

О НЕОБХОДИМОСТИ СКОРЕЙШЕЙ РЕКОНСТРУКЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 35–110 КВ, ВЫПОЛНЕННЫХ ПО СХЕМЕ С ОТДЕЛИТЕЛЯМИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛЯМИ

В связи с предстоящим вводом БелАЭС Отраслевой программой развития электроэнергетики на 2016–2020 годы предусмотрено увеличение объемов электропотребления за счет использования электроэнергии для производства тепловой энергии и стимулирования ее применения населением для отопления и горячего водоснабжения. В связи с этим значительно повышаются требования к надежности электросетей, так как перерыв в электроснабжении в условиях низких температур наружного воздуха приведет к потере источника тепловой энергии, что недопустимо.

В статье на примере Белоозерского высоковольтного района электрических сетей рассматриваются актуальные для Белорусской энергосистемы вопросы повышения внутрисистемной надежности.

К сведению

Белоозерский высоковольтный район электрических сетей (БВРЭС) филиала Барановичские электрические сети РУП «Брестэнерго» обеспечивает надежность электроснабжения потребителей Березовского, Дрогичинского, Ивацевичского, Кобринского и Пружанского районов Брестской области, осуществляя квалифицированный ремонт, реконструкцию и эксплуатацию оборудования 16 трансформаторных подстанций напряжением 35–110 кВ и 30 воздушных линий электропередачи напряжением 35–330 кВ, находящихся на балансе БВРЭС.

Износ оборудования как основная причина отказов оборудования подстанций

Бурное развитие промышленности в 60–70-е годы прошлого века сопровождалось интенсивным строительством

магистральных электрических сетей высокого напряжения, от которых были запитаны вновь построенные промышленные объекты [1]. За несколько десятилетий смонтированное в тот период электрооборудование подстанций (ПС) и воздушных линий (ВЛ) электропередачи значительно устарело как физически, так и морально. К примеру, в БВРЭС по состоянию на 1 января 2017 года износ основного оборудования ПС 35–110 кВ составил 85,77 %, при этом пять ПС 35 кВ и три ПС 110 кВ эксплуатируются свыше 40 лет (таблица 1).

Анализ данных об отключении подстанционного оборудования БВРЭС свидетельствует, что основной причиной возникновения отказов является сверхнормативный срок службы. В этом контексте актуальной проблемой остается эксплуатация силовых трансформаторов, отработавших свой ресурс. Причиной их отказов чаще всего становятся течи масла в разъемах различных узлов, обусловленные применением некачественной маслостойкой резины.



К.А. КИСЕЛЕВ,
директор филиала
«Барановичские электрические
сети» РУП «Брестэнерго»



Л.И. БУЗИОМА,
начальник Белоозерского ВРЭС



М.А. ДРАКО,
м.т.н., заведующий ЭТП ОУКЭ
РУП «БелэнергоСетелПроект»

Таблица 1. Информация об износе основного оборудования ПС 35–110 кВ БВРЭС

Наименование ПС	U _{ном} , кВ	Коммутационные аппараты на стороне высшего напряжения	Установленная мощность по ПС, кВА	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции
«Малеч»	110	ОД, КЗ, СВ-110 (ВМТ-110 кВ)	8800	1961	–
«Ивацевичи»	110	ВГТ-110 (2 шт.), ВГТ-35 (3 шт.)	26 000	1969	2017
«Береза»	110	ОД, КЗ, по стороне 35 кВ С-35 (3 шт.)	20 000	1969	–
«Белоозерск»	110	ОД, КЗ по 110 кВ, ВМ-35 кВ (2 шт.), ВТ-35 кВ	36 000	1969	–
«Спорово»	110	ОД, КЗ	2500	1983	–
«Милейки»	110	ОД, КЗ, СВ-110 (ВМТ-110 кВ)	12 600	1989	–
«Хрисо»	110	ОД, КЗ	6300	1991	–
«КСИ»	110	ВМТ-110 (3 шт.), КЗ	50 000	1991	1998
«Гоща»	110	ОД, КЗ	2500	1979	–
«Оброво»	110	ОД, КЗ	2500	1985	–
«Судиловичи»	35	ВТ-35 (2 шт.), С-35	4300	1969	–
«Заеловье»	35	ОД, КЗ, СВ-35 (ВТ-35 кВ)	5000	1964	–
«Бронная Гора»	35	ВТ-35	2500	1963	–
«Косово»	35	ВТ-35, ВМ-35 (2 шт.)	7200	1962	–
«Борки»	35	ВТ-35 (2 шт.), С-35	5000	1980	–
«Береза»	35	ВТ-35, С-35 (2 шт.)	8000	1960	–

В качестве причин, вызывающих нарушения в работе коммутационных аппаратов (КА) 35–110 кВ БВРЭС, можно выделить:

- физический износ механической части приводов;
- конструктивные недостатки;
- неэффективную работу и отказ обогреть приводов КА.

Недостатки схемного решения

На наш взгляд, основным недостатком схемных решений распределительных устройств (РУ) ПС БВРЭС, влияющим на эксплуатационную надежность, является использование на девяти ПС устаревшей схемы с отделителями (ОД) и короткозамыкателями (КЗ). Эта схема в свое время получила широкое распространение в питающих сетях 35–110 кВ, как более дешевая альтернатива схемам с силовыми выключателями.

Стоит отметить, что, если заказчик не мог обеспечить укомплектование ПС требуемым количеством выключателей, применение схемы с ОД допускалось, за исключением следующих случаев [3]:

- в РУ, расположенных в зонах холодного климата, а также в особо гололедных районах;
- в районах с сейсмичностью более 6 баллов по шкале MSK-64;
- в случаях, когда действие ОД и КЗ привело бы к выпадению из синхро-

низма синхронных двигателей у потребителя или нарушению технологических процессов;

- на ПС транспорта и добычи нефти и газа;
- для присоединения трансформаторов мощностью более 25 МВА;
- в цепях трансформаторов, присоединенных к линиям, имеющим однофазное автоматическое повторное включение.

Схемы с ОД и КЗ являются упрощенными (без выключателей со стороны высшего напряжения). На ПС, выполненных по таким схемам, отключение трансформаторов со стороны нагрузки производят выключателями, а со стороны питания – ОД, контактная система которых не приспособлена для операций под током нагрузки, но позволяет отключить намагничивающий ток трансформаторов и зарядный ток линий. Основное назначение ОД – быстрое отсоединение поврежденного участка электрической сети после отключения его со всех сторон выключателями.

Назначение КЗ заключается в создании при повреждении на ПС искусственного короткого замыкания на землю и обеспечении надежного пуска релейной защиты и автоматики (РЗА), отключающей ВЛ выключателем на питающем конце.

Принцип работы рассматриваемого схемного решения заключается в следующем. При повреждениях трансформатора или другого оборудования ПС в зоне действия устройств релейной защиты

включается КЗ, вследствие чего срабатывает релейная защита и отключается выключатель питающей линии. За время бестоковой паузы поврежденное оборудование отключается отделителем, затем происходит автоматическое повторное включение выключателя на питающем конце линии, благодаря чему ВЛ остается в работе.

Для согласования работы КЗ и ОД у первого за ножом устанавливается трансформатор тока, во вторичную обмотку которого включается специальное блокирующее реле ОД, препятствующее отключению последнего, пока ток короткого замыкания не отключен [4].

Вызванное искусственным коротким замыканием электродинамическое и электротермическое воздействие на оборудование может привести к оплавлению и свариванию контактов, повреждению фарфоровых изоляторов (сокращению ресурса изоляции), поэтому после включения КЗ необходим его осмотр и ремонт.

На ПС с описываемой схемой при неудовлетворительном состоянии связи КЗ с контуром заземления ПС (особенно при большом сроке эксплуатации) велика опасность попадания персонала под «шаговое напряжение». Поэтому согласно [5, 6] при заземлении КЗ в радиусе не более 3 м должно быть обеспечено растекание тока не менее чем в четырех направлениях, а непосредственно у места заземления – не менее чем в двух направлениях.

В нынешних реалиях большое время срабатывания устройств РЗА с действием на ОД и КЗ приводит к останову широко распространенных газопоршневых и газотурбинных мини-ТЭЦ потребителей, работающих параллельно с энергосистемой. Это, в свою очередь, влечет поломку их оборудования, нарушение технологических процессов и, как следствие, ущерб для народного хозяйства.

Отказ ОД приводит к наиболее масштабным негативным последствиям на ПС, питающихся от одной ВЛ 110 кВ, и на ПС без секционного выключателя 110 кВ. Так, применительно к электрической сети БВРЭС, при неуспешном автоматическом повторном включении ВЛ 110 кВ ГРЭС – Застружье обесточивается как минимум пять ПС 110 кВ. При этом продолжительность отключения потребителей, попадающих в зону обслуживания этих ПС, зависит от времени, которое необходимо персоналу оперативно-выездных бригад для оперативных переключений.

К серьезным последствиям приводит отказ ОД и КЗ на ПС 110/35/10 кВ «Береза». В этом случае отключаются непосредственно ПС «Береза», две ВЛ 110 кВ, три ВЛ 35 кВ, три ПС 35 кВ, ПС 110 кВ «Малеч» и частично ПС 110 кВ «КСИ», при этом установленная мощность отключенных трансформаторов составляет 67,1 МВА.

В [7] приводится информация о тех недостатках, которые выявил опыт эксплуатации таких ПС в Белорусской энергосистеме. Это низкая надежность ОД и КЗ, недостаточная надежность схемы автоматики управления ими, неудобство вывода в ремонт оборудования ПС и др. Следует отметить, что одним из основных недостатков является организация питания устройств РЗА на переменном оперативном токе, который имеет низкую надежность при близких к ПС коротких замыканиях.

Пути решения проблемы

В настоящее время согласно [2] ставится задача по увеличению межремонтного периода и сокращению количества и продолжительности отключений ВЛ и оборудования ПС. Решением может стать плановое системное инвестирование в реконструкцию подстанций. Так, в БВРЭС даже в условиях ограниченности финансирования были выделены средства на проведение ремонтов и модернизацию оборудования ПС. Это позволило предприятию в течение последних четырех календарных лет обеспечивать соответствие фактически выполненного

объема капитальных ремонтов электрооборудования ПС 35–110 кВ запланированному (таблица 2), что, в свою очередь, способствовало снижению отказов в электроснабжении.

Между тем для повышения надежности работы оборудования ПС 35–110 кВ местными локальными нормативными правовыми актами принята периодичность опробования устройств РЗА с действием на ОД, КЗ два раза в год [2], что приводит к увеличению затрат на эксплуатацию ПС, дополнительное привлечение ремонтного и оперативного персонала.

Следует отметить, что определенные шаги к решению проблемы в целом уже сделаны. Так, согласно стандарту [8] при проектировании ПС напряжением 35 кВ и выше применение ОД и КЗ не допускается. Кроме того, требованиями [9] при реконструкции, техническом перевооружении и расширении ПС в случае наличия на них ОД и КЗ предусмотрена их замена на выключатели. Такой подход принят и в Российской Федерации: в соответствии с применяемыми в стране рекомендациями [10] при наличии в РУ ПС отделителей и короткозамыкателей при реконструкции и техническом перевооружении предусматривается их замена на выключатель.

Все сказанное выше свидетельствует о том, что исключение из схем распределительных устройств ПС отделителей и короткозамыкателей на напряжение 35 кВ и 110 кВ и замена их на современные элегазовые выключатели является одной из первоочередных задач, которые необходимо решить для повышения

надежности электроснабжения конечного потребителя. Проведенная в 2017 году реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Ивацевичи» с установкой быстродействующих микропроцессорных защит, элегазовых выключателей 110 и 35 кВ, вакуумных выключателей 10 кВ, а также с применением резистивно-заземленной нейтрали в сети 10 кВ – яркий тому пример. С момента реконструкции этой ПС не произошло ни одного отказа в электроснабжении потребителей.

Для региона, обслуживаемого БВРЭС, вопрос реконструкции ПС имеет особую актуальность в связи с планируемой установкой пиковых резервных источников электроэнергии на Березовской ГРЭС для выравнивания суточных графиков производства и потребления электроэнергии после ввода в работу Белорусской АЭС.

Список литературы

1. Дорофейчик, А.Н. Пути повышения надежности электрических сетей: учеб.-метод. пособие / А.Н. Дорофейчик. – Гродно: ГрГУ, 2007. – 203 с.
2. Нормы времени на ремонт основного и вспомогательного энергетического оборудования: СТП 33243.05.751-15. – Введ. 15.02.2016. – Минск: ГПО «Белэнерго», 2016.
3. Основы технологии проектирования электроустановок систем электроснабжения: монография / А.Г. Сошинов и др.; под ред. А.Г. Сошинова / Волгоград: ВолгГТУ, 2006. – 112 с.
4. Электрическая часть электростанций: учебник для вузов / Под ред. С.В. Усова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленинг. отд-ние, 1987. – 616 с.
5. Методические указания по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций напряжением 35–750 кВ: СТП 09110.47.103-07. – Введ. 01.12.2007. – Минск: ГПО «Белэнерго», 2007. – 76 с.
6. Методические указания по выполнению заземления на электрических станциях и подстанциях напряжением 35–750 кВ: СТП 09110.47.203-07. – Введ. 15.06.2007. – Минск: ГПО «Белэнерго», 2007. – 48 с.
7. Информационное письмо ГПО «Белэнерго» ИП-01-2007.
8. Подстанции электрические напряжением 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования: СТП 33243.01.216-16. – Введ. 15.02.2016. – Минск: ГПО «Белэнерго», 2016.
9. Указания от 09.08.04 № 21 концерн «Белэнерго» «О повышении надежности работы подстанций 110 кВ».
10. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 288.

Таблица 2. Сравнительные данные об объемах выполненных и запланированных технических мероприятий за 2014–2017 годы

Техническое мероприятие	Календарный год							
	2014		2015		2016		2017	
	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт
Комплексный капитальный ремонт ПС 35–110 кВ	2	2	2	2	2	2	2	2
Текущий ремонт ПС 35–110 кВ	14	14	14	14	14	14	14	14
Замена изношенных ВМ 10 кВ на вакуумные	6	6	7	7	11	11	12	12
Замена РВС 110 кВ на ОПН 110 кВ	–	–	–	–	3	3	–	–
Замена РВС 6–10 кВ на ОПН 6–10 кВ	36	36	48	48	–	–	6	6
Модернизация привода ППрК-1400	1	1	–	–	1	1	2	2
Ремонт выпрямительных агрегатов зарядно-подзарядных (ВАЗП)	1	1	–	–	–	–	–	–
Монтаж ОПН 10 кВ	–	–	36	36	–	–	–	–
Замена ТТ на вводах 10 кВ	–	–	45	45	–	–	–	–
Замена изоляторов разъединителей 35 кВ	–	–	48	48	42	42	42	42
Замена изоляторов разъединителей 110 кВ	–	–	24	24	18	18	–	–
Замена элементов БСК, содержащих ПХБ	–	–	–	–	54	54	–	–
Замена гидрофобного покрытия ячеек КРУН	50	50	44	44	31	31	47	47
Установка рекомбинационных пробок в АКБ	114	114	–	–	–	–	–	–