств АЛАР должны предусматривать:

- исключение (блокировку) срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при всех видах КЗ;
- выявление электрического центра качаний;
- учет количества циклов асинхронного режима;
- учет знака скольжения при выборе места ДС;
- отстройку от нагрузочных режимов.

3.11. Настройка устройств АЛАР, защищающих межгосударственные связи 330 кВ и выше, должна обеспечивать ликвидацию асинхронного режима на указанных межгосударственных связях на первом цикле.

3.12. Настройка устройств АЛАР, установленных на связях 500 кВ и выше и действующих на ДС, должна обеспечивать ликвидацию асинхронного режима в сети 500 кВ на первом цикле.

3.13. В случае, если в сечение асинхронного режима входят как ЛЭП 330 кВ и выше, так и ЛЭП 110-220 кВ, настройка устройств АЛАР, установленных на указанных ЛЭП, должна обеспечивать реализацию действия на ДС в следующей последовательности:

- отключение связей 330 кВ и выше (на первом цикле асинхронного режима);
- отключение связей 110-220 кВ (не позднее четырёх циклов асинхронного режима).

3.14. Настройка устройств АЛАР, защищающих связи с промежуточными подстанциями, должна исключать одновременное срабатывание указанных устройств АЛАР для предотвращения погашения питания потребителей промежуточных подстанций.

3.15. ДС действием устройств АЛАР должно выполняться отключением ЛЭП со всех сторон с запретом АПВ. При наличии технических обоснований (определяется проектными решениями) допускается выполнение ДС путём одностороннего отключения ЛЭП с запретом АПВ.

3.16. Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах атомных электростанций и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС, ГЭС и ГАЭС. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

3.17. В зону, защищаемую устройством АЛАР генератора, должны входить генератор и, при необходимости, блочный трансформатор, и не должны входить отходящие от электростанции ЛЭП.

4. Общие технические требования к устройствам АЛАР

4.1. Не допускается аппаратное совмещение устройств АЛАР с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики.

4.2. Устройства АЛАР должны предусматривать возможность прямого (без промежуточных устройств) информационного обмена с АСУ ТП объекта электроэнергетики. Передача информации в АСУ ТП осуществляется по стандартным международным протоколам обмена информации.

4.3. Устройство АЛАР должно автоматически блокироваться при неисправности измерительных цепей тока и (или) напряжения.

4.4. Устройство АЛАР не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

4.5. После перерывов питания любой длительности устройство АЛАР должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования за время не более 10 секунд с момента подачи питания.

4.6. При срабатывании или блокировке устройства АЛАР должна обеспечиваться местная и центральная сигнализация.

4.7. Устройства АЛАР должны удовлетворять требованиям по электромагнитной совместимости, информационной безопасности и электробезопасности, установленным законодательством страны, на территории которой планируется их установка.

4.8. Устройство АЛАР должно иметь встроенную функцию регистрации в энергонезависимой памяти аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства. В устройстве АЛАР должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов по стандартным международным протоколам.

4.9. Для выполнения функции внутренней регистрации устройства АЛАР должны быть синхронизированы с помощью систем единого времени с точностью не более 1 мс.

4.10. В устройстве АЛАР должна предусматриваться автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

4.11. Устройства АЛАР должны выявлять и ликвидировать асинхронные режимы со скольжением от 0,1 до 5 Гц.

4.12. Устройства АЛАР должны подключаться к обмоткам трансформаторов тока и напряжения, предназначенных для подключения устройств релейной защиты и автоматики. Цепи переменного тока устройств АЛАР и АПНУ не должны совмещаться.

4.13. Не допускается использование телеметрической информации в качестве входной информации для устройств АЛАР.

4.14. Не допускается взаимная блокировка устройств АЛАР.

4.15. Для обеспечения возможности автоматического выбора сечения ДС в зависимости от знака скольжения между несинхронно вращающимися частями энергосистемы рекомендуется выполнять устройства АЛАР с двумя выходными технологическими сигналами (контактами реле), один из которых формируется в том случае, когда знак скольжения между несинхронно вращающимися частями положителен, а второй – когда знак скольжения отрицателен.

4.16. Техническая и эксплуатационная документация на устройства АЛАР должна включать:

- функциональные схемы и общее описание устройств АЛАР;
- ведомость технических и эксплуатационных документов;
- спецификацию оборудования;
- руководство по монтажу и наладке аппаратуры, установке и настройке программного обеспечения;
- технические условия и паспорта устройств;
- описание алгоритма выявления асинхронного режима;
- методику расчета настройки устройств АЛАР с примерами расчётов;
- программы и методики испытаний при вводе в эксплуатацию, а также периодических проверок в процессе эксплуатации;
- протоколы наладки поставляемых программно-технических средств;
- инструкцию по эксплуатации.