

ЛОКАЛИЗАЦИЯ РАЗВИВАЮЩЕЙСЯ СИСТЕМНОЙ АВАРИИ В КРУПНОМ ПРОМЫШЛЕННОМ ЭНЕРГОУЗЛЕ

И.Ю. Шумаков**, **М.Е. Гольдштейн***, **Н.П. Серов****
г. Челябинск, *ЮУрГУ, **ЧРДУ

Приведены примеры нескольких системных аварий и их последствий. Одним из путей локализации развивающейся системной аварии является предупреждающее выделение ограниченного энергоузла с местными электростанциями на автономную работу с контролем баланса активных и реактивных мощностей как в предаварийном режиме, так и во время развития аварии и после отделения от внешней электрической сети. Определены организационно-технические и технологические мероприятия по координации баланса мощностей, позволяющие обеспечить в выделившемся энергорайоне устойчивую работу электростанций на сбалансированную нагрузку.

Единая энергетическая система (ЕЭС) России сформировалась из крупных объединенных энергосистем (ОЭС), которые, в свою очередь, появились в результате объединения через межсистемные магистральные линии электропередачи (ЛЭП) 110–750 кВ на параллельную работу ряда изолированных бездефицитных энергосистем (ЭС). Опыт параллельной работы энергообъектов на протяжении более 50 лет выявил как сильные, так и слабые стороны функционирования ЕЭС. Характерными среди недостатков функционирования ЕЭС оказались случаи возникновения и развития системных аварий в масштабах ЭС.

При возникновении в энергосистемах аварий, например, таких как потеря крупного энергоблока на электростанции или посадка станции на «нуль», отключение одной или нескольких межсистемных связей, централизованная ПА в составе ЦАРЧМ, САРЧМ, АЧР, АРЛ, АСН фиксирует моменты опасного отклонения «стратегических» режимных параметров, контролирует состояние объектов энергосистем, определяет тяжесть нарушения нормального режима и вырабатывает соответствующие управляющие воздействия на объекты управления [1]. Таким образом сохраняется надежная и устойчивая работа отдельных ОЭС и ЕЭС в целом.

При создании ЕЭС в конце 60-х – начале 70-х годов XX века ряд зарубежных и некоторых отечественных специалистов отстаивали убеждения об обязательном секционировании энергообъединений (ЭС, ОЭС) или о необходимости ограничения развития энергообъединений на переменном токе из-за неизбежной ограниченной пропускной способности межсистемных связей относительно мощности объединяемых частей ЕЭС с целью последующего автоматического выделения некоторых энергообъединений на автономную работу со сбалансированной генерирующей нагрузкой электростанций ЭС (ОЭС) и нагрузкой потребителей по условиям сохранения устойчивости и «живучести» отдельных выделившихся ЭС (ОЭС) [2].

Со временем ЕЭС СССР превращалась в «самую крупную в мире кибернетическую систему» [3], занимающую большую территорию Европы и Азии, и тем не менее, во всех планах развития энергетики страны для предотвращения развития системных аварий предусматривалась сеть меридиональных и широтных передач постоянного тока (ППТ). Эти ППТ разделяют отдельные энергосистемы на относительно автономную работу с независимыми частотами переменного тока и обменными перетоками только по активной мощности и позволяют во время возникновения, развития и устранения аварии обеспечить быстрое действующее технологическое управление перетоками активной мощности по межсистемным ППТ при соблюдении должных эксплуатационных значений по частоте и уровням напряжений в узловых точках энергосистем.

Системные аварии в ЕЭС развиваются, как правило, по индивидуальным сценариям, так как являются обычно наложением большого количества случайных факторов, таких как износ оборудования, ошибочные действия персонала, неправильная работа ПА, в частности, из-за отсутствия в алгоритме ПА реально возникающих сценариев развития аварии.

Широкую известность получили ряд крупных аварий в ЕЭС. Одной из первых в ЕЭС была авария в Московской энергосистеме в декабре 1948 года, когда без внешнего электроснабжения остались даже правительственные инфраструктурные организации [4]. В 1983 и 1985 гг. в Самараэнерго [5] происходило глубокое снижение напряжения с нарушением устойчивости и асинхронным режимом по линиям связи с энергосистемой вследствие перегрузки ЛЭП 110–220 кВ из-за аварийного отключения питающих автотрансформаторов со стороны транзитной сети 500 кВ. Такие процессы происходили в условиях недостаточной эффективности устройств автоматики разгрузки по снижению напряжения и отказов в работе устройств АЧР при низком напряжении в сети. 6 июня 1997 г. произош-

ло полное погашение Омской энергосистемы после ее отделения от ЕЭС с большим дефицитом мощности и глубоким снижением частоты вследствие неправильного действия автоматики отделения тепловых электростанций (ТЭС) [5].

Системная авария 9 сентября 2000 г. в ОЭС Урала (Свердловской, Челябинской и Курганской энергосистемах) привела к аварийному отключению реактора Белоярской АЭС, отключению блоков на Рефтинской ГРЭС, полному сбросу нагрузки и потере собственных нужд Аргаяшской ТЭЦ, кратковременному перерыву внешнего электроснабжения стратегически важного объекта ПО «Маяк» и Северного узла Центральные электрических сетей Челябинэнерго в целом, обесточению Восточного узла Свердловэнерго и Шадринского энергоузла. Причиной системной аварии являлось наложение целого ряда ошибок оперативного персонала энергообъектов, диспетчеров различных уровней системной иерархии, отказов электросетевого и коммутационного оборудования, РЗ и ПА.

И, конечно, самым показательным случаем системной аварии следует считать аварию в Мосэнерго, произошедшую 25 мая 2005 г. с погашением 1/3 части потребителей г. Москвы и Московской области и части прилегающих энергосистем Тульской и Калужской областей. Эта авария выявила, с одной стороны, недостаточное инвестирование в региональное сетевое развитие: строительство и ввод новых высоковольтных линий (ВЛ) и подстанций (ПС) 35–500 кВ, замену перегруженных фазных проводов ВЛ и замену трансформаторов и автотрансформаторов (АТ) ПС 35–500 кВ, а с другой, недостаточное внимание к разработке, внедрению и развитию новых эффективных алгоритмов централизованной и региональных ЦАРЧМ, САРЧМ, АЧР, АРЛ, АСН и другой ПА с заменой морально и физически устаревшего оборудования систем АРЧМ, РЗА и ПА в целом.

Все эти и ряд других аварий свидетельствуют о недостаточной общесистемной и региональной надежности ЕЭС РФ, а также внешнего электроснабжения крупных ответственных потребителей электроэнергии, к которым сегодня можно отнести и многие областные центры с электрической нагрузкой 500 МВт и более. Совсем недавно, 12 сентября 2005 г. в Магнитогорском промышленном узле произошла авария на ПС Магнитогорская-500, связанная с ошибкой оперативного персонала, в результате которой после короткого замыкания на шинах 220 кВ было потеряно 600 МВт генерации блок-станций ОАО «ММК», вследствие чего промышленное производство остановилось более чем на 4 часа. Данная ситуация является еще одним наглядным примером, когда район с практически сбалансированной нагрузкой погасился из-за того, что мероприятиям по выделению энергорайонов не уделяется достаточного внимания, не смотря на то, что именно такой путь

ликвидации аварии в ЭС видится наиболее перспективным.

По системообразующей сети 500–750 кВ ЕНЭС РФ обычно идут перетоки мощности, покрывающие небалансы генерации и потребления электрической мощности в различных частях отдельных ОЭС и ЕЭС в целом. Поэтому аварийное отключение на крупных электростанциях мощных энергоблоков или отключение одной или нескольких нагруженных магистральных ЛЭП 500–750 кВ может привести к развитию местной аварии, связанной с нарушением установившегося баланса мощности, превращая ее в системную аварию. При этом возникает внезапный скачкообразный дефицит (избыток) мощности на валах турбогенераторов местных электростанций и появляются технологические трудности в быстром балансировании потребления и генерации. Такое развитие аварии может быть не только при отключении нагруженной магистральной связи энергорайона с ЭС, но и при наличии связи энергорайона с ЭС по слабым сечениям с протекающим по ним асинхронным ходом, сопровождающимся в колебательном режиме увеличением и уменьшением частоты, напряжения и тока в точках, находящихся по разным концам указанных связей. При больших качаниях в системе, изменениях уровней напряжения, тока и частоты, работа местной ПА с учетом инерционности регуляторов приведет к неадекватным управляющим воздействиям на оборудование электростанций и окажет негативное влияние на сохранение устойчивости [6]. Естественно, что при обучении оперативного персонала невозможно предусмотреть все возможные сценарии развития аварии. Даже аналитический и технологический разбор таких аварий зачастую происходит в дискуссионной форме и не имеет однозначных ответов. Поэтому в таких ситуациях нельзя требовать от оперативного персонала принятия быстрых (соизмеримых с временем работы ПА) аналитических и технологических решений, а тем более их реализации.

Практические системные аварии возникают в ремонтных схемах системообразующей сети с перегрузкой шунтирующих ВЛ 110–220 кВ, сопровождаются снижением напряжения и частоты в энергосистеме, посадкой некоторых станций на «нуль» и длительным отключением электро- и теплоснабжения потребителей и затянувшейся последующей подачей напряжения на погашенные станции с завершающим сбором нормальных схем.

Авторам видится необходимость повышения надежности электроснабжения потребителей путем дополнения балансирующего принципа ПА координацией управления генерацией, потреблением, перетоками между ЭС и ОЭС в различных частях ЕЭС России, а также внедрением современных информационных технологий в ПА. Применение принципа координации автоматического управле-

ния возможно путем разграничения «сфер воздействия» системной ПА и местной системы ПА. Местная ПА должна работать по принципу отделения собственной генерации на сбалансированную нагрузку местных потребителей, не дожидаясь достижения заведомо губительных как для теплосилового и электросилового энергооборудования электростанций, так и для электроустановок потребителей [6] значений параметров режима системы. Такой принцип подразумевает работу системной ПА при необходимости балансирования в ЕЭС, и работу местной ПА при возникновении системной аварии и отделении ЭС или ее отдельных энергоузлов от ОЭС ЕЭС по достижению некоторых «стратегических» режимно-диспетчерских факторов. Такими факторами можно считать предаварийное изменение нормального положения коммутационных аппаратов основного электросетевого оборудования системообразующей сети 110–750 кВ в сочетании с предаварийными величинами перетоков по межсистемным связям и АТ связи с системообразующей сетью ЭС, а также значение частоты в ОЭС, уровни напряжения на «пограничных» ПС.

Выделение энергорайона на автономную работу в аварийной ситуации, предполагает автоматическое с помощью САОН, АРЛ, АСН или «головной АЧР» (с применением специальных реле-частотомеров) отключение энергорайона от энергосистемы по некоторым узловым ПС с последующим доведением в них баланса активной и реактивной мощности по генерации и потреблению. Такое балансирование возможно произвести за счет отключения части турбогенераторов или части нагрузки, например, с шин электростанции, – «грубая» балансировка. Завершение доведения баланса за счет действия САРЧМ на электростанциях выделившегося энергорайона, обеспечивающей первичное общее и нормированное регулирование частоты и активной мощности на станциях, а также действие первоочередной АЧР с определенными (расчетным путем) и обоснованными (в темпе процесса) технологически необходимыми объемами и уставками по частоте и времени – «точная» балансировка. Доведение баланса по реактивной мощности в выделившемся энергорайоне при отключении части турбогенераторов обеспечивается за счет автоматического (по уровням напряжений) включения дополнительных резервных нерегулируемых источников реактивной мощности – «грубая» балансировка, и работой АРВ оставшихся в работе турбогенераторов, а также работой регулируемых статических тиристорных компенсаторов, размещаемых на электростанциях или на узловых сетевых ПС энергорайона, – «точная» балансировка.

Для реализации и внедрения эффективной схемы динамичного выделения отдельного энергорайона с достаточной располагаемой мощностью при возникновении системной аварии в ОЭС возможен следующий алгоритм действий ПА:

- выявление схемно-режимных критериев возникновения системной аварии;
- оценка баланса генерации и потребления активных и реактивных мощностей в энергорайоне, подготавливаемом к выделению;
- отделение энергорайона от системы с первоначальным грубым балансированием по активной и реактивной мощности;
- точное балансирование генерации и потребления активных и реактивных мощностей в выделившемся районе, доведение параметров режима до нормальных;
- подготовка к синхронизации с системой.

Рассмотрим вариант реализации предлагаемых решений на базе наиболее тяжелой аварии для Челябинского энергоузла, инициированной аварией в ОЭС Урала. Челябинский энергоузел типичен для крупных промышленных городов в части наличия у ГПП 110–220 кВ энергоемких промпредприятий мощных электрических связей с ПС 220 и 500 кВ Челябинских магистральных электрических сетей (ЧМЭС), а у городских электросетей (ЧГЭС) – хороших связей с ПС 110 кВ ЧМЭС и с Челябинскими электростанциями. Отличительной особенностью является то, что генерирующих мощностей Челябинских электростанций достаточно только для покрытия нагрузки ЧГЭС и небольшой части неэнергоемких промышленных потребителей.

При авариях во внешней сети 220–500 кВ ЧМЭС, связанной с сетью ЕНЭС ОЭС Урала, возложение задачи балансирования нагрузки и сохранения устойчивости на Челябинские электростанции может привести к развитию аварии с их погашением. Аналогичное развитие событий уже наблюдалось при системной аварии в ОЭС Урала – Свердловской и Челябинской энергосистемах.

Проблема усугубляется тем, что единичная мощность синхронных генераторов Челябинских ТЭЦ не превышает 200 МВт, а основной парк генерирующих мощностей составляют машины мощностью 25–100 МВт. Не смотря на то, что они в большинстве случаев оснащены АРВ СД, наиболее мощные из них имеют тиристорную систему самовозбуждения, что при снижении напряжения во время развития аварии вызывает лавину напряжения на выводах генераторов [7] и приводит к их остановке. Учитывая изложенное, для сохранения электро- и теплоснабжения городской нагрузки и части нагрузки неэнергоемких промпредприятий г. Челябинска при системных авариях в ОЭС Урала предлагается следующая схема динамичного и статичного (ручного по командам диспетчера ЧРДУ) выделения Челябинского энергоузла с городской нагрузкой на автономную работу.

Для успешного оперативного динамичного выделения Челябинского энергоузла из состава ЭС Челябинской области при аварии в ОЭС Урала необходимо произвести отключения ВЛ 110 кВ, связывающих Челябинский городской энергоузел

с ЕНЭС 220–500 кВ в заранее намеченных точках (сечениях):

- ОРУ 110 кВ ПС ЧМЭС с ОРУ 110 кВ Челябинских электростанций;
- ОРУ 110 кВ ПС энергоемких промпотребителей с ОРУ 110 кВ Челябинских электростанций;
- ОРУ 110 кВ ПС ЧМЭС и ОРУ 110 кВ ПС ЧГЭС;
- ОРУ 110 кВ ПС энергоемких промпотребителей и ОРУ 110 кВ ПС ЧГЭС.

В выделенном энергоузле произойдет изменение потоков распределения активных и реактивных мощностей вследствие изменения состава источников питающей сети 110 кВ и самой конфигурации электрической сети 110 кВ. Питающими источниками остаются только Челябинские ТЭЦ. На основании проведенных расчетов установившихся режимов для различного состава оборудования Челябинских ТЭЦ определены слабые сечения, в которых необходимо произвести замену фазных проводов некоторых ВЛ 110 кВ. Поэтому для внедрения технологической схемы отделения Челябинского городского энергоузла предварительно следует провести реконструкцию и усиление существующей сети.

В случае неудачного динамичного выделения Челябинского энергоузла на автономную работу при аварии в ОЭС Урала и посадке на «нуль» Челябинских электростанций, чтобы не допустить полного погашения электроснабжения г. Челябинска, для статичного выделения энергоузла необходимо оснастить системами гарантированного электроснабжения схемы собственных нужд электростанций, газораспределительных пунктов (ГРП) и станций (ГРС), например, установив на них дизель-генераторы необходимой мощности. Если же ГРП и ГРС будут погашены, то разворот станций должен осуществиться на резервном запасе топлива.

Наряду с отключением ряда ВЛ в энергоузле для обеспечения транзита мощности от электростанций к потребителям без захода на СШ 110 кВ ПС ЧМЭС на двух таких ПС (Шагол 500/220/110 и Исаково 220/110) необходимо провести частичную реконструкцию схем ОРУ 110 кВ. Установка двух новых дополнительных выключателей 110 кВ на каждой ПС обеспечит «спрямление» линий связи между электростанциями и ПС 110 кВ ЧГЭС и потребительскими ПС 110 кВ Челябинского городского энергоузла и их надежное двухстороннее питание.

В качестве управляющих воздействий на приведение схемы к исполнению предлагается использовать сигналы, которые можно получить за счет активизации существующей системы САОН Челябинского узла. Активизация САОН достигается изменением в ее логическом устройстве режимных критериев запуска ВЧ-передатчиков и послыски соответствующих команд ВЧ-приемникам, установленным на тех энерго-

объектах, на которых имеются отмеченные точки деления и дополнительные выключатели. После детального технологического анализа логики схемно-режимных вариантов работы САОН для динамичного выделения Челябинского узла на автономную работу предлагается сформировать особый сигнал и разослать команды на указанные энергообъекты по отключению конкретных ВЛ и включению дополнительных выключателей при одновременной реализации событий, которые характеризуют режим в энергосистеме как предаварийный по достижении ряда схемно-режимных критериев: положению коммутационных аппаратов АТГ связи с системой, величине их загрузки, значению частоты в энергосистеме.

Динамичное доведение баланса генерации и потребления в выделившемся Челябинском энергоузле производится организационно-техническими мероприятиями, работающими по следующему технологическому алгоритму.

Грубое первоначальное балансирование режима обеспечивается применением мобильного (от сигналов САОН или специальной АЧР) автоматического отключения связей с энергоемкими промпотребителями, остающимися на электроснабжении от ПС ЧМЭС. При этом на всех электростанциях Челябинского энергоузла на серверах оперативно-информационного комплекса «Диспетчер» в темпе процесса отображается и контролируется величина небаланса между генерацией и потреблением в узле.

Доведение баланса мощности при избыточной генерации производится автоматическим сбросом мощности энергоблоков, состав которых зависит от величины избытка. В случае дефицита мощности в энергоузле и соответствующего снижения частоты до 47.3 Гц без выдержки времени произойдет автоматическое отключение нагрузки по вводам силовых трансформаторов ГПП неэнергоемких промпотребителей.

Такой алгоритм в большей части опирается на технические средства, уже имеющиеся в сетях и на электростанциях Челябинского энергоузла, а также на организационные мероприятия. Между тем, его полная реализация невозможна без реконструкции сети (усиление ряда ВЛ, развитие схем ОРУ 110 кВ некоторых ПС, установка дополнительных средств ТИ и ТС, установка реле-частотомеров и др.). Это затратная часть предложения. Но она неоднократно окупится при возникновении системных аварий в ОЭС Урала. Следует заметить, что многие из предложенных решений уже давно назрели и их техническая реализация будет способствовать развитию электрического хозяйства г. Челябинска, упрощению процедуры подключения новых мощностей потребителей, более гибкому ведению режимов энергосистемы и будет использоваться для надежного оперативно-диспетчерского управления в Челябинском городском энергоузле.

Выводы

Таким образом, анализ развития возникающих аварий в ЕЭС показал, что проблема сохранения устойчивости местных электростанций, обеспечивающих практически без дефицита приходящий сетевой потребительский узел, при больших возмущениях в ЭС чрезвычайно актуальна. Величина убытков от недоотпуска электроэнергии при системных авариях исчисляется десятками и сотнями миллионов рублей. Одним из путей локализации развивающейся системной аварии является предупреждающее выделение ограниченного энергоузла с местными электростанциями на автономную от ЭС работу с контролем баланса активных и реактивных мощностей как в предаварийном режиме, так и во время развития аварии и после отделения от внешней электрической сети [6]. На примере типичного для промышленных энергорайонов Челябинского энергоузла показано, что организационно-технические и технологические мероприятия по координации баланса мощностей позволяют избежать достижения режимными параметрами в энергоузле губительных значений для электроэнергетического оборудования местных ТЭЦ и потребительских электроустановок и обеспечить в выделившемся энергорайоне устойчивую работу электростанций на сбалансированную нагрузку города.

Литература

1. Коцеев, Л.А. Системная противоаварийная автоматика в ЕЭС СССР (России) / Л.А. Коцеев // *Электрические станции*. – 2005. – №1.
2. Зейлидзон, Е.Д. Противоаварийная автоматика Единой энергетической системы СССР / Е.Д. Зейлидзон, М.Г. Портной, С.А. Совалов // *Электрические станции*. – 1972. – №3.
3. Веников, В.А. Электрические системы: управление переходными режимами электроэнергетических систем / В.А. Веников. – М.: Высшая школа. – 1982.
4. Ишкин, В.Х. Централизованная система управления – гарантия эффективности и безаварийности электроэнергетического комплекса страны / В.Х. Ишкин // *ЭЛЕКТРОНИКА: Наука, Технология, Бизнес*. – 2001. – №5.
5. Кучеров, Ю.Н. Современное состояние автоматической частотной разгрузки энергосистем и пути ее совершенствования / Ю.Н. Кучеров, А.А. Окин // *Электрические станции*. – 2001. – №12.
6. Белослудцев, К.А. Возможные пути развития аварий, вызванных большим дефицитом мощности / К.А. Белослудцев, Ю.Е. Гуревич // *Электрические станции*. – 2004. – №9.
7. Гольдштейн, М.Е. Минимальная кратность форсировки синхронных генераторов с системами самовозбуждения / М.Е. Гольдштейн, Е.И. Пахомов // *Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика»*. – 2004. – №4.

Шумаков Игорь Юрьевич, ведущий специалист отдела АСДУ ЧРДУ. В 2003 г. окончил ЮУрГУ по специальности «Электрические системы».

Гольдштейн Михаил Ефимович, зав. кафедрой «Электрические станции, сети и системы», кандидат технических наук, профессор. Выпускник кафедры ЭССиС 1961 г.

Серов Николай Петрович, начальник отдела АСДУ ЧРДУ. Выпускник кафедры ЭССиС 1973 г.