

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ФСК ЕЭС»

АВТОРЫ:

Р.И. ЗАГОСКИН,
ПАО «ФСК ЕЭС»

А.А. ГУК,
ПАО «ФСК ЕЭС»

Мониторинг технического состояния высоковольтного электрооборудования — составная часть технического обслуживания. Основными задачами мониторинга являются обеспечение безопасной эксплуатации, функ-

циональной надежности, эффективной работы высоковольтного электрооборудования, оптимизация затрат на его техническое обслуживание, а также уменьшение потерь от простоев в результате отказов и экстренных выводов в ремонт.

Ключевые слова: мониторинг; автоматическое диагностирование; силовое оборудование; контроль параметров; техническое обслуживание; техническое состояние.



Рис. 1
Первичные датчики в составе первых систем мониторинга, устанавливаемых на силовом оборудовании

ВВЕДЕНИЕ

В ПАО «ФСК ЕЭС» действует развитая система технического обслуживания и диагностирования, регулярно обновляется парк диагностического оборудования, проводятся плановые обучения, тренировки, обмен опытом между профильными подразделениями.

В основу регламентной системы диагностирования заложены нормативные общедокументальные требования к объему и нормам испытаний электрооборудования:

- Объем и нормы испытаний электрооборудования (РД 34.45-51.300-97);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (2003);
- Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ (РД 34.20.504-94), а также документы, дополняющие указанные стандарты.

Полный перечень действующих в ПАО «ФСК ЕЭС» СТО размещен на сайте www.fsk-ees.ru.

За прошедшие десятилетия существенно изменились конструкции электротехнических изделий, технические возможности производителей, формы собственности, нормативная база и структура управления электроэнергетическим комплексом. Появились новые методы, информационные системы и аппаратура для диагностики электротехнического оборудования. Однако нормируемые параметры измерений, регламентированные РД 34.45-51.300-97, основаны на методиках измерений, разработанных 30–50 лет назад для выявления дефектов выпускавшегося в то время оборудования. Нормы на технические характеристики для большин-

ства современных конструкций электрооборудования не подтверждены нормированными методиками их измерения. Это означает, что заказчик ограничен в методических решениях для полноценной и достоверной оценки нормируемых величин, характеризующих техническое состояние современного электрооборудования.

Актуальная, современная нормативная база диагностической деятельности — фундаментальная основа построения эффективной системы диагностирования.

Применение методов и средств диагностики в настоящее время базируется на оценке рисков потери оборудования при авариях и технологических нарушениях, потерях от недоотпуска электроэнергии, штрафах за нарушения договорных обязательств, затрат на техническое обслуживание, нарушениях безопасности, угроз экологии, жизни и здоровью населения.

Предварительные оценки показывают, что до 80% дефектов, приводящих к выходу из строя оборудования подстанций и линий электропередачи, могут быть выявлены современными методами и аппаратурой для диагностирования и мониторинга.

СТРАТЕГИИ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ И РЕМОНТАМИ (ТОиР)

Современные условия развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети требуют от ПАО «ФСК ЕЭС» координируемой деятельности по нахождению опти-

мального баланса между затратами, соблюдением нормативных требований, управлением рисками и достижением стратегических целей.

В основе современных стратегий управления ТОиР закладываются следующие решения:

- снижение расходов на капитальные вложения (CAPEX) за счет постоянного совершенствования требований к производственным активам;
- снижение стоимости владения оборудованием (OPEX) за счет внедрения оптимальных высокоэффективных методов диагностического контроля и ТОиР;
- создание единой методологической базы по средствам и методам диагностирования электротехнического оборудования;
- разработка/совершенствование методологии управления рисками и эффективностью;
- создание эффективной системы диагностирования с применением средств (систем) автоматического диагностирования.

Основными целями применения средств (систем) автоматического диагностирования являются:

- оперативность принятия решений, исключающих неконтролируемое развитие аварийного дефекта;
- уменьшение роли человеческого фактора в процессе подготовки объекта к испытаниям, при выполнении испытаний и формировании протоколов испытаний за счет использования стационарных схем автоматических измерений и автоматизированного протоколирования результатов диагностики (электробезопасность профильного персонала);
- контроль характера и локации дефекта эксплуатируемого оборудования под рабочим напряжением, что не всегда

возможно выявить в процессе регламентных испытаний. При этом исключается необходимость вывода оборудования из эксплуатации;

- моделирование ресурса и нагрузочной способности электрооборудования на основе фактически измеренных эксплуатационных параметров с учетом режима и условий эксплуатации оборудования и автоматизированного расчета математических моделей, характеризующих процессы, возникающие при эксплуатации оборудования;
- ведение и накопление архивной диагностической информации (функция «черного ящика»), необходимой при рассмотрении и анализе нештатных режимов работы оборудования;
- автоматизированный учет результатов диагностирования, влияющих на принятие решения о последующей эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте электрооборудования.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ФСК ЕЭС»

По состоянию на 01.01.2016 г. в ПАО «ФСК ЕЭС» эксплуатируется 432 единицы силового оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, включая 255 силовых трансформаторов (автотрансформаторов), 107 шунтирующих реакторов, 24 КРУЭ 110–220 кВ, 46 КЛ 110 кВ в изоляции из сшитого полиэтилена, которые оснащены средствами автоматизированного диагностирования.

Первые комплексные системы мониторинга силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов применялись на объектах ПАО «ФСК ЕЭС»

с 2003 года. Комплектация первичными датчиками первых систем мониторинга показана на рис. 1.

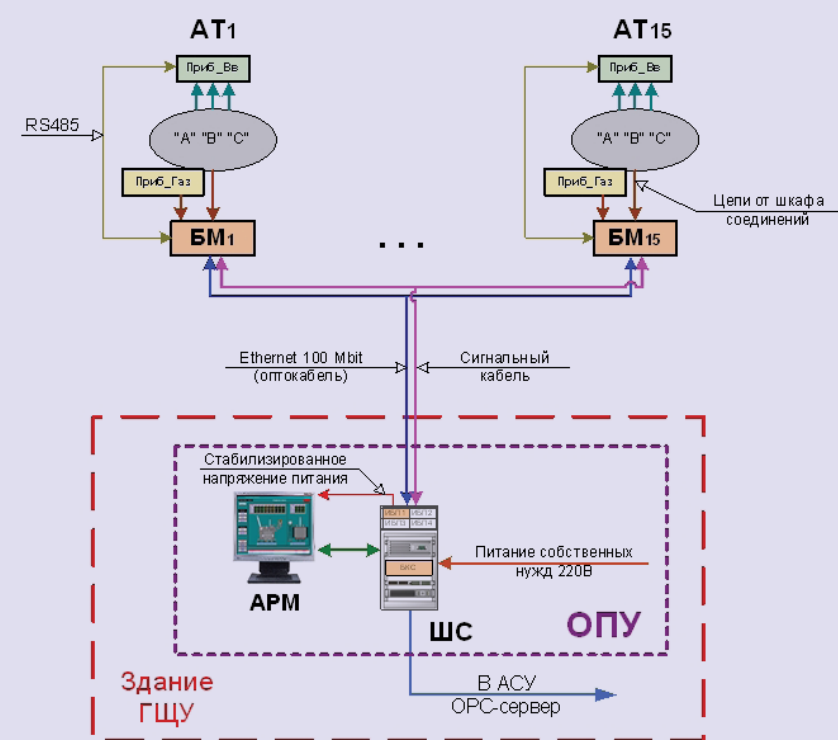
Опыт показывает, что технические задачи, первично закладываемые в комплексные системы мониторинга, требовали сложной, капиталоемкой комплектации системы мониторинга, а также сложного наукоемкого методического обеспечения, но в современном практическом применении по не-

которым функциям оказываются избыточными.

К избыточным функциям можно отнести:

- закладываемые возможности регистрации гармонического состава токов и напряжений до 63-й гармоники;
- осциллографирование токов и напряжений при переходных процессах;

ТИПОВАЯ СТРУКТУРНАЯ СХЕМА КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ, ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ



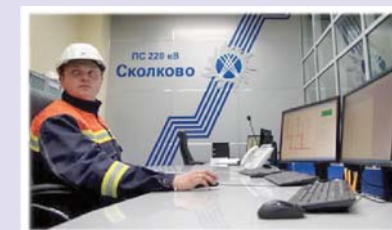
AT₁...AT₁₅ — автотрансформатор (до 15 AT на один ШС); Приб_Вв — прибор контроля качества изоляции вводов ВН, СН; Приб_Газ — прибор контроля газо-влажностного содержания в масле; БМ — блок мониторинга; ШС — шкаф системный; БКС — блок коммутации сети; ИБП — источник бесперебойного питания; АРМ — автоматизированное рабочее место; ОПУ — оперативный пульт управления; ГЩУ — главный щит управления.

Рис. 2

ОБЩИЙ ВИД ПОДЗЕМНОЙ ПОДСТАНЦИИ И ЕЕ ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ



а) общий вид подземной подстанции



б) пульт управления

Рис. 3

ПЕРВИЧНЫЕ ДАТЧИКИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ



а) КРУЭ



б) КЛ в изоляции из сшитого полиэтилена

Рис. 4

- функции управления (наличие панелей управления);
- избыточные параметры ввода в систему мониторинга релейных сигналов технологических защит и сигнализации.

Качественный анализ электрических параметров в электроустановках, как правило, регистрируется средствами диспетчерского технологического управления (СДТУ). Наличие аналогичных по функциональному назначению регистраторов в составе компонентов систем мониторинга приводит к дублированию функций

и существенному (многократному) удорожанию комплекта системы мониторинга. Совокупные результаты, регистрируемые средствами СДТУ и интегрированными и учитываться при оценке технического состояния электрооборудования.

Наиболее востребованными данными, получаемыми от систем мониторинга силового оборудования, являются:

- контроль качества изоляции вводов ВН, СН с регистрацией абсо-

лютных значений тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta_1$), емкости основной изоляции (С1) и их изменений ($\Delta\text{tg}\delta_1$, ΔC1);

- регистрация и анализ температурных показателей (обмотки, верхних/нижних слоев масла);
- регистрация и контроль выделяемых газов и влагосодержания в трансформаторном масле;
- регистрация и контроль допустимых систематических и аварийных перегрузок;
- регистрация и анализ пусковых токов двигателей привода РПН, маслонасосов, вентиляторов;
- регистрация высокочастотных импульсов для контроля интенсивности и локализации ЧР в секциях КРУЭ и КЛ в изоляции из сшитого полиэтилена.

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ

Комплексные системы мониторинга силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов реализованы по трехуровневой схеме в соответствии с действующими в обществе стандартами:

уровень 1 — первичные датчики, устанавливаемые непосредственно на контролируемом оборудовании;

уровень 2 — блок мониторинга (БМ), является совокупностью контроллеров, обеспечивающих сбор и обработку преобразования, накопления, измерительных сигналов, полученных от первичных датчиков уровня 1. БМ осуществляет первичное преобразование измерительных

данных и информационный обмен между уровнями 1 и 3.

уровень 3 — единый централизованный ПТК для всего трансформаторного оборудования подстанции, предназначенный для математической обработки, решения расчетно-аналитических задач, дистанционного конфигурирования, проверки исправности аппаратуры нижних уровней, выполнения шлюзовых функций, связи с верхним уровнем управления.

Типовая структурная схема комплексной системы мониторинга силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов приведена на рис. 2.

В современных условиях в ПАО «ФСК ЕЭС» допускается применение комбинированных решений с использованием первичных приборов (датчиков), без использования промежуточных блоков и серверов накопления и обработки данных для контроля технического состояния отдельных узлов электрооборудования.

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КРУЭ И КЛ В ИЗОЛЯЦИИ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Первый опыт применения систем мониторинга на силовом элегазовом (SF₆) оборудовании получен в 2012–2013 гг. на уникальных для Российской Федерации, подземных подстанциях ПАО «ФСК ЕЭС» 220 кВ «Сколково» и «Союз». Общий вид подземной подстанции и ее пульт управления приведены на рис. 3.

Применяемые на объектах ПАО «ФСК ЕЭС» системы мониторинга КРУЭ и КЛ с ИСП позволяют:

1. регистрировать импульсы частичных разрядов (ЧР) одновременно в нескольких частотных диапазонах;
2. реализовывать локацию дефектов в изоляции двумя методами:

- на основе анализа рефлектограмм распределения импульсов ЧР;
 - на основе анализа разницы времен прихода высокочастотного импульса от зарождающегося дефекта к датчику-регистратору.
3. автоматически определять тип дефекта в изоляции и степень его развития с помощью встроенной экспертной диагностической системы.

Для контроля ЧР в изоляции КРУЭ применяются датчики-антенны.

Накладной датчик ЧР монтируется на внешней поверхности КРУЭ на смотровые окна или разделительные барьеры в зоне стыка двух трубчатых корпусов между собой через изоляционную прокладку (insulating spacer), одновременно выполняющую роль внутреннего поддерживающего высоковольтного изолятора.

Для контроля ЧР в изоляции кабельной системы с изоляцией из сшитого полиэтилена применяются датчики трансформаторного

типа для регистрации высокочастотных импульсов в проводе, заземляющем броню кабеля.

При определении ЧР основными параметрами являются мощность и амплитуда импульсов, рассчитанные по амплитудно-фазовому распределению ЧР.

Контроль электромагнитных импульсов выполняется в диапазоне частот (3–30) МГц, (300–1500) МГц.

На рис. 4 показаны места установки первичных датчиков для контроля состояния КРУЭ и КЛ в изоляции из сшитого полиэтилена.

СИСТЕМА ПРОВЕРКИ КАЧЕСТВА СИСТЕМ МОНИТОРИНГА

В ПАО «ФСК ЕЭС» действует «Программа контроля эксплуатации систем автоматического диагностирования трансформаторного оборудования», в рамках которой ежегодно проводится проверка эксплуатационных характеристик приборов и систем мониторинга. На рис. 5 показана проверка эксплуатационных характеристик средств мониторинга.

Основными целями проверок средств (систем) мониторинга являются:

- проверка функциональных характеристик аппаратной части приборов и систем мониторинга;
- проверка программной функциональности приборов и систем мониторинга, в том числе функциональности математических моделей;
- проверка наличия и знания оперативным персоналом эксплуатационной документации по средствам мониторинга;

- актуализация технического состояния средств мониторинга;
- формирование рекомендаций по эксплуатации средств мониторинга.

К основным недостаткам, выявляемым в рамках проверок, относятся:

- отсутствие показаний с первичных датчиков газо-влагодержания (приборы в состоянии отказа);
- отсутствие показаний температуры масла/обмотки от преобразователя (измерительный канал в БМ работоспособный);
- выход из строя вентиляции в шкафах мониторинга;
- выход из строя источников бесперебойного питания;
- сбой программного обеспечения;
- отсутствие обеспечения сбора и передачи технологической информации на верхний уровень мониторинга;
- неоткалиброванность датчиков;
- отсутствие ведения расчетов математических моделей;
- отсутствие инструкции по эксплуатации систем мониторинга;
- отсутствие ведения учета обучения производственного персонала по тематике эксплуатации систем мониторинга.

Грамотно настроенные системы мониторинга позволили эффективно решать следующие эксплуатационные задачи:

- Март 2016 г., Центр: на ПС 220 кВ РПП1 система контроля вводов сигнализировала о росте тангенса угла диэлектрических потерь на вводах 110 кВ АТ-3. Результаты внеочередных испытаний выявили наличие токопроводящей пыли на поверхности вводов, что впоследствии устранили промывкой вводов спиртовым раствором. Были проведены внеочередные испытания

- на всех вводах силового оборудования, после которых подтвердился рост тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции вводов. Заблаговременно были проведены профилактические работы с мытьем изоляции вводов, опорной изоляции и внесены корректировки в порядок обслуживания ПС.
- Март 2009 г., Сибирь: комплексной системой мониторинга автотрансформаторной группы АТ-1 и группы ШР Р-532 на ПС 500 кВ «Барабинская» были зафиксированы недопустимые фазные перенапряжения на стороне ВН (не соответствующие требованиям ГОСТ 1516.3). В результате были проведены внеочередные испытания измерительных трансформаторов (с привлечением служб диагностики, РЗА и метрологии). Внеочередные профилактические испытания выявили дефект в изоляции трансформатора напряжения 500 кВ 2ТН-532, который впоследствии был заменен.
- Май 2010 г., Урал: после ремонта автотрансформаторной группы 500 кВ АТГ-3 ПС 500 кВ «Южная» прибором газо-влагодержания был зафиксирован стабильный рост водорода (3,5 ppm в день). Дополнительный диагностический анализ показал разрядную активность фаз В и С. АТГ-3 был выведен повторно в ремонт, в рамках которого были обнаружены следы ЧР на обмотках (в месте сближения обмоток с косой ввода), коса ввода была отведена в сторону от обмотки. Впоследствии роста газов не наблюдалось.
- В период 2009–2012 гг. выявлена дефектная серия вводов типа ГКТ III на класс напряжения 220–500 кВ общим количеством 371 ввод. Одним из основных браковочных инструментов послужили системы онлайн-контроля изоляции вводов.



Рис. 5
Проверка эксплуатационных характеристик средств мониторинга

ИЗ «ПОЛОЖЕНИЯ О ЕДИНОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ» (ВВЕДЕНО В ДЕЙСТВИЕ В КАЧЕСТВЕ ВНУТРЕННЕГО ДОКУМЕНТА ПАО «ФСК ЕЭС» РЕШЕНИЕМ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ ПАО «ФСК ЕЭС» (ПРОТОКОЛ ОТ 27.12.2013 № 208))

2.3.7. Диагностирование и диагностический мониторинг оборудования ПС

2.3.7.1. Диагностический контроль технического состояния оборудования должен быть проблемно-ориентированным, достоверным и обеспечивать соответствие требованиям НТД и ОРД, действующим в отрасли, по составу, объему и периодичности.

2.3.7.2. Приоритетная форма диагностирования — диагностический мониторинг. Диагностический мониторинг должен осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникающих дефектов и прогнозирование сроков их развития.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные методы и средства автоматического диагностирования предоставляют широкие возможности для обеспечения непрерывного контроля силового капиталоемкого оборудования.

Вместе с этим несовершенные методики нормирования измеря-

емых параметров, особенности конструктивного исполнения силового оборудования, применяемые изоляционные материалы, закладываемые потери, закладываемый класс точности измерительных величин, качество и места установки первичных датчиков не позволяют однозначно определить наиболее эффективный инструмент автоматизированного диагностирования.

Вышеперечисленные факты формируют задачи поиска оптимальных технических решений в области развития автоматического диагностирования и, как следствие, развитие системы технического обслуживания.

Развитие и применение сбалансированных решений в области автоматического диагностирования являются одним из ключевых звеньев построения концепции «умной энергетики» — Smart Grid и перехода к передовой стратегии ТОиР, управления рисками и эффективностью.

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Утверждено Департаментом науки и техники ПАО «ЕЭС России» от 08.05.1997. Шестое издание с изменениями и дополнениями.
2. РД 34.04.181-2003. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. Утвержденные ОАО ПАО «ЕЭС России» от 25.12.2003.
3. Правила устройства электроустановок, утвержденные приказом Министерства энергетики и электрификации СССР. Шестое издание 1985 г., изменения и дополнения седьмого издания, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 20.06.2003 № 242.
4. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.

5. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 года №328н.
6. РД 34.20.504-94. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ.
7. Положение «О Единой технической политике в электросетевом комплексе», утвержденное Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 27.12.2013 № 208).
8. СТО 56947007-29.200.10.011-2008. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования. (Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 №140).
9. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.08.2011 № 538р «Об утверждении технических требований ОАО «ФСК ЕЭС» к системам автоматической диагностики силового оборудования (автотрансформаторы, трансформаторы и шунтирующие реакторы) при его первичном вводе в эксплуатацию».
10. СО 34.46.305-2005. Инструкция по применению системы мониторинга при изготовлении и ремонте силовых трансформаторов.
11. СТО 56947007-29.060.20.170-2014. «Силовые кабельные линии напряжением 110–500 кВ. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования».
12. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Общие технические условия.
13. СТО 56947007-29.180.01.116-2012. Инструкция по эксплуатации трансформаторов.
14. ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия.
15. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
16. ГОСТ 1516.1-76. Электрооборудование переменного тока на напряжение от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.
17. ГОСТ Р 8.596-2002. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
18. ГОСТ 8.009-84. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.
19. ГОСТ 8.401-80. Классы точности средств измерений. Общие требования.
20. ГОСТ 2261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин.

КРУЭ-110 — КОНКРЕТНЫЙ ПРИМЕР РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

На правах рекламы



За период с 2004 года специалисты ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки, накопили значительный опыт работы по производству, проведению приемо-сдаточных испытаний, шеф-монтажу, гарантийному и сервисному обслуживанию элегазового оборудования. С 2009 г. на заводе освоено серийное производство трансформаторов тока 110–500 кВ и трансформаторов напряжения 110 и 220 кВ, колонковых выключателей 110 и 220 кВ и баковых 110 кВ. Одна из последних разработок предприятия ООО «ЗЭТО — Газовые технологии» — комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией — КРУЭ-110 кВ.

В 2016 г. КРУЭ-110 аттестовано и включено в Реестр инновационных решений ПАО «Россети». Инновационность заключается в применении технических решений, позволяющих отказаться от строительства капитальных зданий с искусственно регулируемым климатом, что дает возможность установки КРУЭ на открытом воздухе или в легких необогреваемых помещениях (климатическое исполнение У2 с минимальной температурой эксплуатации минус 45°C, категории размещения — 2 по ГОСТ 15150).

КРУЭ-110 соответствует международным и российским стандартам и представляет собой комплекс трехполюсных ячеек с одной или двумя системами трехфазных сборных шин и входящих в их состав аппаратов: выключателей, разъединителей, заземлителей, соединительных элементов, вводов кабельных и воздушных, токопроводов и др., помещенных в алюминиевую оболочку, заполненную элегазом (алюминий снижает массу и обеспечивает антикоррозионные свойства). Подключение к внешним сетям может осуществляться через кабельные муфты или через вводы «воздух-элегаз».

КРУЭ-110 обладает рядом преимуществ:

- малая площадь, занимаемая ячейкой (2,5 м²) и модульность конструкции позволяют реализовывать все возможные схемы распределительных устройств 110 кВ;

- комплектуется пружинно-гидравлическим приводом собственного производства;
- газоплотные проходные изоляторы разделяют ячейку на несколько отдельных газовых отсеков с собственной системой мониторинга состояния газа;
- коммутационный ресурс выключателя собственного производства составляет 20 отключений тока 40 кА;
- пожаро- и взрывобезопасно, содержит мембраны для аварийного сброса давления;
- на 98% ячейка состоит из отечественных комплектующих и поставляется в собранном виде.

КРУЭ-110 производства ООО «ЗЭТО — Газовые технологии» — конкретный пример реализации программы импортозамещения. В результате применения КРУЭ имеется возможность выполнения более гибких компоновочных решений при проектировании подстанций.

В настоящее время ведутся работы по замене элегаза на азот в отдельных отсеках КРУЭ.

**ЗАВОД
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ | ЗАО «ЗЭТО»**



182113 Россия, Псковская обл., г. Великие Луки, пр. Октябрьский, д. 79
Тел.: +7 (81153) 63732, 63773
Факс: +7 (81153) 63845, 63780
e-mail: info@zeto.ru, www.zeto.ru