

ЛЕКЦИЯ 1. Современные тенденции при реконструкции и модернизации оборудования электрических сетей и схем ОРУ подстанций.

Существующие схемы электрических сетей и подстанций напряжением 110–750 кВ созданы ещё во времена Советского Союза и в настоящее время для них характерны следующие проблемы [1]:

- большой объем морально и физически устаревшего оборудования, в первую очередь, коммутационного;
- недостаточная проектная надёжность схем ОРУ, наличие «слабых мест», отказ которых может привести к серьёзной аварии (одностороннее или, тем более, двухстороннее КЗ на шиносоединительном (междушинном) выключателе (ШСВ, МВ) в схеме две рабочие системы шин с обходной и др.);
- морально и физически устаревшие конструкции воздушных линий электропередач (ВЛЭП);
- отставание от мирового уровня по ряду технологий и по техническому уровню многих видов электрооборудования и систем управления;
- низкая степень автоматизации объектов электрических сетей и подстанций, отсутствие полностью автоматизированных схем;
- недостаточное нормативно-техническое обеспечение функционирования электрохозяйства;
- большие эксплуатационные расходы на электрохозяйство;
- недостаточно действенное проявление политики энергосбережения.

В соответствии с нормативными документами на основное электрооборудование требования к надёжности заложены только в ГОСТ 687-78 «Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия». Там же прописаны требования к механическому ресурсу по показателю N , который указывается на конкретный тип выключателя. Для воздушных выключателей показатель N обычно равен 1000 циклам включение-отключение. Однако по опыту эксплуатации отказ воздушных выключателей напряжением 330–500 кВ происходит после 240–380 циклов.

В РФ установлены и эксплуатируются в основном воздушные и масляные выключатели. Процент выключателей с элегазовой изоляцией не превышает 5 % от общего числа. Для анализа надёжности элегазовых выключателей в эксплуатации ещё не получено достаточно данных об их отказах.

Комплектные распределительные устройства (РУ) с элегазовой изоляцией (КРУЭ) появились на мировом рынке в конце 60-х годов [3]. С тех пор для РУ электроустановок они занимают прочные позиции в промышленно развитых странах. Широкое и быстрое внедрение КРУЭ связано с их компактностью, причём без ущерба для других технических характеристик. Таким образом, более рационально решаются проблемы приобретения земельных участков, что может являться определяющим в современных условиях.

Стоимость ячейки КРУЭ, например 220 кВ, оценивается на мировом рынке в 0,9–1,6 млн долл. С учётом стоимости земельных участков в крупных городах использование КРУЭ оказывается предпочтительным, а иногда, при сооружении РУ в стеснённых условиях, и единственно возможным решением. Так площадь занимаемая ячейкой с выключателем 220 кВ ОРУ с воздушной изоляцией, составляет не менее 0,1 Га, а КРУЭ – 0,0007–0,0011 Га.

В последнее время проблема приобретения земельных участков всё заметнее получает в России экономическую окраску и особенно в городах (экспертная минимальная цена земли в Москве – 6 млн долл./Га).

Применение КРУЭ в России до сих пор носит ограниченный характер, при том, что первая опытная ячейка была изготовлена в 1973 г. Однако в связи с названными причинами положение дел должно измениться.

Кроме компактности, для КРУЭ характерны высокая надёжность, степень безопасности для персонала и сейсмостойкость, простота монтажа и обслуживания, низкий уровень шума.

Надёжность нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), выпускаемых разными отечественными производителями, декларируется в технических условиях, где указано, что срок службы ОПН с вероятностью 0,98 составляет 25–30 лет. Следовательно, что из 1000 ОПН ежегодно может выйти из строя 0,67–0,8 штук. Эти данные пока не подкрепляются опытом эксплуатации.

Трансформаторное оборудование. Трансформаторное и автотрансформаторное оборудование относится к надёжному оборудованию электроустановок.

В настоящее время все автотрансформаторы напряжением 500 кВ и выше для Российской электроэнергетики поставяет Московский Электрозавод (ОАО «Электрозавод») и ЗТЗ (г. Запорожье, Украина). Силовые трансформаторы крупных габаритов на напряжение 110, 220 кВ изготавливают и поставляют следующие российские заводы: ОАО «Электрозавод» (г. Москва), ОАО «Трансформатор» (г. Тольятти), ОАО «Уралэлектротяж-

маш» (г. Екатеринбург). Также трансформаторы крупных габаритов изготавливают на ЗТЗ.

Опыт эксплуатации показал, что силовые трансформаторы производства СССР имели характеристики надёжности на уровне изделий зарубежных фирм. Только технический уровень по массогабаритным показателям и потерь уступал мировой практике, особенно в части потерь холостого хода.

В настоящее время отечественные заводы, проводя реконструкцию и разрабатывая новое конструктивное исполнение добиваются существенного прогресса в деле внедрения новых энергосберегающих технологий и применения более качественных комплектующих, в том числе, зарубежного производства.

Более 50 % трансформаторного оборудования выработало срок службы в 25 лет. Тяжёлые повреждения без учёта повреждаемости вводов, изготовленных до 1970 г. составляют 1 %, для трансформаторов более позднего изготовления – около 30 %. Анализ за последние 10 лет показал, что удельная повреждаемость составляет 0,5 % в год.

Около 33 % отказов трансформаторов приходится на вводы, причём основную долю составляют очень тяжёлые повреждения со взрывом ввода и обычно с пожаром.

Около 24 % отказов приходится на РПН (устройство регулирования под нагрузкой). Причём в мировой практике также велика доля повреждений из-за вводов и устройств РПН.

На повреждения из-за недостаточной стойкости обмоток при КЗ (электродинамическая устойчивость) приходится до 6 % отказов.

Ежегодно до 4 % повреждений происходит из-за дефектов главной изоляции.

Для повышения надёжности работы и технического уровня эксплуатации целесообразно:

- переходить на более надёжные вводы, а именно вводы с масляной и твёрдой изоляцией производства «Тренч-Бушинг» (Англия), вводы с твёрдой изоляцией производства Хотьковского завода совместно с фирмой АВВ, вводы завода «Мосизолятор» и фирмы «Макафил»;
- применять более надёжные устройства РПН фирм «Машинен фабрик Рейнхаузен» (Германия), «Хюндай Хэви Индастриз» (Болгария). Менее надёжные, но более дешёвые устройства РПН изготавливаются на ЗТЗ (г. Запорожье) и ОАО «Трансформатор» (г. Тольятти);
- применять не только штатные температурные датчики, но и приборы для определения тепловой загрузки Т и АТ;

– использовать зарубежную практику применения устройств для измерения температуры обмоток, что позволяет в необходимых случаях вести контроль за перегрузками, а также косвенно следить за тепловым износом изоляции (МЭЗ и ЗТЗ длительное время устанавливают эти приборы на Т и АТ собственного производства).

Высоковольтные выключатели. В РФ эксплуатируются около 30000 выключателей напряжением 110–750 кВ. Из них по классам напряжений составляют 110 кВ – 80,5 %; 220 кВ – 15,2 % [3].

Более 50 % установленных выключателей – масляные баковые выключатели 110, 220 кВ, маломасляные выключатели 110, 220 кВ составляют 24,3 %.

Число воздушных выключателей составляет 18,6 % общего числа установленных выключателей (110 кВ – 12 %, 220 кВ – 35 %). Воздушные выключатели серий ВВН, ВВ, ВВБ, ВВД, ВНВ и другие выпускались предприятиями «Электроаппарат» и «Уралэлектротяжмаш» (УЭТМ).

До 1996 г. в энергосистемах имелись единичные образцы элегазовых выключателей. Элегазовые колонковые и баковые выключатели поставляются УЭТМ (преимущественно 110 кВ с токами отключения до 40 кА. Небольшое число баковых выключателей 110 и 220 кВ – ОАО «Энергомеханический завод», а также ведущими зарубежными фирмами АВВ, Альстом, Сименс.

В настоящий момент отработали свой нормативный ресурс 90 % выключателей МКП-110 и ВВН-110, 60% выключателей ВВН-220.

В отечественных высоковольтных выключателях серии ВВ на напряжение 110, 220 кВ частота отказов равна $\omega = 0,07–0,08$ 1/год (1 отказ за 12 лет). Наихудшие показатели надёжности имеют выключатели ВВБ-110, $\omega = 0,11$ 1/год (1 отказ в 9 лет); ВВН-220 – $\omega = 0,134$ 1/год (1 отказ в 7 лет). Эти выключатели не отвечают современным требованиям ни по надёжности, ни по коммутационному и механическому ресурсам, массам, габаритам и т.д. и подлежат замене.

Общеизвестны причины повреждаемости отечественных выключателей и выпуск их продолжается, но тенденция их постепенного вытеснения элегазовыми выключателями проявляется всё более устойчиво.

По данным СИГРЭ, в зарубежных сетях парк элегазовых выключателей составляет в классах напряжения: 110 кВ – 52 %, 220 кВ – 55 %, 330 кВ – 69 %, 500 кВ – 66 %, 750 кВ – 8 %. При этом среди выключателей, установленных за последние 10 лет, доля элегазовых выключателей составляет 93 %.

При техническом перевооружении схем ОРУ основным направлением для повышения надёжности является замена устаревших масляных и воздушных выключателей на колонковые элегазовые выключатели; баковых масляных выключателей – на баковые элегазовые выключатели, имеющие встроенные трансформаторы тока.

При модернизации следует применять также новые разработки колонковых и баковых выключателей ОАО «УЭТМ» (тип выключателей ВГТ-110, ВГК-220, ВГБ-110) и выключатели производства ведущих зарубежных фирм.

Разъединители 110–220 кВ. Парк разъединителей 110, 220 кВ составляет 99,7 % от их общего числа (120000 штук). Разъединители не являются надёжными элементами электроустановок. Тому способствуют: низкое качество фарфоровых опорных изоляторов; низкая надёжность контактов; несовершенство конструкции и низкое качество деталей и узлов кинематической передачи и переключающих устройств электромагнитных блокировок; отсутствие постоянного подогрева шкафов управления и др.

Электрические шкафы разъединителей зарубежных производителей имеют систему подогрева для исключения конденсации влаги на деталях элементов электрического шкафа, а для районов с низкими температурами в шкафах монтируется вторая дополнительная система подогрева. Это особенно важно в связи с тем, что отказы электромагнитных блокировок приводят к ошибочным действиям персонала и к травмированию людей со смертельным исходом, так как до 25 % отказов разъединителей связано с ошибочными действиями персонала.

При модернизации ОРУ следует производить замену: разъединителей 110–220 кВ на более совершенные, имеющие двигательные приводы главных и заземляющих ножей, например, на разъединители серии РГ (РГН) производства ЗАО «ЗЭТО» и разъединители типа SGF производства АВВ УЭТМ.

В новых конструкциях разъединителей фирмы ЗАО «ЗЭТО» применены двигательные приводы, полностью переработана конструкция электрошкафов: введены элементы подогрева, заменены переключающие устройства КСА на новые, обеспечена надёжная герметизация.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения. Срок службы измерительных трансформаторов примерно соответствует срокам службы силового оборудования.

Созданные в конце 80-х годов измерительные трансформаторы тока типа ТФНКД и ТФРМ с изоляцией конденсатного типа оказались самыми ненадёжными и применение их на ответственных объектах нежелательно.

Трансформаторы тока типа ТФЗМ 110-550 кВ и трансформаторы напряжения НКФ-110-500 кВ имеют существенный недостаток – слабую влагозащищённость. Это приводит к преждевременному и опасному увлажнению твёрдой изоляции (до 4–6 %) у трансформаторов напряжения через 10–15 лет и у трансформаторов тока через 20–25 лет.

У трансформаторов напряжения, в отличие от трансформаторов тока, частичные, периодически повторяющиеся микроразряды при увлажнении возникают во всём объёме изоляции. Это приводит к замыканию части витков обмотки высокого напряжения и повышению напряжения на вторичной стороне.

При техническом перевооружении рекомендуется:

- провести модернизацию защиты от увлажнения изоляции трансформаторов ТФЗМ-110, 220 кВ и НКФ-110, 220 кВ путём введения масляного затвора. При этом ресурс твёрдой изоляции трансформаторов ТФЗМ-110, 220 кВ остаётся достаточно большим;

- внедрить антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ и НАМИТ 110, 220 кВ, производства ОАО Раменского электротехнического завода.

Нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН). В настоящее время на электротехническом рынке России имеется большой выбор ОПН отечественного и зарубежного производства (Cooper Power Systems, ЗАО «ЗЭТО», АВВ, ООО «Севзаппром», Siemens).

При реконструкции и модернизации следует применять:

- одноколونковые ОПН с повышенной пропускной способностью и энергоёмкостью, достаточной для обеспечения надёжной работы в нормальных и аварийных режимах;

- ограничители с использованием нестарящихся варисторов, которые позволяют исключить эксплуатационный контроль за параметрами ограничителя.

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ). В РФ экспортируются с 1979 г., когда в Мосэнерго были введены 2 подстанции 220/110 кВ: Елоховская (с КРУЭ отечественного производства) и Свиблово (с оборудованием фирмы АВВ).

По настоящее время в эксплуатацию введено более 1000 ячеек КРУЭ 110 и 220 кВ. Около 60 % из них выпущена ПО «Электроаппарат» и ОАО «Энергомеханический завод». Остальная часть поставлена предприятиями компании АВВ, Альстом и Сименс.

Надёжность отечественных КРУЭ остаётся недостаточной. По данным ОАО «Мосэнерго» наибольшее число отказов имеет место в отсеках

выключателей и трансформаторов напряжения. Здесь происходит повреждение предохранительной мембраны и внутренние КЗ трансформаторов. Наиболее слабыми местами выключателей являются клапаны отключения и включения пневматической системы управления и отключающая защёлка. Также в эксплуатации наблюдается повышение утечки элегаза.

Таким образом, резюмируя всё вышесказанное, можно сделать выводы, что техническое перевооружение позволит:

- получить в эксплуатацию новое, более экономичное и надёжное электротехническое оборудование с низкими эксплуатационными расходами, в том числе и на ремонт;
- продлить ресурс оборудования с учётом экономической целесообразности;
- внедрить автоматизированные системы управления и контроля состояния оборудования;
- понизить существенно воздействие оборудования на экологию;
- обеспечить надлежащее качество электроэнергии с учётом характера потребителей.