

О возможных направлениях совершенствования ликвидации асинхронного режима

Д. А. ПАНАСЕЦКИЙ, А. Б. ОСАК, Е. Я. БУЗИНА
Институт Систем Энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН
Россия
panasetsky@gmail.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Автоматика ликвидации асинхронных режимов, АЛАР, нормы проектирования, СМПР, WAMS, WACS.

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Предмет исследования

Современная система ПАУ ЕЭС России построена с использованием эшелонированного принципа, когда при развитии аварии устройства последующего уровня резервируют устройства предыдущего уровня. Одну из ведущих ролей в структуре ПАУ ЕЭС России играет автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), она обеспечивает ликвидацию асинхронного режима путем деления системы на несинхронно работающие части.

Предметом исследования данной работы является анализ возможных путей совершенствования автоматики АЛАР. Совершенствование принципов функционирования любой автоматики требует постоянного развития, как *нормативной базы*, используемой при проектировании, так и *принципов реализации самих устройств*.

В части норм проектирования, авторы высказывают ряд предложений относительно возможностей совершенствования существующей нормативной базы. Высказываемые предложения не являются истиной в последней инстанции, а требуют дальнейшего анализа и проработки. *В части развития принципов реализации АЛАР*, в работе дается ряд предложений относительно возможности развития автоматики ликвидации асинхронных режимов с учетом внедрения в ЕЭС России системы СМПР.

1.2 Обзор текущего уровня исследования вопроса

В настоящее время на рынке представлено большое количество отечественных производителей устройств АЛАР: АЛАР МКПА, ООО «Прософт-Системы»; АЛАР-Ц, ОАО «НИИПТ» / ООО «НПП Модус»; АЛАР-М, ОАО «ЭСП» / ООО «Энергоизмеритель»; АЛАР КПА-М, ЗАО «ИАЭС». Все вышеперечисленные устройства выявляют асинхронный ход с использованием локальных принципов. Использование локальных принципов связано с необходимостью обеспечения высоких показателей надежности и быстродействия. Некоторые производители предлагают собственные уникальные алгоритмы выявления АХ, тем не менее, в практике эксплуатации широкое применение находят лишь традиционные (дистанционный в качестве основного и резервного, токовый в качестве резервного) принципы. Как дистанционный, так и токовый принципы реагируют на следствия, а не на причину АХ. Причиной АХ является нарушение синхронной работы ЭЭС, следствием – существенные периодические изменения тока и активной мощности. *Таким образом, очевидно, что максимальную селективность автоматики АЛАР может обеспечить реализация прямого измерения угла.* Прямое измерение угла по передаче для реализации автоматики АЛАР не является новой идеей, данный подход обсуждается на протяжении длительного времени [1 – 3]. Тем не менее, до настоящего времени прямое измерение было сопряжено с рядом трудностей, связанных с необходимостью точной синхронизации измерений, а также с необходимостью

организации дополнительных каналов связи для обмена информацией. Использование синхронизированных измерений, получаемых от PMU, предлагает принципиально новые возможности реализации селективных АЛАР [4]. Сегодня существует большое количество зарубежных работ, в которых предлагается реализовать автоматику деления ЭЭС при потере синхронизма с использованием векторных измерений. В частности, в [5–6] используется метод равных площадей с представлением системы в виде двухмашинного эквивалента, параметры которого определяются на основании измерений комплексных величин переменных состояния системы. В [7] измерения фаз напряжений, а также разности их первых производных используются для прогнозирования потери устойчивости в соответствии с критерием, определяемым энергетической функцией. В [8] предлагается использовать интегральный критерий для идентификации электрического центра качаний (ЭЦК). **Среди большого числа работ, посвященных использованию PMU для повышения селективности АЛАР, практически полностью отсутствуют работы отечественных авторов** (см. например [9]).

Сегодня новые средства векторного измерения (система СМНР, западный аналог WAMS), активно внедряются в ЕЭС России [10]. Система СМНР способна регистрировать синхронизированные во времени параметры электромеханических переходных процессов в различных сколь угодно удаленных друг от друга точках энергосистемы. Система СМНР может использоваться как для on-line анализа (оценивание состояния, мониторинг устойчивости, выявление АХ, ПАУ, и т.д.), так и для off-line анализа (анализ аварий, верификация динамических моделей, мониторинг реакции систем регулирования и т.д.). В настоящее время система СМНР ЕЭС России слабо развита и используется, в основном, для off-line задач.

Исходя из анализа публикаций, в качестве основных направлений краткосрочного развития системы СМНР ЕЭС России можно выделить задачи мониторинга запасов устойчивости [11], верификации моделей и анализа свойств ЭЭС [12], оценивания состояния ЭЭС [13], а также мониторинга и совершенствования функционирования систем возбуждения. Данные задачи, безусловно, важны. **Однако, как было отмечено выше, практически никто из отечественных авторов не уделяет внимания задачам выявления асинхронных режимов (совершенствования автоматики АЛАР) с учетом развития системы СМНР (WAMS) ЕЭС России.**

1.3 Цель доклада

Можно выделить две основные цели данной работы:

Дальнейшее совершенствование норм проектирования автоматики АЛАР. В статье дается ряд предложений относительно возможностей совершенствования существующей нормативной базы проектирования. На конкретных примерах демонстрируется несостоятельность формального следования ряду нормативных требований в части установки и настройки устройств АЛАР. При этом авторы ни в коем случае не утверждают, что высказываемые ими предложения являются истинами в последней инстанции.

Совершенствование принципов автоматики АЛАР с учетом развития СМНР (WAMS) ЕЭС России. В статье предлагается один из возможных подходов к созданию автоматики АЛАР с использованием технологии векторных измерений, который заключается в комбинировании локального и централизованного принципов.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Прежде чем перейти к анализу конкретных ситуаций, укажем на ряд важных свойств асинхронных режимов. Принимая во внимание возможные последствия для энергосистемы, асинхронный режим (даже кратковременный) недопустим в следующих случаях [14]:

- 1. В узлах энергосистемы, к которым примыкают крупные и ответственные потребители или мощные тепловые и атомные электростанции, имеет место значительное снижение напряжения. В частности, асинхронный режим представляет особую опасность в тех случаях, когда он может приводить к опрокидыванию собственных нужд станций.**

2. Сразу же за нарушением устойчивости по связям между двумя генерирующими узлами следует нарушение устойчивости промежуточных электростанций или нарушение устойчивости по другим связям и возникновение трехчастотного (многочастотного) асинхронного режима.
3. Изменение электрических параметров на смежных или удаленных связях столь значительно, что может привести к неселективному срабатыванию установленных на них устройств АЛАР или устройств АПНУ, причем по режимным условиям работы этих связей загромождение уставок указанных устройств недопустимо.
4. Токи в электрической сети в асинхронном режиме в момент максимального расхождения векторов ЭДС различных генераторов превышают допустимые значения для рассматриваемой длительности существования таких величин тока.

В тех случаях, когда приведенные выше условия не являются определяющими, кратковременный асинхронный режим в ЭЭС может быть допущен. При этом его ликвидация возможна, в том числе, за счет ресинхронизации частей энергосистемы, идущих асинхронно.

Возможные пути совершенствования нормативной базы проектирования.

Существующая нормативная документация слабо учитывает возможности самосинхронизации. Известно, что в большинстве случаев ресинхронизация ТЭС (частей ЭЭС с преобладанием ТЭС) *при обеспечении достаточных запасов по статической устойчивости* в послеаварийном режиме происходит успешно после одного или малого числа циклов асинхронного хода [15]. В настоящее время стандарт [16] является одним из основных документов, регламентирующим способы установки и настройки устройств АЛАР. Подробно рассмотрим следующие аспекты данного стандарта:

1. *По мнению авторов, требование о необходимости ликвидации АР за фиксированное количество циклов¹ АХ*, без учета возможности самосинхронизации, может приводить к преждевременному необоснованному делению системы, а также к снижению надежности электроснабжения потребителей.
2. *По мнению авторов, требование обязательной установки АЛАР на каждой ВЛ 500 кВ* в ряде случаев может быть не только избыточным, но и вредным с точки зрения обеспечения надежности функционирования ЭЭС.

Требование о необходимости ликвидации АР за фиксированное количество циклов АХ. В соответствии с нормами проектирования, для АЛАР в сети 330 кВ и ниже, при отсутствии действия на ОН или ОГ, деление сети (ДС) должно осуществляться не позднее 4-х циклов АХ. По мнению авторов, данное требование не всегда правомерно для случая газотурбинных блоков (ГТУ). В частности, суммарное значение момента инерции у ГТУ может быть значительно меньше, чем у турбо и гидрогенераторов, что приводит к быстрому нарушению устойчивости блоков ГТС даже при относительно слабых возмущениях. При этом поведение ГТУ существенно зависит от того, применяются ли эти установки в мощной сети (в которой балансы активной и реактивной мощности не зависят от режима работы ГТУ) или в той части энергосистемы, которая удалена от мощных источников, либо же вообще работает автономно. В первом случае особых трудностей обеспечения устойчивой работы ГТС обычно нет, во втором случае могут возникнуть значительные трудности в отношении как самой ГТС, так и влияния ее на ближайших потребителей.

Приведем пример возмущения, которое анализировалось при разработке схемы выдачи мощности ГТС в г. Владивостоке. Приморская ЭС в районе г. Владивосток является мощной сетью крупного мегаполиса. Она представляет собой энергорайон со сложной многоконтурной структурой сети напряжения 500 – 220 - 110 кВ, в которой преобладают линии средней протяженности (сеть 110 кВ). Сеть 110 кВ дополнительно усилена сетью 220 кВ, которая через ПС-500 кВ и ВЛ-500 кВ имеет связь с остальной частью ОЭС Востока, за счет чего обеспечивается переток мощности от крупных станций Приморской и Амурской ЭС.

На Рисунке 1 приведены осциллограммы исследования трехфазного КЗ на ВЛ 110 кВ вблизи шин ГТС в г. Владивостоке.

¹ для АЛАР в сети напряжением 330 кВ и ниже, при отсутствии действия на ОН или ОГ, деление сети (ДС) должно осуществляться не позднее 4-х циклов АХ

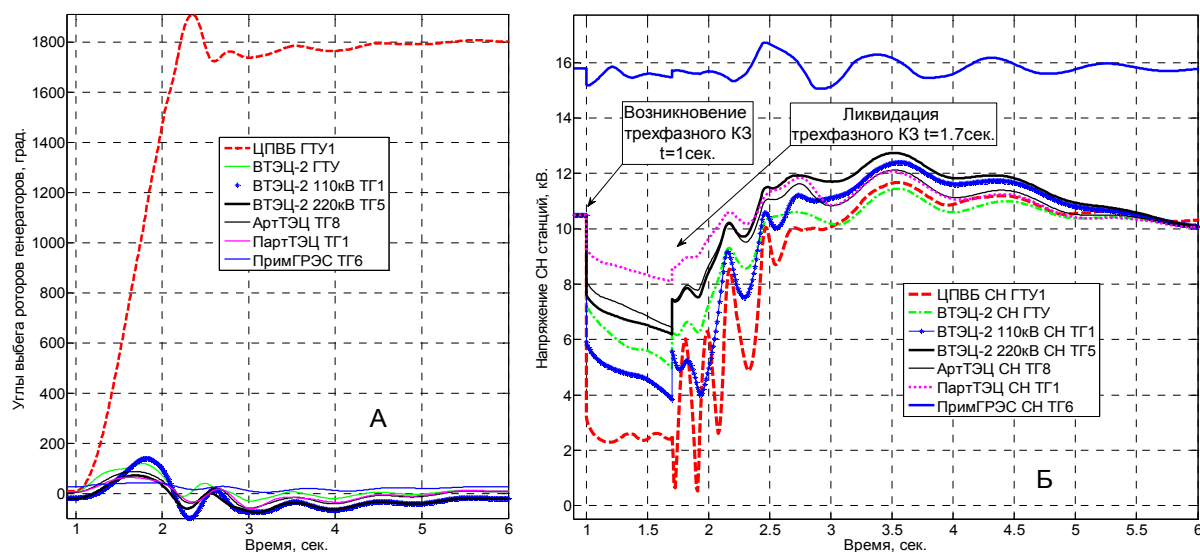


Рис. 1: Трехфазное КЗ на ВЛ 110 кВ вблизи шин ГТС в г. Владивосток с отказом выключателя и действием УРОВ шин. Выключатели 110 кВ без пофазного управления. А). Углы выбега роторов генераторов. Б). Напряжение собственных нужд (СН) станций.

Проведенный расчет указывает на возможность быстрой самосинхронизации генераторов ГТС при нарушении устойчивости их параллельной работы. Кроме того, выпадение из синхронизма ГТУ не окажет существенного влияния на уровни напряжений собственных нужд близлежащих станций, а также на уровни напряжений на подстанциях близлежащих потребителей (Рис.1,Б). Быстрая самосинхронизация обеспечивается, в том числе, за счет существенного запаса по статической устойчивости, а также, в некотором смысле, самой структурой сети. Исходя из факта быстрой и надежной самосинхронизации генераторов ГТС, было предложено не реализовывать каких-либо специальных дополнительных мер для обеспечения устойчивости параллельной работы ГТС, за исключением реализации стандартной автоматики АЛАР станции и блоков. При этом, в соответствии со стандартом [16], число циклов проворота для устанавливаемых АЛАР не должно превышать 4. Однако, исходя из приведенных расчетов, число циклов АХ для ГТУ может составить 5 и более. Таким образом, при выборе 4 циклов в качестве уставки АЛАР, при рассматриваемом возмущении ГТС в г. Владивосток будет отключена от сети, что в целом снижает надежность разрабатываемой схемы выдачи мощности. В данной ситуации в качестве обоснования для необходимости увеличения количества циклов АЛАР могут выступать наличие существенного запаса по статической устойчивости, технические особенности ГТУ, а также особенности структуры сети. В случае недопустимости длительного асинхронного режима работы станции (существенное ускорение блоков, возрастание токов статоров генераторов), блоки ГТС будут отключены технологическими защитами.

Требование обязательной установки АЛАР на каждой ВЛ 500 кВ. В соответствии с нормами проектирования, на всех ЛЭП 500 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. Данное требование в ряде случаев может быть не только избыточным, но и вредным с точки зрения обеспечения надежности функционирования ЭЭС. Рассмотрим перспективную схему выдачи мощности в районе Богучанской ГЭС (БогГЭС), Рисунок 2. Расчеты показали, что в схеме выдачи мощности можно выделить три характерных сечения асинхронного хода (САХ): САХ №1 характеризуется потерей синхронизма Иркутской ЭС относительно ОЭС Сибири; САХ №2 характеризуется потерей синхронизма Богучанской ГЭС (БогГЭС) относительно Иркутской и Красноярской ЭС; САХ №3 характеризуется потерей синхронизма Иркутской ЭС и Богучанской ГЭС относительно остальной части ОЭС Сибири. На двухцепной ВЛ 505 и ВЛ 506 было решено не устанавливать устройств АЛАР. Приведем ряд доводов, свидетельствующих об отсутствии необходимости установки АЛАР на ВЛ 505 и ВЛ 506.

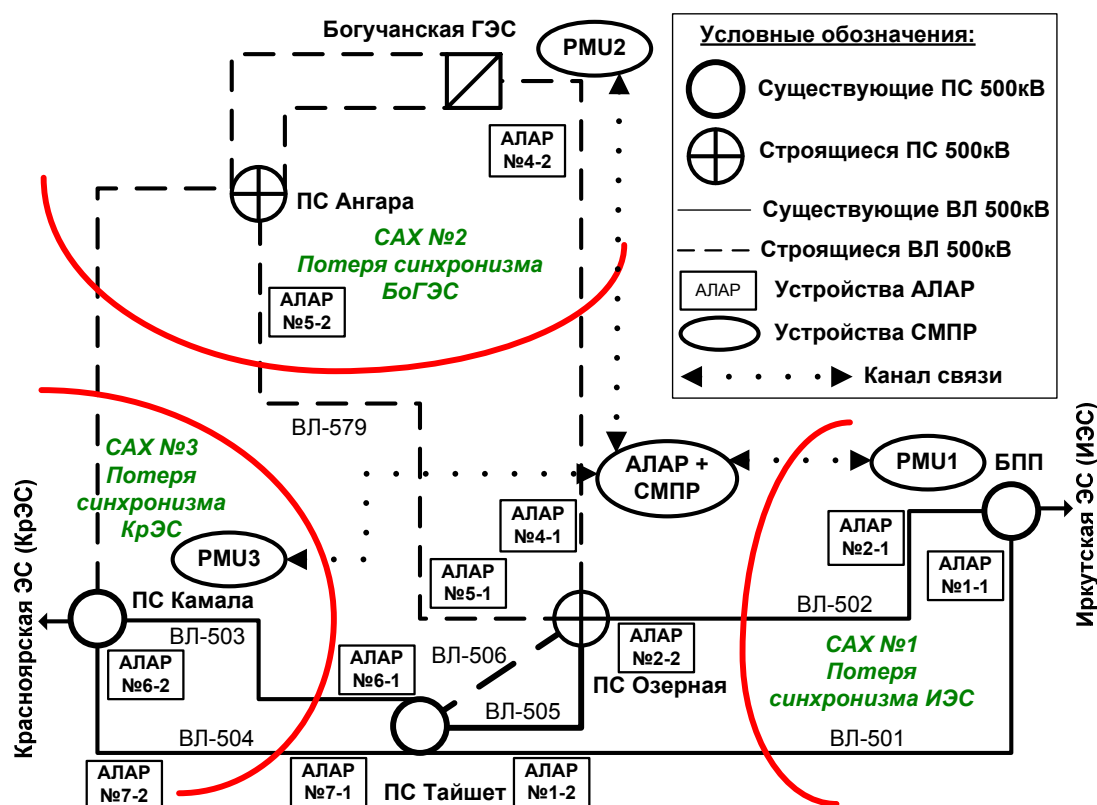


Рис. 2: Схема выдачи мощности БоГЭС на уровне 3 ПК. Места установки АЛАР в районе ПС Тайшет и ПС Озерная. АЛАР на ВЛ 505 и ВЛ 506 отсутствуют.

В случае установки АЛАРов на ВЛ 505 и ВЛ 506, они должны выполнять деление сети по одному из рассматриваемых САЗ. Положим, что они будут делить сеть по САЗ №3, в этом случае могут возникнуть следующие ситуации:

1. **Ситуация №1.** Предполагаем, что устройства АЛАР на ПС Камала настроены так, что они должны срабатывать лишь после срабатывания устройств АЛАР на ВЛ 505, ВЛ 506. При этом в случае возникновения АХ в САЗ №3 сначала последовательно происходит отключение ВЛ 505 и ВЛ 506. После этого ВЛ 501 все еще остается в работе и АХ по САЗ №3 остается не ликвидирован (схемная ситуация показана на Рис. 3, а), после чего, очевидно, должны сработать АЛАРы на ВЛ 503 и ВЛ 504, что приведет к схемной ситуации, показанной на Рис.3, б. После этого ПС Тайшет будет связана с системой лишь по одной ВЛ 501. Данная ситуация сама по себе плоха с точки зрения надежности электроснабжения такого важного объекта, как Тайшетский алюминиевый завод (ТАЗ). В зависимости от режимных условий может возникнуть необходимость ОН на ПС Тайшет, также может возникнуть дефицит или избыток реактивной мощности, который приведет к непредсказуемым последствиям. Легко убедиться, что в случае отсутствия АЛАРов на ВЛ 505 и ВЛ 506, вероятность возникновения ситуации, показанной на Рис.3, б, практически исключена.
2. **Ситуация №2.** При АХ в САЗ №3 последовательно происходит отключение ВЛ, отходящих от ПС Камала, после чего АХ в САЗ №3 заканчивается. В этом случае возникает вопрос: зачем тогда вообще нужны АЛАРы на ВЛ 506 и ВЛ 506? Здесь стоит дополнительно отметить, что даже в случае отказа одного из устройств АЛАР на линиях, отходящих от ПС Камала, последующее отключение ВЛ 505 и ВЛ 506 только усугубит ситуацию, а не приведет к ликвидации АХ. В этом легко убедиться.
3. **Ситуация №3.** Предположим, что при АХ в САЗ №3 все АЛАРы выполняют деление системы одновременно по факту первого проворота в сети 500 кВ. Очевидно, что подобная настройка допустима лишь в случае отсутствия АЛАРов на ВЛ 505 и ВЛ 506,

в противном случае, подобная настройка автоматически приведет к отключению пяти линий и к ситуации, указанной на Рис. 3, б.

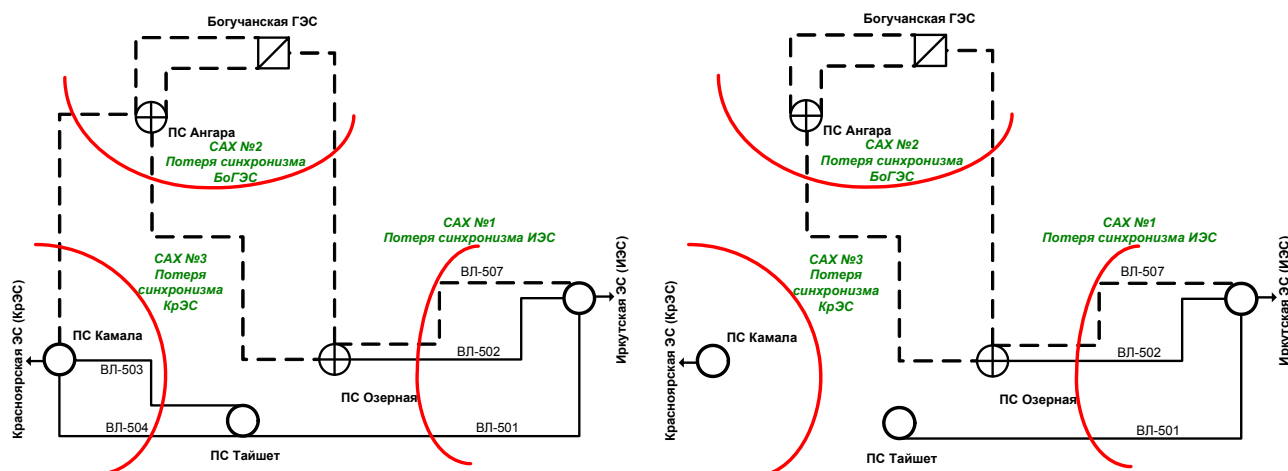


Рис. 3: Настройка АЛАР ВЛ 505, ВЛ 506 на деление по САХ №3.

Аналогичным образом можно показать, что настройка АЛАР на деление по САХ №1 также приведет к ухудшению надежности схемы выдачи мощности БогГЭС. Следовательно, установка АЛАР на каждой из ВЛ 500 кВ схемы выдачи мощности БогГЭС является не только избыточной, но и вредной.

Приведенный практический пример указывает на необходимость обязательного выполнения в рамках проектных работ обоснования установки устройств АЛАР на ВЛ 500 кВ и выше. В пользу данного утверждения также говорит тот факт, что проектировщики зачастую используют само данное требование, как формальную причину для обоснования необходимости установки АЛАР без выполнения каких-либо дополнительных обосновывающих расчетов.

Совершенствование принципов автоматики АЛАР с учетом развития СМНР (WAMS) ЕЭС России. Как было отмечено выше, использование измерений СМНР может позволить существенным образом повысить селективность автоматики АЛАР. В качестве основных преимуществ от использования устройств PMU для целей выявления АР можно выделить следующие:

1. При использовании векторных измерений для выявления АР может быть решена проблема трехчастотных асинхронных ходов, которые в настоящее время не в состоянии зафиксировать ни одно локальное устройство АЛАР.
2. Традиционные устройства АЛАР не могут функционировать при наличии существенных несимметрий, что зачастую приводит к их отказу или неправильной работе на тяговых транзитах. Можно сказать, что это уже проблема качества энергии, однако, по всей видимости, полностью проблема качества в России не будет решена еще в течение достаточно длительного времени.
3. В ЭЭС высокого напряжения (500 кВ и выше), при усложнении их структуры, настройка локальных устройств является достаточно сложной задачей, при этом не исключены ошибки в работе, а неправильная работа АЛАР в данном случае чревата серьезными последствиями.
4. При делении сети, особенно сети высокого напряжения, необходимо стараться минимизировать возникающий небаланс активной мощности. В этом смысле возможности локальных устройств ограничены лишь контролем знака скольжения для выявления дефицитной и избыточной частей ЭЭС.

Попытки предложить новое зачастую встречают противодействие, что вполне обоснованно, так как каждая идея должна пройти опытную проверку. Крупные специалисты обычно намекают на отсутствие достаточной квалификации у тех, кто настраивает устройства. Тем не менее, в практике реального проектирования все далеко не так однозначно. Не будем

пытаться доказать необходимость изменений путем приведения большого количества технических и формально-документальных требований, а попытаемся подойти к этому вопросу с философской, диалектической точки зрения:

1. **Закон перехода количества в качество.** Вместо установки большого количества устройств можно попытаться выполнить АЛАР на абсолютно новых принципах.
2. **Закон отрицания отрицания.** В науке данный закон получил название принципа преемственности, который говорит о том, что вновь созданная теория должна включать в себя результаты предшествующей, плюс объяснять часть новых явлений. Применительно к устройствам АЛАР, необходимо взять существующие принципы, дополнить их, и сделать что-то принципиально новое.

На примере схемы выдачи мощности БГЭС можно предложить реализацию принципиально новой автоматики АЛАР, с установкой ее на ПС Озерная, *Рисунок 2*. Предлагаемая автоматика должна комбинировать локальный и централизованный подходы. Централизованная часть устройства работает с высокой степенью селективности. Она непрерывно получает сигналы от устройств РМУ, установленных на ПС БПП, ПС Камала и РУ БГЭС. За счет этого централизованная часть может с высокой степенью точности идентифицировать начало асинхронного хода и разделить систему с минимальным небалансом, учитывая при этом доаварийные перетоки мощности в сечениях, которые учитываются в комплексе ЛАПНУ. Таким образом, централизованная часть заменяет собой функции первых быстродействующих ступеней устройств АЛАР, которые разделяют систему на первом цикле асинхронного хода. Локальная часть представляет собой набор классических локальных устройств АЛАР, расположенных на объектах. Данные локальные устройства резервируют функции централизованной части в случае ее отказа, т.е. осуществляют деление сети на втором и последующих циклах качаний. Развитие предложенного подхода потребует дальнейших дополнительных проработок.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе даются предложения относительно возможных путей дальнейшего совершенствования норм проектирования автоматики АЛАР, а также совершенствования принципов автоматики АЛАР с учетом развития СМРР (WAMS) ЕЭС России. Развитие предложенных подходов потребует дальнейших дополнительных проработок.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. М., Энергоатомиздат, 1998.
- [2] Бринкис К. А., Семенов В. А. Селективная делительная защита при асинхронном ходе// Электрические станции. 1975. № 2. С. 66-68.
- [3] Ohura Y. A predictive out-of-step protection system based on observation of the phase difference between substations // IEEE Trans. Power Delivery, 1990, Vol. 5, No. 4, p. 661-667.
- [4] Phadke A. G., Thorp J. S. Synchronized phasor measurements and their applications. Berlin: Springer, 2008, 288 p.
- [5] Centeno V. An adaptive out-of-step relay // IEEE Trans. Power Delivery, 1997, Vol. 12, No. 1, p. 131-138.
- [6] Bozchalui M. C., Sanaye-Pasand M. Out-of-step relaying using phasor measurement unit and equal area criterion // Proc. of IEEE Power India Conference, April 10-12, 2006, 6 p.
- [7] Padiyar K. R., Krishna S. Online detection of loss of synchronism using energy function criterion // IEEE Trans. Power Delivery, 2006, Vol. 21, No. 1, p. 163-171.
- [8] Li L., Liu Y., Mu H., Yu Z. Out-of-step splitting scheme based on PMUs // Proc. of DRPT'2008 Int. Conf. - Nanjing, China, April 6-9, 2008, p.

- [9] Voropai N. I., Efimov D. N., Popov D. B., Rehtanz C., Häger U. Development of Selective Automatic Systems for Prevention and Elimination of Out-of-Step Operation Using PMU // the 2nd International CIGRE Conference on Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation, Moscow, Russia, 7.-10. Sep. 2009.
- [10] Жуков А. В., Демчук А. Т., Дубинин Д.М. Развитие технологий векторной регистрации параметров для задач автоматического управления электрическими режимами энергосистем // Материалы докладов XXI конференции Релейная Защита и Автоматика Энергосистем – Москва, 2012. Май 29-31.
- [11] Фишов А. Г., Дехтерев А. И., Тутундаева Д. В. Мониторинг запасов устойчивости режимов энергосистем на основе идентификации матрицы собственных и взаимных проводимостей ЭДС генераторов // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: материалы 3-й международной науч.-техн. конф., СПб, 30 мая – 3 июня, 2011.
- [12] Жуков А. В., Куликов Ю. А., Герасимов А. С., Есипович А. Х., Смирнов А. Н. Оценка достоверности динамических моделей сложных электроэнергетических систем по данным СМПП // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Санкт-Петербург, 2011.
- [13] Гамм А. З., Глазунова А. М., Гришин Ю. А., Колосок И. Н., Коркина Е. С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы – Электричество, 2009, № 6, С. 2-9.
- [14] Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Стандарт организации "Системный оператор Единой энергетической системы" (ОАО "СО ЕЭС"). Утвержден и введен в действие: приказом ОАО "СО ЕЭС" от 19.04.2011 №102.
- [15] Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М., Энергоатомиздат, 1988.
- [16] Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России. Определены приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 №57.