

**КЫРГЫЗСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ им. И. РАЗЗАКОВА**

Диссертационный совет Д. 05. 12. 002

На правах рукописи
УДК 621. 313. 322.

КАРАЖАНОВА РАИСА ТЫНЫБЕКОВНА

**ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЫБОРА
СРЕДСТВ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ**

**Специальность: 05.14.02 – Электрические станции
электроэнергетические системы**

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бишкек – 2013

Работа выполнена в Ошском технологическом университете
им. М.Т. Адышева

Научный руководитель:

кандидат технических наук,
профессор КГТУ С.С. Кадыркулов

Официальные оппоненты:

Ведущая организация:

Защита состоится « » 2013 г. в 14⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д. 05.14.02 при Кыргызском государственном техническом университете им. И. Раззакова, по адресу: 720044, г. Бишкек, пр. Мира 66.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова по адресу: 720044, г. Бишкек, пр. Мира 66 и Ошского технологического университета им. М.Т. Адышева по адресу: 714000, г. Ош, ул. Исанова 84.

Автореферат разослан «___»_____2013 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
к.т.н., доцент

Э.Б. Исакеева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследования. Распределительные электрические сети в структуре энергосистемы представляют собой конечное звено, которое имеет наименьшую надежность в силу своей разветвленности. Суммарная длина линий электропередачи 0,38-(6)10 кВ Кыргызстана составляет свыше 60 тыс. км, из которых свыше 90% приходится на долю сельских сетей. Бесперебойность электроснабжения потребителей в значительной степени определяется надежностью работы именно этих сетей.

В настоящее время в условиях Кыргызстана благополучная жизнедеятельность как населения, так и различных учреждений (медицинских, образовательных, административно-правовых и т.п.) в полной мере зависит от надежности и качества электроснабжения. В результате суммарное электропотребление населения и различных учреждений Кыргызстана в настоящее время составляет не менее 65% от общего объема электропотребления по стране. Частые и длительные перерывы электроснабжения потребителей убедительно свидетельствуют о низкой надежности и качестве распределительных электросетей.

Приведенные аргументы, на наш взгляд, в условиях Кыргызстана дают основание для отнесения бытовую нагрузку населенных пунктов ко второй категории по надежности электроснабжения.

До настоящего времени в Кыргызстане недостаточно изучена надежность распределительных электрических сетей с учетом существенных изменений их загрузки за последние 20 лет. По нашим исследованиям повреждаемость сельских ВЛ 10 кВ Кыргызстана в среднем составляет 0,6 на один км длины в год, а длительность одного аварийного перерыва электроснабжения составляет 1,89-4,78 ч. Следовательно, при средней длине 20 км одной сельской ВЛ 10 кВ ее годовое число аварийных отключений достигает до 12, а суммарная длительность перерыва электроснабжения потребителей такой линии составит от 22,7 до 57,4 ч. в год. Если учесть, что в осенне-зимний период повреждаемость ВЛ повышается, то именно в отопительный период потребители испытывают наибольшие неудобства из-за частого и длительного отсутствия энергии. Такое положение характерно для распределительных электросетей 10 кВ всех регионов страны.

Сельские сети Кыргызстана не оснащены даже наиболее дешевыми и общеизвестными средствами повышения надежности электроснабжения, как устройства АПВ и сетевого АВР, не говоря о средствах оперативной передачи сигнала в диспетчерский пункт РЭС. По этой причине любое аварийное отключение в сети 10 кВ приводит к длительному перерыву электроснабжения потребителей.

В свете сказанного актуальным является изучение сложившейся системы электроснабжения 0,38-10 кВ, уровень потерь энергии и напряжения, загрузку ТП 10/0,4 кВ, надежность их работы с разработкой методики оснащения действующих сельских сетей 10 кВ средствами повышения надежности электроснабжения. секционированием ВЛ, устройствами телесигнализации аварийных отключений на распределительных подстанциях 35-110/10 кВ и их фидеров, устройством

концевых резервных связей линий 10 кВ с АВР, использование указателей поврежденного участка линии, обеспечение диспетчерского пункта РЭС компьютерной программой расчета оптимальной стратегии поиска мест повреждения в сети.

Сказанное убедительно показывает актуальность избранной темы исследований.

Целью работы является на основе исследования существующего состояния распределительных сетей РЭК Кыргызстана разработать и обосновать эффективность рекомендации по повышению эксплуатационной надежности работы сельских распределительных электрических сетей.

Методы исследования. Для обоснования постановки задачи исследования, а также количественной оценки надежности работы сельских распределительных сетей и потребителей использована методика сбора и обработки статистики повреждаемости оборудования и сетей, обследования структуры потребителей. При обработке статистической информации и их анализе применены положения теории вероятностей и математической статистики.

Научная новизна работы:

- Предложен методический подход к изучению и анализу режимных показателей работы распределительных электросетей путем проведения замеров суточных графиков нагрузки;
- Статистическим методом получена удельная повреждаемость для ВЛ 10 кВ, равная 0,6 отключений в год на 10 км ВЛ;
- Предложена методика выбора многоступенчатого автоматического секционирования сельских ВЛ 10 кВ и обоснования его эффективности;
- Разработана методика использования и размещения указателей поврежденного участка (УПУ) ВЛ 10 кВ и определения его эффективности;
- Разработана методика выбора стратегии поиска поврежденного участка и места повреждения ВЛ 10 кВ:
- не оснащенной никакими средствами повышения надежности (СПН);
- секционированной, но не оснащенной УПУ;
- секционированной и оснащенной УПУ.

Практическая значимость полученных результатов.

Полученные сведения о повреждаемости существующих распределительных сетей 0,38-10 кВ дает возможность распределительным электрокомпаниям (РЭК) и районам электросетей (РЭС) оценить эксплуатационное состояния сетей и направление работ по повышению надежностей. Рекомендуемые в работе пути оснащения сетей средствами повышения надежности (СПН) могут быть использованы при разработке проекта реконструкции или модернизации распределительных электросетей.

Достоверность результатов, полученных в диссертационной работе, подтверждена актом внедрения рекомендаций по оснащению сетей 10 кВ СПН, выданным ОАО «Ошэлектро».

Основные положения диссертации, выносимые на защиту.

На защиту выносятся:

1. Методический подход к изучению и анализу режимных показателей работы распределительных электросетей;
2. Удельные показатели надежности электрооборудование и сетей 0,38-10 кВ;
3. Методика обоснования многоступенчатого, автоматического, селективного секционирования сетей 10 кВ;
4. Методика оснащения и выбора мест размещения указателей поврежденного участка сетей 10 кВ и обоснования его экономической эффективности;
5. Методика выбора стратегии поиска поврежденного участка и места повреждения ВЛ 10 кВ.

Личный вклад соискателя. Соискателем лично выполнены многочисленные замеры показателей режимов работы сетей 0,38-10 кВ и ТП 10/0,4 кВ, сбор и обработка сведений о повреждаемости сетей, характеристик сетей 10 кВ и структуры их потребителей, разработаны методики размещения на ВЛ 10 кВ различных СПН.

Апробация результатов диссертации. Результаты работы соискателем были представлены на следующих научно-технических конференциях и семинарах, как в Кыргызстане, так и за рубежом:

1. Международная научно-техническая конференция, посвященная 2200-летию Кыргызской Государственности. «Энергосбережение – проблемы, современные технологии и управления» КГТУ им. И Раззакова, г. Бишкек 2003;
2. Международная научно-техническая конференция «Инновации в образование, науке и технике», КМТУ, Бишкек, 22-23 июня 2006;
1. 3. Международная научно-техническая конференция инновации в высшем образовании, фундаментальные и общественно-гуманитарные науки. Алматинский институт энергетике и связи Алматы, 25-26 сентября 2008;
3. Международная научно – техническая конференция «Современное состояние и актуальные проблемы развития энергетике», Кыргызско-Узбекский Университет, Ош. 10-12 октября 2008;
4. Международная научно-техническая конференция «Проблемы энергетике, транспорта и строительства», Ошский технологический университет, 2008.

Результаты работы обсуждались на расширенном заседании кафедры «Электрификация и электромеханика», заседании НТС ОшТУ им. М.Т. Адышева и на расширенном заседании кафедры «Энергетика» Ошского Государственного Университета.

Публикации. Основные положения диссертационной работы опубликованы в 8 печатных работах, из которых 4 написаны единолично соискателем.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованных источников и двух приложений. Содержание работы изложено на 114 страницах компьютерного текста, содержит 14 таблиц, 11 рисунков, копии двух актов о внедрении, список литературы содержит 111 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ

Во введении изложены актуальность и постановка задач исследований, отражена научная новизна и практическая ценность работы.

В первой главе на основе результатов изучения схемы сетей 10 кВ и структуры потребителей, а также состояния электроснабжения сельских районов показана неудовлетворительная надежность электроснабжения, повышенная повреждаемость (отключения) в сетях, недопустимо низкий уровень напряжения у потребителей и высокие технические потери энергии во всех РЭК.

На основе отборочного исследования фидеров 0,38-10 кВ РЭК выявлена динамика распределения значений потерь напряжения по длине фидеров, построен график снижения напряжения (рис. 1.). При этом для оценки характера снижения напряжения по длине фидеров, их длина была принята за единицу. Из графиков видно, что для фидеров 10 кВ характерна «стремительная» потеря напряжения, когда примерно половина общих его потерь приходится на начальную его часть (по длине). Это объясняется тем, что в абсолютном большинстве случаев на головных участках фидеров 10 кВ не включена нагрузка (т.е. ТП 10/0,4 кВ). На фидерах 0,38 кВ от ТП 10/0,4 кВ нагрузки (потребители) по длине фидера распределены равномерно и график снижения напряжения близок к прямой.

График на рис. 1. может быть рекомендован для использования при оценочных расчетах потерь напряжения в сетях 0,38-10 кВ.

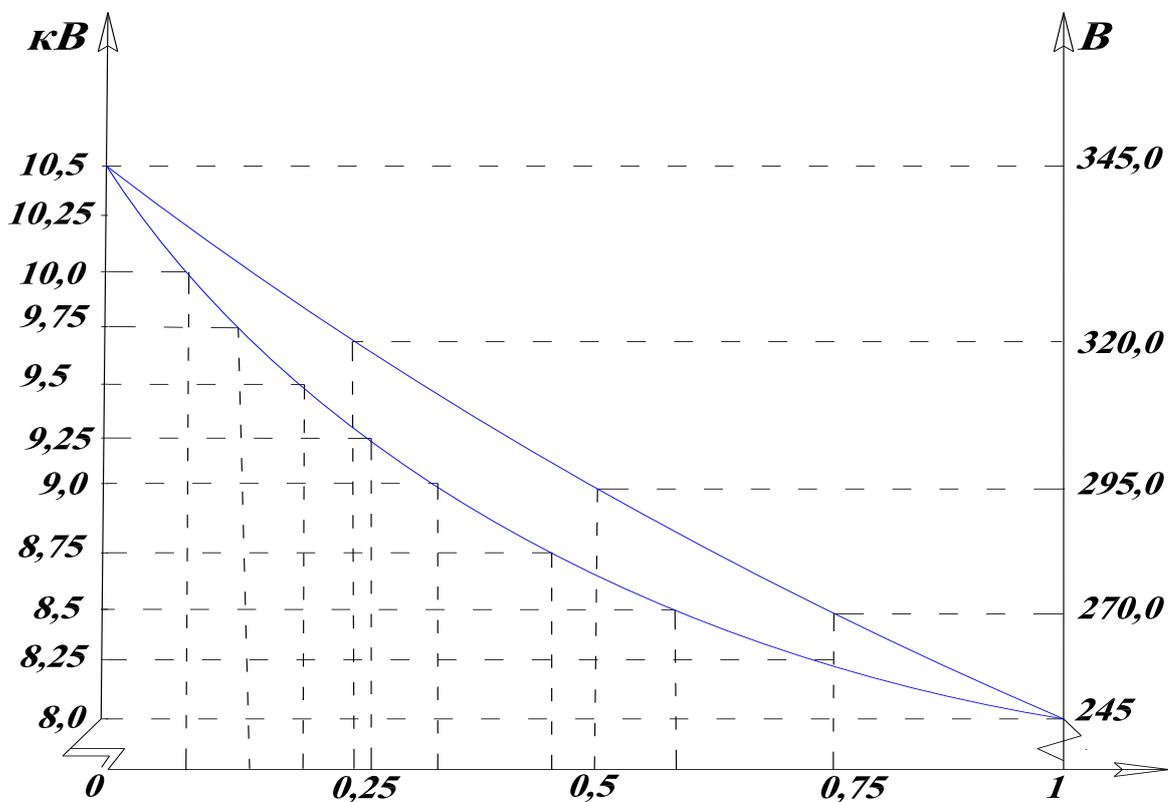


Рис. 1. Усредненная динамика снижения уровня напряжения в результате его потерь по длине фидеров 0,38 и 10 кВ

В зависимости от расстояния до начала линий 10 кВ, потери напряжения составляют от 10,3% до 26,8%, что следует считать как недопустимые.

Выявленные недостатки существующих распределительных сетей позволили сформулировать задачи исследований.

Задачами исследований настоящей работы являются разработка методики обоснования эффективности оснащения распределительных сетей следующими средствами повышения надежности (СПН):

- многоступенчатое селективное секционирование магистральной части ВЛ с применением выключателей, оснащенных релейной защитой в сочетании с устройствами АПВ и АВР;
- секционирование ответвлений от магистральной части ВЛ с помощью автоматического отделителя АСО-10 или шкафов наружной установки с выключателем нагрузки ВН-16;
- установка как на магистральной части, так и на ответвлениях ВЛ указателей поврежденного участка (УПУ);
- установка у секционирующих выключателей указателя короткого замыкания типа УКЗ, предназначенного для определения участка линии, участка ВЛ, где произошло короткое замыкание;
- методика определения оптимальной стратегии поиска поврежденного участка ВЛ 10 кВ с разной степенью оснащенности средствами повышения надежности.

Вторая глава посвящена обоснованию методического подхода к обоснованию повышению надежности электроснабжения с использованием СПН

По данным диспетчерских журналов в среднем за год по рассматриваемому РЭС отмечается 563 аварийных отключений с общим временем перерывов электроснабжения 1184,6 час, при этом средняя длительность одного перерыва равна 2,2 час.

В общем случае длительность перерыва электроснабжения при возникновении и ликвидации повреждения может быть представлена в виде

$$T_{пер} = t_{инф} + t_{пути} + t_{поиска} + t_{л.н} + t_{восст} \quad (1)$$

где: $t_{инф}$ – время от момента аварийного отключения выключателя до получения информации от потребителя дежурным персоналом.

При наличии на распределительных трансформаторных подстанциях (РТП) системы сигнализации $t_{инф} = 0$

$t_{пути}$ – время проезда оперативно – выездной бригады (ОВБ) до РТП, где произошло отключение:

$t_{поиска}$ – время поиска повреждения;

$t_{л.н}$ – время ликвидации повреждения;

$t_{восст}$ – время восстановления нормального электроснабжения потребителей.

Следует подчеркнуть, что по выражению (1) суммарное время перерыва электроснабжения $T_{пер}$ относится к поврежденному и локализованному участку фидера, тогда как для остальной части фидера перерыв $t_{рем}$ не включается.

Анализ показал, что при единичных авариях около 60-70% общего времени перерыва падает на переезды вдоль трассы фидера для поиска места повреждений аварийных ремонтов производство.

Функция распределения продолжительностей плановых и аварийных отключений приведена на рис. 2 и указывает долю (%) перерывов питания, длительности которых не превосходили заданных значений. Средняя длительность отключений составляет 5,9 ч, при этом в 53% случаев продолжительности отключений не превышают 3,5 ч.

Функция распределения продолжительностей плановых и аварийных отключений приведенная на рис. 2 и указывает долю перерывов питания длительности которых не превосходили заданных значений. Средняя длительность отключений составляет 5,9 ч, при этом в 53% случаев продолжительности отключений не превышают 3,5 ч.

Продолжительности аварийных отключений в нерезервированных сетях определяются организацией оперативной работы, оснащенностью сети устройствами автоматического обнаружения и поиска места повреждений, состоянием транспортных средств, дороги и связи.

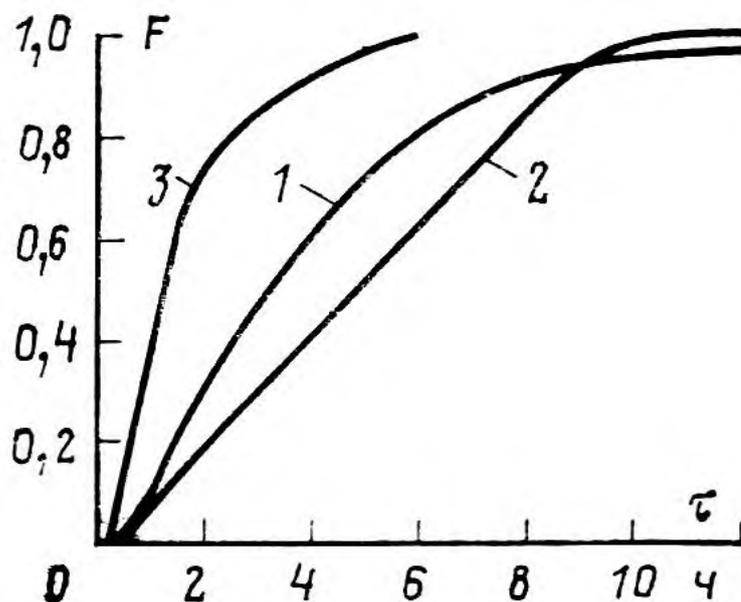


Рис. 2. Функции распределения вероятностей длительностей отключений.

1 – плановые и аварийные отключения сети 0,4 кВ со средней длительностью 5,9 ч; 2 – плановые отключения ВЛ 6-10 кВ и ТП 10/0,4 кВ средней длительности аварийные отключения ВЛ 10 кВ и ТП 10/0,4 кВ средней длительностью 1,7 ч (без ожидания начала обслуживания).

В третьей главе выполнена разработка методика рекомендаций по повышению надежности распределительных электрических сетей с применением различных технических средств повышения надежности.

В общем случае к средствам повышения надежности (СПН) относятся такие организационные и технические решения, как:

- сокращение длин линий;
- применение АПВ линии или ее участков;
- устройство концевых резервных связей с другими линиями с АВР;
- секционирование линий на участки с помощью линейных разъединителей;
- автоматизация линий с помощью «Устройства для защиты шин и автоматического секционирования присоединений РП 6-10 кВ (УЗАС)» в сочетании с устройством АПВ;

- оснащение участков линий указателями поврежденного участка (УПУ) или указателями короткого замыкания (УКЗ);
- оснащение вводов к потребителям «Устройством для ограничительного отключения и повторного автоматического включения нагрузки потребителей (УОН)»;
- применение телесигнализации аварийных отключений линии или ее участков и т.п.

Наиболее эффективным СПН является секционирования ВЛ 10 кВ, которое подразумевает деление участков ВЛ на части с помощью выключателей, оснащенных релейной защитой.

Предлагаемый способ исходит из следующих положений:

1. Головной выключатель оснащается максимальной токовой защитой и защищает всю линию. Если две линии между собой связаны через пункт концевой резервной связи, выполняющей роль пункта АВР двухстороннего действия (рис.3), то головные выключатели А и В должны защищать оба линии с некоторой выдержкой времени (например, 0,5с);
2. Все секционирующие пункты с четными порядковыми номерами (на рис.3. это R2, R4 и R6) полностью защищают от КЗ свой участок и отключают без выдержки времени (токовая отсечка), следовательно, зона защиты этих пунктов охватывает и некоторую часть следующего участка. Так, секционирующий выключатель R2 защищает не только участок линии R2-R3, но и часть участка R3-R4.
3. Все секционирующие пункты с нечетными номерами (R1, R3, R5, R7) имеют защиты, каждая из которых срабатывают при повреждениях не только на своем участке, но и на части следующего за ним участка. При этом их защиты выполняются такими, чтобы отключение выключателя данного пункта осуществлялось в бестоковую паузу АПВ головного или ближайшего выключателя, в зависимости от места КЗ на участке линии. Так, при КЗ на участке R3-R4 в точке К1 в зависимости от ее места нахождения могут быть два случая: первый – когда точка К1 находится в зоне ближайшего секционирующего выключателя с отсечкой, т.е. в данном случае в зоне защиты R2. Тогда после отключения им КЗ в бестоковую паузу осуществляется отключение выключателя R3.

10 кВ

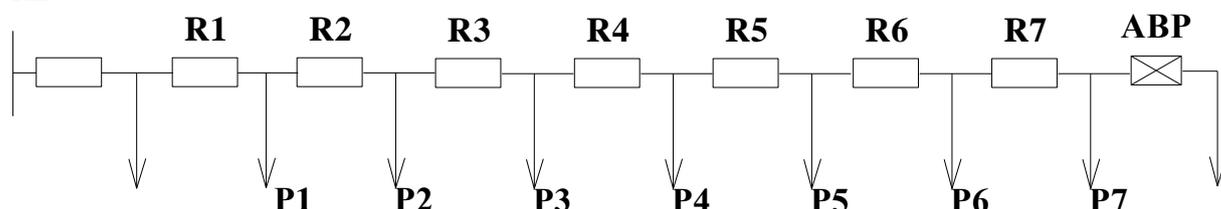


Рис. 3. Иллюстрация многоступенчатого селективного секционирования ВЛ 10 кВ

R1-R7 – секционирующие пункты

P1-P7 – нагрузки участков линии 10 кВ

ГВ – головной выключатель фидера (ВЛ) 10 кВ

АВР – пункт концевой резервной связи с устройством АВР

При единичных авариях и в случаях, когда ОВБ может немедленно выехать по получении информации об отключениях, длительность перерыва электроснабжения складывается из времени проезда до РТП, которое зависит от расстояния до РТП и состояния дорог. В качестве примера в табл. 1. приведены время проезда ОВБ от диспетчерского пункта рассматриваемого РЭС до конкретной РТП.

Определение целесообразности секционирования и выбор мест установки секционирующих аппаратов по технико-экономическим показателям выполняем путем сравнения вариантов. Для упрощенного сравнения вариантов места установки одного СВ на радиальной ВЛ предлагается следующее выражение для определения экономического эффекта секционирования:

$$C_c = y_0 S_I \cos \varphi_{\text{ном}} k_{\text{одн}} a_0 t_{\text{ср}} l_{\text{л}}, \quad (2)$$

где y_0 – эквивалентная стоимость ущерба на 1 кВтч недоотпущенной электроэнергии, сом/кВтч; S_I – суммарная номинальная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ, подключенных к ВЛ на участке от головного выключателя ГВ до предполагаемого места установки СВ (рис. 3), кВА; $\cos \varphi_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности, равный 0,8-0,85; $k_{\text{одн}}$ – коэффициент одновременности, учитывающий, что фактическая суммарная нагрузка трансформаторов меньше номинальной S_I ; a_0 – частота повреждений на ВЛ; $t_{\text{ср}}$ – время перерывов электроснабжения из-за устойчивых повреждений, отнесенное к 1 км ЛЭП 10 кВ, ч/км; $l_{\text{л}}$ – общая длина линии за предполагаемым местом установки СВ, км.

Как видно из выражения (2) показатель C_c зависит от многих параметров, из которых наибольшему изменению подвержены удельный ущерб потребителей y_0 и средняя длительность перерыва электроснабжения $t_{\text{ср}}$. Удельный ущерб y_0 по фидеру 10 кВ зависит от структуры и вида потребителей с разными технологическими особенностями. Показатель C_c может быть принят в качестве критерия целесообразности секционирования на каждый участок ВЛ отдельно разделенный секционирующими пунктами. Для нахождения возможных значений C_c для аварийного перерыва разной длительности построен график зависимости C_c от $t_{\text{ср}}$ для разных значений y_0 (рис. 3). Для условий фидеров 10 кВ рекомендуется $C_c=1100$ сом на отдельный секционированный участок в условиях Кыргызстана.

Практическое пользование предлагаемой методикой выбора мест установки секционирующих выключателей покажем на примере выбора количества и мест установки секционирующих устройств для действующей конкретной линии 10 кВ (рис. 5). Характеристика линии дана в табл. 2, где S_{Σ} – сумма номинальных мощностей трансформаторов ТП 10/0,4 кВ, K_z – средний коэффициент загрузки трансформаторов ТП 10/0,4 кВ, L_{Σ} – суммарная длина фидера 10 кВ; a_0 – удельное число отказов (отключений) фидера; $t_{\text{ср}}$ – средней длительность аварийного ремонта ВЛ 10 кВ. Численные значения перечисленных показателей приведены в табл. 2.

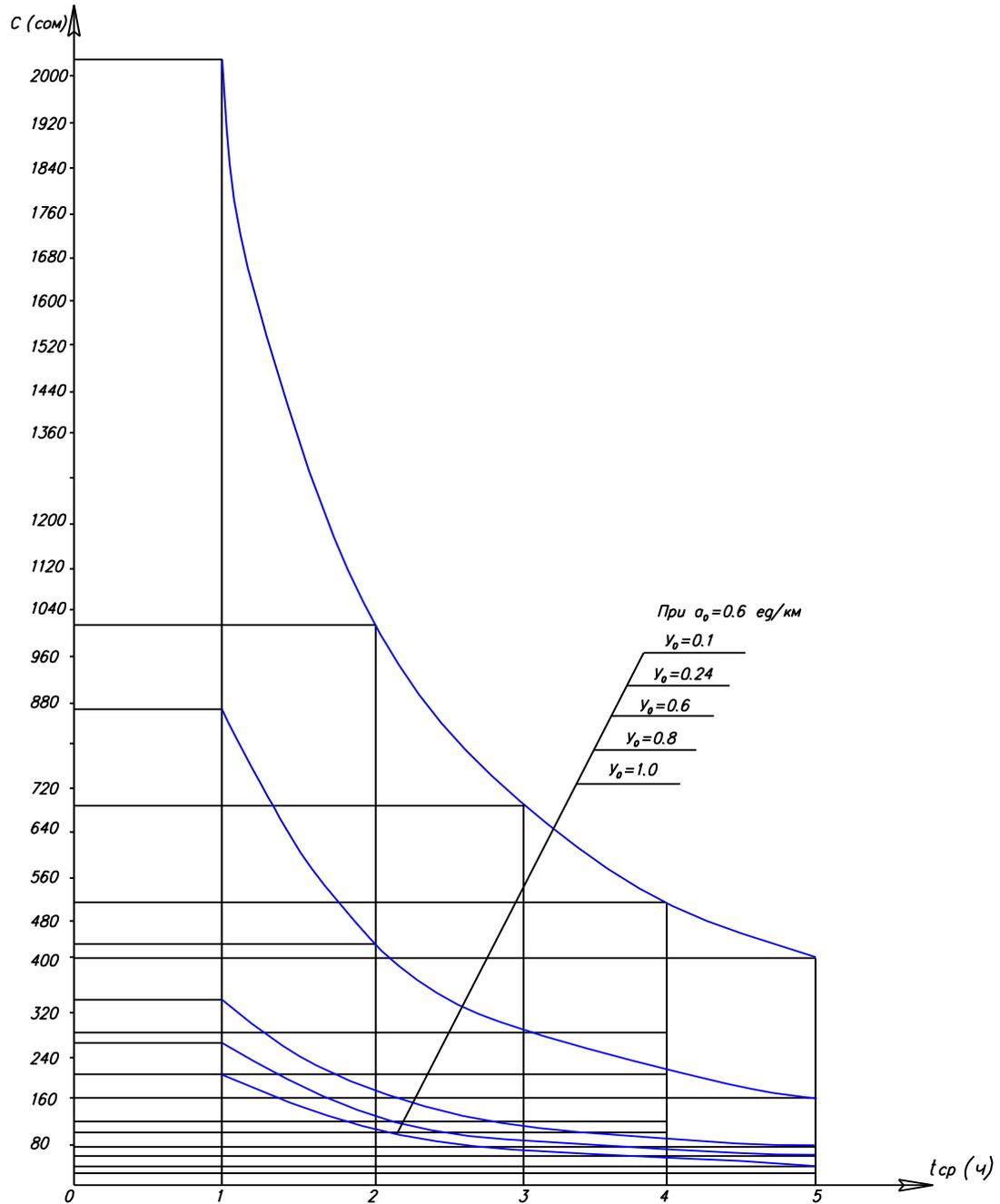


Рис.4. Зависимость критерия экономической целесообразности C от t_{cp} при разных значениях y_0

Таблица 2.

Показатели						
S_{Σ} , кВА	K_3 , кВт/кВА	L_{Σ} , км	a_0 , 1/км год	t_{cp} , час	y_0 , сом/кВтч	Резерв. связь

Как видно, из рис. 5 место установки секционирующего устройства выбрано перед ответвлением к ТП № 606.

Для ВЛ имеющих разветвленную схему рекомендуется использовать последовательная и параллельная секционирования рис.6.

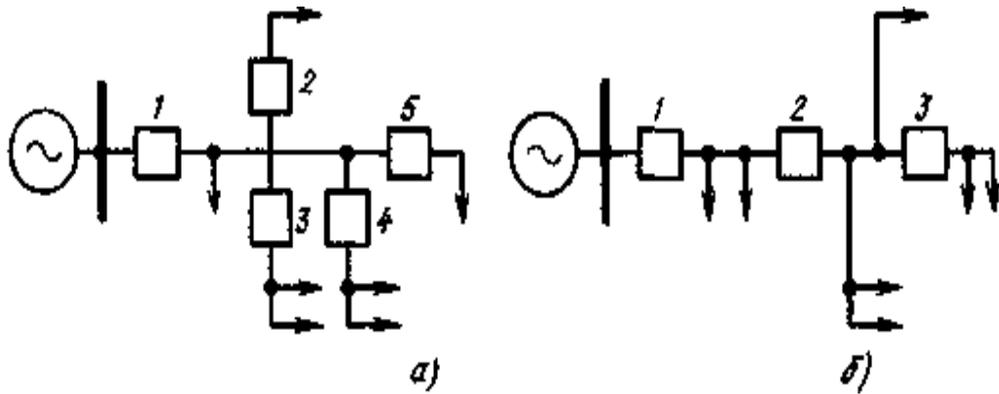


Рис.5. Схемы ВЛ 6(10) кВ с параллельным (а) и последовательным (б) секционированием

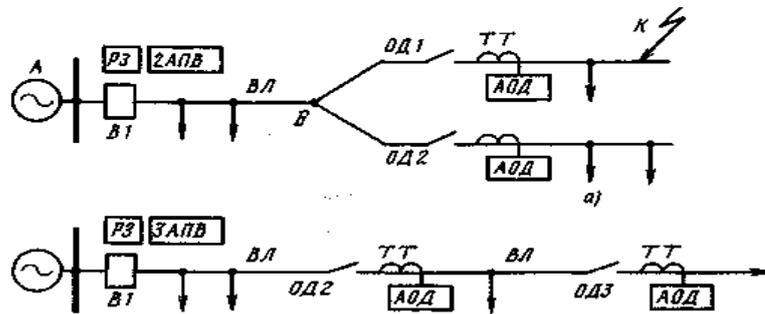


Рис.6. Схемы ВЛ 6 (10) кВ с параллельным (а) и последовательным (б) автоматическим секционированием с помощью автоматических линейных отделителей (ОД) или выключателей нагрузки (ЛВ): 2АЛВ, 3АПВ — устройства АПВ двукратного и трехкратного действия соответственно.

Дополнением к предлагаемому способу многоступенчатого секционирования является секционирования ответвлений от магистрального участка с помощью автоматических отделителей АСО – 10.

В случае возникновения короткого замыкания на поврежденном ответвлении устройство автоматики АСО-10 реагирует на ток замыкания подобно максимальной токовой защите, но производит отключение поврежденного направления в бестоковую паузу после отключения короткого замыкания выключателем, работой АПВ головной защиты восстанавливается электроснабжение по неповрежденной части линии (рис. 7).

Экономическая эффективность установки отделителей на отпайках от магистрального участка фидера 10 кВ предлагается определять следующим выражением:

$$C_{omn} = y_0(S_{\Sigma} - S_{omn}) \cos \varphi_{ном} k_{одн} a_0 t_{cp} l_{omn} \quad (3)$$

где y_0 – эквивалентная стоимость ущерба на 1 кВтч недоотпущенной электроэнергии, сом/кВтч; S_{Σ} – суммарная номинальная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ, подключенных к ВЛ; кВА;

$\cos \varphi_{ном}$ – усредненный коэффициент мощности, равный 0,8-0,85; $k_{одн}$ – коэффициент одновременности, учитывающий, что фактическая суммарная нагрузка трансформаторов меньше суммарной, S_{Σ} ; a_0 – частота повреждений на ВЛ; t_{cp} – время перерывов электроснабжения из-за устойчивых повреждений, отнесенное к 1 км ЛЭП 10 кВ, ч/км; l_{omn} – длина отпайки, км.

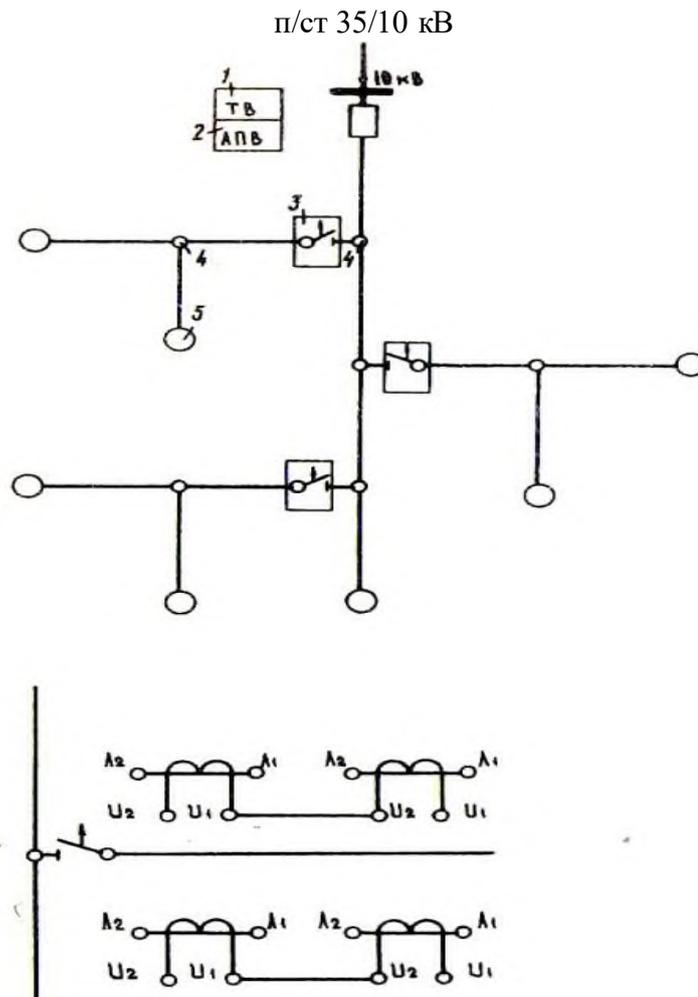


Рис. 7. Поясняющая схема включения АСО-10 в линию:

1-максимальная токовая защита; 2-устройство автоматического включения резерва;
3 – автоматический секционирующий отделитель АСО-10; 4 – ответвленная опора
ВЛ 6-10 кВ ТП 10/0,4 кВ; L_1 , L_2 , U_1 , U_2 – выводы устройства питания УП10.

Как видно из выражения (3) экономическая целесообразность установки на отпайках отделителя зависит от нескольких параметров фидера 10 кВ, основными из которых являются y_0 и t_{cp} . На рис. 7 приведена зависимость C от t_{cp} для различных y_0 . Из графика видно, что эффективность установки отделителя на отпайках фидеров 10 кВ изменяется в широких пределах в зависимости от y_0 . В свою очередь y_0 зависит от структуры и видов потребителей фидеров 10 кВ (бытовая нагрузка, различные медицинские, образовательные учреждения, предприятия по переработке сельскохозяйственных продуктов и т.п.).

Приведенный график (8) рекомендуется использовать для определения величины $C_{отп}$ для различных значений y_0 и t_{cp} .

Оснащение сельских распределительных ВЛ 6-10 кВ указателями поврежденного участка (УПУ) существенно сокращает объем работы по отысканию места повреждения на линии и уменьшает длительность перерыва электроснабжения потребителей при аварийных отключениях в сети.

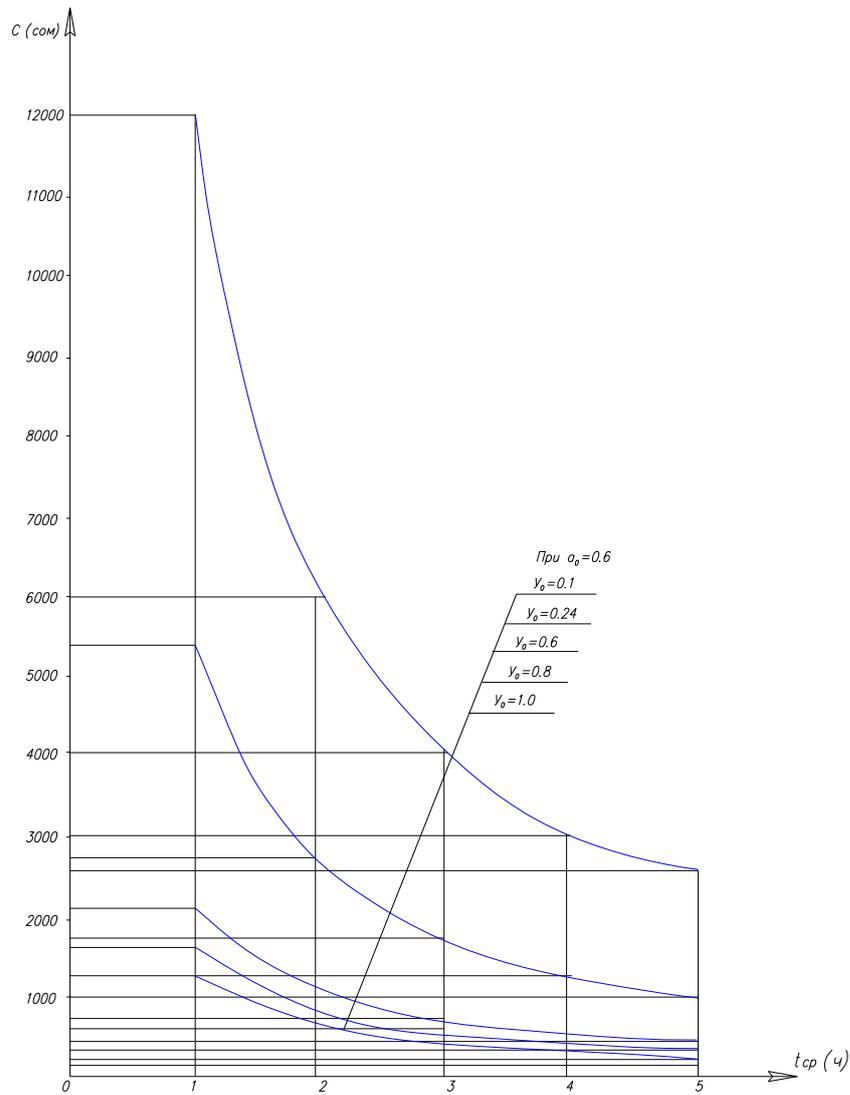


Рис. 8. Зависимость критерия экономической целесообразности $C_{опт}$ от $t_{ср}$ для разных значений y_0

Отыскание повреждения на аварийно отключившейся несекционированной и не оснащенной УПУ распределительной линии и организация аварийно-ремонтной работы отнимает значительное время, в течение которого вся линия и ее потребители остаются отключенными. Для обоснования необходимости оснащения линий 6-10 кВ прибором УПУ показано на рис. 9.

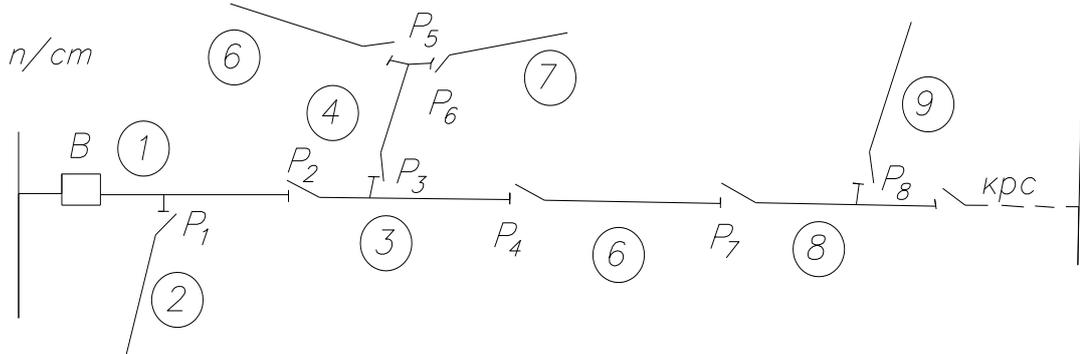


Рис.9. Схема распределительной линии 6-10 кВ

$P_1, P_2 \dots$ - секционирующие разъединители;

КРС - концевая резервная связь;

(1) (2) - номера участков линии

Отыскание места повреждения на линиях является многоэтапной работой и производится в следующей последовательности:

а) Оперативно выездная бригада (ОВБ), прибыв на распределительную подстанцию 35-110/10 кВ, отходящая линия которой аварийно отключилась, согласно инструкции производит однократное ручное повторное включение (РПВ) головного выключателя линии. Если РПВ окажется успешным, то это означает, что повреждение на линии самоустранилось, если же РПВ будет неуспешной, то ОВБ приступает к следующему этапу;

б) Отыскание и локализации (выделение из схемы) участка линии, на котором произошло повреждение.

в) После локализации (отделения) поврежденного участка путем отключения его с двух сторон, включается неповрежденная часть линии, тем самым восстанавливается электроснабжение ее потребителей, а затем производится отыскание точного места повреждения на локализованном участке линии.

г) затем производится отыскание точного места повреждения на локализованном участке линии. Установив место повреждения, ОВБ определяют его характер, оценивают объем ремонтно-восстановительной работы и приступают к ней.

Все перечисленные этапы работы ОВБ производит с ведома и указанием диспетчера района электросетей (РЭС).

Поиск поврежденного участка осуществляется в следующей последовательности. После неуспешного РПВ первым шагом к отысканию поврежденного участка является разделение обесточенной линии на две части путем отключения одного из имеющихся на ней разъединителей (обозначим его Р1), после чего по согласованию с диспетчером производится пробное включение (ПВ) головного выключателя (В) линии. Если ПВ окажется успешным, то это означает, что повреждение находится на отключенной части линии (за отключенным Р1), а в случае неуспешного ПВ повреждение на участке между головным В и отключенным Р1.

Нахождение поврежденного участка при отключении головного выключателя требует поочередной операции с линейными разъединителями фидера, что связано с переездами (ОВБ). Не трудно подсчитать, что при 5 разъединителях на ВЛ возможное число вариантов стратегии (вариантов переключений по отысканию поврежденного участка) равняется 120. При таких условиях нахождение оптимального пути поиска повреждения может дать существенное сокращение времени перерыва электроснабжения потребителей поврежденных участков фидера. Критерием оптимальности поиска рекомендуется минимум времени на локализацию поврежденной линии.

В работе разработана методика нахождения оптимальной стратегии поиска, где в качестве критерия оптимальности принят минимум затрат времени.

Исходными данными для решения задачи является: схема фидера с указанием установленных разъединителей, информации о наличии дежурного на подстанции, место дислокации ОВБ, категоричность

потребителя, затраты времени на передвижение между разъединителями (в форме специальной таблицы).

Методика расчета оптимальной стратегии основана на минимизации затрат времени на поиск поврежденного участка ($T=\min$).

Процесс поиска поврежденного участка на линии, оснащенной разъединителями и содержащий соответственно $(n+1)$ участков можно рассматривать как процесс получения информации о том, какой именно из $(n+1)$ исходов опыта, состоящего в повреждении одного участка, имеет место. Для любой распределительной линии при допущении равной вероятности возникновения повреждения в каждой ее точке полное количество информации об участке ВЛ предлагается вычислять, с использованием аппарата теории информации.

ВЫВОДЫ

1. Как свидетельствуют наши исследования, воздушные распределительные электрические сети Кыргызстана, введенные в эксплуатацию еще в 1960-70 годы, имеют низкие пропускную способность и показатели надежности: 0,6 отказов/км·год со средней продолжительностью одного перерыва электроснабжения 3,6 ч. и не оснащены средствами повышения надежности.
2. Бытовую нагрузку сельских населенных пунктов целесообразно рассматривать как потребителей второй категории по надежности, так как в условиях Кыргызстана нормальная жизнедеятельность населения однозначно зависит от степени бесперебойности электроснабжения.
3. Путем статистического анализа составляющих общей длительности аварийного перерыва электроснабжения, обоснованы длительность допустимого суммарного годового перерыва электроснабжения сельских потребителей не более 10 ч., а длина одной ВЛ 10 кВ, которую допустимо не секционировать с помощью коммутационного аппарата, 8,7км.
4. Разработаны методики обоснования эффективности оснащения распределительных сетей 10 кВ следующими средствами повышения надежности:
 - многоступенчатое селективное секционирование магистральной части ВЛ с применением выключателей, оснащенных релейной защитой в сочетании с устройствами АПВ и АВР;
 - секционирование ответвлений от магистральной части ВЛ с помощью автоматического отделителя АСО-10 или шкафов наружной установки с выключателем нагрузки ВН-16;
 - установка как на магистральной части, так и на ответвлениях ВЛ указателей поврежденного участка типа УПУ-1;
 - методика определения оптимальной стратегии поиска поврежденного участка ВЛ 10 кВ с разной степенью оснащенности средствами повышения надежности.

- Предложенная методика комплексной автоматизации распределительных электросетей 10 кВ позволит обеспечить рекомендованные выше (см. п. 2) нормативы надежности электроснабжения сельских потребителей.

Опубликованные работы по теме диссертации

- Каражанова Р.Т., Кадыркулов С.С. Штанговый измеритель тока в проводах ВЛ 0,38 кВ. – Известия КГТУ им. Раззакова, 2006 №9 ТОМ I.
- Каражанова Р.Т. Методика расстановки указателей поврежденного участка в распределительных сетях 6-10 кВ. – Известия ОшГУ, 2008 №1,.
- Каражанова Р.Т. Характеристика сельских распределительных электрических сетей 10 кВ и их потребителей. – Наука Образование Техника (НОТ) Кыргызско-Узбекский университет, №3 (25), 2008. Ош.
- Каражанова Р.Т., Кадыркулов С.С. Анализ статистики аварийных отключений сельских электросетей 10 кВ// Международный научный журнал «Наука, образование, техника» Кыргызско-узбекского университета, №3 (25), 2008.
- Каражанова Р.Т. Экономические последствия перерывов электроснабжения для сельских потребителей. – Вестник Алматинского института энергетики и связи, №3 (3) 2008.
- Кадыркулов С.С., Каражанова Р.Т. О Методическом подходе к выбору оптимального сочетания средств повышения надежности электрических сетей. – Наука и новые технологии, №4, 2010. Бишкек.
- Каражанова Р.Т., Кадыркулов С.С. О задаче оптимизации стратегии поиска места повреждения сельских ВЛ 10 кВ. – Известия ВУЗов №4, 2010. Бишкек.
- Каражанова Р.Т. Исследование режимных показателей распределительных электрических сетей. – Известия НАН КР №4 2012. Бишкек.

Каражанова Раиса Тыныбековнанын «Бёльштъръчь электр тарамдарындагы ишенимдълькть изилдее жана аны жогорулатуунун каражаттарын тандоо ыкмаларын иштеп чыгуу» деген темада 05.14.02 –Электр станциялары жана электроэнергетикалык системадагы адистиги боюнча техникалык илимдердин кандидаты деген илимий даражага жетишьь ьчън иштелген диссертациясынын

РЕЗЮМЕСИ

Негизги сездёр: Бёльштъръчь электр тарамдары, керектеечълёр, ишенимдъльк, автоматташтыруу, секциалоо, ажыраткыч, бузулууну аныктоо.

Иштин максаты: – Бёльштъръчь электр тарамдарынын ишенимдъльгън жана анын керектеечълёрън изилдееънън негизинде тарамдардын элементтеринин бузулуш кёрсөткьчтёръ аныкталган. Керектеечълёрдън жылдык энергия алуусунун ызгьлтккё дуушар болуучу убактысы ченемделген. Бёльштъръчь электр тарамдарынын магистралдык бёльктёрън секциалоонун усулдук жоболору келтирилген. 10 кВ чубалгылардын мерчемдъ жерлерине бузулушту кёрсөтъчь тъзълмёнъ жайгаштыруунун усулдук жоболору иштелип чыккан.

Илимий иштин жыйынтыгы: Бёльштъръчь электр тарамдарды автоматташтыруунун усулдук ченемдери иштелип чыккан, чубалгылардын

мерчемдъ жерлерине бузулушту кёрсётъчъ тъзълмёлёрдън жайгаштырылуучу жерлери аныкталган. Ыкчам аттануучу бригаданын бузулушту аныктоонун аракетин оптималдаштыруу ыкмасы иштелип чыгарылган.

Илимий иштин сунуштары: Илимий иштин сунуштары Ош электро ААК тарабынан пайдаланылган. Ош технологиялык университетинин окуу-усулдук иштеринде колдонууга кабыл алынган. Аталган мекемелер тарабынан тиешелъ акт берилген.

РЕЗЮМЕ

диссертации Каражановой Раисы Тыныбековны на тему «Исследования надежности распределительных электрических сетей и разработка методики выбора средств ее повышения» на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02. – Электрические станции и электроэнергетические системы.

Ключевые слова: распределительные сети, потребители, надежность, автоматизация, секционирование, отделители, указатель повреждения, место, поиск.

Целью работы является: на основе исследования надежности распределительных сетей и их потребителей получены показатели повреждаемости элементов сети. Предложены нормативы годовой длительности суммарного времени отключения потребителей, определена минимальная длина ВЛ, которую допустимо не автоматизировать. Разработаны способы секционирования распределительных сетей с размещением на магистральной части ВЛ 10 кВ секционирующих выключателей, а на отпайках обосновано размещение автоматических отделителей, предложена методика размещения указателей поврежденного участка и короткого замыкания, рекомендованы оптимальная методика поиска поврежденного участка и размещение на распределительных подстанциях 35-110 кВ установка телесигнализации отключения отходящих фидеров.

Результаты работы: предложена комплексная автоматизация распределительных ВЛ 10 кВ путем секционирования магистральной части и отпайк фидеров 10 кВ с размещением указателей поврежденного участка и короткого замыкания. Предложена методика определения эффективности размещения на ВЛ средств повышения надежности – секционирующих выключателей, отделителей и указателей поврежденного участка, определена очередность установки средств повышения надежности при ограниченных их количествах.

Полученные результаты: по работе внедрены «методика размещения указателей поврежденного участка ВЛ 10 кВ» внедрена в сетях ОАО «Ошэлектро» с выдачей акта о внедрении. Способ секционирования ВЛ 10 кВ внедрен в качестве учебного материала по энергетическим специальностям Ошского технологического университета.

