

УДК 621.316.37:338.45
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ОРУ И КРУЭ В УСЛОВИЯХ МОСКОВСКОГО РЕГИОНА

В статье рассматривается проблема выбора оборудования распределительных устройств (РУ) в условиях интенсивного роста энергопотребления в Московском регионе. Целью исследования является сравнительный технико-экономический анализ двух технологий: открытых распределительных устройств (ОРУ) и комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ). Методология исследования базируется на расчете капитальных и эксплуатационных затрат, чистой приведенной стоимости (NPV) и срока окупаемости. Результаты показывают, что, несмотря на компактность, высокую надежность и низкие эксплуатационные расходы, КРУЭ уступает ОРУ по экономической эффективности на горизонте жизненного цикла. Это обусловлено значительными затратами на закупку оборудования, а также на проведение строительно-монтажных и пусконаладочных работ. Полученные выводы актуальны для проектирования и реконструкции подстанций в мегаполисе.

АВТОРЫ:
А.В. Селищев,
ORCID ID 0009-0003-6498-6059,
SelishchevAV@mpei.ru,
ПАО «Россети Московский
регион», Москва, Россия
И.В. Данилин,
ORCID ID 0009-0006-0073-4524,
DanilinIV@mpei.ru,
ПАО «Россети Московский
регион», Москва, Россия
А.В. Смирнова,
ORCID ID 0009-0005-5381-3878,
FGBOU VO «НИУ «МЭИ»,
Москва, Россия
С.С. Жуликов, к. т. н.,
ORCID ID 0009-0006-5969-3720,
ZhulikovSS@mpei.ru,
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»,
Москва, Россия
М.Н. Мызникова,
ORCID ID 0000-0002-6397-1475,
yarspers@mail.ru,
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»,
Москва, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#распределительное устройство;
#ОРУ; #КРУЭ; #экономический
анализ; #NPV; #капитальные
затраты

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Селищев А.В., Данилин И.В.,
Смирнова А.В., Жуликов С.С.,
Мызникова М.Н. Сравнительный
технико-экономический анализ
применения ОРУ и КРУЭ в условиях
Московского региона // Энергия
единой сети. 2026. №2 (81). С. 14–20.



Источник: фотобанк ПАО «Россети»

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время энергосистема Московского региона работает в условиях рекордного роста нагрузок. На это влияют три ключевых фактора:

- масштабное строительство: активное возведение промышленных и коммерческих объектов в Москве и Подмосковье;
- электрификация отопления: переход систем теплоснабжения на электроэнергию, что создает дополнительные пики потребления;
- цифровизация: растущий спрос на бесперебойное питание со стороны ИТ-инфраструктуры.

Такая динамика требует принципиально иного подхода к РУ 110 кВ и выше — они должны становиться максимально надежными, эффективными и компактными.

Значительная часть РУ 110 кВ была введена в эксплуатацию еще в 1960–1980-х годах. Сегодня это оборудование практически исчерпало свой эксплуатационный ресурс, а поддержание его работоспособности требует колоссальных затрат на ремонт и обслуживание. Ситуацию осложняет формат объектов: открытые РУ занимают огромные площади. В условиях дефицита и экстремально высокой стоимости земли в Московском регионе это становится технологическим ограничением. Любой проект нового строительства сегодня упирается в сложность землеотвода и высокие компенсационные издержки.

В этих условиях выбор типа РУ требует детального обоснования. Классическим решением является ОРУ (рис. 1) с воздушной изоляцией, где оборудование размещено на открытых площадках и соединено неизолированными проводами и ошиновкой. Главные аргументы в пользу использования ОРУ: их изученность, ремонтпригодность и относительно низкие первоначальные вложения. Однако экономия на старте нивелируется в процессе эксплуатации: изоляторы требуют регулярной очистки, территория — уборки, а механизмы разъединителей и приводов подвержены

коррозии и частым отказам из-за прямого воздействия внешней среды.

Современная альтернатива ОРУ — комплектные РУ с элегазовой изоляцией (рис. 2). Мировая практика их внедрения началась с 1980-х гг., а в России они активно применяются с 2000-х годов. КРУЭ представляют собой совокупность коммутационных, измерительных и вспомогательных аппаратов, токоведущие части которых размещены в герметичном заземленном корпусе, заполненном элегазом (гексафторидом серы, SF₆) под давлением. Эти устройства предназначены для приема и распределения электроэнергии, выполнения коммутационных операций, а также защиты и контроля параметров электрической цепи. Два определяющих преимущества КРУЭ:

- компактность: площадь подстанций сокращается в несколько раз по сравнению с ОРУ аналогичного класса напряжения;
- защищенность: герметичность исключает влияние погоды и загрязнений, что сводит к минимуму затраты на обслуживание и вероятность технологических отказов.

При всех очевидных плюсах у КРУЭ есть и свои ограничения. В первую очередь это высокая стоимость: одна ячейка 110 кВ обходится в 2–3 раза дороже комплектующих для ОРУ в традиционном исполнении. Кроме того, даже компактность КРУЭ не всегда решает проблемы в условиях плотной застройки. Трудности могут возникнуть из-за жестких требований к охраняемым зонам и необходимости обустройства подъездных путей для спецтехники.

▼ Целью настоящего исследования является проведение сравнительного технико-экономического анализа жизненного цикла двух технологий — ОРУ и КРУЭ открытой установки для класса напряжения 110 кВ. Предполагается, что результаты данного исследования будут полезны как проектным институтам, разрабатывающим схемы выдачи мощности новых генерирующих объектов, так



Рис. 1. Внешний вид ОРУ 110 кВ



Рис. 2. КРУЭ открытой установки на ПС Сербиновская

и эксплуатирующим организациям. В конечном счете выбор оптимального типа РУ напрямую определяет не только надежность электроснабжения Московского региона, но и величину тарифной нагрузки на конечных потребителей через оптимизацию долгосрочных затрат.

Для достижения цели необходимо было решить следующие задачи.

1. Сформировать полную структуру капитальных вложений (CAPEX) для типовой схемы РУ в обоих исполнениях.
2. Рассчитать ежегодные эксплуатационные расходы (OPEX), включая затраты на техническое обслуживание и ремонты (ТОиР).
3. Привести к сопоставимому виду разновременные затраты с помощью метода аннуитетных денежных потоков.
4. Рассчитать ключевой показатель эффективности — чистую приведенную стоимость (NPV) разницы между вариантами.

Представленные в работе результаты анализа актуальны для условий Московского региона и являются частью более широкого исследования, в котором будут проанализированы результаты применения ОРУ и КРУЭ с использованием более простых схем и оборудования. Эти результаты будут представлены позже, в следующих публикациях.

МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Методология исследования основана на сравнительном анализе дисконтированных денежных потоков. Оба варианта рассматриваются на примере типовой схемы РУ 110–13 «Две рабочие системы шин» [1] с семью присоединениями: четырьмя отходящими линиями, двумя трансформаторами и шиносоединительным выключателем. Расчет ключевых показателей для альтернативных вариантов проводился в несколько последовательных этапов.

Первый этап — расчет капитальных затрат. Капитальные затраты (CAPEX) — все единовременные инвестиции, необходимые для создания объекта. Сюда входят: стоимость оборудования, затраты на строительномонтажные (СМР) и пусконаладочные работы (ПНР), стоимость землеотвода.

$$CAPEX = C_{\text{обор}} + C_{\text{смр}} + C_{\text{пнр}} + C_{\text{земли}}^*$$

Второй этап — расчет эксплуатационных затрат. Эксплуатационные затраты (OPEX) — ежегодные повторяющиеся издержки, которые возникают в процессе нормальной работы оборудования. В данных затратах рассматриваются два пункта: техническое обслуживание и ремонты (ТОиР) и содержание территории. Годовая экономия эксплуатационных затрат при выборе КРУЭ определяется как:

$$\Delta OPEX = OPEX_{\text{ору}} - OPEX_{\text{круэ}}^*$$

Третий этап — оценка надежности и экономического ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Четвертый этап — дисконтирование денежных потоков и расчет чистой приведенной стоимости (NPV).

СТРУКТУРА КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

Капитальные затраты на оборудование ОРУ формируются за счет большого количества отдельных аппаратов, монтируемых на открытой площадке. Количество оборудования подбиралось для схемы 110–13 «Две рабочие системы шин» [1].

Схема состоит из двух секций с четырьмя отходящими линиями и двумя трансформаторными линиями (рис. 3). Включает в себя шесть элегазовых выключателей и один шиносоединительный выключатель, четырнадцать разъединителей горизонтально-поворотного типа, восемь измерительных трансформаторов тока, два измерительных трансформатора напряжения и четыре ограничителя перенапряжений.

Применение ОРУ оптимально при отсутствии ограничений по площади застройки и высокой стоимости земли, а также в регионах с умеренными климатическими и экологическими условиями.

В таблице 1 представлены капитальные затраты на оборудование ОРУ 110 кВ.

Согласно расчетам, наибольшую долю в смете (около 20,6 %) формируют затраты на силовые элегазовые выключатели. Существенную статью расходов (порядка 13,7 %) составляют разъединители, необходимое количество которых обусловлено требованиями создания видимого разрыва и выполнения переключений на ОРУ. На долю измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также устройств защиты от перенапряжений суммарно приходится около 7,6 % капиталовложений.

В таблице 2 представлены капитальные затраты на оборудование КРУЭ 110 кВ открытого типа.

Подавляющая часть затрат приходится на приобретение готовых функциональных ячеек — линейных и шиносоединительных. Остальной объем инвестиций распределяется между вспомогательными системами: мониторинга состояния элегаза, РЗА и АСУ ТП. В условиях плотной городской застройки ключевым фактором экономической эффективности становится стоимость землеотвода. Так, в Московском регионе, по данным публичной кадастровой карты, стоимость 1 га земли под объекты инженерной инфраструктуры достигает 150 млн руб.

Традиционное ОРУ 110 кВ, выполненное по схеме с двумя рабочими и обходной системами шин, требует отвода территории площадью порядка 0,6 га. В то же время современное КРУЭ в блочно-комплектном исполнении для аналогичной схемы занимает всего 0,12¹ га, что в 5 раз сокращает потребность в земельных ресурсах.

Сокращение требуемой площади обеспечивает прямую экономию на стоимости земельного участка:

$$(0,6 \text{ га} - 0,12 \text{ га}) \times 150 \text{ млн руб./га} = 72 \text{ млн руб.}$$

Таблица 1. Техничко-экономические характеристики оборудования для ОРУ 110 кВ

Наименование затрат	Кол-во	Стоимость за единицу, тыс. руб.				
		СМР	Оборудование	Прочие, в т. ч. ПНР	Земля, тыс. руб.	Всего, млн руб.
Выключатель элегазовый ВГТ-110	7	1 871,33	6 237,75	436,64	–	59,82
Разъединитель трехполюсный РГНП.2-110	14	621,40	2 071,35	144,99	–	39,73
Трансформатор тока	8	445,76	1 485,88	104,01	–	16,29
Измерительный трансформатор напряжения	2	325,80	1 086,00	76,02	–	2,98
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110	4	147,34	491,15	34,38	–	2,69
Итого:		26 606,02	88 686,75	6 208,07	90 000	211,5

Таблица 2. Стоимость оборудования КРУЭ 110 кВ

Наименование затрат	Кол-во	Стоимость за единицу, тыс. руб.				
		СМР	Оборудование	Прочие, в т. ч. ПНР	Земля, тыс. руб.	Всего, млн руб.
Основные работы						
Комплект оборудования КРУЭ 110 кВ с металлоконструкциями для установки	7	12 482,1	41 606,9	2 912,5	18 000	–
Итого:		87 374,7	291 248,9	20 387,4	18 000	417,01

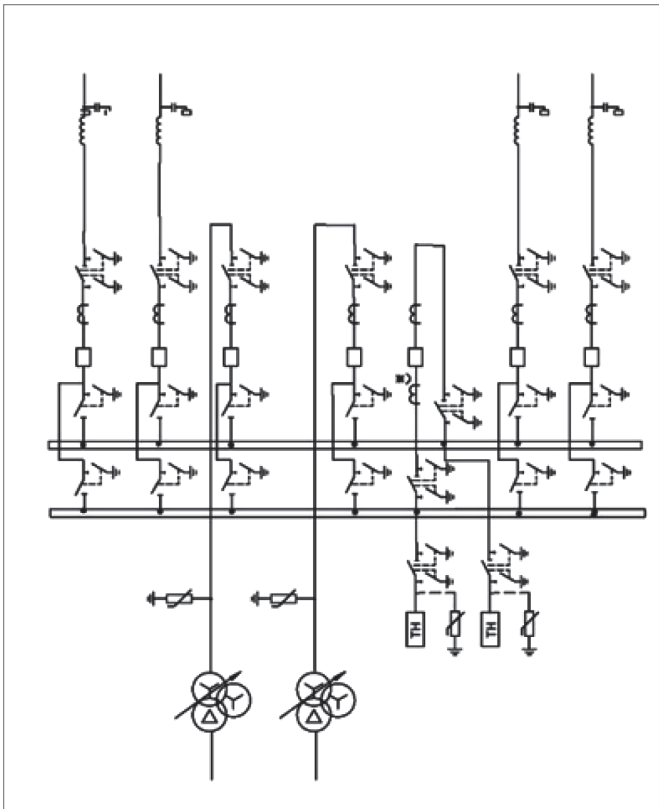


Рис. 3. Схема распределительного устройства [1]

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ РАССМАТРИВАЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Поскольку эксплуатация высоковольтного оборудования представляет собой сложный технологический процесс, где отказы приводят к недоотпуску электроэнергии и затратам на аварийно-восстановительные работы, необходимо провести анализ надежности рассматриваемых РУ. В исследовании принята типовая конфигурация 110–13 «Две рабочие системы шин». Данная компоновка обеспечивает высокую живучесть узла: секционирование шин позволяет локализовать повреждение на одной секции, сохраняя в работе другую.

С точки зрения надежности ОРУ и КРУЭ имеют принципиальные отличия. ОРУ характеризуются большим количеством отдельно стоящих аппаратов (выключателей, разъединителей, ТТ, ТН, ОПН), соединенных открытыми шинами и подверженных прямому воздействию атмосферных факторов (гололедно-изморозевых отложений, загрязнения, ветровых нагрузок). Это обуславливает более высокую частоту внезапных отказов и плановых отключений для технического обслуживания. Согласно статистическим данным [2], параметр потока отказов одного присоединения ОРУ 110 кВ составляет 0,02–0,04 (1/год) при среднем времени восстановления 8–12 часов.

Размещение всех токоведущих частей и коммутационных аппаратов КРУЭ внутри герметичного корпуса полностью исключает влияние внешней среды и минимизирует вероятность внутренних коротких замыканий.

¹ Руководство пользователя по применению комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ), CIGRE WG 23-10.

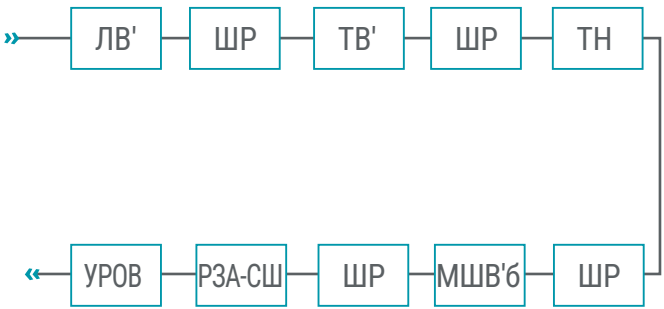


Рис. 4. Диаграмма надежности схемы для погашения одной системы

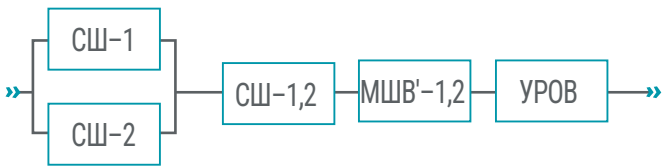


Рис. 5. Диаграмма надежности схемы для погашения всего РУ

Для современного КРУЭ 110 кВ характерна частота отказов на уровне 0,002–0,005 (1/год) на присоединение. При этом время восстановления, благодаря модульной конструкции и высокой заводской готовности ячеек, не превышает 4–6 часов.

Оценка надежности РУ для выбранной схемы выполнена по методике [2]. Для этого строится расчетная диаграмма (модель) надежности, представляющая собой совокупность последовательно и параллельно соединенных элементов (рис. 4, 5), отказ которых приводит к прекращению функционирования системы.

В диаграммах приняты следующие обозначения элементов:

- ЛВ' — отказ линейного выключателя с учетом отказов, ликвидируемых путем переключений в схеме или отделением поврежденного элемента;
- ШР — отказ шинного разъединителя;
- МШВ'1,2 — отказ межсекционного шиносоединительного выключателя;
- МШВ'б — отказ межсекционного шиносоединительного выключателя, совмещенного с обходным;
- ТН — отказ трансформатора напряжения;
- УРОВ — отказ устройства резервирования при отказе выключателя;
- ТВ' — отказ трансформаторного выключателя с учетом отказов, ликвидируемых путем переключений в схеме или отделением поврежденного элемента;
- ОВ' — отказ обходного выключателя с учетом отказов, ликвидируемых путем переключений в схеме или отделением поврежденного элемента;
- РЗА-СШ — отказ релейной защиты и автоматики системы шин;
- СШ-1, СШ-2 — отказ первой и второй системы шин;

СШ-1,2 — погашение обеих систем (секций) шин. Среднегодовая частота отказов схемы одной системы шин $\lambda_{\text{СШ}}$ подстанции с ОРУ определялась по формуле:

$$\lambda_{\text{СШ}}^{ae(1)} = \lambda_{\text{РЗА}}^{ae} + \lambda_{\text{УРОВ}}^{ae} + n_{\text{ЛЭП}} (\lambda_{\text{ЛВ}}^{ae} \times 10^{-2} \times L_{\text{ЛЭП}} + 2(\lambda_{\text{СШ}}^{ae} + \lambda_{\text{ШР}}^{ae})) + n_{\text{Т}} \times (\lambda_{\text{ТВ}}^{ae} + 2(\lambda_{\text{СШ}}^{ae} + \lambda_{\text{ШР}}^{ae})) + (\lambda_{\text{ТН}}^{ae} + 2 \times (\lambda_{\text{СШ}}^{ae} + \lambda_{\text{ШР}}^{ae})) + \lambda_{\text{СШ}}^{ae} + \lambda_{\text{МШВ}}^{ae} + \lambda_{\text{ШР}}^{ae} + N_{\text{В}} \times \lambda_{\text{ОП}}^{ae} \times N_{\text{ОП}}. \quad (1)$$

Подставив в формулу (1) среднегодовую частоту отказов каждого элемента одной системы шин, получим для ОРУ:

$$\lambda_{\text{СШ}}^{ae(1)} = 0,04319 + 0,02019 + 2(0,0371 + 2(0,001 + 0,01411)) + 1(0,032 + 2(0,001 + 0,01411)) + (0,0016 + 2(0,001 + 0,01411)) + 0,001 + 0,032 + 0,01411 + 4 \times 0,000059 \times 53 = 0,3517 \frac{1}{\text{год}}.$$

Аналогично найдем среднегодовую частоту отказов одной системы шин для КРУЭ:

$$\lambda_{\text{СШ}}^{ae(1)} = 0,04319 + 0,02019 + 2(0,027 + 2(0,0007 + 0,009)) + 1(0,021 + 2(0,0007 + 0,009)) + (0,001 + 2(0,0007 + 0,009)) + 0,0007 + 0,021 + 0,009 + 4 \times 0,000059 \times 53 = 0,26018 \frac{1}{\text{год}}.$$

Разница среднегодовых потоков отказов $\Delta\lambda$ между ОРУ и КРУЭ составляет:

$$\Delta\lambda = \lambda_{\text{ОРУ}} - \lambda_{\text{КРУЭ}} = 0,3517 - 0,26018 = 0,09152, \\ \Delta\lambda\% = \frac{\Delta\lambda}{\lambda_{\text{ОРУ}}} \times 100\% = \frac{0,09152}{0,3517} \times 100\% = 23,9\%.$$

Расчет показал, что применение КРУЭ снижает частоту отказов на 24 %, что в итоге приводит к экономии затрат на обслуживание и возмещение потерь от недоотпуска электроэнергии.

При средней нагрузке присоединения 110 кВ около 40 МВт, тарифе на передачу электроэнергии в Московском регионе 5,5 руб./кВт·ч и коэффициенте использования мощности $K_{\text{исп}} = 0,7$ ущерб от одного часа простоя составляет:

$$Y_{\text{час}} = 40000 \text{ кВт} \times 5,5 \times 0,7 = 154000 \text{ руб.}$$

Коэффициент $K_{\text{исп}} = 0,7$ отражает отношение фактической нагрузки к номинальной, учитывая суточные и сезонные колебания потребления. В расчетах ущерба он позволяет скорректировать финансовые потери от недоотпуска электроэнергии, поскольку оборудование не всегда работает с полной паспортной мощностью.

С учетом разницы в потоках отказов и времени восстановления возможный годовой ущерб может составить:

- для ОРУ при $\lambda = 0,3517 \frac{1}{\text{год}}$, $T_{\text{восст}} = 3$ ч:
 $Y_{\text{год}} = 0,3517 \times 3 \times 154000 = 162624 \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$
- для КРУЭ при $\lambda = 0,2602 \frac{1}{\text{год}}$, $T_{\text{восст}} = 3$ ч:
 $Y_{\text{год}} = 0,2602 \times 3 \times 154000 = 120212,4 \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$

Полученные данные показывают ожидаемый ущерб на одно присоединение. В масштабах всей подстанции (7 присоединений) дополнительная экономия при выборе КРУЭ может достигать 0,6–1,2 млн руб./год. Это, однако, не компенсирует существенную разницу в капитальных затратах на горизонте 10 лет, но может стать более весомым фактором при увеличении расчетного срока службы до 25–30 лет, характерного для элегазового оборудования.

Таким образом, высокая эксплуатационная надежность КРУЭ 110 кВ не обеспечивает достаточного экономического выигрыша для покрытия высокой капиталоёмкости проекта. В текущих экономических условиях Московского региона экономия на предотвращенном ущербе от недоотпуска электроэнергии не компенсирует значительный объем первоначальных капиталовложений.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Помимо капитальных вложений, существенное влияние на общую экономику проекта оказывают ежегодные эксплуатационные расходы. Для проведения корректного сравнения были рассчитаны операционные затраты по обоим вариантам на горизонте 10 лет.

Для ОРУ 110 кВ характерны затраты на ТОиР, а также расходы на содержание территории (уборка, покос травы, зимняя очистка). Для КРУЭ 110 кВ характерны низкие затраты на ТОиР благодаря герметичной конструкции, а затраты на содержание территории минимальны и сводятся к обслуживанию площадки. Результаты расчета ежегодных эксплуатационных расходов представлены в таблице 3.

Таблица 3. Расчет ежегодных эксплуатационных затрат

Статья затрат	ОРУ 110 кВ (руб./год)	КРУЭ 110 кВ (руб./год)
Техническое обслуживание и ремонт	4 500 000	1 200 000
Содержание территории	1 400 000	300 000
Итого ОРЕХ	5 900 000	1 500 000

РАСЧЕТ ЧИСТОЙ ПРИВЕДЕННОЙ СТОИМОСТИ (NPV)

Выполним расчет чистой приведенной стоимости (NPV) на горизонте 10 лет. На основании определенных ранее затрат проведем сравнительный анализ по методу дисконтированных денежных потоков. Выбранный расчетный период (10 лет) является оптимальным для оценки эффективности инвестиций в электроэнергетике при текущем уровне экономической неопределенности. Ставка дисконтирования (d) принята равной 12 %, что

соответствует целевым показателям доходности при RAB-регулировании.

Для ОРУ:
 $C_{\text{CAPEX}_{\text{Ору}}} = C_{\text{оборуд}} + C_{\text{СМР}} + C_{\text{ПНР}} + C_{\text{земли}}$
 $C_{\text{CAPEX}_{\text{Ору}}} = 88686750 + 26606020 + 6208070 + 90000000 = 211500840 \text{ руб.},$
где $C_{\text{земли}} = 0,6 \text{ га} \times 150 \text{ млн руб./га} = 90 \text{ млн руб.}$

Для КРУЭ:
 $C_{\text{CAPEX}_{\text{Круэ}}} = C_{\text{оборуд}} + C_{\text{СМР}} + C_{\text{ПНР}} + C_{\text{земли}}$
 $C_{\text{CAPEX}_{\text{Круэ}}} = 291248921,3 + 87374676,4 + 20387424,5 + 18000000 = 417011022,2 \text{ руб.},$
где $C_{\text{земли}} = 0,12 \text{ га} \times 150 \text{ млн руб./га} = 18 \text{ млн руб.}$

Абсолютная разница в требуемых первоначальных инвестициях между двумя вариантами составляет:

$$\Delta C_{\text{CAPEX}} = C_{\text{CAPEX}_{\text{Круэ}}} - C_{\text{CAPEX}_{\text{Ору}}} = 417011022,2 - 211500840 = 205510182 \text{ руб.}$$

Положительное значение данного показателя указывает на то, что вариант с КРУЭ требует больших первоначальных инвестиций, чем ОРУ. Это обусловлено высокой стоимостью элегазового оборудования, которая лишь частично компенсируется экономией на стоимости земельного участка и СМР. Ежегодная экономия при эксплуатации КРУЭ составляет:

$$OPEX_{\text{Ору}} = 5900000 \text{ руб./год.}$$

$$OPEX_{\text{Круэ}} = 1500000 \text{ руб./год.}$$

Следовательно, абсолютная годовая экономия операционных расходов при выборе технологии КРУЭ определяется как:

$$\Delta OPEX = OPEX_{\text{Ору}} - OPEX_{\text{Круэ}}$$

$$\Delta OPEX = 5900000 - 1500000 = 4400000 \text{ руб./год.}$$

Для сравнительного анализа рассчитаем чистую приведенную стоимость (NPV). В данном контексте NPV представляет собой сумму дисконтированных потоков операционной экономии (сокращение ОРЕХ) за вычетом разницы в первоначальных инвестициях (CAPEX).

Рассчитаем текущую стоимость будущих ежегодных экономий (PV аннуитета) за 10 лет при ставке 12 %. Формула для коэффициента аннуитета имеет следующий вид:

$$K_a = \frac{1 - (1 + d)^{-n}}{d}.$$

Подставим значение d в формулу и получим:

$$K_a = \frac{1 - (1 + 0,12)^{-10}}{0,12} = \frac{1 - 1,12^{-10}}{0,12} = \frac{0,67803}{0,12} \approx 5,6502.$$

Тогда текущая стоимость будущих ежегодных экономий:

$$PV_{\text{аннуитета}} = \Delta OPEX \times K_a = 4400000 \times 5,6502 \approx 24860900 \text{ руб.}$$

Подставив полученное значение в формулу NPV, получим:

$$NPV = 205510182 - 24860900 = 180649282 \text{ руб.}$$

Значение NPV, равное 180,7 млн руб., показывает, что выбор варианта с ОРУ 110 кВ обеспечивает совокупную экономию в указанном размере на горизонте 10 лет с учетом дисконтирования по ставке 12 %. Дополнительные капиталовложения в КРУЭ не окупаются за 10 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты технико-экономического анализа показывают, что в условиях Московского региона применение КРУЭ 110 кВ открытого типа экономически нецелесообразно по сравнению с традиционными ОРУ на 10-летнем горизонте планирования. Высокая капиталоемкость элегазового оборудования не компенсируется операционной экономией и снижением ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Учет высокой стоимости земли (150 млн руб./га) существенно сокращает разрыв в объеме капитальных вложений: компактность КРУЭ обеспечивает экономию в 72 млн руб. на землеотводе. Тем не менее высокая стоимость элегазового оборудования остается превалирующим фактором, в результате чего итоговый показатель CAPEX для КРУЭ оказывается на 205,5 млн руб. выше, чем для ОРУ.

Ключевым преимуществом КРУЭ является ежегодная экономия операционных расходов в размере 4,4 млн руб. по сравнению с ОРУ. Однако совокупный экономический эффект (NPV) за 10 лет с учетом дисконтирования по ставке 12 % (согласно методике RAB-регулирования) составляет 180,7 млн руб. в пользу ОРУ. Это подтверждает, что эксплуатационная выгода не компенсирует высокую капиталоемкость КРУЭ на рассматриваемом горизонте.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 №441.	4. Комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ) на напряжение 110 кВ. Технические требования. М.: НТЦ ФСК ЕЭС, 2020. 65 с. (СТО 56947007-29.240.10.006-2020).
2. Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем // Электроэнергия. 2013. 196 с.	5. Оценка стоимости машин и оборудования: учебное пособие / В.П. Антонов, Е.В. Антонова, С.К. Шамышев, Р.Г. Шаулова. Москва: Русская оценка, 2005. 254 с.
3. Козлов В.В. Техника оценки машин и оборудования // Материалы для семинара по аккредитации оценщиков при ОАО «Альфа-банк». М.: РОО, 2003. С. 103–120.	



ПОСТОЯННЫЙ ТОК И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА: УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ШУЛЬГА Р.Н., ПУТИЛОВА И.В.

М.: ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ МЭИ, 2024. 275 С.

Выполнена оценка рынка силовой электроники, приведены характеристики приборов на основе новых технологий и материалов — карбида кремния и нитрида галлия. Показаны схемотехнические и конструктивно-технологические особенности приборов и преобразователей, приведена оценка динамических и тепловых воздействий на них.

Описаны тиристорные и транзисторные преобразовательные подстанции передачи и вставок постоянного тока с учетом схем и конструкций воздушных и кабельных линий. Даны сведения по выполнению собственных нужд в виде оперативного постоянного тока, защиты от перенапряжений и координации изоляции, а также по построению транспортных сетей постоянного тока.

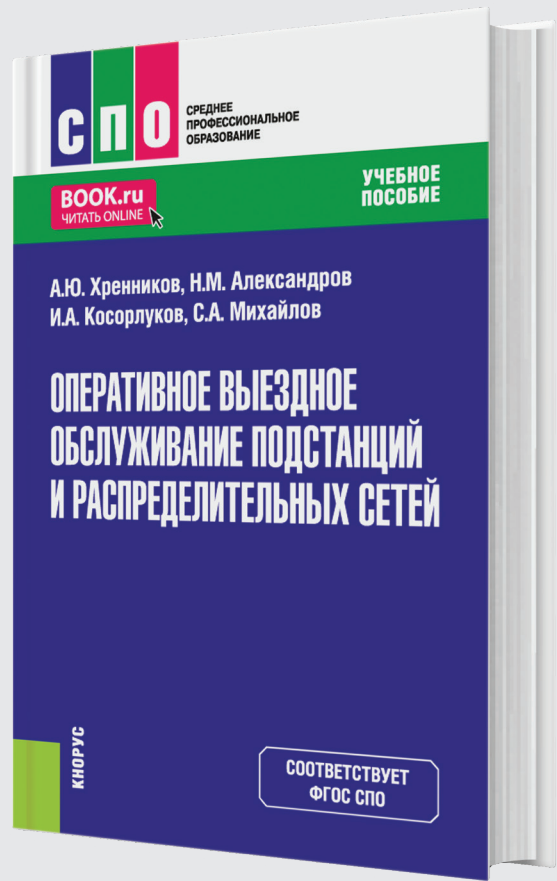
Для слушателей курсов повышения квалификации и профессиональной переподготовки по дисциплине «Передача электроэнергии постоянным током», а также для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

ОПЕРАТИВНОЕ ВЫЕЗДНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ. УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ХРЕННИКОВ А.Ю., АЛЕКСАНДРОВ Н.М., КОСОРЛУКОВ И.А., МИХАЙЛОВ С.А.

МОСКВА, КНОРУС, 2026. — 409 С.

ISBN: 978-5-406-16223-1



Обсуждаются вопросы, связанные с опасностью поражения человека электрическим током, представлена информация о средствах и приспособлениях индивидуальной защиты персонала при работе в электроустановках напряжением до 1000 В и выше, их назначение и классификация. Рассмотрены типы электрических станций, виды распределительных устройств (РУ) подстанций, существующие схемы первичных соединений РУ, схемы собственных нужд РУ и подстанций, виды их компоновок и режимы работы. Особое внимание уделено вопросам релейной защиты и автоматики (РЗА) подстанций и распределительных сетей, назначение и классификации видов релейной защиты, зоны действия РЗА, виды связи для оперативно-выездных бригад (ОВБ), правила оперативного обслуживания устройств автоматики и телемеханики, схемы оперативного тока и электромагнитной блокировки, различные типы релейной защиты, автоматики и телемеханики.

Подчеркнута важность изучения порядка организации оперативных переключений в распределительных сетях, работы ОВБ. Подробно рассмотрены темы, связанные с определением работоспособности, ремонтпригодности и устранением неполадок электрооборудования подстанций и распределительных сетей, мероприятиями по восстановлению электроснабжения потребителей электроэнергии и применяемыми автоматикой, оборудованием и приборами.

Учебное пособие соответствует ФГОС СПО последнего поколения.

Предназначено для специалистов технических служб предприятий электрических и распределительных сетей и электрических станций, для аспирантов, студентов электроэнергетических специальностей.