

АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТАЦИОНАРНОГО ДЕЛЕНИЯ СЕТИ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Дж.Б. Рахимзода, Н.Р. Мукимова, Ю.М. Умарализода, Э.К. Шарипов

Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими, г. Душанбе, Республика Таджикистан

В работе выполнен расчёт начальных периодических составляющих токов однофазного и трёхфазного КЗ в электрических сетях 110, 220 и 500 кВ действующей ЭЭС РТ. На основании полученных значений определены граничные - минимальные и максимальные - показатели загрузки выключателей по отключающей способности в узлах всех рассматриваемых классов напряжения. Выявлены подстанции, на которых расчётные значения токов КЗ превышают номинальные токи отключения установленных выключателей. Проведён сравнительный технико-экономический анализ трёх вариантов решения данной проблемы: установки токоограничивающих реакторов, замены выключателей на современные элегазовые и сохранения действующей схемы без изменений. Установлено, что наибольший экономический эффект обеспечивает полная замена масляных выключателей на элегазовые, тогда как наиболее экономичным по капитальным затратам является применение стационарного деления сети (СДС). Обоснована экономическая эффективность использования СДС как метода ограничения токов КЗ в развивающейся ЭЭС РТ.

Ключевые слова: ток короткого замыкания, электроэнергетическая система; высоковольтные выключатели, отключающая способность, технико-экономический расчет, стационарное деление сети.

ТАҲЛИЛИ АСОСНОККУНИИ ТЕХНИКУ ИҚТИСОДИИ ИСТИФОДАИ ТАҚСИМОТИ СТАЦИОНАРИИ ШАБАКА БАРОИ МАҲДУД КАРДАНИ САТҲИ ЧАРАЁНҲОИ РАСИШИ КҶТОҲ Ҷ.Б. Раҳимзода, Н.Р. Муқимова, Ю.М. Умарализода, Э.К. Шарипов

Донишгоҳи техникии Тоҷикистон ба номи академик М.С. Осимӣ, ш. Душанбе, Ҷумҳурии Тоҷикистон

Дар мақола ҳисоби таркибиҳои даврии ибтидоии ҷараёнҳои расиши кӯтоҳи якфаза ва сефаза дар шабакаҳои барқии 110, 220 ва 500 кВ-и системаи амалкунандаи энергетикӣ Ҷумҳурии Тоҷикистон (СЭ ҶТ) анҷом дода шудааст. Дар асоси қиматҳои бадастомадаи нишондиҳандаҳои ниҳонӣ – максималӣ ва минималӣ – и дараҷаи боргирии васлақҳо аз рӯи қобилияти ҳомӯшкунӣ дар гиреҳҳои ҳамаи синфҳои шиддати таҳқиқшаванда муайян карда шуданд. Зеристгоҳҳои муайян гардида, ки дар онҳо қиматҳои ҳисобшудаи ҷараёнҳои расиши кӯтоҳ аз ҷараёнҳои номиналии ҳомӯшкунӣ васлақҳо зиёд мебошанд. Таҳлили муқоисавии техника-иқтисодӣ се варианти ҳалли масъалаи мазкур гузаронида шуд: насби реакторҳои маҳдудкунандаи ҷараён, иваз намудани васлақҳо ба васлақҳои муосири элегазӣ ва нигоҳ доштани схемаи мавҷуда ба тағйирот. Муайян гардид, ки самаравӣ баландтарини иқтисодиро ивазкунии пурраи васлақҳои рағванӣ ба калидҳои элегазӣ таъмин менамояд, дар ҳоле ки аз рӯи хароҷоти сармоягузорӣ ибтидоӣ варианти аз ҳама иқтисодӣ истифодаи тақсими доимии шабака (ТДШ) ба ҳисоб меравад. Самаранокии иқтисодӣ истифодаи ТДШ ҳамчун усули маҳдудкунии ҷараёнҳои расиши кӯтоҳ дар шароити рушди системаи энергетикӣ Ҷумҳурии Тоҷикистон асоснок карда шудааст.

Калидвожаҳо: ҷараёни расиши кӯтоҳ, системаи электроэнергетикӣ, барқҳомӯшунакҳои баландшиддат, қобилияти ҳомӯшкунӣ, ҳисоби техника-иқтисодӣ, тақсими стационарии шабака.

ECONOMIC AND TECHNICAL FEASIBILITY ANALYSIS OF USING STATIONARY NETWORK DIVISION TO LIMIT SHORT-CIRCUIT CURRENT LEVELS

J.B. Rahimzoda, N.R. Muqimova, Y.M. Umaralizoda, E.K. Sharipov

Tajik Technical University named after Academician M.S. Osimi, Dushanbe, Republic of Tajikistan

In this paper, the initial periodic components of single-phase and three-phase short-circuit currents have been calculated for 110, 220, and 500 kV electrical networks of the operating EPS RT. Based on the obtained values, the boundary loading indicators of circuit breakers in terms of breaking capacity - both minimum and maximum - have been determined for all considered voltage class nodes. Substations at which the calculated short-circuit current values exceed the rated breaking currents of the installed circuit breakers have been identified. A comparative technical and economic analysis of three alternative solutions has been carried out: the installation of current-limiting reactors, the replacement of oil circuit breakers with modern SF₆ gas-insulated circuit breakers, and the retention of the existing network configuration without modifications. It has been established that the complete replacement of oil circuit breakers with gas-insulated circuit breakers yields the greatest economic effect, while stationary network division (SND) represents the most capital-efficient solution. The economic efficiency of SND as a method for limiting short-circuit current levels in the developing electric power system of the Republic of Tajikistan has been substantiated.

Keywords: short-circuit current, power system, high-voltage circuit breakers, breaking capacity, technical and economic calculation, stationary network division.

Введение

Республика Таджикистан является развивающейся страной и реализует различные государственные стратегии и программы для повышения уровня благосостояния населения. Одной из важнейших среди них является стратегия достижения полной энергетической независимости страны, от которой во многом зависит развитие национальной экономики. В связи с этим Основатель мира и национального единства - Лидер нации, Президент Республики Таджикистан уважаемый Эмомали Рахмон в своих ежегодных посланиях Маджлиси Оли «Об основных направлениях внутренней и внешней политики республики» называет энергетический вопрос ключевым и относит его развитие к числу приоритетов политики Правительства. За последние десять лет генерирующие мощности в электроэнергетической сфере страны увеличились на 1017 МВт. Только за счёт модернизации и реконструкции действующих гидроэлектростанций производственная мощность возросла на 200 МВт. Наряду с увеличением выработки электроэнергии были реализованы и другие важные проекты, включая строительство новых высоковольтных подстанций и линий электропередачи. С учётом растущего спроса на электроэнергию масштабы этой работы расширяются из года в год [1]. Параллельно с этим наблюдается увеличение уровней токов короткого замыкания в сетях различных классов напряжения электроэнергетической системы Республики Таджикистан. Это создаёт реальный риск того, что параметры ранее введённого в эксплуатацию электротехнического оборудования на энергетических объектах, в том числе коммутационные аппараты высоковольтных выключателей, могут не соответствовать новым уровням токов короткого замыкания [2].

Согласно [3, 4], для обеспечения нормальных условий работы электротехнического оборудования при разработке схем развития электрических сетей электроэнергетических систем должны реализовываться следующие методы и мероприятия по ограничению токов короткого замыкания:

1. Переход на более высокий класс напряжения;
2. Применение реакторно-резисторных установок в нейтралях силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
3. Стационарное и автоматическое секционирование электрической сети;
4. Применение токоограничивающих реакторов и токоограничивающих устройств;
5. Использование трансформаторов с расщеплёнными обмотками низшего напряжения;
6. Замена коммутационного оборудования с недостаточной коммутационной способностью на новое;
7. Применение вставок постоянного и переменного тока.

Среди перечисленных методов ограничения уровней токов короткого замыкания в электрических сетях наиболее широко распространённым и не требующим дополнительных затрат на приобретение новых коммутационных аппаратов с повышенными номинальными токами отключения является стационарное деление сети (СДС).

В связи с этим целью данной исследовательской работы является определение экономической эффективности применения стационарного деления сети для ограничения уровней токов короткого замыкания в электрических сетях 110 кВ и выше электроэнергетической системы Республики Таджикистан.

Расчет начальных значений периодической составляющей токов КЗ

В данной статье расчёт токов короткого замыкания в сетях высокого напряжения ЭЭС РТ выполнен в соответствии со стандартом IEC 60909:2001. Следует отметить, что согласно [5] для вычисления начальных значений периодических составляющих токов короткого замыкания в узлах низкого напряжения рекомендуется использовать американский стандарт ANSI C37.10, тогда как для узлов высокого напряжения - европейский стандарт IEC 60909.

Необходимо также указать, что для моделей синхронных генераторов, силовых трансформаторов и линий электропередачи использовались параметры, идентичные характеристикам реального оборудования, включая мощности, напряжения короткого замыкания, активные, реактивные и переходные сопротивления и другие величины.

Фрагмент разработанной расчётной математической модели действующей ЭЭС РТ с учётом примыкающих линий электропередачи электроэнергетических систем соседних стран, используемой для вычисления начальных значений периодических составляющих токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания, приведён на рисунке 1.

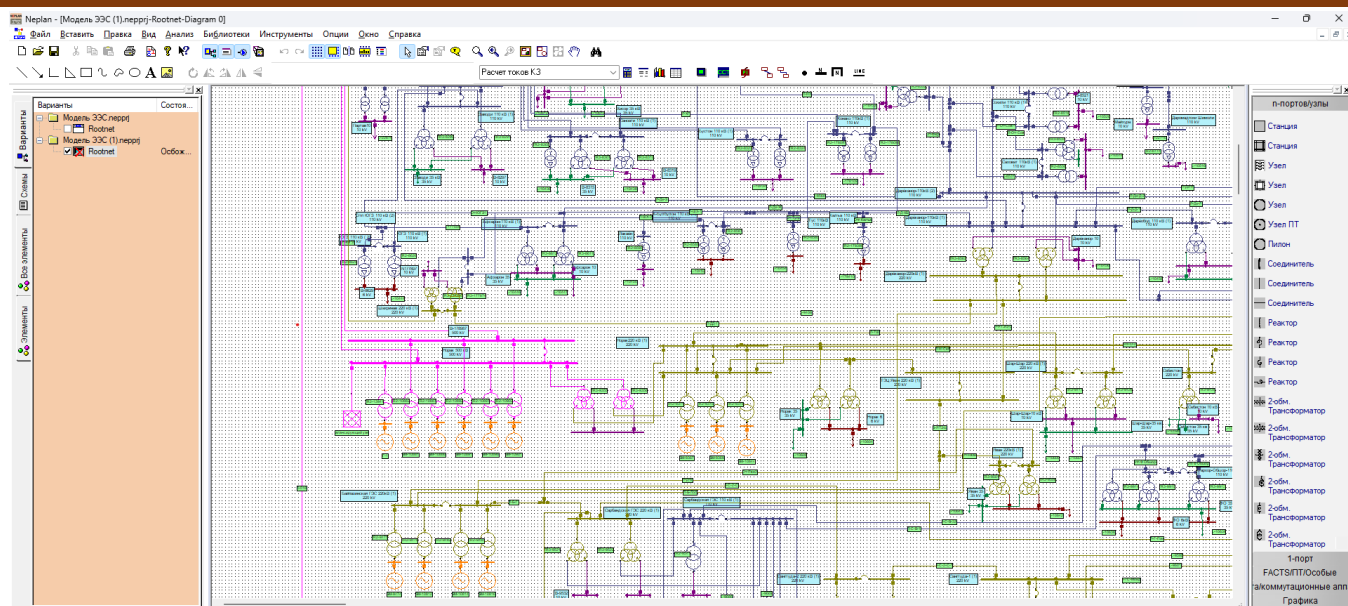


Рисунок 1 – Фрагмент разработанной расчетной модели действующей ЭЭС РТ для определения значений токов КЗ
Figure 1 – Fragment of the developed simulation model of the current EPS of RT for determining short-circuit current values

Представленная расчётная математическая модель (рис. 1) послужила базой для определения начальных значений периодических составляющих токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания в узлах 110, 220 и 500 кВ действующей ЭЭС РТ с примыкающими линиями электропередачи электроэнергетических систем соседних стран. При формировании модели учитывались технические параметры 9 электрических станций с 50 синхронными генераторами, свыше 210 трансформаторных подстанций с 400 силовыми трансформаторами и 472 цепей линий электропередачи с номинальными напряжениями 110, 220 и 500 кВ.

В узлах 110 кВ наибольший запас по отключающей способности выключателей по токам короткого замыкания наблюдается на подстанции «Дубеда», где он достигает +98%. Минимальный запас по отключающей способности выключателей для узлов 110 кВ зафиксирован на подстанции «Дарёканор» и составляет до -15%. В узлах 220 кВ максимальный запас зафиксирован на подстанции «Рудаки» и составляет +96%. Минимальный запас по отключающей способности для узлов 220 кВ составляет +21,5% и зафиксирован на КРУЭ-220 кВ Нурекской ГЭС. В узлах 500 кВ максимальный запас зафиксирован на подстанции «Сугд-500» и составляет до +85%. Минимальный запас по отключающей способности для узлов 500 кВ составляет +65% и получен на КРУЭ-500 кВ Нурекской ГЭС.

Из анализа запасов отключающей способности выключателей по токам короткого замыкания в распределительных устройствах видно, что в ряде распределительных устройств запасы находятся на предельном значении либо расчётные токи короткого замыкания превышают номинальные токи отключения установленных выключателей. Так, в распределительных устройствах 110 кВ подстанций Нав, Ориёно-2 и Сироч-Бахром уровни токов однофазного и трёхфазного короткого замыкания приблизительно равны номинальным токам отключения их выключателей, то есть запасы находятся на предельном значении. В распределительном устройстве 110 кВ подстанции «Дарёканор» установлено более десяти масляных выключателей типа МКП-110 с номинальным током отключения 20 кА, тогда как значения уровней токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания в данном узле находятся в диапазоне от 20 до 23 кА.

Технико-экономический анализ вариантов модернизации распределительного устройства 110 кВ подстанции «Дарёканор»

Подстанция 220/110/10 кВ «Дарёканор» оснащена двумя секциями шин с двенадцатью отходящими ячейками, двумя вводными ячейками автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 и одним

межсекционным выключателем. В составе коммутационного оборудования распределительного устройства 110 кВ эксплуатируются тринадцать масляных выключателей (один типа У-110 кВ и двенадцать - типа МКП-110 кВ) и два элегазовых выключателя. Длительный срок эксплуатации масляных выключателей обуславливает повышенную вероятность отказов, сопровождающихся значительным экономическим ущербом от недоотпуска электроэнергии потребителям. Для выбора рационального технического решения выполнен сравнительный анализ трёх вариантов. В качестве базового принят Вариант 1 («без изменений»), поскольку именно он определяет уровень ущерба, относительно которого рассчитывается эффект от реализации Вариантов 2 и 3.

Вариант 1 - сохранение действующей схемы (базовый сценарий) - предполагает продолжение эксплуатации 13 масляных выключателей типа МКП-110 кВ без проведения модернизационных мероприятий. Капитальные затраты отсутствуют. Расчёт ущерба ΔW от недоотпуска электрической энергии производится исходя из средней нагрузки подстанции, принятой равной 50% от суммарной установленной мощности ($\Delta P = 400/2 = 200$ МВт), и нормативного времени восстановления масляного выключателя Т типа МКП-110 кВ, составляющего 72 часа.

$$\Delta W = \Delta P \times T \quad (1)$$

$$\Delta W = 200\,000 \times 72 = 14\,400\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

В расчёт включены только прямые экономические потери: ущерб от недоотпуска электроэнергии по действующим тарифам, ущерб от повреждения оборудования и восстановительные затраты. Косвенный социально-экономический ущерб – потери от остановки производства, нарушения жизнеобеспечения населения и деградации инфраструктуры – намеренно исключён по трём причинам. Во-первых, единой утверждённой методики его стоимостной оценки применительно к энергосистеме Республики Таджикистан не существует. Во-вторых, включение косвенного ущерба пропорционально увеличивает абсолютные значения потерь по всем трём вариантам, не меняя их относительного соотношения и не влияя тем самым на сравнительные выводы. В-третьих, степень этого ущерба по вариантам существенно различается, однако не поддаётся надёжной верификации, что вносило бы систематическую погрешность в расчёт сравнительной эффективности. Принятый подход обеспечивает корректность и воспроизводимость результатов анализа.

Полученный объём ущерба распределяется между категориями потребителей пропорционально их доле в структуре нагрузки: население - 35%, промышленность - 50%, ЖКХ – 15%. Упущенная выгода в сомони/ч определяется как произведение мощности недоотпуска каждой категории (кВт) на соответствующий тариф (сомони/кВт·ч). Результаты расчёта приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Ущерб от недоотпуска электроэнергии

Table 1 – Cost of unserved energy

Категория потребителя	Недоотпуск, кВт·ч	Тариф, дирам/кВт·ч	Упущенная выгода, сомони/ч	Ущерб за 72 ч, сомони
Население	5 040 000	41,37	28 959,0	2 085 048
Промышленность	7 200 000	94,65	94 650,0	6 814 800
ЖКХ	2 160 000	41,37	12 411,0	893 592
Итого	14 400 000	-	136 020,0	9 793 440

Ущерб от повреждения оборудования при аварийном отказе масляного выключателя определяется через коэффициент повреждения $K_{пов} = 0,3$, характеризующий долю стоимости нового оборудования, необходимую для восстановления [6, 7]:

$$U_{обор} = K_{пов} \times C_{обор} \times n \times k_{вал} \quad (2)$$

$$U_{обор} = 0,3 \times 40\,000 \times 13 \times 9,5 = 1\,482\,000 \text{ сомони}$$

где: $C_{обор}$ = 40 000 долл. США - стоимость одного элегазового выключателя; n = 13 шт. - количество масляных выключателей; $k_{вал}$ = 9,5 сомони/долл. США - курс валюты [8].

Восстановительный ущерб, включающий затраты на ремонтные бригады, запасные части и простой смежного оборудования, также принят равным 30% стоимости нового оборудования, что даёт $U_{восс} = U_{обор} = 1\,482\,000$ сомони. Равенство этих величин не случайно: согласно нормативной

статистике отказов масляных выключателей типа МКП-110 кВ, затраты на восстановительные работы статистически сопоставимы со стоимостью повреждённых узлов [9, 10].

Совокупный ущерб от одной аварии составляет:

$$U_{\text{общ}} = U_{\text{нед}} + U_{\text{обор}} + U_{\text{восс}} \quad (3)$$

$$U_{\text{общ}} = 9\,793\,440 + 1\,482\,000 + 1\,482\,000 = 12\,757\,440 \text{ сомони}$$

Ущерб от недоотпуска формирует около 77% общих потерь - именно длительность простоя, а не сама вероятность отказа является главным экономическим риском базового сценария. Продолжение эксплуатации без технических мероприятий экономически нецелесообразно.

С учётом статистической вероятности аварии 70% за пятилетний период эксплуатации [11] годовой ущерб составляет:

$$U_{\text{год}} = (U_{\text{общ}} / 5) \times 0,7 \quad (4)$$

$$U_{\text{год}} = (12\,757\,440 / 5) \times 0,7 = 1\,786\,041,6 \text{ сомони/год}$$

Данное значение принято в качестве базового показателя для сравнительной оценки эффективности Вариантов 2 и 3.

Вариант 2 - установка семи токоограничивающих реакторов на отходящих линиях 110 кВ - предполагает установку токоограничивающих реакторов при сохранении действующих масляных выключателей. Реакторы ограничивают токи КЗ, снижая электродинамические и термические нагрузки на контактную систему выключателя в момент отключения. Это уменьшает вероятность аварийного отказа и сокращает объём ремонтных работ, что позволяет принять расчётное время восстановления равным 24 часам [12]. Поскольку масляные выключатели остаются в эксплуатации, вероятность отказа полностью не исключается.

Капитальные затраты на реализацию Варианта 2 формируются по следующим статьям:

$$K_{\text{зат}} = C_{\text{обор}} + C_{\text{мон}} + C_{\text{тамож}} + C_{\text{транс}} + C_{\text{прочие}} \quad (5)$$

Стоимость одного токоограничивающего реактора $C_{\text{обор}}$ принята равной 30 000 долл. США (285 000 сомони при курсе 9,5 сомони/долл.), итого на 7 единиц: 1 995 000 сомони.

Затраты на монтаж $C_{\text{мон}}$ одного реактора рассчитаны по нормативам ГЭСНм (480 чел./ч на три фазы при ставке 40 сомони/ч, работа автокрана - 12 машино-часов по 700 сомони/машино-час, материалы - 10 000 сомони/ед.):

$$C_{\text{мон/ед.}} = 480 \times 40 + 12 \times 700 + 10\,000 = 37\,600 \text{ сомони,}$$

$$\text{итого: } 37\,600 \times 7 = 263\,200 \text{ сомони.}$$

Таможенные пошлины и налоги (25% от стоимости оборудования):

$$7\,500 \times 7 = 52\,500 \text{ долл.} = 498\,750 \text{ сомони.}$$

Транспортные расходы:

$$4\,000 \times 7 = 28\,000 \text{ долл.} = 266\,000 \text{ сомони.}$$

Непредвиденные расходы (10%):

$$4\,500 \times 7 = 31\,500 \text{ долл.} = 299\,250 \text{ сомони.}$$

$$K_{\text{зат}} = 1\,995\,000 + 263\,200 + 498\,750 + 266\,000 + 299\,250 = 3\,322\,200 \text{ сомони}$$

Годовые эксплуатационные затраты по Варианту 2 включают амортизационные отчисления, расходы на техническое обслуживание и потери электроэнергии в реакторах.

$$Z_{\text{год}} = Z_{\text{аморт}} + Z_{\text{обсл}} + Z_{\text{э/э}} \quad (6)$$

Амортизационные отчисления (нормативный срок службы реактора 40 лет): $30\,000 / 40 = 750$ долл./ед. в год, итого: $750 \times 7 \times 9,5 = 49\,875$ сомони/год.

Затраты на техническое обслуживание: $15\,000 \times 7 = 105\,000$ сомони/год.

Потери электроэнергии в реакторах рассчитываются по формуле:

$$W_{\text{э/э}} = 3 \times I_{\text{ср}}^2 \times R_{\text{ф}} \times 8\,760 \times 10^{-3} \quad (7)$$

при среднем токе нагрузки $I_{\text{ср}} = 600$ А и активном сопротивлении одной фазы $R_{\text{ф}} = 0,02$ Ом:

$$W_{\text{э/э}} \approx 189\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч/ед. в год,}$$

$$Z_{\text{э/э}} = 189\,000 \times 0,413 \approx 78\,000 \text{ сомони/ед., итого: } 78\,000 \times 7 = 546\,000 \text{ сомони/год.}$$

$$Z_{\text{год}} = 49\,875 + 105\,000 + 546\,000 = 700\,875 \text{ сомони/год}$$

Наибольшую статью эксплуатационных затрат составляют потери электроэнергии в реакторах (546 000 сомони/год, или 78% от $Z_{\text{год}}$) - известный недостаток данного технического решения.

Установка реакторов обеспечивает двукратное снижение расчётной нагрузки: $\Delta P = 400/2/2 = 100$ МВт. Расчётное время восстановления принято $T = 24$ ч. Суммарный объём недоотпущенной электроэнергии при одной аварии:

$$\Delta W = 100\,000 \times 24 = 2\,400\,000 \text{ кВт} \times \text{ч}$$

Объём распределяется между категориями потребителей в тех же пропорциях, что и в Варианте 1 (население - 35%, промышленность - 50%, ЖКХ - 15%). Результаты расчёта приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Ущерб от недоотпуска электроэнергии
Table 2 – Cost of unserved energy

Категория потребителя	Недоотпуск, кВт×ч	Тариф, дирам/кВт×ч	Упущенная выгода, сомони/ч	Ущерб за 24 ч, сомони
Население	840 000	41,37	14 479,5	347 508
Промышленность	1 200 000	94,65	47 325,0	1 135 800
ЖКХ	360 000	41,37	6 205,5	148 932
Итого	2 400 000	-	68 010,0	1 632 240

Ущерб от повреждения оборудования при наличии реакторов характеризуется сниженным коэффициентом повреждения $K_{пов} = 0,2$ (против 0,3 в базовом сценарии), поскольку ограничение тока КЗ уменьшает механические нагрузки на контактную систему [6]:

$$U_{обор} = 0,2 \times 40\,000 \times 13 \times 9,5 = 988\,000 \text{ сомони}$$

Восстановительный ущерб принят равным 30% стоимости нового оборудования:

$$U_{восс} = 0,3 \times 40\,000 \times 13 \times 9,5 = 1\,482\,000 \text{ сомони}$$

$$U_{общ} = 1\,632\,240 + 988\,000 + 1\,482\,000 = 4\,102\,240 \text{ сомони}$$

С учётом вероятности аварии 70% за пятилетний период годовой ущерб составит:

$$U_{год} = (4\,102\,240 / 5) \times 0,7 = 574\,313,6 \text{ сомони/год}$$

Экономический эффект относительно базового сценария:

$$\mathcal{E}_{B1/B2} = U_{B1год} - U_{B2год} \quad (8)$$

$$\mathcal{E}_{B1/B2} = 1\,786\,041,6 - 574\,313,6 = 1\,211\,728 \text{ сомони/год}$$

Срок простой окупаемости:

$$T_{окуп} = K_{зат} / \mathcal{E}_{B1/B2} \quad (9)$$

$$T_{окуп} = 3\,322\,200 / 1\,211\,728 \approx 2,7 \text{ года}$$

Установка токоограничивающих реакторов обеспечивает существенное снижение годового ущерба при относительно невысоких капитальных затратах и коротком сроке окупаемости. Вместе с тем данный вариант не устраняет первопричину риска - физический износ масляных выключателей, а лишь снижает вероятность и масштаб последствий их отказа. Необходимо отметить, что установка токоограничивающих ректоров в электрических сетях 110 кВ и выше могут относительно влиять на процесс отключения КЗ [12, 13].

Вариант 3 - замена тринадцати масляных выключателей на элегазовые ЭГВ-110 кВ - предполагает полную замену масляных выключателей типа МКП-110 кВ на современные элегазовые выключатели типа ЭГВ-110 кВ. Элегазовая среда SF_6 обладает диэлектрической прочностью, втрое превышающей прочность воздуха, что обеспечивает надёжное гашение дуги при больших токах отключения. Герметичная конструкция исключает повреждение прилегающего оборудования. Совокупность этих факторов обуславливает кардинальное снижение как вероятности аварийного отказа, так и масштаба ущерба при его возникновении. Это наиболее капиталоемкий, но и наиболее технически обоснованный вариант.

Капитальные затраты рассчитывается по формуле 5, представленной выше.

Стоимость одного элегазового выключателя составляет 40 000 долл. США (380 000 сомони), итого на 13 единиц: 520 000 долл. = 4 940 000 сомони.

Затраты на демонтаж одного масляного выключателя рассчитаны по нормативам ГЭСНм (213 чел./ч при ставке 50 сомони/ч, 19 машино-часов автокрана и масловоза по 500 сомони/машино-час):

$$Ц_{дем/ед.} = 213 \times 50 + 19 \times 500 = 20\,150 \text{ сомони, итого: } 20\,150 \times 13 = 261\,950 \text{ сомони.}$$

Монтаж одного элегазового выключателя (120 чел./ч при ставке 50 сомони/ч, 10 машино-часов крана по 700 сомони/машино-час, расходные материалы 1 000 сомони):

Цмон/ед. = $120 \times 50 + 10 \times 700 + 1\,000 = 14\,000$ сомони, итого: $14\,000 \times 13 = 182\,000$ сомони.

Совокупные затраты на монтаж и демонтаж: $261\,950 + 182\,000 = 443\,950$ сомони.

Таможенные пошлины и налоги (25%): $130\,000$ долл. = $1\,235\,000$ сомони.

Транспортные расходы: $4\,000 \times 13 = 52\,000$ долл. = $494\,000$ сомони.

Непредвиденные расходы (15%): $6\,000 \times 13 = 78\,000$ долл. = $741\,000$ сомони.

$K_{\text{зат}} = 4\,940\,000 + 443\,950 + 1\,235\,000 + 494\,000 + 741\,000 = 7\,853\,950$ сомони

Годовые эксплуатационные затраты рассчитываются по ранее приведенной формуле 6.

Амортизационные отчисления (нормативный срок службы элегазового выключателя 20 лет): $40\,000 / 20 = 2\,000$ долл./ед. в год, итого: $2\,000 \times 13 \times 9,5 = 247\,000$ сомони/год.

Затраты на техническое обслуживание: $1\,000 \times 13 = 13\,000$ сомони/год.

Затраты на электроэнергию вспомогательных цепей: $350 \times 13 = 4\,550$ сомони/год.

$I_{\text{год}} = 247\,000 + 13\,000 + 4\,550 = 264\,550$ сомони/год

Годовые эксплуатационные затраты по Варианту 3 втрое ниже, чем по Варианту 2, поскольку элегазовые выключатели не создают постоянных потерь электроэнергии и требуют минимального технического обслуживания.

Расчётная нагрузка подстанции принята равной $\Delta P = 100$ МВт, время восстановления - $T = 24$ ч. Поскольку эти параметры совпадают с Вариантом 2, ущерб от недоотпуска электроэнергии по категориям потребителей определяется по таблице 2 и составляет $1\,632\,240$ сомони.

Коэффициент повреждения для элегазового выключателя существенно ниже, чем для масляного: $K_{\text{пов}} = 0,1$ против $0,3$. Это объясняется герметичностью конструкции и отсутствием открытого масляного контура, что исключает разрушение баковых узлов при аварийном отключении:

$Y_{\text{обор}} = 0,1 \times 40\,000 \times 13 \times 9,5 = 494\,000$ сомони

Восстановительный ущерб принят равным 22% стоимости нового оборудования - ниже, чем в Варианте 1, поскольку объём ремонтных работ при отказе элегазового выключателя значительно меньше:

$Y_{\text{восс}} = 0,22 \times 40\,000 \times 13 \times 9,5 = 1\,086\,800$ сомони

$Y_{\text{общ}} = 1\,632\,240 + 494\,000 + 1\,086\,800 = 3\,213\,040$ сомони

С учётом вероятности аварии 20% за 25-летний срок службы элегазового выключателя:

$Y_{\text{год}} = (3\,213\,040 / 25) \times 0,2 = \mathbf{25\,704,3}$ сомони/год

Экономическая эффективность от реализации Варианта 3 относительно базового сценария рассчитывается по формуле 8:

$\Delta B_{1/В3} = 1\,786\,041,6 - 25\,704,3 = 1\,760\,337,3$ сомони/год

$T_{\text{окуп}} = 7\,853\,950 / 1\,760\,337,3 \approx 4,5$ года

Полная замена масляных выключателей на элегазовые формирует максимальный экономический эффект среди рассматриваемых вариантов, а именно $1\,760\,337,3$ сомони/год при приемлемом сроке окупаемости 4,5 года. В отличие от Варианта 2, данное решение устраняет саму причину риска, а не его последствия. Снижение годового ущерба почти в 70 раз по сравнению с базовым сценарием подтверждает высокую техническую и экономическую эффективность варианта на всём жизненном цикле оборудования.

Результаты технико-экономического анализа трёх вариантов модернизации обобщены в таблице 3.

Проведённый технико-экономический анализ трёх сценариев эксплуатации распределительного устройства 110 кВ подстанции «Дарёканор» позволяет сформулировать следующие выводы.

Таблица 3 – Сравнительный анализ вариантов модернизации подстанции 220/110/10 кВ «Дарёканор»

Table 3 – Comparative analysis of modernization options for the 220/110/10 kV substation "Daryokonor"

Показатель	Вариант 1 (без изменений)	Вариант 2 (реакторы)	Вариант 3 (замена МВ)
<i>Капитальные затраты, сомони</i>	0	3 322 200	7 853 950
Количество единиц оборудования, шт.	-	7	13
Стоимость единицы оборудования, сомони/шт.	-	285 000	380 000
Затраты на монтаж (демонтаж), сомони	-	263 200	443 950
Таможенные пошлины и налоги, сомони	-	498 750	1 235 000
Транспортные расходы, сомони	-	266 000	494 000
Непредвиденные расходы, сомони	-	299 250	741 000
Амортизационные отчисления, сомони/год	-	49 875	247 000
Затраты на техническое обслуживание, сомони/год	-	105 000	13 000
Потери электроэнергии, сомони/год	-	546 000	4 550
<i>Итого годовые затраты, сомони/год</i>	-	700 875	264 550
Ущерб при аварии			
Расчётное время восстановления, ч	72	24	24
Расчётная нагрузка подстанции, МВт	200	100	100
Объём недоотпуска электроэнергии, кВт·ч	14 400 000	2 400 000	2 400 000
Ущерб от недоотпуска электроэнергии, сомони	9 793 440	1 632 240	1 632 240
Ущерб от повреждения оборудования, сомони	1 482 000	988 000	494 000
Восстановительный ущерб, сомони	1 482 000	1 482 000	1 086 800
<i>Общий ущерб от одной аварии, сомони</i>	<i>12 757 440</i>	<i>4 102 240</i>	<i>3 213 040</i>
Вероятность аварии за расчётный период	70% / 5 лет	70% / 5 лет	20% / 25 лет
Годовой ущерб, сомони/год	1 786 041,6	574 313,6	25 704,3
Эффективность			
Экономический эффект (к Варианту 1), сомони/год	-	1 211 728,0	1 760 337,3
Простой срок окупаемости, лет	-	2,7	4,5

Вариант 1 - сохранение действующей схемы без изменений - характеризуется наибольшими годовыми потерями: 1 786 041,6 сомони/год. Главным фактором, определяющим столь значительный ущерб, является нормативное время восстановления масляного выключателя МКП-110 кВ - 72 часа. Именно длительность вынужденного простоя формирует около 77% совокупных потерь. Продолжение эксплуатации физически изношенного оборудования без каких-либо технических мероприятий экономически нецелесообразно.

Вариант 2 - установка токоограничивающих реакторов - снижает годовой ущерб до 574 313,6 сомони/год и обеспечивает экономический эффект 1 211 728 сомони/год при сроке окупаемости 2,7 года. Ограничение тока КЗ уменьшает электродинамические нагрузки на контактную систему выключателя, сокращая расчётное время восстановления до 24 часов и вдвое снижая объём недоотпуска электроэнергии. Существенное преимущество варианта - возможность реализации без вывода действующего оборудования из эксплуатации. Вместе с тем физический износ масляных выключателей как первопричина риска остаётся неустранённым. Следует также учитывать, что токоограничивающие реакторы в сетях 110 кВ и выше могут оказывать влияние на процессы отключения КЗ.

Вариант 3 - полная замена масляных выключателей на элегазовые - обеспечивает максимальный экономический эффект: 1 760 337,3 сомони/год при сроке окупаемости 4,5 года. Снижение годового ущерба почти в 70 раз по сравнению с базовым сценарием достигается за счёт трёх факторов одновременно: низкого коэффициента повреждения ($K_{пов} = 0,1$), сокращения времени восстановления до 24 часов и низкой вероятности отказа - 20% за 25-летний срок службы. В отличие

от Варианта 2, данное решение устраняет саму причину риска. При наличии достаточного объёма финансирования Вариант 3 является приоритетным.

С учётом изложенного рекомендуется двухэтапная стратегия. На первом этапе - реализация Варианта 2 как быстрокупаемого решения с немедленным снижением эксплуатационных рисков. На втором этапе, по мере формирования необходимой финансовой базы, переход к полной замене коммутационного оборудования по Варианту 3, обеспечивающей долгосрочную надёжность электроснабжения.

Необходимо подчеркнуть, что настоящий анализ выполнен применительно к одной подстанции. В электрических сетях 110 кВ энергосистемы Республики Таджикистан в настоящее время эксплуатируется более 180 масляных выключателей различных типов, полная замена которых потребует значительных суммарных затрат. С учётом этого в качестве системного решения для ограничения токов КЗ в масштабе всей энергосистемы рассматривается СДС.

Стационарное секционирование электрической сети

СДС является вынужденным эксплуатационным решением для ограничения уровней токов короткого замыкания. Метод реализуется путём отключения шиносоединительных, линейных или секционных выключателей. Ограничение уровней токов короткого замыкания достигается за счёт ликвидации параллельных связей между элементами сети, что увеличивает суммарное электрическое сопротивление пути от источников питания до точки короткого замыкания.

В данной статье для ограничения уровней токов короткого замыкания в электрических сетях 110 кВ были отключены секционные и шиносоединительные выключатели распределительных устройств 110 и 220 кВ подстанций «Нав», «Дарёканор», «Ориёно-2», «Душанбинская ТЭЦ-2» и «Сироч-Бахром».

Результаты расчёта начальных значений периодической составляющей токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания с учётом и без учёта применения стационарного деления сети приведены на рис. 2 и 3.

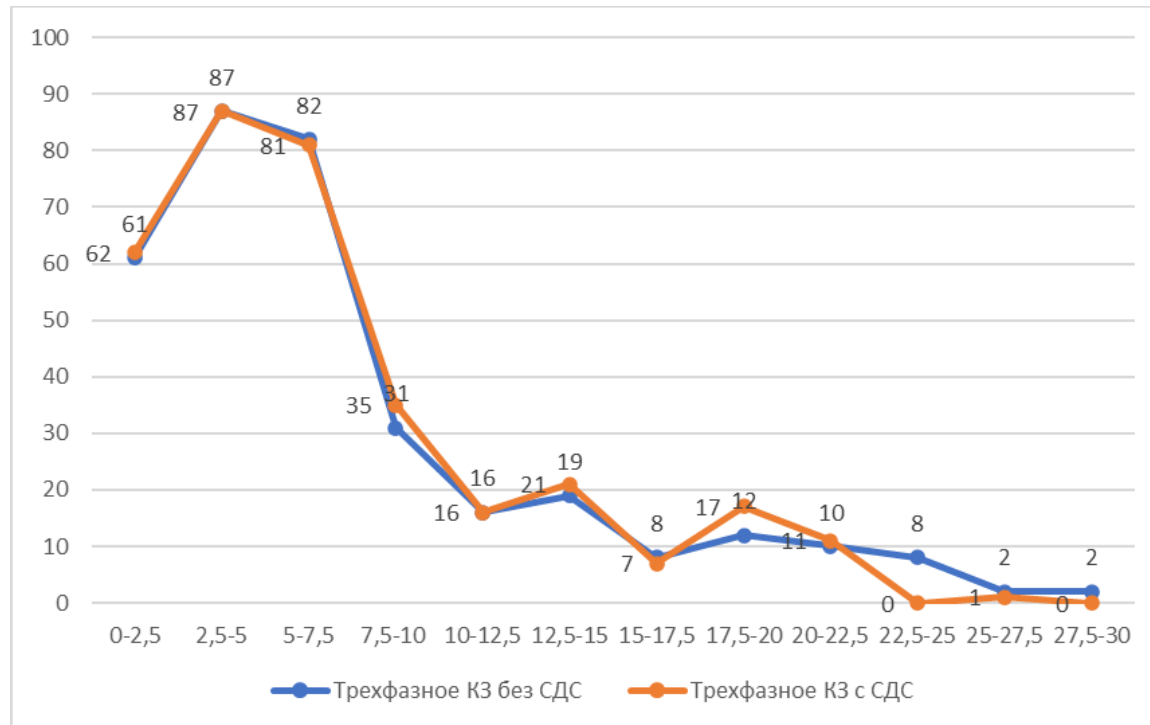


Рисунок 2 – Результаты расчета начальных значений периодической составляющей токов трехфазного КЗ с учетом и без учета использования СДС

Figure 2 – Calculation results of the initial values of the periodic component of three-phase short-circuit currents with and without the use of FCLs

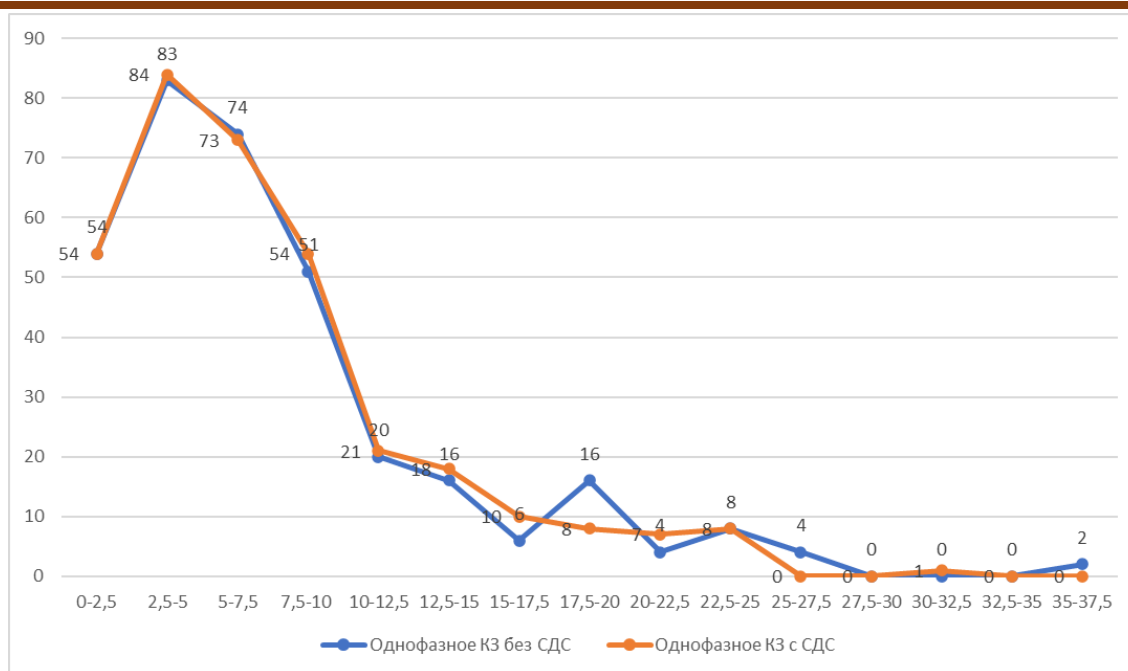


Рисунок 3 – Результаты расчета начальных значений периодической составляющей токов однофазного КЗ с учетом и без учета использования СДС

Figure 3 – Calculation results of the initial values of the periodic component of single-phase-to-ground short-circuit currents with and without the use of FCLs

Из анализа распределения начальных значений периодических составляющих токов однофазного и трёхфазного короткого замыкания видно, что при включённом положении секционных и шиносоединительных выключателей максимальные значения токов короткого замыкания в узлах 110 кВ находятся в диапазоне от 35 до 37,5 кА. С учётом применения СДС этот диапазон сокращается до 30–32,5 кА, что способствует увеличению запаса отключающей способности выключателей.

Необходимо отметить, что с применением СДС расчётные значения периодических составляющих токов однофазного и трёхфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ подстанции «Дарёканор» находятся в диапазоне от 14 до 18 кА, то есть нижний предел уменьшился на 6 кА, а верхний - на 5 кА.

Сопоставительный анализ результатов расчётов свидетельствует о высокой комплексной эффективности применения СДС для ограничения как симметричных, так и несимметричных токов короткого замыкания. Внедрение СДС обеспечивает системное перераспределение параметров сети, переводя большинство узлов в более безопасные диапазоны - до 10 кА для трёхфазных и до 14 кА для однофазных токов короткого замыкания. Это подтверждает техническую целесообразность применения СДС как эффективного инструмента снижения аварийных нагрузок на коммутационное оборудование и повышения эксплуатационной надёжности энергосистемы.

Выводы

1. Выполненные расчёты токов короткого замыкания по стандарту IEC 60909 показали, что в ряде узлов электрических сетей 110–500 кВ ЭЭС РТ уровни токов КЗ достигают предельных значений или превышают номинальные отключающие способности действующих высоковольтных выключателей. Наиболее критическая ситуация выявлена в распределительном устройстве 110 кВ подстанции «Дарёканор», где номинальный ток отключения установленных выключателей не соответствует расчётным значениям периодической составляющей токов короткого замыкания.

2. Техничко-экономический анализ показал, что сохранение существующей схемы подстанции «Дарёканор» сопровождается наибольшими годовыми потерями, достигающими 1 786 041,6 сомони/год, вследствие высокой вероятности отказа устаревшего масляного коммутационного оборудования. Установка токоограничивающих реакторов на шинах ОРУ 110 кВ требует капитальных вложений в размере 3 322 200 сомони и обеспечивает годовой экономический эффект 1 211 728 сомони при сроке окупаемости около 2,7 года. Вариант полной замены масляных выключателей на элегазовые характеризуется максимальным годовым экономическим эффектом - 1 760 337,3 сомони/год. Несмотря на значительные капитальные затраты в размере 7 853 950 сомони, срок окупаемости данного варианта составляет около 4,5 года, что подтверждает его высокую долгосрочную экономическую эффективность.

3. Результаты расчёта экономической эффективности рассматриваемых вариантов демонстрируют, что для ограничения уровней токов короткого замыкания наиболее экономичным является установка токоограничивающих реакторов на шинах 110 кВ подстанции «Дарёканор». Однако опыт развитых электроэнергетических систем - таких как системы Бразилии, России, США и других стран - свидетельствует о том, что токоограничивающие реакторы могут оказывать негативное влияние на процесс отключения токов короткого замыкания. Поэтому применение токоограничивающих реакторов в электроэнергетической системе Республики Таджикистан на данном этапе нецелесообразно, поскольку уровни токов короткого замыкания в электрических сетях высокого напряжения не превышают 80 кА.

4. Применение СДС, не требующего дополнительных капитальных затрат, является на данный момент наиболее целесообразным способом ограничения уровней токов короткого замыкания. При его использовании максимальный уровень тока трёхфазного короткого замыкания в электрических сетях 110 кВ снизился на 30,9%, а тока однофазного короткого замыкания - на 39,5%.

Рецензент: Киргизов А.К. — к.т.н., доцент кафедры «Электрические станции» ТПУ имени академика М.С. Осими

Литература

1. Послание Президента Республики Таджикистан уважаемого Эмомали Рахмона об основных направлениях внутренней и внешней политики республики (16 декабря 2025 года). – Душанбе: «Шарки озода», 2025. – 48 с.
2. Рахимзода, Д. Б. Анализ состояния основных элементов электроэнергетической системы Республики Таджикистан / Д. Б. Рахимзода, Ю. М. Курбонов, М. М. Вохидов // Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. – 2023. – № 2(62). – С. 36–42. – EDN KPPIZO.
3. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». – Утв. протоколом от 02.04.2021 № 450. – 2021. – 223 с.
4. РД 34.20.175. Руководящие указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 110 кВ и выше. – Утв. 17.04.1975. – М.: СПО ОРГРЭС, 1978. – 89 с.
5. Рахимзода, Д. Б. Оценка методик расчётов токов короткого замыкания стандартами IEC и ANSI / Д. Б. Рахимзода, Ю. М. Курбонов, Э. К. Шарипов // Водные ресурсы, энергетика и экология. – 2024. – Т. 4, № 2. – С. 92–98.
6. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 5-е изд., стер. – СПб.: БХВ-Петербург, 2013. – 608 с.
7. Гук, Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. В. Петров. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
8. Национальный банк Таджикистана. Официальный обменный курс сомони. – URL: <https://nbt.tj> (дата обращения: 24.05.2026).
9. РД 34.20.508-88. Правила технического обслуживания и ремонта воздушных линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
10. Типовые нормы времени на техническое обслуживание и капитальный ремонт выключателей 110 кВ. – М.: ОРГРЭС, 1987. – 84 с.
11. Гук, Ю. Б. Теория надёжности в электроэнергетике. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.
12. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
13. Волков, М. С. Влияние токоограничивающих реакторов на процесс отключения коротких замыканий в высоковольтных электроустановках / М. С. Волков, Ю. П. Гусев, Ю. В. Монаков, Г. Ч. Чо // Электрические станции. – 2015. – № 7(1008). – С. 6–8. – EDN VIJCSH.

Reference

1. Address by the President of the Republic of Tajikistan, His Excellency Emomali Rahmon, on the Main Directions of the Republic's Domestic and Foreign Policy (December 16, 2025). – Dushanbe: Sharqi Ozod, 2025. – 48 p.
2. Rahimzoda, D. B. Analysis of the State of the Main Elements of the Electric Power System of the Republic of Tajikistan / D. B. Rahimzoda, Yu. M. Kurbonov, M. M. Vokhidov // Polytechnic Bulletin. Series: Engineering Research. – 2023. – No. 2 (62). – pp. 36–42. – EDN KPPIZO.
3. Regulation of PJSC Rosseti "On a Unified Technical Policy in the Electric Grid Complex". – Approved by Protocol No. 450 of April 2, 2021. – 223 p.
4. RD 34.20.175. Guidelines for Limiting Short-Circuit Currents in Networks with Voltage of 110 kV and Above. – Approved on 17.04.1975. – Moscow: SPO ORGRES, 1978. – 89 p.
5. Rahimzoda, D. B. Evaluation of Short-Circuit Current Calculation Methods Using IEC and ANSI Standards / D. B. Rahimzoda, Yu. M. Kurbonov, E. K. Sharipov // Water Resources, Energy and Ecology. – 2024. – Vol. 4, No. 2. – P. 92–98.
6. Neklepaev, B. N. Electrical Part of Power Plants and Substations: Reference Materials for Coursework and Diploma Design: Textbook / B. N. Neklepaev, I. P. Kryuchkov. – 5th ed., reprinted. – St. Petersburg: BHV-Petersburg, 2013. – 608 p.
7. Guk, Yu. B. Design of the Electrical Part of Stations and Substations / Yu. B. Guk, V. V. Kantan, S. V. Petrov. – Leningrad: Energoatomizdat, 1985. – 312 p.
8. National Bank of Tajikistan. Official exchange rate of the somoni. – URL: <https://nbt.tj> (date of access: 24.05.2026).
9. RD 34.20.508-88. Rules for the technical maintenance and repair of overhead power lines and substations with a voltage of 35–750 kV. – Moscow: Energoatomizdat, 1989. – 176 p.
10. Standard Time Standards for Technical Maintenance and Major Repairs of 110 kV Circuit Breakers. Moscow: ORGRES, 1987, 84 p.
11. Guk, Yu. B. Reliability Theory in the Electric Power Industry. Leningrad: Energoatomizdat, 1990, 208 p.
12. Idelchik, V. I. Electrical Systems and Networks. Moscow: Energoatomizdat, 1989, 592 p.
13. Volkov, M. S. The Effect of Current-Limiting Reactors on the Process of Short-Circuit Clearance in High-Voltage Electrical Installations / M. S. Volkov, Yu. P. Gusev, Yu. V. Monakov, G. Ch. Cho // Electric Power Stations. 2015, No. 7 (1008), pp. 6–8.

МАЪЛУМОТ ДАР БОРАИ МУАЛЛИФОН-СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ-INFORMATION ABOUT AUTHORS

TJ	RU	EN
Раҳимзода Чамшед Бобомурод	Рахимзода Джамшед Бобомурод	Rahimzoda Jamshed Bobomurod
н.и.т. дотсент	к.т.н., доцент	Ph.D., associate professor
ДТТ ба номи академик М.С. Осимӣ	ТТУ имени академика М.С. Осими	TTU named after Academician M.S. Osimi
E-mail: jam-rahimov@mail.ru		
ORCID iD: 0000-0002-3901-6339		
TJ	RU	EN
Муқимова Наргис Рустамовна	Муқимова Наргис Рустамовна	Muqimova Nargis Rustamovna
д.и.и., дотсент	д.э.н., доцент	Dr. of Economic Sciences, Associate Professor
ДТТ ба номи академик М.С. Осимӣ	ТТУ имени академика М.С. Осими	TTU named after Academician M.S. Osimi
E-mail: mnargis@yandex.ru		
ORCID iD: 0000-0002-3778-6241		
TJ	RU	EN
Умарализода Юсуф Махмадали	Умарализода Юсуф Махмадали	Umaralizoda Yusuf Mahmadali
докторанти PhD	докторант PhD	PhD Student
ДТТ ба номи академик М.С. Осимӣ	ТТУ имени академика М.С. Осими	TTU named after Academician M.S. Osimi
E-mail: gym01@mail.ru		
TJ	RU	EN
Шарипов Эркин Курбонович	Шарипов Эркин Курбонович	Sharipov Erkin Kurbonovich
докторанти PhD	докторант PhD	PhD Student
ДТТ ба номи академик М.С. Осимӣ	ТТУ имени академика М.С. Осими	TTU named after Academician M.S. Osimi