

Научная статья / Research Article

УДК 621.3.072

ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ 35/10 кВ

Марина Петровна Баранова

Красноярский государственный аграрный университет, Красноярск, Россия
marina60@mail.ru

Аннотация. На основании комплексной диагностики с применением индекса технического состояния (ИТС) для подстанции были определены критические элементы, требующие немедленной замены: аварийный масляный выключатель 35 кВ, устаревшие разъединители и фарфоровая изоляция. В качестве эффективных технических решений была определена замена на вакуумные выключатели, установка управляемых разъединителей с моторными приводами и применение полимерных изоляторов.

Ключевые слова: линии электропередач, масляный выключатель, разъединители, фарфоровая изоляция

JUSTIFICATION FOR RECONSTRUCTION OF 35/10 kV SUBSTATION

Marina Petrovna Baranova

Krasnoyarsk State Agrarian University, Krasnoyarsk, Russia
marina60@mail.ru

Abstract. Based on comprehensive diagnostics using the technical condition index (ITS) for the substation, critical elements that require immediate replacement were identified: emergency oil switch 35 kV, outdated disconnectors and porcelain insulation. As effective technical solutions, it was determined to replace vacuum circuit breakers, install controlled disconnectors with motor drives and use polymer insulators.

Keywords: power lines, oil switch, disconnectors, porcelain insulation

Введение. В условиях развития электроэнергетического комплекса и роста требований к надежности электроснабжения особое значение приобретает эффективная эксплуатация и модернизация электрических подстанций распределительного уровня. Подстанции напряжением 35 кВ занимают важное место в системе электроснабжения, обеспечивая передачу и распределение электрической энергии между сетями высокого и низкого напряжения, а также питание промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей [1–3]. Актуальность исследования

подстанций 35 кВ обусловлена тем, что значительная часть данных объектов была введена в эксплуатацию несколько десятилетий назад и в настоящее время характеризуется высоким уровнем физического и морального износа оборудования. Это приводит к снижению надежности электроснабжения, увеличению эксплуатационных затрат и росту аварийности [3–5]. В условиях повышения нагрузок на электрические сети и ужесточения требований к качеству электроэнергии возникает необходимость детального анализа технического состояния подстанций 35 кВ и разработки обоснованных мероприятий по совершенствованию их работы [3]. Таким образом, актуальность настоящего исследования определяется необходимостью комплексного изучения подстанции 35 кВ как элемента системы электроснабжения, анализа ее технических и эксплуатационных характеристик, а также разработки практических рекомендаций, направленных на повышение надежности, эффективности и безопасности ее функционирования [4].

Цель исследования – анализ технического состояния и особенностей эксплуатации подстанции 35 кВ, а также разработка мероприятий, направленных на повышение надежности и эффективности ее функционирования.

Методика исследования подстанции 35/10кВ основывалась на системном подходе и объединяла инженерные расчеты, нормативный анализ и оценку технико-экономических показателей [5].



Рисунок 1 – Методика исследования подстанции 35/10кВ

Характеристика подстанции 35/10кВ. Подстанции среднего класса напряжения являются ключевыми элементами распределительных электрических сетей, обеспечивающими преобразование электрической энергии и ее передачу конечным потребителям. Подстанция 35/10 кВ расположена в одном из районов Красноярского края и на протяжении более пятидесяти лет выполняет функцию электроснабжения населения, объектов социальной инфраструктуры и хозяйственной деятельности района. Географическое положение подстанции определяет ее высокую эксплуатационную и системную значимость. Подстанция обеспечивает электроснабжение как сельских потребителей, так и объектов, функционально связанных с городской агломерацией. В таких условиях устойчивость ее работы оказывает влияние не только на бытовых потребителей, но и на социально-экономическую стабильность территории в целом. Эксплуатация подстанции осуществляется в условиях резко континентального климата. В зимний период температура воздуха может снижаться до -40°C , что приводит к повышенным нагрузкам на коммутационные аппараты, контактные соединения и элементы изоляции. Летний период характеризуется высокой грозовой активностью, создающей риск перенапряжений и аварийных отключений. В переходные сезоны значительное влияние оказывают ветровые нагрузки и гололедные образования на элементах воздушных линий электропередачи и оборудовании подстанции. Таким образом, климатические условия эксплуатации формируют повышенные требования к надежности оборудования, эффективности систем молниезащиты и устойчивости изоляции.

Подстанция относится к классу понижающих и предназначена для преобразования напряжения с уровня 35 кВ на 10 кВ с последующим распределением электроэнергии по сетям района. В состав подстанции входят силовой трансформатор, открытое распределительное устройство 35 кВ, комплектное распределительное устройство 10 кВ, системы собственных нужд, заземляющее устройство и система молниезащиты.

Состав и основные технические характеристики оборудования подстанции. Подстанция 35/10 кВ построена по типовым проектным решениям, характерным для распределительных подстанций, введенных в эксплуатацию в период 1970–1990-х гг. Состав оборудования и его основные технические характеристики определяют режимы работы подстанции, уровень надежности электроснабжения и возможные направления реконструкции и модернизации. В состав основного оборудования подстанции входят силовой трансформатор, открытое распределительное устройство 35 кВ с коммутационными аппаратами и изоляцией, комплектное распределительное устройство 10 кВ, системы собственных нужд, заземляющее устройство и система молниезащиты. Значительная часть оборудования эксплуатируется длительное время, что обуславливает накопление физического и морального износа и требует системного анализа возможности дальнейшей эксплуа-

тации [6]. Состав и основные технические характеристики оборудования подстанции приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основное оборудование ПС

Наименование	Тип / марка	Основные параметры	Год ввода
Силовой трансформатор	ТДС-10000/35/10 У1	Мощность 10 МВА; напряжение 35/10кВ; потери ХХ – 13,5 кВт; потери КЗ – 66 кВт	Введён в 1996 г.,
Выключатель 35кВ	С-35-630-10 с приводом ПП-67	Номинальный ток 630 А; отключающая способность 10 кА	Эксплуатация с 1971 г.,
Разъединители 35кВ	РЛНДЗ-1-35/600	Номинальный ток 600 А	1970-е гг.
РУ 10кВ	КРУН-10 с выключателями ВБП-10-20/1000	Номинальный ток 1000 А; отключающая способность до 20 кА	-
Изоляция	Фарфоровые и стеклянные изоляторы	Напряжение 35кВ, частота 50 Гц	-
Заземление	Контурное, реконструировано	Сопротивление растеканию 0,5 Ом	Соответствует нормам (2015 г.),
Молниезащита	Традиционная (1970-е годы)	Грозотросы, разрядники	-
Системы СН	Освещение, оперативные цепи	Потребление до 0,8 % нагрузки	-

Данные таблицы 1 показывают состояние объекта исследования и служат базой для последующего анализа технического состояния оборудования и обоснования мероприятий реконструкции и модернизации.

Разработка проекта реконструкции и модернизации ПС 35/10 кВ. На основании детального анализа технического состояния, подтвердившего наличие оборудования в аварийном и критическом состоянии, был разработан комплексный проект реконструкции и модернизации подстанции. Целью проекта являлось не просто замена изношенных элементов, а коренное повышение надежности, безопасности, управляемости и энергоэффективности ключевого сетевого узла. Проект включал два взаимосвязанных этапа, это замена физически изношенного и аварийно опасного оборудования на современные аналоги и внедрение интеллектуальных систем управления, телемеханики и цифровых технологий для перевода подстанции в категорию «цифровой». Основой для разработки проектных решений служила актуальная однолинейная схема подстанции (рис. 2).



- Изоляция ОРУ 35 кВ: фарфоровые и стеклянные изоляторы (загрязнены, низкая стойкость к воздействию среды).

- КРУН 10 кВ: ячейки с масляными выключателями ВБП-10-20/1000 (моральный износ, высокие эксплуатационные затраты).
- Система защиты от перенапряжений: устаревшие вентильные разрядники, не соответствующие современным требованиям, и др.

Замена аварийного масляного выключателя 35 кВ на вакуумный [7]. Для ликвидации основного источника аварийного риска, повышения надежности ввода и отключающей способности была произведена замена масляного выключателя С-35-630-10 (экспл. с 1971 г., ИТС ~ 1 %) на современный вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-35-40/2500У1, потому что вакуумная дугогасительная камера (ДКВ) имеет срок службы не менее 25 лет, или 30 000 коммутационных операций, не требует обслуживания. К тому же полное отсутствие горючего трансформаторного масла исключило риск взрыва, пожара и затрат на его утилизацию. А номинальный ток 2500 А (против 630 А), отключающая способность 40 кА (против 10 кА) создали многократный запас для роста нагрузок и надежного отключения любых возможных КЗ в сети. Конструктивное исполнение позволило установить выключатель на существующие фундаменты с минимальной доработкой. Был выполнен демонтаж выключателя С-35-630-10, масляной системы и электромеханического привода. Произведен монтаж вакуумного выключателя ВВУ-СЭЩ-35, нового пружинно-моторного привода и шкафа управления. Таким образом, было устранено аварийное состояние главного коммутационного аппарата, снижена вероятность отказа ввода на 99 %, сокращены ежегодные затраты на обслуживание и ремонт на 200 тыс. руб.

Модернизация коммутационного узла 35 кВ с установкой управляемых разъединителей. С целью обеспечения возможности дистанционного оперативного управления, сокращения времени переключений, повышения безопасности персонала ручные разъединители РЛНДЗ-1-35/600 (5 шт., ИТС < 40 %) заменены на управляемые разъединители типа РГК-35/1000У1 с моторными приводами МПР-35 и комплектом датчиков положения [8]. Это позволило обеспечить интеграцию в систему АСУ ТП подстанции. Стало возможным выполнение переключений с диспетчерского пульта без выезда бригады. Время отключения/включения сократилось с 2–3 часов (выезд, операции вручную) до 1–2 минут [8, 9].

Замена фарфоровой изоляции ОРУ 35 кВ на полимерную. Для повышения стойкости изоляции к загрязнению и климатическим воздействиям, снижения аварийности в неблагоприятную погоду фарфоровые штыревые и опорные изоляторы (ИТС 50-60 %) заменены на полимерные изоляторы типа ОПС-35/400Н и ОСК-35/400. Полимерная поверхность отталкивает воду, предотвращая образование сплошной водяной пленки и снижает токи утечки, меньше налипает пыли и промышленных выбросов, проще в обслуживании. Ударная вязкость полимера выше, чем у фарфора, снижен риск повреждения при обледенении или внешнем воздействии. Из-за меньшего веса упрощен монтаж и снижена нагрузка на не-

сущие конструкции. Замена изоляторов производилась поочередно на каждом присоединении с использованием штатной технологии работ под напряжением или с кратковременным выводом в ремонт. Снижено количество внеплановых отключений, вызванных перекрытием загрязненной изоляции (особенно в период весенней распутицы и осенних туманов), что напрямую повлияло на снижение индекса SAIFI.

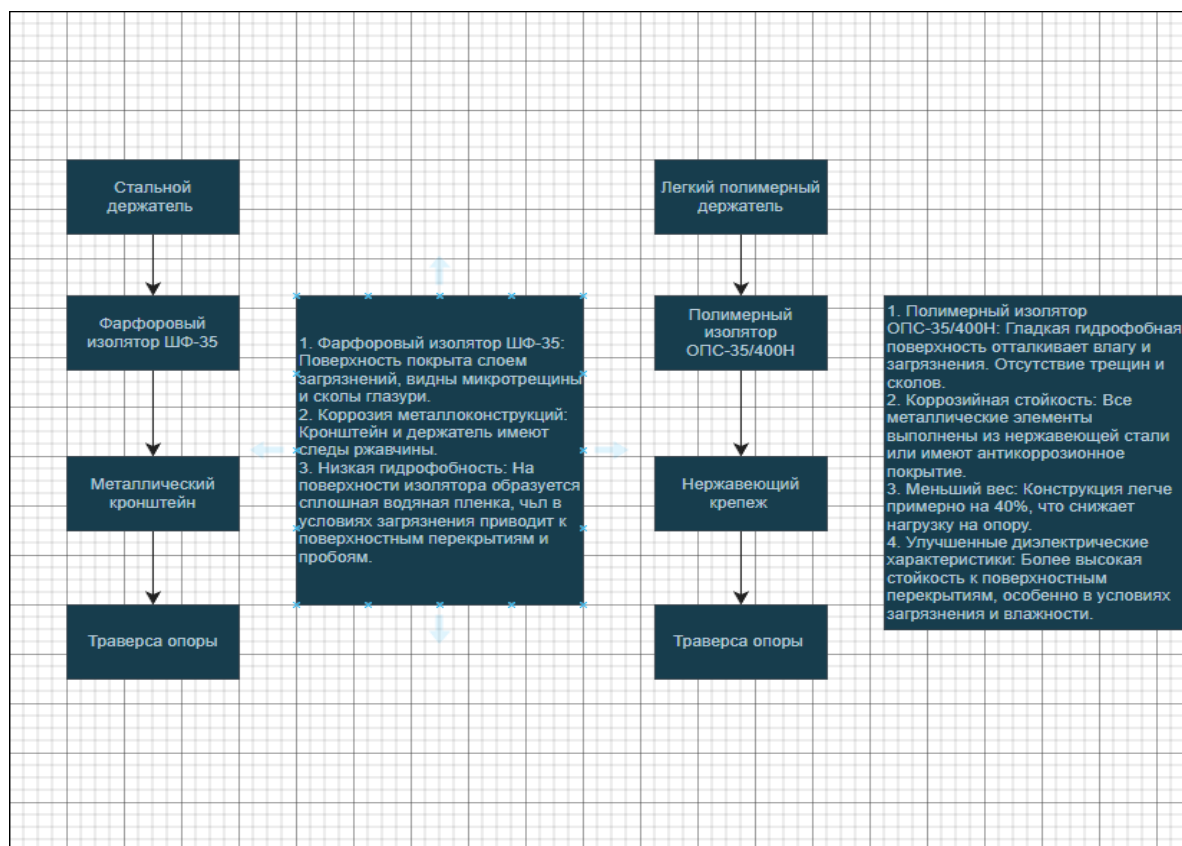


Рисунок 3 – Схематичное изображение узла до и после замены изоляции

Заключение. Разработанный и реализованный комплексный проект реконструкции и модернизации явился технически и технологически обоснованным решением выявленных проблем.

На основании комплексной диагностики с применением индекса технического состояния (ИТС) для подстанции были определены критические элементы, требующие немедленной замены: аварийный масляный выключатель 35 кВ, устаревшие разъединители и фарфоровая изоляция. В качестве эффективных технических решений была определена замена на вакуумные выключатели, установка управляемых разъединителей с моторными приводами и применение полимерных изоляторов.

Список источников

1. Официальный сайт ПАО «Россети». URL: <https://www.rosseti.ru> (дата обращения: 09.01.2026).
2. Герасимов А.В. Эксплуатация электрических станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 2014. 368 с.
3. Сапрыкин А.И. Электрические сети и системы. М.: Высшая школа, 2016. 432 с.
4. Шевченко В.Г. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Академия, 2018. 352 с.
5. Методические указания по эксплуатации подстанций 35–110 кВ. М.: Энергосервис, 2018. 164 с.
6. Рожков Л.И. Электрооборудование подстанций. М.: Энергия, 2013. 304 с.
7. Смирнов Д.В. Модернизация подстанций 35 кВ с применением вакуумных выключателей // Вестник энергетика. 2021. № 3. С. 41–46.
8. Электротехнический журнал «Электрические станции». URL: <https://elst.energy-journals.ru> (дата обращения: 09.01.2026).
9. Баранова М.П. Повышение надежности работы распределительной сети 0,4-10 кВ // Инженерные системы и энергетика. 2025. № 2 (2). С. 36–43.

References

1. Oficjal`nyj sajt PAO «Rosseti». URL: <https://www.rosseti.ru> (data obrashheniya: 09.01.2026).
2. Gerasimov A.V. Èkspluataczija èlektricheskix stancziï i podstancziï. M.: Ènergoatomizdat, 2014. 368 s.
3. Saprykin A.I. Èlektricheskie seti i sistemy. M.: Vysshaya shkola, 2016. 432 s.
4. Shevchenko V.G. Èlektrosnabzhenie promyshlennyx predpriyatij. M.: Akademiya, 2018. 352 s.
5. Metodicheskie ukazaniya po èkspluataczii podstancziï 35–110 kV. M.: Ènergoservis, 2018. 164 s.
6. Rozhkov L.I. Èlektrooborudovanie podstancziï. M.: Ènergiya, 2013. 304 s.
7. Smirnov D.V. Modernizacziya podstancziï 35 kV s primeneniem vakuumnyx vyklyuchatelej // Vestnik ènergetiki. 2021. № 3. S. 41–46.
8. Èlektrotexniceskij zhurnal «Èlektricheskie stanczii». URL: <https://elst.energy-journals.ru> (data obrashheniya: 09.01.2026).
9. Baranova M.P. Povyshenie nadezhnosti raboty raspreditel`noj seti 0,4-10 kv // Inzhenernye sistemy i ènergetika. 2025. № 2 (2). S. 36–43.

Сведения об авторах

Марина Петровна Баранова, заведующий кафедрой системозенергетики,
доктор технических наук

Information about the authors

Marina Petrovna Baranova, Head of the Department of System Energy, Doctor
of Technical Sciences