

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»
Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем
электроснабжения
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему «Применение интеллектуальных систем для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи в энергосистеме Республики Таджикистан»

Студент

Х.С. Хамроев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент, В.Н. Кузнецов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Содержание

Введение.....	4
1 Существующие методы поиска мест повреждения на воздушных линиях электропередачи	7
1.1 Характеристика энергосистемы Республики Таджикистан	7
1.2 Характеристика различных режимов заземления нейтрали.....	11
1.3 Классификация методов поиска места повреждения на воздушных линиях электропередачи.....	19
1.4 Топографические методы и средства определения мест повреждения при однофазном замыкании на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью	30
1.5 Определение мест повреждения линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше.....	33
1.6 Выводы по разделу 1	37
2 Программные методы определения мест повреждений воздушных линий электропередачи	39
2.1 Применение программного обеспечения для анализа осциллограмм WinBres.....	39
2.2 Определения места повреждения воздушной линии электропередачи с помощью программного комплекса АРМ СРЗА	48
2.3 Оценка погрешности определения мест повреждения воздушной линии электропередачи из-за не до учёта влияющих факторов	56
2.4 Выводы по разделу 2	61
3 Определение мест повреждения воздушных линий электропередачи с ответвлениями	62
3.1 Методика определения параметров для воздушных линий электропередачи и силовых трансформаторов	62

3.2 Алгоритм определения места повреждения методом активного многополюсника.....	65
3.3 Определение уставок фиксирующего индикатора сопротивления для одноцепной воздушной линии электропередачи.....	68
3.4 Выводы по разделу 3	72
Заключение	73
Список используемых источников.....	76

Введение

Нарушения нормального установившегося режима работы системы передачи электрической энергии вызывают различные аварийные ситуации. Аварийные ситуации чаще всего возникают из-за выхода из строя или повреждения элементов системы распределения электрической энергии. К элементам системы распределения электрической энергии, наиболее подверженным повреждениям, можно отнести силовые трансформаторы и линии электропередачи, как кабельные, так и воздушные.

В распределительных сетях Республики Таджикистан преимущественно используются воздушные линии электропередачи, которые необходимы для обеспечения энергоснабжения отдаленных и не густо населенных районов. Развитие электроэнергетики Республики Таджикистан происходило при технической и научной поддержке российских ученых и инженеров во времена существования СССР. Поэтому многие решения по конструкции и режиму работы систем распределения электрической энергии схожи с применяемыми в настоящее время в Российской Федерации. Так как в России уже разработаны и успешно используются средства, которые можно отнести к интеллектуальным системам, то предлагается использовать наработанный российский опыт для использования в Республике Таджикистан.

Основные факторы, оказывающие влияние на режимы работы систем распределения электрической энергии, можно разделить на две группы. Первая группа – это природные воздействия, к которым относятся сильные порывы ветра, резкие перепады температуры окружающего воздуха, гололедные образования, грозовые воздействия, вызывающие внешние перенапряжения в системе распределения электрической энергии. Второй группой факторов, оказывающих влияние на работу систем распределения электрической энергии, являются технические или технологические, т.е. факторы, которые вызваны работой самой распределительной системы. К

ним относятся короткие замыкания, внутренние перенапряжения, вызванные различными факторами, несимметричное распределение нагрузки по фазам, а также аварийные события, которые были вызваны неправильными или ошибочными действиями обслуживающего, ремонтного или эксплуатационного персонала.

Проявления аварийных ситуаций приводят к нарушению нормального электроснабжения потребителей, т.е. нарушению питания и в ряде случаев снижению качества передаваемой электрической энергии.

Перебои в электроснабжении потребителей, а также снижение качества электрической энергии могут повлечь за собой большие потери для экономики Республики Таджикистан, а также для жителей республики.

Перерыв в электроснабжении крупных и мелких промышленных потребителей вызовет остановку производства и недоотпуск выпускаемой предприятиями продукции. А ухудшение качества электрической энергии в системе распределения может привести к выходу из строя дорогостоящего оборудования: микропроцессорная техника, современное производственное оборудование, современные осветительные установки и т.д.

Кроме того, у компаний, оказывающих услуги по передаче и распределению электрической энергии, также будут наблюдаться экономические потери, вызванные необходимостью ремонта оборудования, поиска мест повреждения и отсутствием поступления денежных средств за не отпущенную во время перерыва в электроснабжении электрическую энергию.

Вопросами, связанными с поиском и точным определением мест повреждения линий электропередачи, занималось огромное количество ученых и инженеров, и этому вопросу на сегодняшний день уделено большое значение в научных и научно-технических публикациях. Существенный вклад в теорию и практику определения мест повреждения воздушных и кабельных линий электропередачи внесли Г.М. Шалыт, А.И. Айзенфельд, Е.А. Аржанников, Я.Л. Арцишевский, А.С. Малый, В.А. Борухман, А.В.

Гусенков, В. Ф. Лачугин, В. И. Нагай, и др [1 – 10].

По скорости определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи методы можно разделить на две группы, которые дополняют друг друга по условиям необходимой точности определения места повреждения. К первой группе относятся так называемые «топографические методы». Методы, относящиеся к этой группе, обеспечивают наиболее высокую точность определения места повреждения на воздушной линии. Однако эти методы очень затратные по времени. Ко второй группе относятся «дистанционные методы». Методы второй группы более быстродействующие, однако имеют низкую точность. Таким образом, комбинация методов первой и второй группы позволит повысить скорость и точность определения места повреждения на ВЛ. Топографические методы основываются на определении топографической точки места повреждения на трассе воздушной линии. Для определения места повреждения на ВЛ необходимо при каждой аварийной ситуации выполнять обход и осмотр всей трассы ВЛ – это является их существенным недостатком. Методы определения мест повреждения, относящиеся ко второй группе, основаны на измерении расстояния от начала ВЛ до места повреждения или концов поврежденной линии до места повреждения. Дистанционные методы включают в себя подгруппу «импульсные методы» и подгруппу определения мест повреждения по параметрам аварийного режима. Импульсные методы основаны на измерении времени распространения электромагнитных волн по трассе ВЛ. Для подобных измерений могут применяться автоматические локационные искатели аварии (АЛИА), которые обеспечивают определение места повреждения в кабельных линиях (КЛ) или ВЛ при любых условиях. Неавтоматические локационные искатели аварии (НЛИА) могут использоваться только при повреждениях на ВЛ с переходным сопротивлением порядка 2 кВ или при обрыве провода, т.е. с сопротивлением порядка десятков МОм. Недостатками импульсных методов можно назвать их низкую эффективность при низкой однородности ВЛ.

1 Существующие методы поиска мест повреждения на воздушных линиях электропередачи

Для определения необходимых интеллектуальных методов и средств определения мест повреждения на воздушных линиях (ВЛ) электропередачи Республики Таджикистан необходимо выполнить анализ существующей ситуации в энергосистеме республики. Определить типы сетей по уровню напряжения, способу заземления нейтрали, протяженности и т.д. Поэтому на первом этапе выполнения исследования, направленного на выбор интеллектуальной системы поиска мест повреждения на воздушных линиях, представим характеристику энергосистемы Республики Таджикистан.

1.1 Характеристика энергосистемы Республики Таджикистан

Развитие энергосистемы Республики Таджикистан началось в 30-ые годы XX века. Развитие, в первую очередь, связано с интенсивным изучением энергетических ресурсов на территории Республики Таджикистан. В 1936 году на территории Республики Таджикистан выполнен пуск первого агрегата, установленного на гидроэлектростанции Варзоб, расположенной вблизи столицы Республики Таджикистан г. Душабе. Основным направлением развития электроэнергетической системы Республики Таджикистан в 1950-ых годах была развитие энергетики с обеспечением питания сельскохозяйственных потребителей, являющихся основными промышленными потребителями Республики Таджикистан. В период 50-ых – 80-ых годов наблюдался масштабный рост и развитие энергетики Республики Таджикистан. Основными источниками генерации в энергосистеме Республики Таджикистан являются гидроэлектростанции (ГЭС). После распада СССР энергосистема Республики Таджикистан вошла в состав КДЦ «Энергия» - это организация, осуществляющая объединенное диспетчерское управление энергосистемой Центральной Азии, образованной системными

линиями напряжения 220-500 кВ.

На рисунке 1 представлена диаграмма с распределением выработки электрической энергии между различными видами электростанций Республики Таджикистан, а на рисунке 2 представлена карта энергосистемы Центральной Азии в состав которой входит энергосистема Республики Таджикистан.

Из рисунков 1, 2 видно, что основными источниками генерации на территории Республики Таджикистан являются ГЭС, а участие энергосистемы Республики Таджикистан в ОЭС Центральной Азии дает возможность экспорта электрической энергии в соседние государства, например, Республику Узбекистан в летний период, когда наблюдается повышенный уровень стоков в реках Республики. В зимний период Республике Таджикистан приходится покупать электрическую энергии у соседних энергосистем.



Рисунок 1 – Распределение генерации электрической энергии в Республике Таджикистан

В настоящее время энергосистема Республики Таджикистан связана системообразующими линиями с энергосистемами Киргизской Республики, Республики Афганистан и Республики Узбекистан.

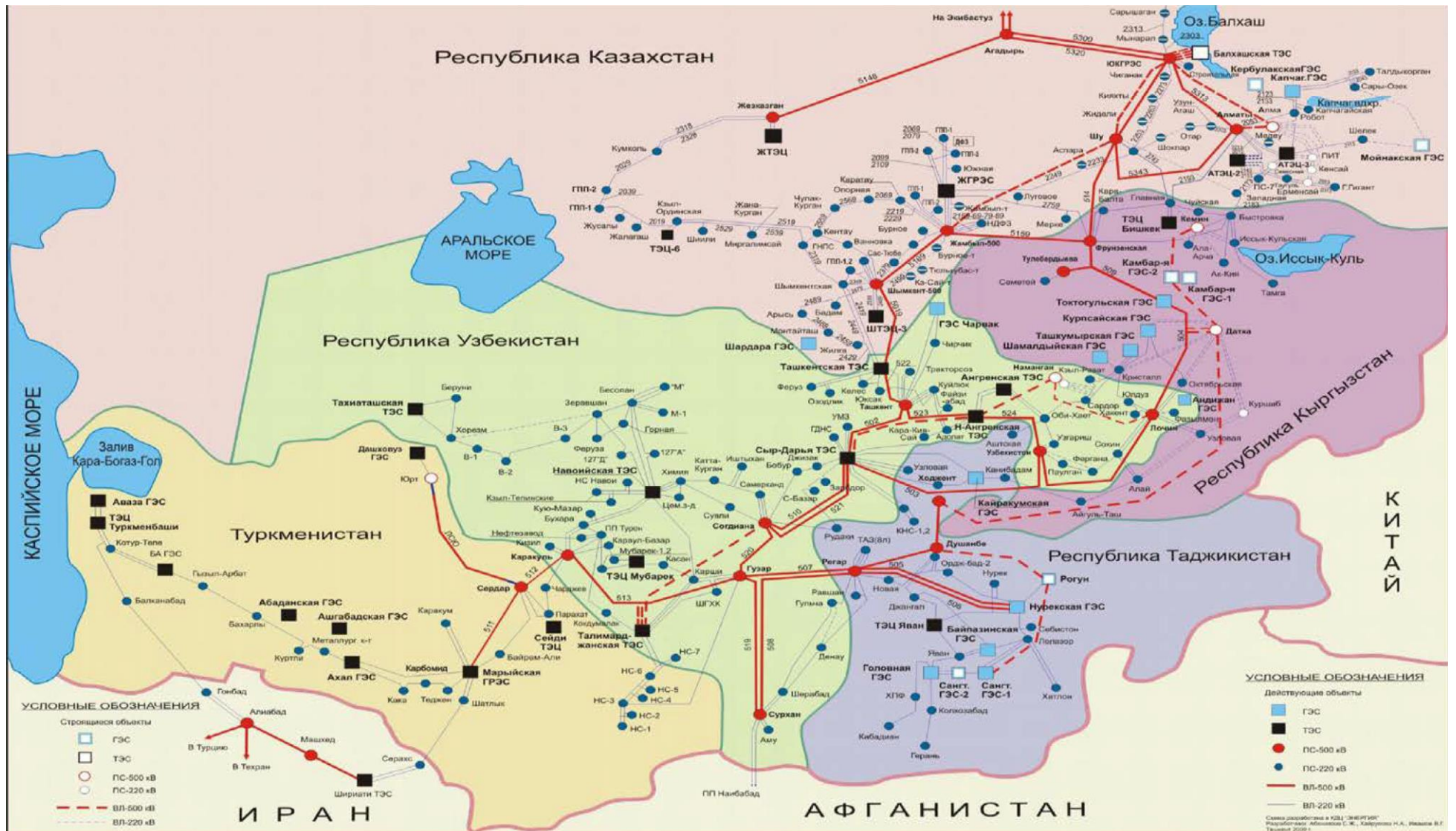


Рисунок 2 – Карта схема объединённой энергосистемы Центральной Азии

Структура управления энергосистемой Республики Таджикистан представлена на рисунке 3.

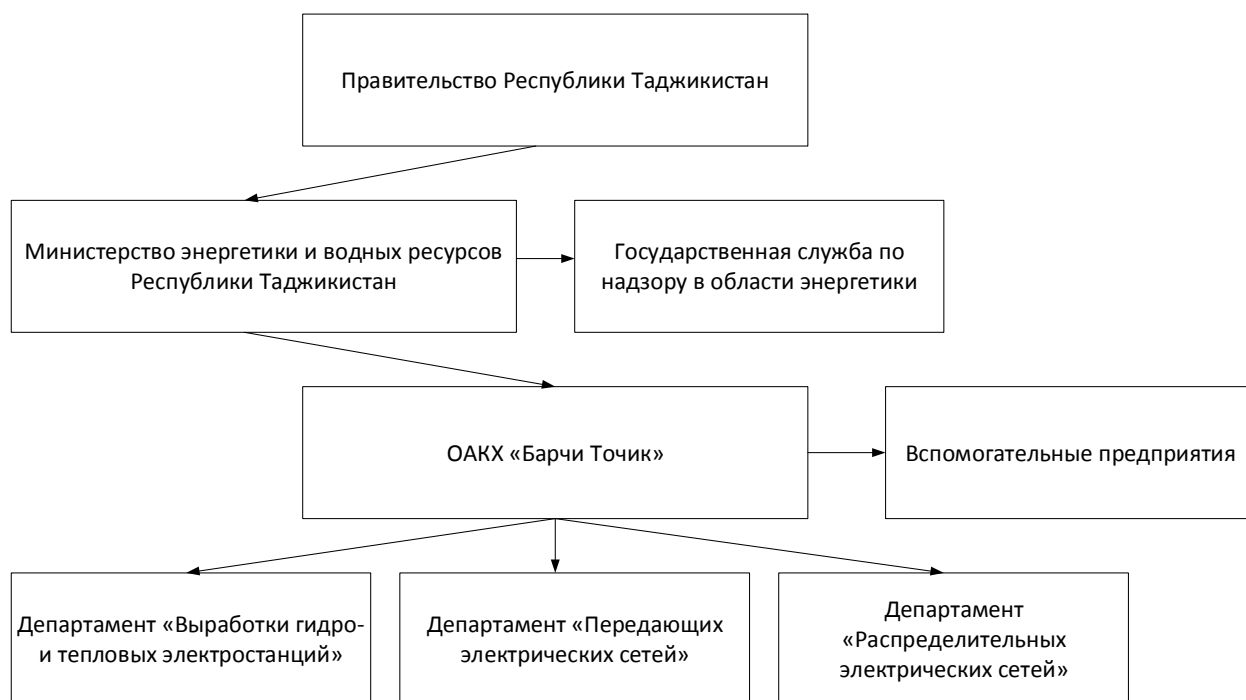


Рисунок 3 – Структура управления энергосистемой Республики Таджикистан

Энергосистема Республики Таджикистан управляется Открытой Акционерной Холдинговой Компанией (ОАКХ) «Барки Точик». ОАКХ «Барки Точик» - это национальная энергетическая компания Республики Таджикистан. В состав ОАКХ «Барки Точик» входит 14 предприятий генерации электрической энергии, 17 предприятий распределения и передачи электрической энергии. ОАКХ «Барки Точик» обеспечивает производство порядка 97% всей электроэнергии Республики Таджикистан.

Передача электрической энергии по территории Республики Таджикистан осуществляется воздушными и кабельным линиям напряжением от 0,4 кВ до 500 кВ. Суммарная протяженность линий электропередачи составляет порядка 64,8 тыс. км. На долю воздушных линий электропередачи приходится большая часть линий электропередачи, порядка 61,6 тыс. км – то около 95% от всей протяженности линий электропередачи в Республике Таджикистан. В таблице 1 представлена протяженность линий

электропередачи Республики Таджикистан по классам напряжения и по типу линии электропередачи: кабельная или воздушная.

Таблица 1 – Характеристика протяженности линий электропередачи Республики Таджикистан

Тип ЛЭП		Протяженность ЛЭП						Суммарная протяженность
		0,4 кВ	6-20 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	500 кВ	
Воздушная	Протяженность по направлению	30480,05	21182,14	2475,82	3055,2	1624,95	489,74	59307,9
	Протяженность по цепи	30489,81	21336,91	2958,59	4326,8	2003,73	489,74	61605,58
Кабельная		1347,51	1838,63	17,222	-	-	-	3203,362
Общая протяженность ЛЭП								64808,942

Анализируя данные, представленные в таблице 1 можно сделать вывод, что наибольшую протяженность имеют воздушные линии 0,4 кВ – примерно 49,5% от общей протяженности ЛЭП. Для кабельных линий наибольшую протяженность имеют кабельные линии 6-20 кВ, примерно 57,4%.

1.2 Характеристика различных режимов заземления нейтрали

1.2.1 Режим изолированной нейтрали

«Электрические сети с изолированной нейтралью характеризуются отсутствием связи с землей, за исключением наличия емкостной составляющей линий электропередачи. Токи в поврежденной фазе при однофазных коротких замыканиях на землю таких линий электропередач малы и определяются в основном емкостями отдельных фаз. Однако переходные процессы, их высокочастотные составляющие существенны и превышают интенсивность аналогичных процессов в сетях с глухо заземлённой нейтралью» [17].

Изолированная нейтраль применяется в следующих видах сетей:

- В сетях напряжением 3 – 20 кВ, проложенных на металлических и ж/б опорах, с суммарным емкостным током сети $I_{C\Sigma} < 10 A$.

- В сетях, выполненных без использования металлических и ж/б опор, при следующих значениях емкостного тока: для сетей 3-6 кВ $I_{C\Sigma} \leq 30 A$, для сетей 10 кВ $I_{C\Sigma} \leq 20 A$, для сетей 15-20 кВ $I_{C\Sigma} \leq 15 A$.

Основные характеристики режима изолированной нейтрали сведем в таблицу 2 [18].

Анализ преимуществ и недостатков применения в сетях изолированной нейтрали показал, что она имеет низкую эффективность, хотя данный режим заземления нейтрали может обеспечивать требуемые показатели в сетях напряжением 6-10 кВ, например, обеспечивать большой запас по электрической прочности изоляции для ВЛ при условии компенсации феррорезонансных перенапряжений [18].

1.2.2 Режим компенсированной нейтрали

Режим компенсированной нейтрали в сетях необходим для того, чтобы скомпенсировать емкостную составляющую ВЛ. Для этого заземление подключается через индуктивность. Этим достигается снижение уровней токов короткого замыкания «на землю» [17].

В таком режиме заземления нейтрали компенсация выполняется либо в полностью автоматическом режиме, либо в ручном режиме. При условии обеспечения точности компенсации ток короткого замыкания на землю будет иметь только активную составляющую. При компенсированной нейтрали индуктивность, через которое выполнено заземление может быть дополнена активным сопротивлением. Это применяется для того, чтобы увеличить ток короткого замыкания на землю и обеспечить возможность устройствам релейной защиты и автоматики обеспечивать реагирование на его появление. При этом сопротивление выбирается так, чтобы значение через тока через индуктивность было в пределах от 4 до 8 % емкостного тока. Однако в сетях

с преимущественно воздушными линиями эти значения могут достигать 14%.

Режим резонансного заземления нейтрали необходим для компенсации емкостного тока замыкания на землю. Компенсация осуществляется за счет установки в точке заземления дугогасящего реактора. Такой тип заземления нейтрали должен применяться во всех сетях, если суммарное значение емкостного тока превышает значения, установленные для режима изолированной нейтрали. а суммарный емкостный ток $I_{C\Sigma}$ электрической сети превышает вышеуказанные предельные значения для режима изолированной нейтрали.

Резистивное заземление нейтрали широко распространено в сетях среднего напряжения Европейских стран (например, Франция, Германия). В России и странах СНГ при использовании резистивного заземления нейтрали различают заземление через высокоомный резистор и заземление через низкоомный резистор. При использовании высокоомного типа резистивного заземления сопротивление резистора определяется по выражению:

$$R = (1 \div 2) X_{C\Sigma}, \quad (1)$$

где $X_{C\Sigma} = U_{\text{ф.ном}} / I_{C\Sigma}$ - результирующее индуктивное сопротивление распределительной сети. Используя соотношение (1) для определения требуемого значения сопротивления, можно обеспечить снижение перенапряжений при повторном зажигании дуги при дуговом КЗ до значения $(2,4 \div 2,5)U_{\text{ф.ном}}$.

«При резистивном заземлении нейтрали через высокоомный резистор ток короткого замыкания на землю в сети не должен превышать значений, принятых для сетей с изолированной нейтралью. При выполнении условия равенства сопротивлений $R = X_{C\Sigma}$ суммарный емкостный ток в сети $I_{C\Sigma}$ должен быть в $\sqrt{2}$ раза меньше, чем для сети с изолированной нейтралью.

Тогда область действия режима резистивного заземления через высокоомный резистор будет ограничена по условию значения $I_{C\Sigma}$ по сравнению с режимом изолированной нейтрали. Поэтому применение резистивного заземления через высокоомный резистор рекомендуется применять только для сетей напряжением $U_{ф.ном} = 6 - 10 \text{ кВ}$, где $I_{C\Sigma} \in [5 \div 10] \text{ А}$ » [4].

При использовании резистивного заземления через низкоомный резистор минимальное значение тока однофазного замыкания на землю ограничивается:

- Условием обеспечения стабильности работы простой токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) от однофазного замыкания на землю во всех режимах работы сети;

- Недопустимостью появления дуговых перемежающихся однофазных замыканий на землю.

В зависимости от параметров системы и линий сети условие устойчивости функционирования ТЗНП для тока однофазного КЗ на землю составляет от десятков до сотен ампер. Для недопущения появления дуговых перемежающихся однофазных КЗ на землю минимальное значение тока КЗ не должно превышать значения 100 А. При таких значениях тока однофазного КЗ на землю защита должна быть настроена только на отключение места повреждения [18].

«Использование резистора высокого сопротивления шунтирующего дугогасительного реактора приводит к прекращению биений напряжения на фазах после затухания дуги даже при достаточно больших смещениях компенсации и снижает отношение частот перенапряжений на неповрежденных фазах до 2,5. Преимущество этого режима заземления нейтрали также должно включать улучшение режима работы электрической сети с большой несимметрией емкостей фаз на землю. Недостатком является некоторое увеличение тока на месте аварии и роста вероятности повторного зажигания дуги» [18].

Таблица 2 – Характеристики режимов заземления нейтралей

Вид режима	Преимущества	Недостатки
1	2	3
Изолированная нейтраль	<ol style="list-style-type: none"> 1. Способность сети функционирования при ОЗЗ длительное время. 2. Отсутствие дополнительных затрат на оборудование системы заземления нейтрали. 3. Возможность самоликвидации ОЗЗ и гашения дуги при дуговом замыкании. 4. Безопасные значения перенапряжений при ОЗЗ для оборудования с допустимым состоянием изоляционных конструкций. 5. Простота выполнения защиты от ОЗЗ или сигнализации о проявлении ОЗЗ. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая вероятность возникновения дуговых перемежающихся ОЗЗ. 2. Высокая вероятность вторичных пробоев изоляции и перехода ОЗЗ из-за перенапряжений $3,5U_{\phi}$ возникающих при дуговых замыканиях. 3. Увеличение действующего значения тока в месте аварии при дуговых перемежающихся ОЗЗ. 4. Возможность повреждения электрических машин, при дуговых перемежающихся ОЗЗ. 5. Возможность возникновения феррорезонансных процессов в электрической сети и повреждения измерительных трансформаторов напряжения. 6. Опасность для людей и животных, находящихся в непосредственной близости от места возникновения ОЗЗ. 7. Ограничения по значению I_C на развитие электрической сети. 8. Высокий уровень помех от ЛЭП при дуговых ОЗЗ.

Продолжение таблицы 2

Вид режима	Преимущества	Недостатки
1	2	3
<p>Резонансное заземление нейтрали</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Возможность функционирования с ОЗЗ. 2. Уменьшение тока в месте возникновения ОЗЗ. 3. Низкая скорость восстановления напряжения на аварийной фазе после обрыва дуги при дуговом ОЗЗ. 4. Высокая вероятность самогашения дуги и самоликвидации большей части ОЗЗ. 5. Отсутствие дуговых перемежающихся ОЗЗ. 6. Низкая кратность перенапряжений на неаварийных фазах. 7. Отсутствие вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Затраты на устройства для автоматического управления настройкой компенсации заземление нейтрали через дугогасящих реактор. 2. Сложность реализации системы защиты и сигнализации при возникновении ОЗЗ. 3. Возможность появления дуговых однофазных замыканий на землю, сопровождающихся перенапряжениями на неаварийных фазах $2,5U_{\phi_{\max}}$; 4. Вероятность появления дуговых прерывистых однофазных замыканий на землю и максимальных перенапряжений на неаварийных фазах до $(2,5 - 3)U_{\phi_{\max}}$ при настройках компенсации. 5. Возможность образования вторичных пробоев в точках электрической сети с низким уровнем изоляции.

Продолжение таблицы 2

Вид режима заземления нейтрали	Преимущества	Недостатки
1	2	3
Резистивное заземление нейтрали через высокоомный резистор	<ol style="list-style-type: none"> 1. Возможность функционирования с ОЗЗ. 2. Возможность самогашения дуги и самоликвидации ОЗЗ. 3. Отсутствует возможность появления дуговых перемежающихся ОЗЗ. 4. Снижение кратности перенапряжений на неаварийных фазах. 5. Отсутствие возможности появления феррорезонансных перенапряжений. 6. Простота защиты и сигнализации о ОЗЗ. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Дополнительные затраты на заземление нейтрали электрической сети через резистор. 2. Рост уровня тока в месте аварии. 3. Вероятность появления перемежающихся дуговых ОЗЗ, сопровождающихся перенапряжениями на не аварийных фазах достигающими значений $2,5U_{ф.ном}$; 4. Вероятность образования вторичных пробоев изоляции в местах с низким уровнем электрической прочности. 5. Утяжеление условий гашения электрической дуги в месте аварии. 6. Проблемы с обеспечением термической устойчивости заземляющего резистора при устойчивых ОЗЗ.

Продолжение таблицы 2

Вид режима заземления нейтрали	Преимущества	Недостатки
1	2	3
<p>Заземление через низкоомный резистор</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. При быстром отключении аварийного элемента отсутствует вероятность перехода ОЗЗ в двойное замыкание на землю или между фазное короткое замыкание. 2. Отсутствие вероятности появления дуговых прерывистых ОЗЗ. 3. Отсутствуют феррорезонансные перенапряжения. 4. Низкая вероятность поражения людей или животных в метет возникновения ОЗЗ. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Затраты на установку системы заземления. 2. Невозможность эксплуатации сети при ОЗЗ. 3. Высокое число отключений из-за переходов кратковременных самоустраивающихся пробоев изоляции в полные пробой изоляции. 4. Вероятность увеличения зоны аварии. 5. Возможность появления дуговых прерывистых ОЗЗ. 6. Возможность появления вторичных пробоев в местах с низким уровнем электрической прочности на неповрежденных фазах. 7. Высокое число отключений выключателей в сети.

1.3 Классификация методов поиска места повреждения на воздушных линиях электропередачи

Релейная защита и автоматика, включая определение мест повреждения энергосистемы, - это комплекс автоматических устройств (рисунок 4), которые предназначены для быстрого (в случае аварии) выявления и отсоединения от энергосистемы аварийных элементов этой энергосистемы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы [10, 19]. Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем [13]. Релейная защита постоянно контролирует состояние всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на появление аварий и ненормальных условий.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой нормальная работа энергосистем невозможна.

Одной из важных задач обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей электроэнергии является быстрое выявление повреждений и проведение ремонтно-восстановительных работ в сетях 6-35 кВ.

Продолжительность определения мест повреждения составляет примерно $\frac{3}{4}$ общего времени устранения аварии линии электропередачи [4].

Внедрение прогрессивных методов и средств определения мест повреждения, особенно при их комплексном использовании, дает существенный технико-экономический эффект, который обуславливается сокращением перерывов в электроснабжении, предотвращением переходов однофазного замыкания на землю в двойное короткое замыкание и неустойчивых аварий в устойчивые, снижением объема земляных работ при раскопках кабельных линии, уменьшением потерь электрической энергии, снижением затрат на труда по осмотру трасс воздушной линий

электропередачи 10 кВ и транспортных расходов, снижением необходимого количества бензина.

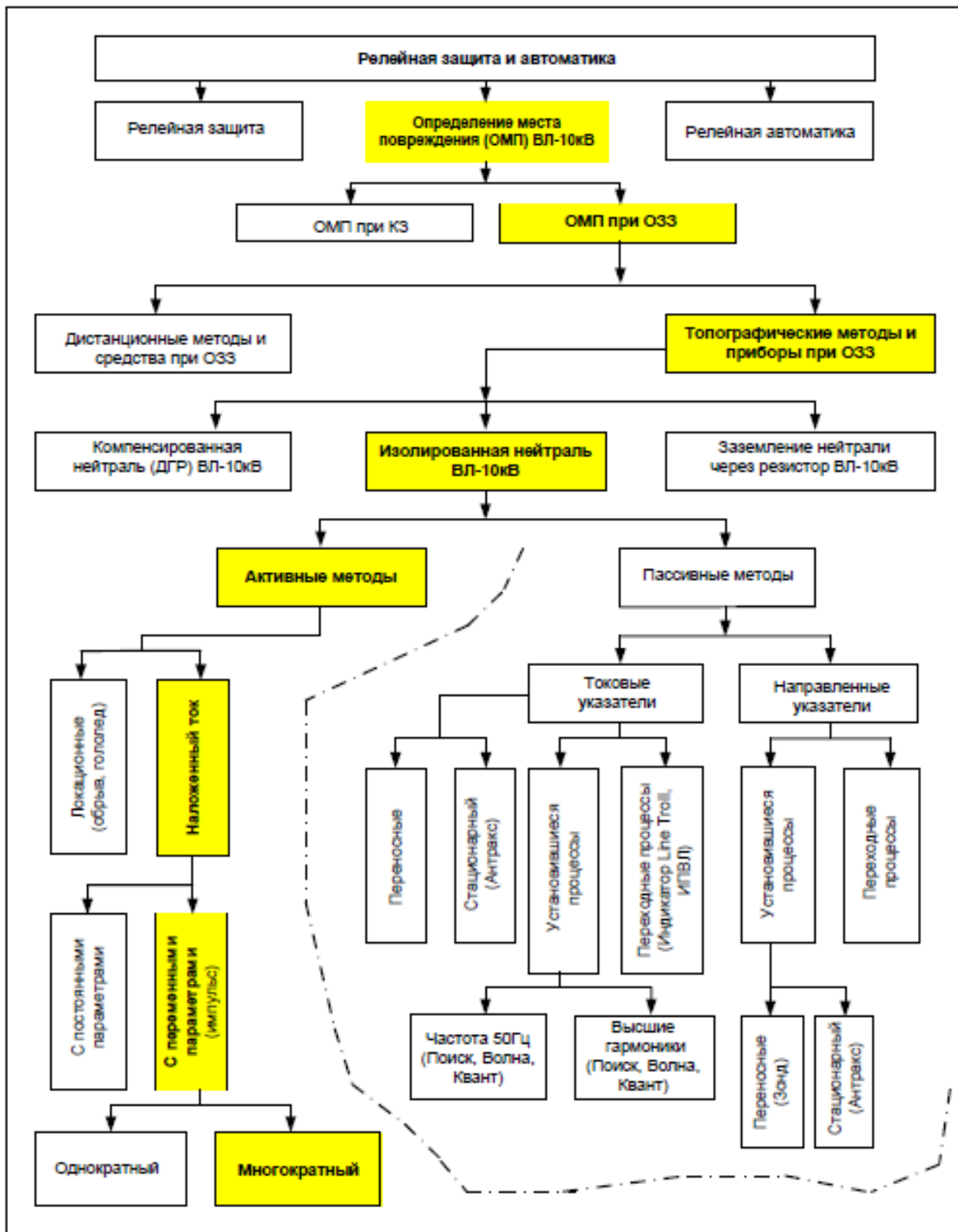


Рисунок 4 – Классификация средств и методов для определения мест повреждения в электрической сети с изолированной нейтралью

Вместе с тем, методы и средства определения мест повреждения имеют и социальное значение, так как преобразуют условия труда работников оперативной выездной бригады, повышают культуру и производительность их труда, в том числе во многих случаях сокращают продолжительность перерывов питания потребителей, а также не учитывают поочередные кратковременные отключения в электрической сети при однофазном замыкании на землю для поиска аварийной линии [4].

1.3.1 Определения мест повреждения в сетях при однофазном замыкании

«Разнообразные виды и характер повреждений, в том числе структуры и условий работы электрических сетей, не позволяет получить какой-либо универсальный метод определения мест повреждения ВЛ» [4].

«В сетях различных классов напряжения к методам определения и устройствам для определения мест повреждения предъявляются различные требования. Эти требования, обусловленные технико-экономическими факторами, возможно обеспечить только при условии использования совокупности различных методов и технических средств определения мест повреждения на ВЛ, которые должны обеспечивать единую структуру для всех типов ВЛ и электрических сетей при любом виде повреждений» [4].

Средства для определения мест повреждения воздушных линий электропередачи, которые применяются для КЛ и ВЛ напряжением 10 кВ подразделяются на дистанционные и топографические (рисунок 5).

Дистанционные методы определения мест повреждения воздушных линии электропередачи позволяют указывать предполагаемое расстояние до места коротких замыканий.

В кабельных и воздушных линии 6-35 кВ используются разновидности устройства неселективной и селективной сигнализации однофазное замыкание на землю. Имеются токовые и направленные устройства,

реагирующие на нормальные или переходные процессы на частоте равной 50 Гц или частоте высших гармоник [4].

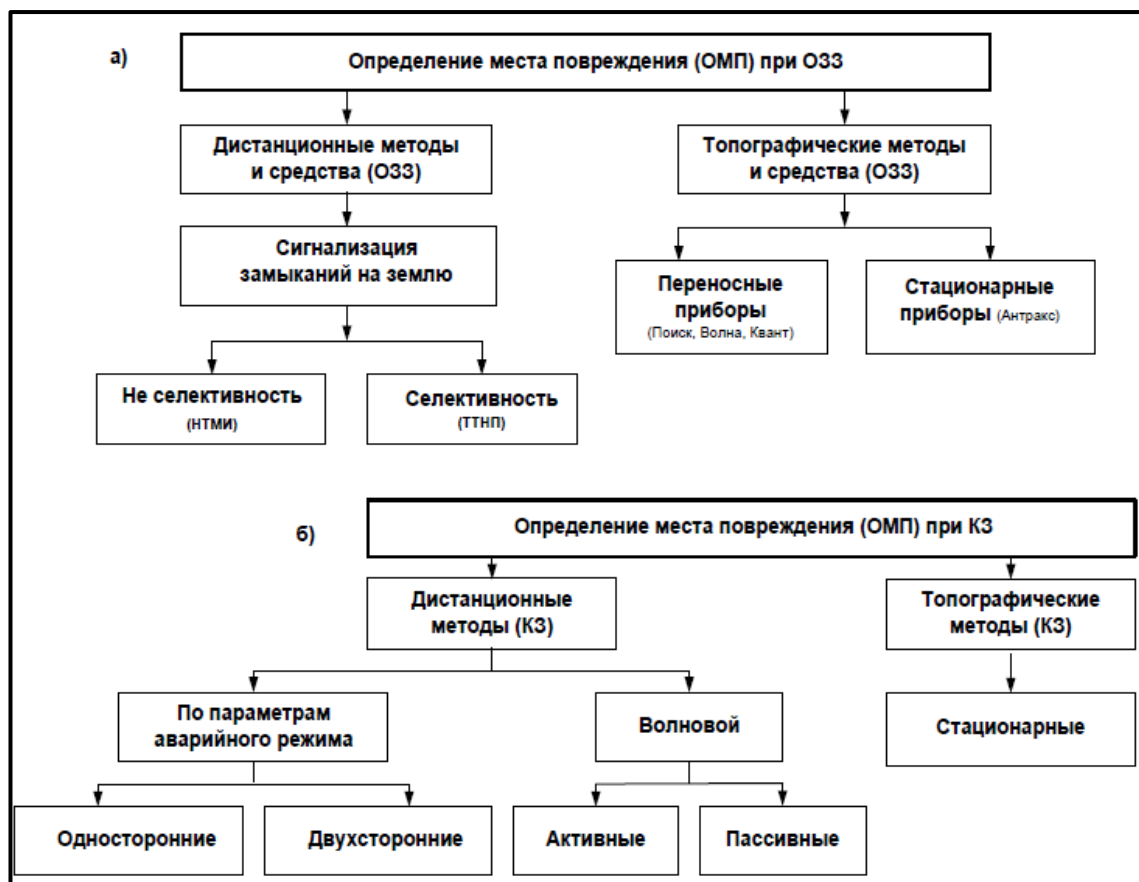


Рисунок 5 – Классификация методов и средств определения мест повреждения линий электропередачи при: а) – однофазном замыкании на землю; б) – коротком замыкании

Топографические методы определения мест повреждения воздушных линии электропередачи позволяют работникам оперативной выездной бригады выявить направление к месту аварии, реализовать поиск поврежденной опоры или непосредственно места аварии. На кабельных линии электропередачи топографические методы и средства методы определения мест повреждения воздушных линии электропередачи позволяют находить трассу кабельной линии её глубину и выделять аварийный кабель из пучка кабелей.

Дистанционным методам методы определения мест повреждения высоковольтных воздушных линии электропередачи по параметрам

аварийного режима посвящено большое число работ. Но основное их применение ориентировано на сети с глухим заземлением, поскольку именно там, несомненно, эффективность их применения достаточно высока. В сетях 6-35 кВ использование дистанционных методов определения мест повреждения связано с оценкой расстояния до межфазного повреждения и типично для односторонних линий электропитания [4]. Типичным инструментом для реализации этих задач является индикатор микропроцессорной фиксации ИМФ-1Р, который предусматривает определение мест повреждения воздушных линий электропередачи длиной до 200 км с дополнительной фиксацией эффективных значений тока короткого замыкания, напряжения прямой и обратной последовательностей, а также напряжения прямой и обратной последовательностей. Существование устройств, реализующих дистанционное определение местоположения повреждений воздушных линий электропередачи по параметрам аварийного режима сетей 6-35 кВ с однофазными замыканиями на землю и используемых на практике, автору неизвестно. Существование приборов, реализующих дистанционное определение мест повреждения воздушных линий электропередачи по параметрам аварийного режима сетей 6-35 кВ при однофазных замыканиях на землю и применяемых в практике автору неизвестно. Известны только поисковые исследования.

В энергосистемах имеется довольно большое количество индикаторов типа УПУ-1, УКЗ, индикатора ИПВЛ, индикатора Linetroll 110-Е, индикатора ИКЗ-К, принцип действия которого основан на запоминании тока замыкания на землю. Это приводит к миганию, состояние которого проверяется бригадой во время обхода трассы линии.

1.3.2 Сигнализация при однофазном замыкании на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью

Когда в сети с изолированной нейтралью происходит устойчивое замыкание на землю, происходит сдвиг напряжения нейтрали и появляются

емкостные токи однофазного замыкания на землю. Сумма напряжений трех фаз, равная трехкратному значению напряжения нулевой последовательности, не равна нулю. Наличие однофазного короткого замыкания на землю и замкнутой фазы можно обнаружить путем сравнения показаний вольтметров в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 - Показания вольтметров при однофазном замыкании на землю

Показания приборов	Режим сети			
	Нормальный	$K_A^{(1)}$	$K_B^{(1)}$	$K_C^{(1)}$
U_A	U_ϕ	0	$\sqrt{3}U_\phi$	$\sqrt{3}U_\phi$
U_B	U_ϕ	$\sqrt{3}U_\phi$	0	$\sqrt{3}U_\phi$
U_C	U_ϕ	$\sqrt{3}U_\phi$	$\sqrt{3}U_\phi$	0
U_N	0	U_ϕ	U_ϕ	U_ϕ

На принципе контроля напряжения осуществляется сигнализация однофазного замыкания на землю. Ее схема показана на рисунке 6.

Падение напряжения каждой фазы контролируется реле напряжения, подключенным к вторичным обмоткам измерительного трансформатора напряжения. Реле KU_A , KU_B и KU_C подключены к напряжениям вторичной фазы и имеют разомкнутые контакты.

Под действием фазных напряжений В и С в нормальных режимах эти реле активируют и размыкают свои контакты, и в то же время цепь «На сигнал» разомкнута. Если происходит однофазное короткое замыкание на землю одной из фаз, напряжение на обмотке реле поврежденной фазы резко уменьшается, реле этой фазы замыкает свой контакт в «На сигнал». В зависимости от положения контактов реле можно определить, какая фаза заблокирована на землю. Преимущество рассматриваемых однофазных устройств сигнализации замыкания на землю заключается в их простоте. Такие устройства сигнализируют о наличии только стабильных однофазных

замыканий на землю и в то же время контролируют всю распределительную сеть, подключенную к шинам.

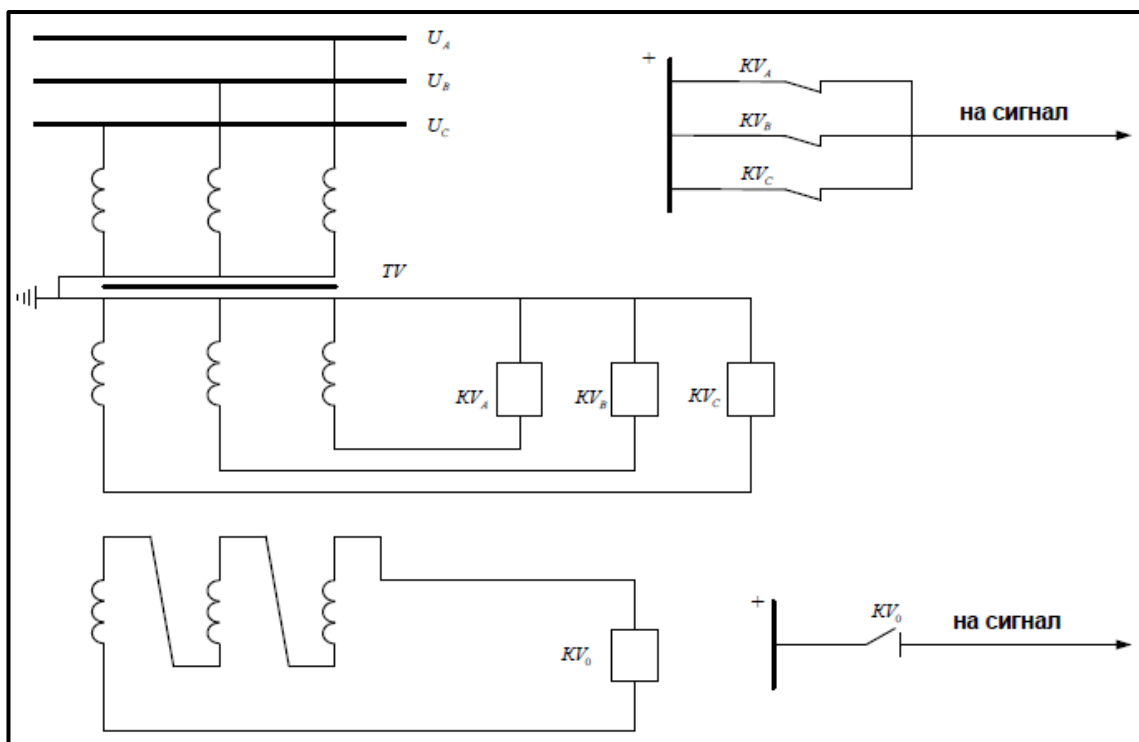


Рисунок 6 – Схема подключения неселективной сигнализации однофазного замыкания на землю с реле напряжения

Невозможно определить, по какой линии произошло однофазное короткое замыкание на землю. Следовательно, в энергосистемах, в дополнение к устройствам рассматриваемой общей так называемой неселективной сигнализации, используются устройства для селективной сигнализации однофазного замыкания на землю. Устройства для выборочной сигнализации однофазного замыкания на землю не только фиксируют факт существования однофазного замыкания на землю, но и указывают на поврежденную линию при воздействии на сигнал или на отключение [4].

1.3.3 Селективная сигнализация при однофазном замыкании на землю в сетях с изолированной нейтралью

Устройства селективной сигнализации однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), используют свойства и особенности возникновения и распространения токов при данном виде замыканий.

Использование технических средств, реагирующих на емкостные токи статического ОЗЗ на частоте 50 Гц основано на определении содержания компоненты нулевой последовательности. Схема технического средства реагирующих на емкостные токи статического ОЗЗ представлена на рисунке 7. Технические средства, реагирующие на емкостные токи статического ОЗЗ содержат фильтр тока нулевой последовательности, реле тока (KA), реле времени (KT) и реле индикации состояния (KH).

При появлении ОЗЗ на линии с выключателем Q_{04} (рисунок 7) ток нулевой последовательности в этой линии (I_{04}) от точки существования ОЗЗ поступает на шины подстанции (ПС) и распространяется вдоль линий сети как показано на рисунке 7: для линии с выключателем Q_{01} - I_{01} ; для линии с выключателем Q_{02} - I_{02} ; для линии с выключателем Q_{03} - I_{03} . Значения токов I_{01} , I_{02} , I_{03} пропорциональны значениям емкостей проводов линий по отношению к земле. Из схемы (рисунок 7) видно, что ток нулевой последовательности в линии с выключателем Q_{04} равен $I_{04} = I_{01} + I_{02} + I_{03}$, т.е ток нулевой последовательности в линии 4 - I_{04} больше, чем любой из токов в остальных линиях сети I_{01} , I_{02} и I_{03} .

«Определенные достоинства обеспечивают методы создания устройств для селективной сигнализации однофазных замыканий на землю, которые основаны на фиксировании направлений бросков мощности нулевой последовательности в начальный момент однофазных замыканий на землю» [22].

Для селективной сигнализации о возникновении ОЗЗ в сети могут быть использованы устройства импульсной направленной защиты типа «ИЗС».

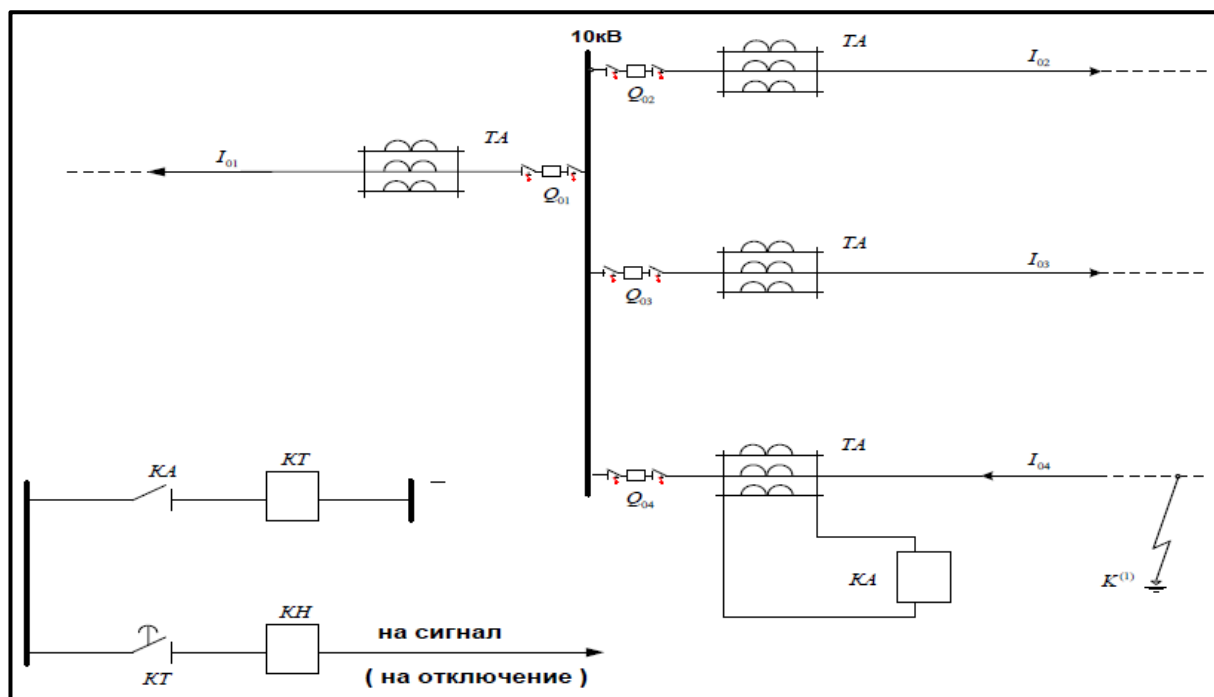


Рисунок 7 – Схема включения токовых устройств селективной сигнализации однофазных замыканий на землю

Устройство «ИЗС» используется в системах селективной сигнализации стабильных и нестабильных ОЗЗ в сетях с компенсированной и изолированной нейтралью напряжением 6-35 кВ, различных конструкций и топологий как радиальных и замкнутых, с одним или несколькими источниками питания [23].

В электрических сетях широко используются различные фиксирующие индикаторы тока и напряжения, такие как «ФИП», «ЛИФП-А», «ЛИФП-Б», «ФПТ», «ФПН» [2]. Однократный ограниченный во времени перевод исходного естественного однофазного замыкания на землю в режим двойного замыкания на землю через высокое сопротивление резистор для действия двухместного одностороннего дистанционного инструмента по параметрам аварийного режима определение мест повреждения воздушных линий 10 кВ исследован в 1980 – е годы Чекарьковым Д. М. в Московском энергетическом институте.

Впоследствии, в начале XXI века, технология с однократным переходом в режим двойного замыкания на землю использовалась в ООО

«ИЦ «Бреслер» (ООО «Релематика») для работы релейной защиты и автоматики и стационарных токовых индикаторов, подключенных к токам фаз.

В настоящее время доступны микропроцессорные защитные блоки с функцией определения места повреждения «ТОР-110 ИЗН» (рисунок 8), «Сириус-ОЗЗ» (рисунок 9), «Бреслер-0107.ОМФр» (рисунок 10) и др.

Устройство импульсной защиты от воздушных и кабельных линий однофазных замыканий на землю 6-35 кВ «ТОР-110 ИЗН» предназначено для селективной защиты воздушных и кабельных линий с однофазным коротким замыканием на землю (стабильным и нестабильным) и двойным коротким замыканием на землю независимо от режима работы нейтрали, а также для индикации фазного тока, протекающего по линии [24].



Рисунок 8 – Микропроцессорное устройство ТОР 110 ИЗН – 01

Для определения направления однофазного замыкания на землю микропроцессорное устройство «ТОР-110 ИЗН» регистрирует направление распространения переходных волн, которые возникают в месте аварии. Факт появления однофазного замыкания на землю сопровождается возникновением напряжения нулевой последовательности $3U_0$

промышленной частоты, которая используется для определения запуска устройства.

Для подстанций, где нет трансформаторов напряжения, микропроцессорные устройства действуют в централизованном режиме защиты от однофазного КЗ на землю с организацией обмена сигналами.

«Микропроцессорное устройство «Сириус-ОЗЗ» (рисунок 9) предназначено для выявления наличия однофазного замыкания на землю на секциях шин подстанций, станций и распределительных пунктов напряжением 6-10 кВ, в том числе индикации конкретного присоединения с однофазным замыканием на землю» [26].

Принцип работы устройства основан на определении фидера с максимальным уровнем коэффициента общего гармонического искажения в токе нулевой последовательности. Данное устройство устанавливается в шкафах релейной защиты и автоматики и пультах управления электрических станций и подстанций напряжением 3 – 35 кВ.

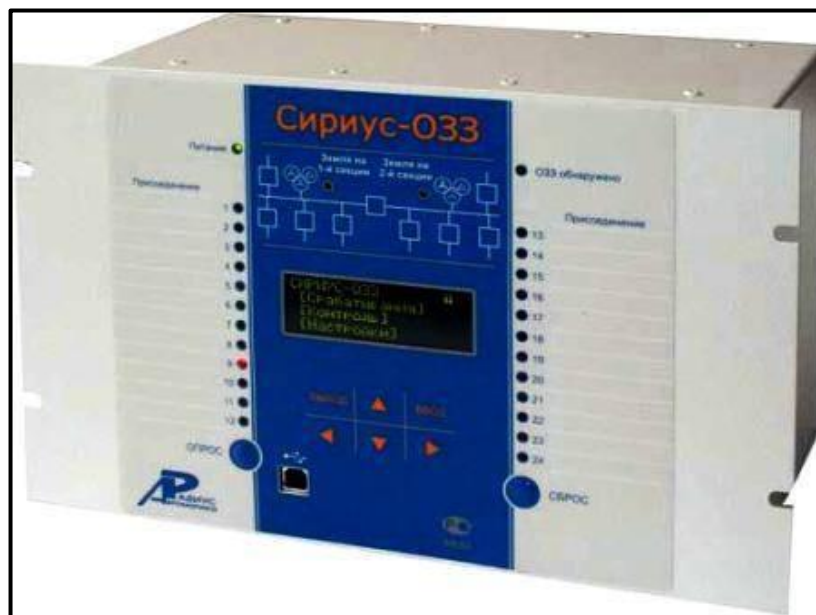


Рисунок 9 – Микропроцессорное устройство определения присоединения с однофазным замыканием на землю

«Микропроцессорное устройство серии «Бреслер-0107» (рисунок 10) предназначено для защиты от однофазных замыканий на землю и

определения аварийного фидера (ОПФр) в воздушных или кабельных электрических сетях напряжением 6-35 кВ. Действует в электрических сетях с изолированной или любым способом заземленной нейтралью. Определяет все виды однофазных замыканий на землю – устойчивые, неустойчивые, однократные, самоустраняющиеся. Можно использовать с действием на сигнализацию или отключение аварийной линии электропередачи» [25].



Рисунок 10 – Микропроцессорное устройство «Бреслер-0107»

1.4 Топографические методы и средства определения мест повреждения при однофазном замыкании на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью

Стационарные указатели поврежденного участка и индикаторы.

Значительной особенностью структуры распределительных электрических сетей 6-35 кВ является их разветвленность. Наиболее разветвленными сетями являются сети напряжением 6-10 кВ [27].

Топографические методы обеспечивают определение нужного местоположения непосредственно при движении по трассе. В распоряжении поисковой команды имеются средства топографического поиска места

аварии: это такие устройства, как Антракс, индикатор ИКЗ-1, ИКЗ-2М, ИКЗ-2Р, ИКЗ-33МР, Linetroll-110E, индикатор FI-3A1F, FI-3C10-3, указатель УПУ-1, УКЗ и т. д., выпускающиеся промышленно. На рисунках 11 и 12 показаны индикаторы ИПВЛ и ИКЗ-К.



Рисунок 11 – Индикатор повреждения на воздушной линии (ИПВЛ)

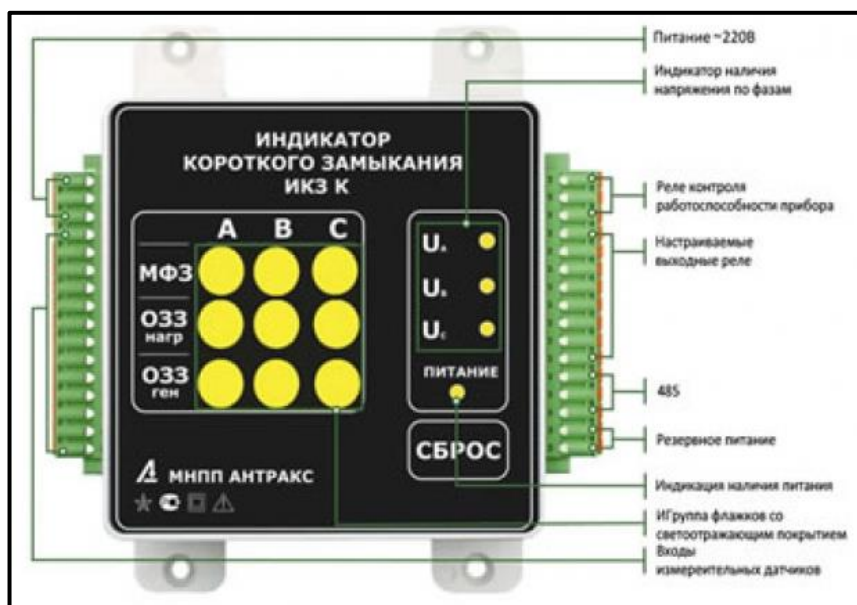


Рисунок 12 – Индикаторы короткого замыкания (ИКЗ-К)

Для ориентирования при поиске места аварии на трассе линий электропередачи размещаются указатели аварийного участка указатель УПУ1 и УКЗ, индикатор ИПВЛ, индикатор Linetroll 110-E, индикатор ИКЗ-К.

Индикатор типа ИКЗ-К предназначен для выявления аварийного участка кабельной или воздушной линии электропередачи распределительной электрической сети 10 кВ.

На сегодняшний день благодаря развитию современной элементной базы в области топографических методов определения мест повреждения с использованием стационарных указателей (рисунок 13) переживают период развития [28]. Их применение особенно актуально на линиях электропередачи с номинальным напряжением 6-10 кВ, которые основываются поврежденными процессами на которых являются однофазное замыкание на землю.

Индикатор типа ИПВЛ с радиоканалом для воздушных и кабельных линий электропередачи распределительных электрических сетей напряжением 6 – 10 кВ предназначен для оперативного выявления аварийного участка электрической сети, на котором возникло короткое или однофазное замыкание на землю. Индикатор типа ИПВЛ размещаются через определенное расстояние непосредственно на провода воздушной линии на развилках, вдоль протяженных или на границах труднодоступных участков в трех фазах. При своем срабатывании ИПВЛ связываются с трансмиттером по радиоканалу на открытой для использования частоте и передают информацию о факте своего срабатывания и виде аварии. Трансмиттер ретранслирует информацию о аварии в головной центр по GSM каналу. При коротких замыканиях на контролируемом участке индикатор действует на наброс тока более чем на 120 А с последующим спадом тока до нуля [25].

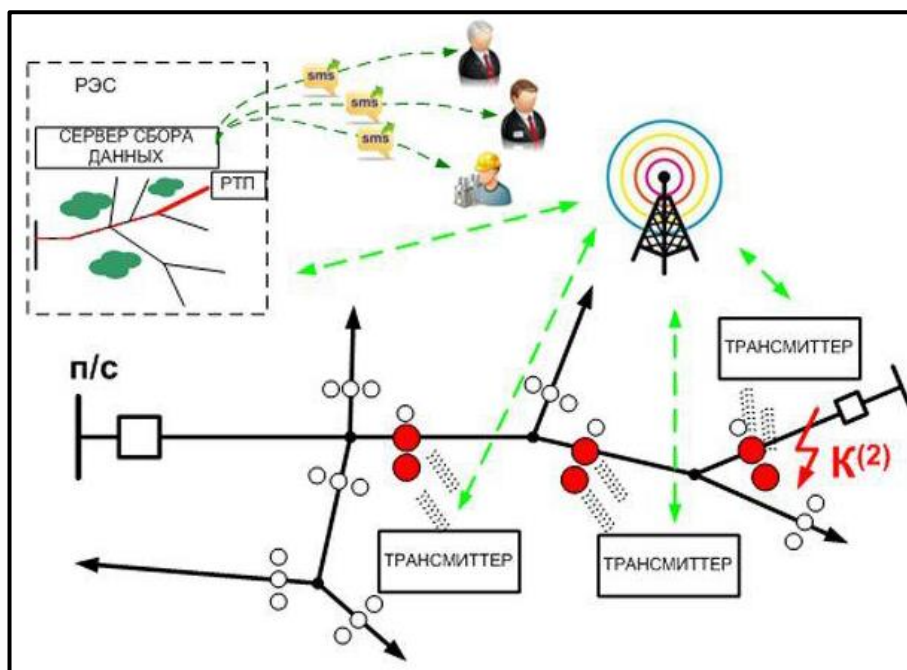


Рисунок 13 – Структура системы определения мест повреждения 10 кВ с использованием стационарных указателей

Фиксирование повреждении в индикаторе появляется при протекании тока короткого замыкания в одной, нескольких фазах линии электропередачи или тока нулевой последовательности. Для уточнения направления отыскания места аварии при однофазных замыканиях на землю прибор покажет направление потока мощности [29].

1.5 Определение мест повреждения линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше

Для электрических сетей всех классов напряжения характерно проведение периодических проверок и профилактических измерений. Однако, все эти мероприятия не обеспечивают необходимый уровень надежности сетей и бесперебойности электроснабжения потребителей. В процессе эксплуатации на ВЛ возникают различные виды КЗ: однофазные и многофазные. Кроме того, могут происходить обрывы проводов ВЛ под действием природных и техногенных факторов. Важной задачей эксплуатации ВЛ является быстрый поиск места повреждения и

производство ремонтно-восстановительных работ для восстановления электроснабжения потребителей. Большая разветвленность и протяженность ВЛ позволяет эффективно решить эту задачу только с применением специальных технических средств, которые определяют ВЛ на которой возникла аварийная ситуация и определяют, с достаточной точностью, место повреждения.

Использование технических средств для точного определения места повреждения на ВЛ можно выполнять на линиях всех классов напряжения.

Технические средства могут быть разделены на две группы:

1) Технические средства для определения мест повреждения на линиях с большими токами замыкания на землю. Сети напряжением 110-220 кВ;

2) Технические средства для определения места повреждения в сетях с низкими уровнями токов замыкания на землю. Сети напряжением 6 – 35 кВ.

Воздушные линии сетей напряжением 110-220 кВ характеризуются высокой протяженностью. Для сетей 110-220 кВ методы поиска мест повреждения основываются на измерении и хранении значений параметров, характеризующих аварийный режим и на основе этих параметров определении расстояния до места повреждения на ВЛ расчетным методом. К параметрам аварийного режима относятся: уровни токов, значения напряжения прямой, обратной и нулевой последовательности. В сетях напряжением 110-220 кВ используются методы двухсторонней фиксации токов и напряжений, выполняемых на концах ВЛ.

Для измерения и хранения значений параметров аварийного режима сети могут использоваться устаревшие полупроводниковые устройства фиксации (УФ), а также современные микропроцессорные (УФ).

Микропроцессорные УФ более эффективны чем полупроводниковые так как позволяют выполнить реализацию более сложных алгоритмов определения места повреждения. Данный тип устройств позволяет выполнить программирование алгоритма расчета места повреждения, что делает микропроцессорное УФ эффективным при изменении конфигурации

распределительной сети. Кроме того, микропроцессорные УФ мест повреждения на ВЛ обладают более высокой точностью по сравнению с полупроводниковыми УФ. Погрешность в определении места повреждения при использовании микропроцессорного УФ не превышает 5%, что говорит о высокой точности при условии протяженности ВЛ 110-220 кВ.

Упрощенный алгоритм работы микропроцессорного устройства представлен на рисунке 14.

Согласно рисунка 14 для обеспечения требуемого уровня надежности защиты ВЛ и оборудования сетей, необходимо выполнять быстрое отключение аварийных ситуаций при увеличении токов КЗ. Поэтому алгоритм работы микропроцессорного УФ предусматривает сначала измерение и отключение места повреждения, а потом только выполнение математических операций для расчета расстояния до места повреждения.

При возникновении на ВЛ однофазного КЗ УФ установленные на концах ВЛ фиксируют значения токов и напряжений аварийного режима, которые связаны выражением:

$$\begin{cases} U_1 + I_1 Z_x = U_x \\ U_2 + I_2 (Z - Z_x) = U_x \end{cases}, \quad (2)$$

где U_1, U_2, U_x – напряжения нулевой последовательности по концам линии электропередачи и в месте повреждения соответственно; I_1, I_2 – токи нулевой последовательности по концам линии электропередачи; Z, Z_x – сопротивления нулевой последовательности ВЛ и участка до места повреждения.

Для определения расстояния до места повреждения решим (2):

$$Z_x = \frac{I_2 Z + U_2 - U_1}{I_1 + I_2}, \quad (3)$$

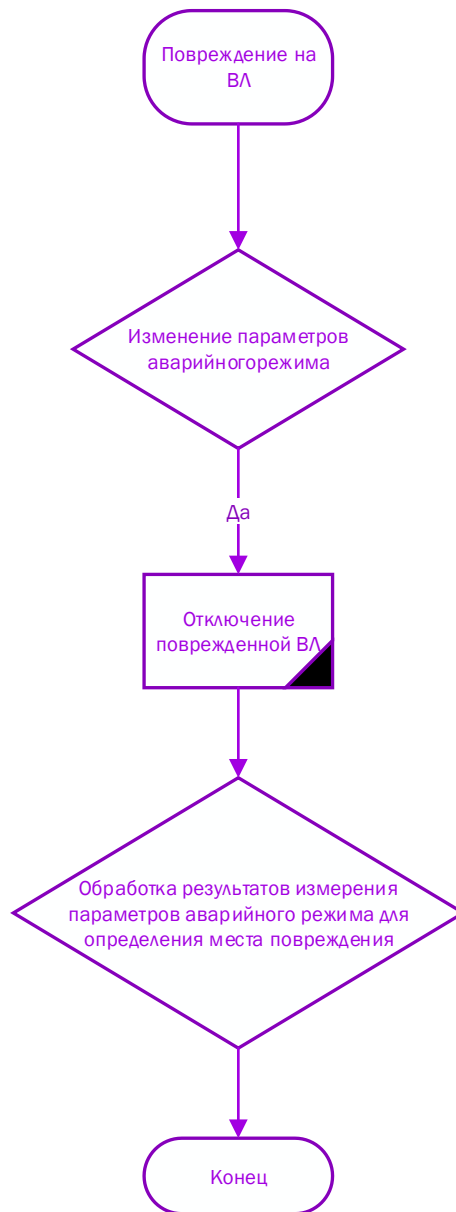


Рисунок 14 – Алгоритм действия микропроцессорного УФ повреждений на ВЛ

На рисунке 15 показана схема расчета расстояния до места повреждения на ВЛ.

Разделив правую и левую части последнего выражения на удельное сопротивление проводов линии z_0 , получаем желаемое расстояние до точки повреждения:

$$L_x = \frac{I_2 Z + U_2 - U_1}{z_0 (I_1 + I_2)}. \quad (4)$$

Параметры линии Z и z_0 вводятся непосредственно в микропроцессорное УФ. Значение расстояния до места повреждения указывается на дисплее МП УФ в километрах. Из (4) видим, что для определения расстояния до места повреждения нет необходимости в фиксации значения напряжения нулевой последовательности в месте повреждения, U_x . Это показывает отсутствие зависимости в определении расстояния до места повреждения от сопротивления на месте аварии.

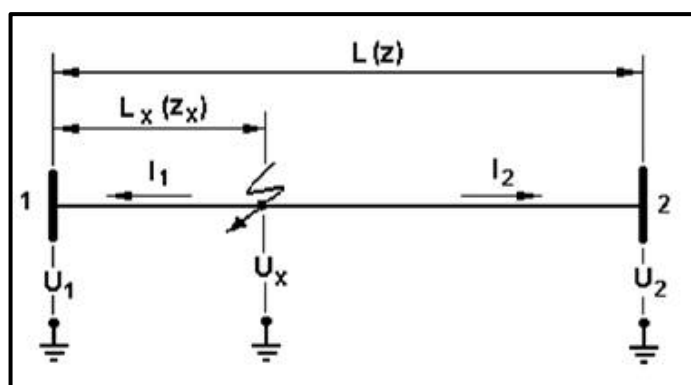


Рисунок 15 – Напряжения и токи в линии электропередачи в момент аварии

1.6 Выводы по разделу 1

1. Выполнена характеристика энергосистемы Республики Таджикистан позволяющая определить необходимость использования интеллектуальных систем поиска мест повреждения на воздушных линиях электропередачи.

2. Определено, что для сетей Республики Таджикистан характерно использования сетей классов напряжения, которые соответствуют российским сетям. Также в энергосистеме Республики Таджикистан используются режимы заземления нейтрали в сетях низкого, среднего и высокого напряжений, которые характерны для российских сетей. Это позволяет использовать оборудование российского производства для поиска мест повреждения на воздушных линиях электропередачи.

3. Определен перечень интеллектуальных устройств, выполненных на микропроцессорной базе, которые используются для фиксации повреждений и определения точного места повреждения на воздушных линиях электропередачи напряжением 6-10 кВ и 35 кВ.

4. Составлен алгоритм функционирования интеллектуального устройства поиска мест повреждения в магистральных сетях высоким уровнем токов короткого замыкания на землю на напряжение 110 кВ и выше, характерных для энергосистемы Республики Таджикистан.

5. Показано, что для эффективной работы интеллектуальной системы поиска мест повреждения на воздушных линиях электропередачи в энергосистеме Республики Таджикистан необходимо использовать не только технические средства на микропроцессорной базе, но дополнительно использовать программные средства. Это определяется тем, что энергосистема Республики Таджикистан входит в состав ОЭС Центральной Азии с осуществлением совместного диспетчерского управления.

2 Программные методы определения мест повреждений воздушных линий электропередачи

2.1 Применение программного обеспечения для анализа осциллограмм WinBres

WinBres – программное обеспечение, предназначенное для просмотра и анализа цифровых осциллограмм, которые записываются с помощью микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики, в том числе для определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи.

Помимо считывания осциллограмм всех модификаций терминалов производства научно – производственное предприятие (НПП) «Бреслер», осциллограмм международного стандарта COMTRADE формата 1991 и 1999 годов (текстовый и двоичный формат файлов, данных), программный комплекс WinBres также поддерживает считывание осциллограмм сторонних производителей.

В таблице 3 приведены типы файлов, которые поддерживаются для считывания в программном комплексе WinBres.

Таблица 3- Типы файлов поддерживаемые ПО «WinBres»

Формат файла осциллограммы	Тип устройства
reg***.***	Терминалы производства НПП «Бреслер» серии 0104
*.brs	Терминалы производства НПП «Бреслер» серии 0105-0107
* dfr	Терминалы производства НПП «Экра»
*.bb	Терминалы производства НТЦ «Госан» серии «Черный ящик»
* do	Терминалы производства ООО «Парма»
* os*	Терминалы производства «Нева» НПФ «Энергосоюз»

Продолжение таблицы 3

*.aura	Терминалы производства «Аура» ООО «Свей»
*.sg2	Терминалы «РЭС-3» производства инженерной компании «Прософт-Системы»
.cfg.dat*.hdr	Файлы осциллограмм международного формата COMTRADE 1991/1999 г.г. Чтение файлов данных (*.dat) поддерживается как в двоичном виде (BINARY формат), так и в текстовом (ASCII формат)

Программный комплекс WinBres включает высокоточное обнаружение неисправностей на воздушных линиях электропередачи. Расчет места повреждения производится по файлам осциллограмм всех поддерживаемых форматов. По результатам каждого расчета формируется стандартный протокол.

Этот протокол можно сохранить в виде файла на жестком диске или распечатать с помощью формы печати WinBres.

Диспетчерский вариант расчета мест повреждений.

Суть диспетчерского варианта расчета определения мест повреждения заключается в минимизации количества операций, требуемых от пользователя для выполнения расчета определения ущерба на выбранных воздушных линиях электропередачи. Для выполнения этого требования программный комплекс предусматривает возможность запуска расчета места повреждения непосредственно из формы «руководство WinBres», без вскрытия и анализа файлов аварийных сигналов с разных сторон выбранной воздушной линии электропередачи в области предварительного просмотра сигнала. Диспетчеру рекомендуется использовать режим проводника «по линиям», так как в этом случае легче найти необходимый модуль для расчета определения мест повреждения. Последовательность действий, которые

требуется выполнить диспетчеру для запуска расчета определения мест повреждения в виде «проводника WinBres», состоит из следующих шагов:

- выбор модуля определения мест повреждения в дереве объектов проводника. Модули обнаружения неисправностей отображаются в дереве проводников по названиям соответствующих воздушных линий электропередачи;

- начало расчета определения мест повреждения кнопкой «определение мест повреждения» на панели инструментов основной формы или с помощью горячей клавиши F5;

- выбор и, при необходимости, импорт файлов сигналов аварийного процесса автоматически отображаются в виде выбора сигналов для определения места повреждения. Этот шаг следует повторить для каждой из подстанций соответствующей воздушной линии электропередачи. Если на какой-либо из подстанций не удастся получить файл аварийной осциллограммы, форма выбора позволяет задать значения сигналов предаварийного и аварийного процессов «вручную». Значения сигналов могут регистрироваться диспетчером с помощью сторонних микропроцессорных устройств, установленных на данной подстанции;

- печать отчета с автоматически появляющейся формы результата расчета определения мест повреждения.

Выбор воздушной линии электропередачи для расчета определения мест повреждения. Как уже упоминалось выше, диспетчер при работе с программой рекомендуется использовать режим просмотра «на линии». Для выбора воздушной линии электропередачи, которая будет рассчитываться для определения мест повреждения, необходимо выбрать модуль для определения мест повреждения (ориентируясь на название воздушной линии электропередачи) в дереве проводников с помощью левой кнопки мыши (рисунок 16):

В случае, если дерево проводника содержит большое количество узлов, то для ускорения отыскания необходимого модуля определения мест повреждения можно использовать следующие функции:

- сортировка узлов дерева проводников в алфавитном порядке по возрастанию или убыванию, в зависимости от того, какая часть алфавита принадлежит первой уникальной букве в названии воздушной линии электропередачи нужного модуля для определения повреждения;

- используйте меню «Найти», где в качестве критерия поиска указать либо часть названия (в меню «Найти» не должно быть отметки «искать только целое слово»), либо название воздушной линии электропередачи нужного модуля для определения места повреждения полностью.

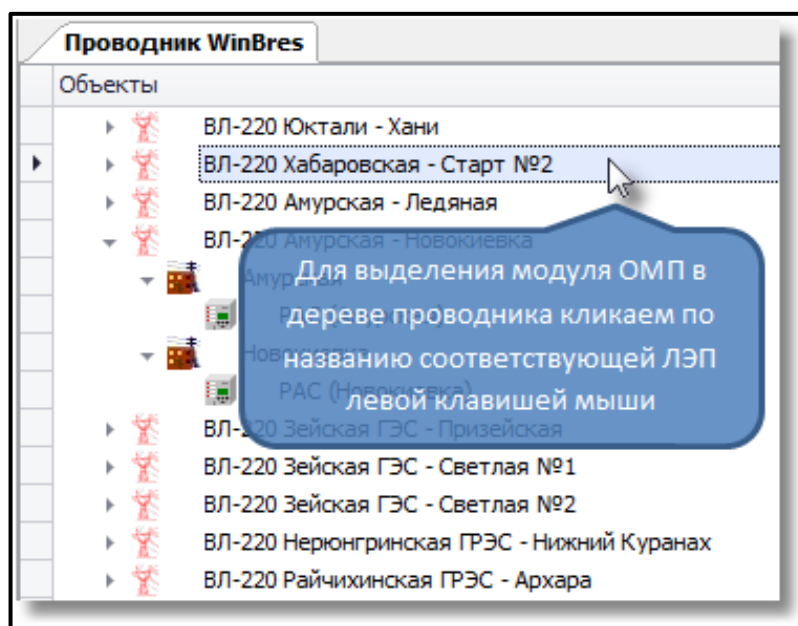


Рисунок 16 – Выбор воздушной линии электропередачи для расчета определения мест повреждения

Для запуска функции расчета определения мест повреждения можно использовать следующие методы:

- осуществить пункт главного меню «ОМП»-> «ОМП» (рисунок 17):

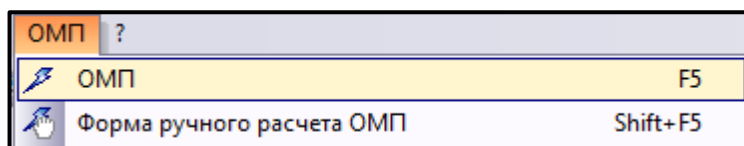


Рисунок 17 – Пункт главного меню

- нажать на кнопку «ОМП» панели инструментов «ОМП» (рисунок 18)



Рисунок 18 – Панель инструментов

- использовать горячую клавишу F5.

После запуска расчета определения мест повреждения, на экране автоматически появляется форма выбора осциллограммы аварийного режима. При работе с данной формой следует обратить внимание на следующее:

1) для какой из сторон воздушной линии электропередачи была вызвана форма. Название подстанции, для которой была вызвана форма, отображается крупным шрифтом непосредственно над списком файлов осциллограмм (рисунок 19):

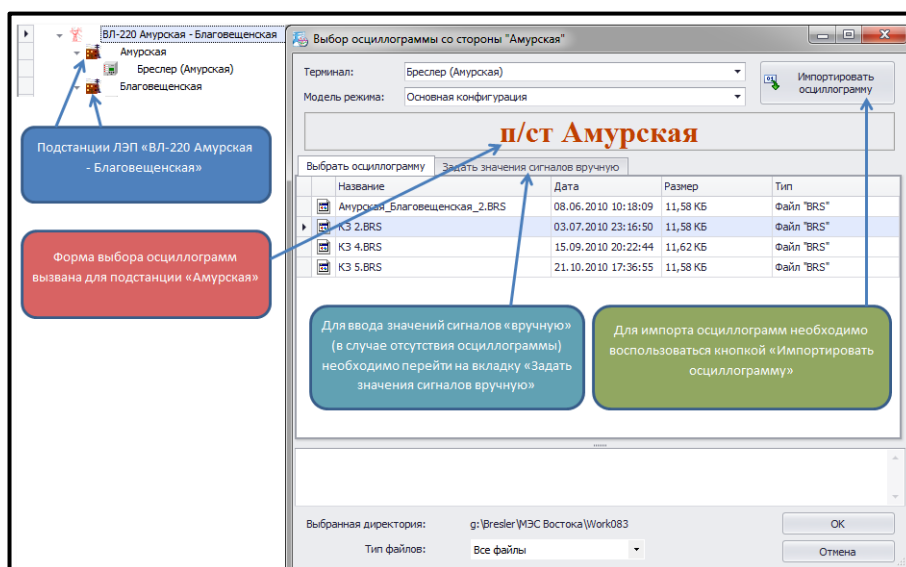


Рисунок 19 – Окно выбора осциллограмм для расчета определения мест повреждения

Название терминала, содержимое рабочей папки, которые приведены в таблице списка осциллограмм, отображается в раскрывающемся списке «Терминал», расположенном в верхней части формы. С помощью раскрывающегося списка можно выбрать любой из терминалов, установленных на подстанции, для расчета места повреждения;

2) какую из осциллограмм выбрать для расчета. Для поиска необходимой формы сигнала в качестве ориентира, как правило, используется информация о дате и времени повреждения воздушной линии электропередачи. Поиск необходимой формы волны можно ускорить, используя возможность сортировки списка форм волны по значению любого из столбцов. Для сортировки нажмите заголовок соответствующего столбца левой кнопкой мыши. В случае сортировки файлов по значению столбца «Дата» в убывающей последовательности в верхней части списка находятся самые «свежие» файлы сигналов;

3) как импортировать форму сигнала в рабочую папку выбранного терминала. Если требуемая форма сигнала отсутствует в списке файлов в рабочем каталоге выбранного терминала, можно импортировать файлы из других каталогов жесткого диска, сетевых дисков или внешних носителей. Для импорта файлов используйте форму открытия осциллограмм, которая позволяет просматривать содержимое всех вышеперечисленных источников информации. Форма открытия формы волны вызывается нажатием кнопки «импорт осциллограмм». Выбранный в форме файл (или файлы) будет скопирован в рабочий каталог текущего терминала и автоматически отобразится в таблице список файлов;

4) как выбрать форму волны для использования функцией расчета определения мест повреждения. Для этого дважды щелкните по нему левой кнопкой мыши в таблице списка файлов рабочего каталога или, выбрав нужную форму сигнала в таблице, щелкнув по ней левой кнопкой мыши, нажмите кнопку «ОК».

В одном расчете определение места повреждения форма сигнала выбора автоматически появляется столько раз, сколько стороны выбрали модуль локализации повреждения. Если для некоторых подстанций воздушной линии электропередачи отсутствует осциллограмма аварийного режима, и не представляется возможным получить значения сигналов предаварийного и аварийного режимов для ввода в поля формы "вручную", то в форме выбора нажмите кнопку «Отмена», при этом, если есть возможность рассчитать осциллограммы остальных подстанций воздушной линии электропередачи, WinBres сделает соответствующий запрос.

Например, при расчете места повреждения с помощью модуля двухстороннего определения места повреждения форма выбора формы сигнала автоматически появляется дважды – для левой и правой подстанции воздушной линии электропередачи (рисунок 20).

Можно отказаться от выбора осциллограммы или ввода данных «вручную», для любой из этих подстанций (но лишь для одной), наряду с этим будет осуществлен расчет одностороннего определения мест повреждения, относительно той подстанции, для которой была выбрана осциллограмма (рисунок 21).

Если для обеих подстанций заданы осциллограммы, то для определения места повреждения будет произведен двусторонний расчет (рисунок 22).

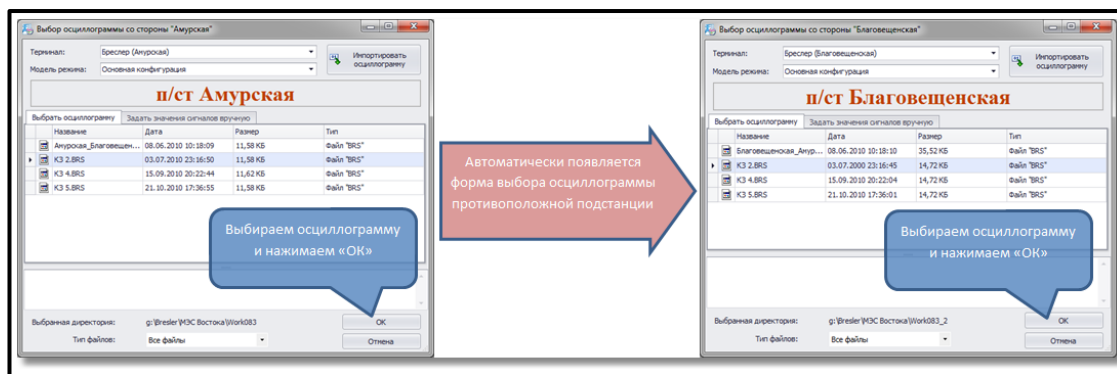


Рисунок 20 – Расчет двухстороннего определения мест повреждения на воздушной линии электропередачи 220 кВ

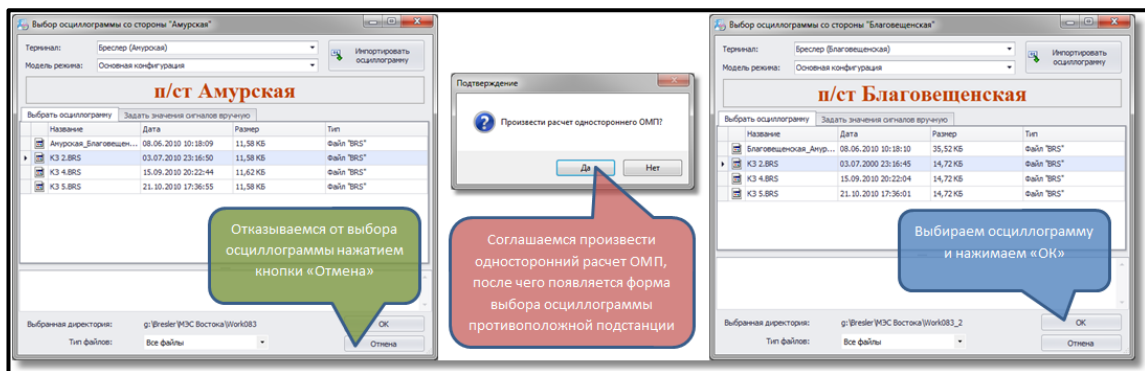


Рисунок 21 – Расчет одностороннего определения мест повреждения со стороны подстанции 220 кВ

При отсутствии аварийных сигналов и наличии значений сигналов перед аварийным и аварийным режимами можно использовать ручную настройку сигналов. Для этого после запуска расчета определения места повреждения в форме выбора осциллограммы требуется перейти на вкладку «Настройка значений сигнала вручную» (рисунок 22).

Для одностороннего расчета определения мест повреждения требуется ввести значения сигналов как для аварийного, так и для до аварийного режимов, для двустороннего расчета допускается использовать только значения аварийного режима, но точность расчета места повреждения будет ниже. При вводе данных требуется учитывать угол между предаварийным и аварийным режимами.

Для двухсторонних и многосторонних модулей выбор осциллограмм для расчета определения места повреждения можно комбинировать с введением значений сигналов вручную.

После выбора осциллограмм аварийного процесса автоматически запускается непосредственно расчет определения мест повреждения, занимающий некоторое время. После на экране компьютера изображается форма «Результаты расчета ОМП» (рисунок 23).

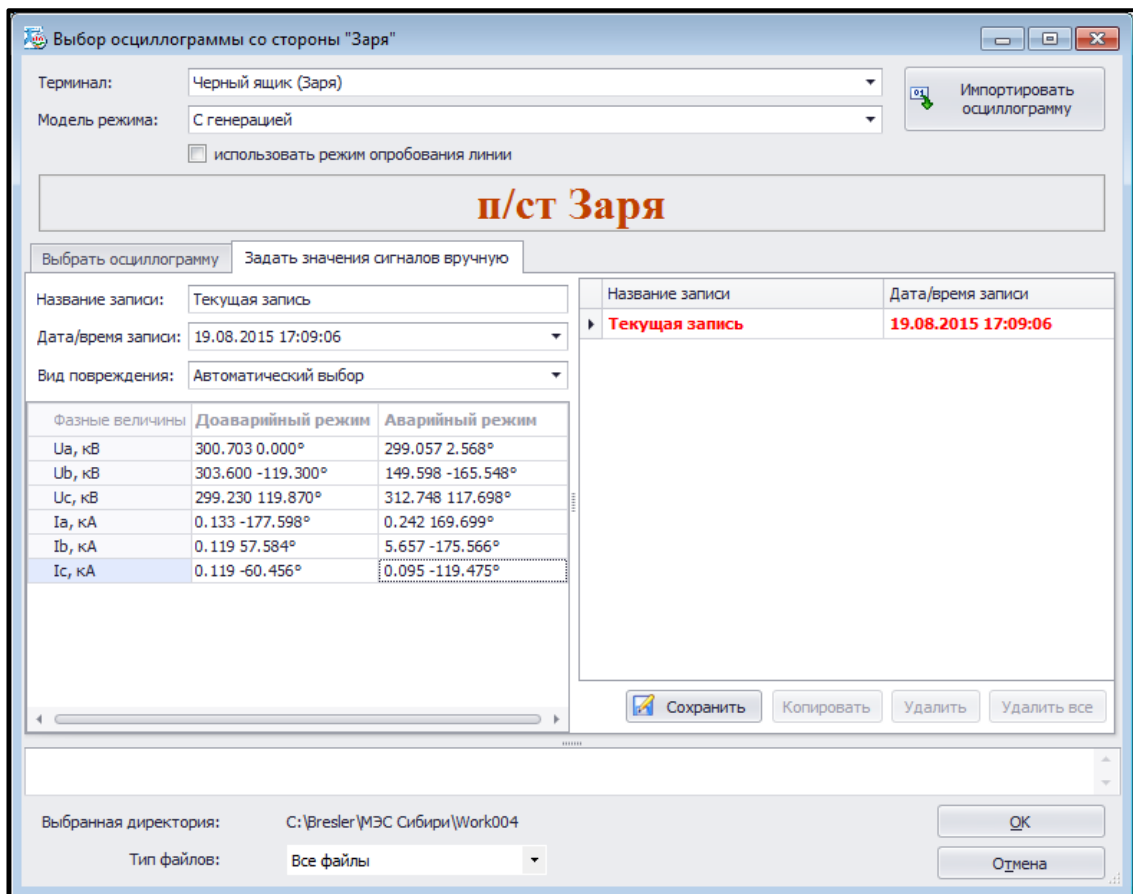


Рисунок 22 – Окно установки значений сигналов вручную

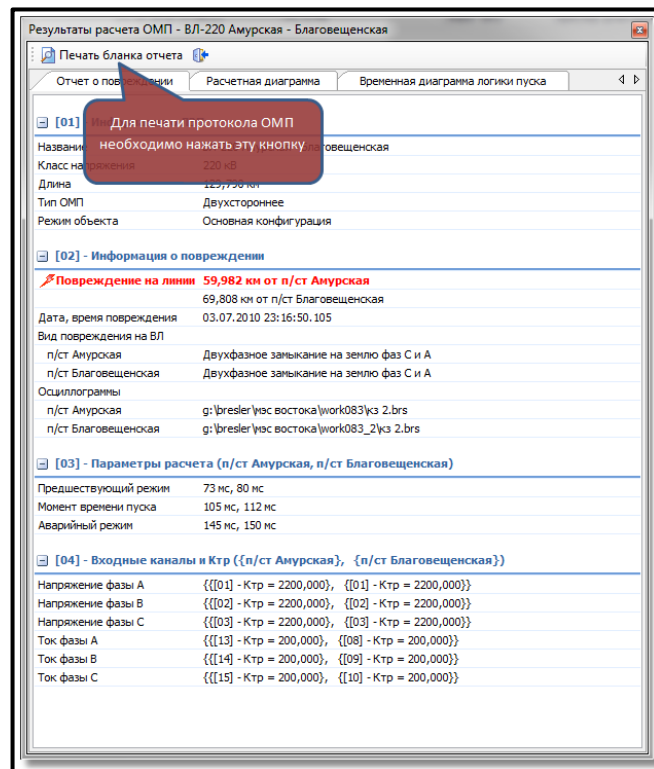


Рисунок 23 – Внешний вид формы ввода «Результаты расчета ОМП»

Чтобы распечатать отчет расчета определения мест повреждения появившейся форме, требуется нажать кнопку «Печать бланка отчета», который расположен в левой части формы панели инструментов.

2.2 Определения места повреждения воздушной линии электропередачи с помощью программного комплекса АРМ СРЗА

Автоматизированное рабочее место «Служба релейной защиты и автоматики» (АРМ СРЗА) – это новейший программный продукт, разработанный в графической среде операционной системы (ОС) WINDOWS. Комплекс АРМ СРЗА сочетается электрической моделью с программным комплексом ТКЗ-3000.

Программный комплекс АРМ СРЗА предоставляет создавать математическую модель электроэнергетической системы с бесконечным объемом узлов и ветвей, как в графическом виде, так и иметь ее отображение в виде таблицы, экспортировать графическое отображение электроэнергетической системы в формат программ AutoCAD и CorelDRAW, осуществить экспорт/импорт электрической части математической модели электроэнергетической системы (ветви, узлы и их параметров) в формат программы EXEL [30].

Программный комплекс АРМ СРЗА предназначен для осуществления расчетов электрических величин в электрической сети бесконечного объема при авариях любой сложности с учетом групп ветвей взаимоиндукции, активной составляющей сопротивлений, отличия величины сопротивлений прямой и обратной последовательностей и фактических групп соединения обмоток трансформаторов в трехфазной симметричной электрической сети напряжения любого класса, получать выходные документы в формате WORD и EXCEL.

Программный комплекс АРМ СРЗА предоставляет возможность осуществить расчет уставок микропроцессорных защит, ступенчатых защит

от токов замыканий на землю, дистанционных защит типа ЭПЗ-1636, ДЗ-503, ПЗ-5, ПДЭ-2001, ШДЭ-2801, БРЭ-2801, защит от токов междуфазных коротких замыканий, микропроцессорных дистанционных защит НПП «ЭКРА», SIEMENS; получать выходные документы в формате программы WORD, осуществить экспорт релейного фонда в формат программы EXEL.

Программный комплекс АРМ СРЗА предоставляет возможность осуществить эквивалентирование электрической сети, вычислить параметры производной схемы замещения для повреждений любой сложности с учетом параметров взаимоиндукции ветвей нулевой последовательности, выполнять расчеты по определению места повреждения электрической сети. На рисунке 24 приведен общий вид рабочего окна программного комплекса АРМ СРЗА.

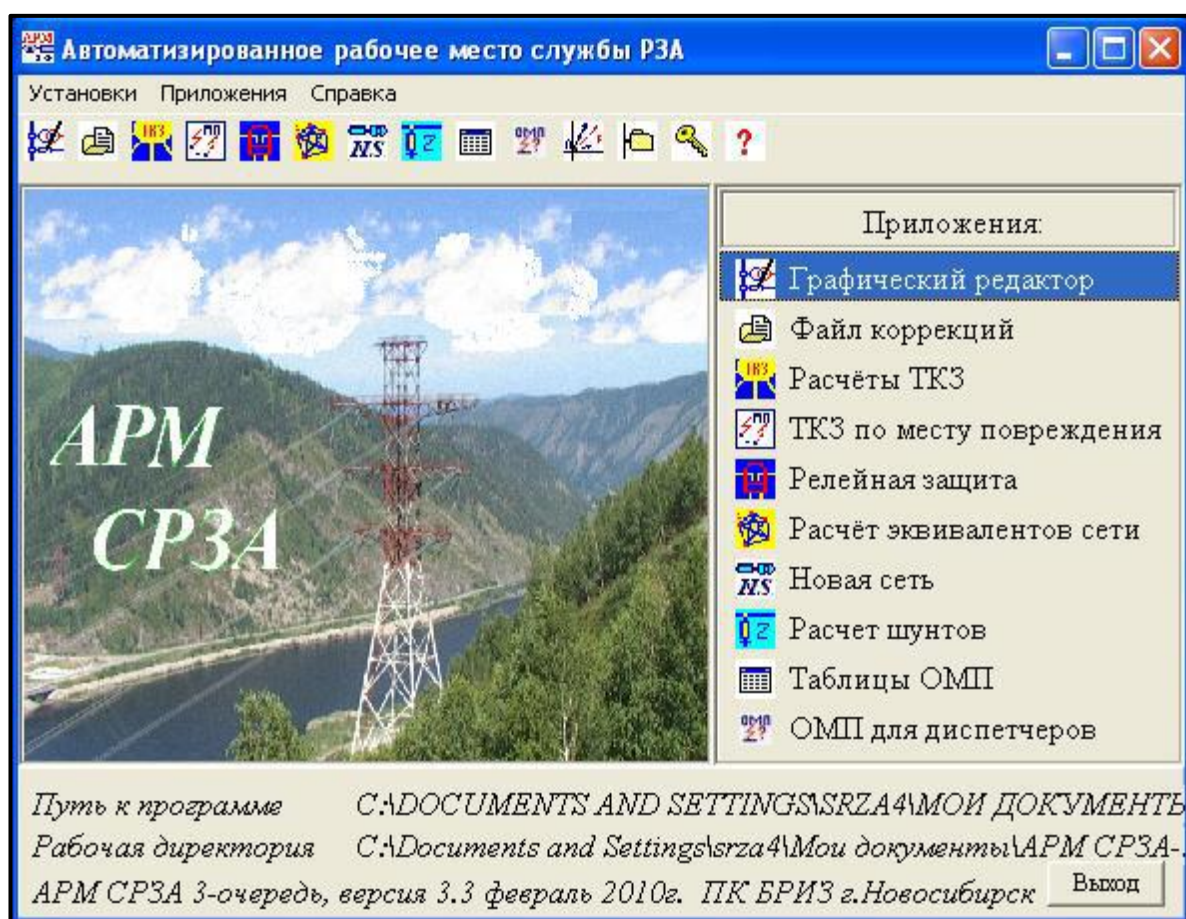


Рисунок 24 – Общий вид рабочего окна программного комплекса АРМ СРЗА

Работа в программном комплексе АРМ СРЗА начинается с задания исходных данных – формировании схемы замещения, в которой все

элементы заменяются на их электрические сопротивления. В программно-вычислительном комплексе разработано два метода формирования исходных данных. После подготовки схемы замещения устанавливается тип аварии (или нескольких аварий). Сложная авария может включать бесконечное число обрывов линий электропередачи и коротких замыканий в узлах.

Схема замещения электроэнергетической системы, т.е. модель, – создается в модуле АРМ СРЗА «Графический редактор». Фрагмент графического вида схемы замещения электроэнергетической системы в программном комплексе АРМ СРЗА показан на рисунке 25.

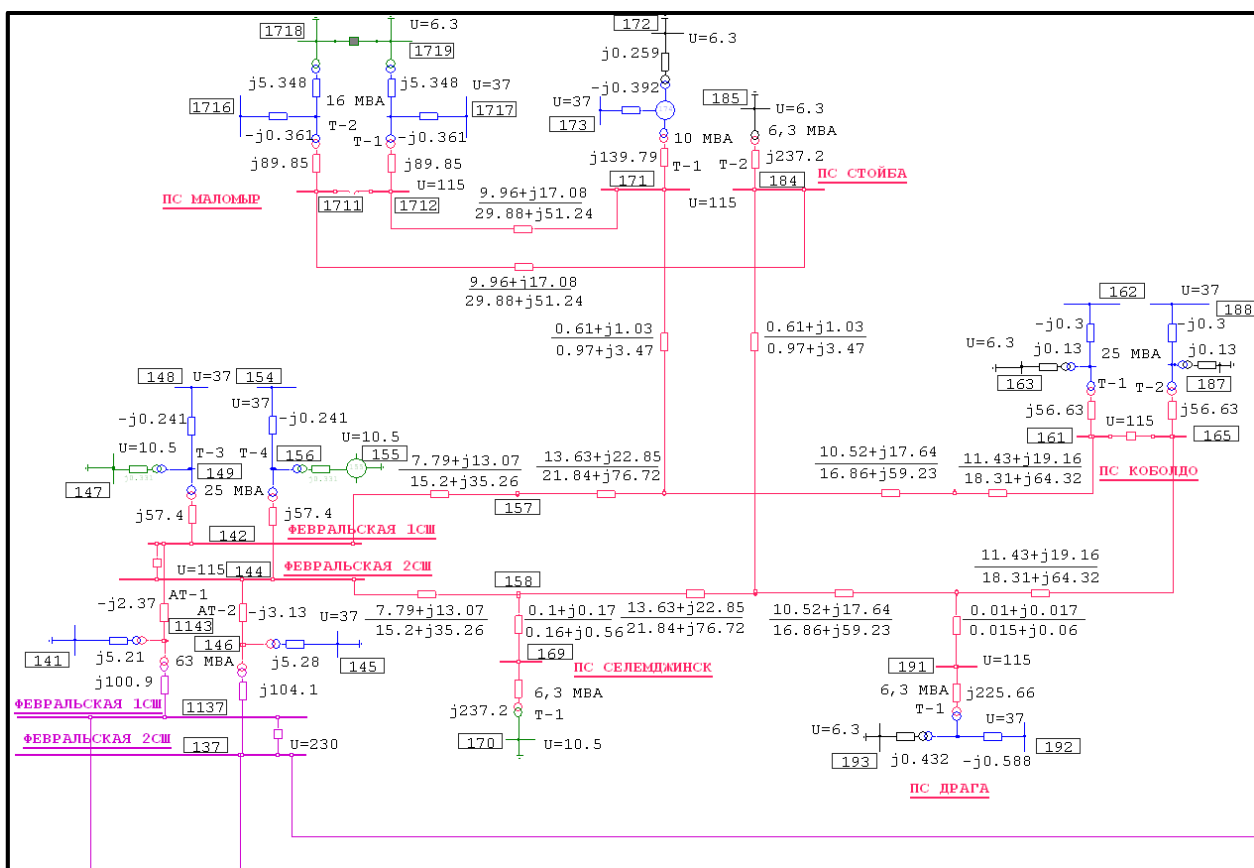


Рисунок 25 – Фрагмент графического вида схемы замещения электроэнергетической системы в программном комплексе АРМ СРЗА

Выбор сети и изображения. Главное меню: «Настройки» – «Выбор сети»; «Настройки» – «Выбор изображения».

На рисунках 26 и 27 приведены окна выбора электрической сети в программном комплексе АРМ СРЗА.

В зависимости от воздушной линии электропередач нужно выбрать сеть, для которой требуется выполнить расчет.

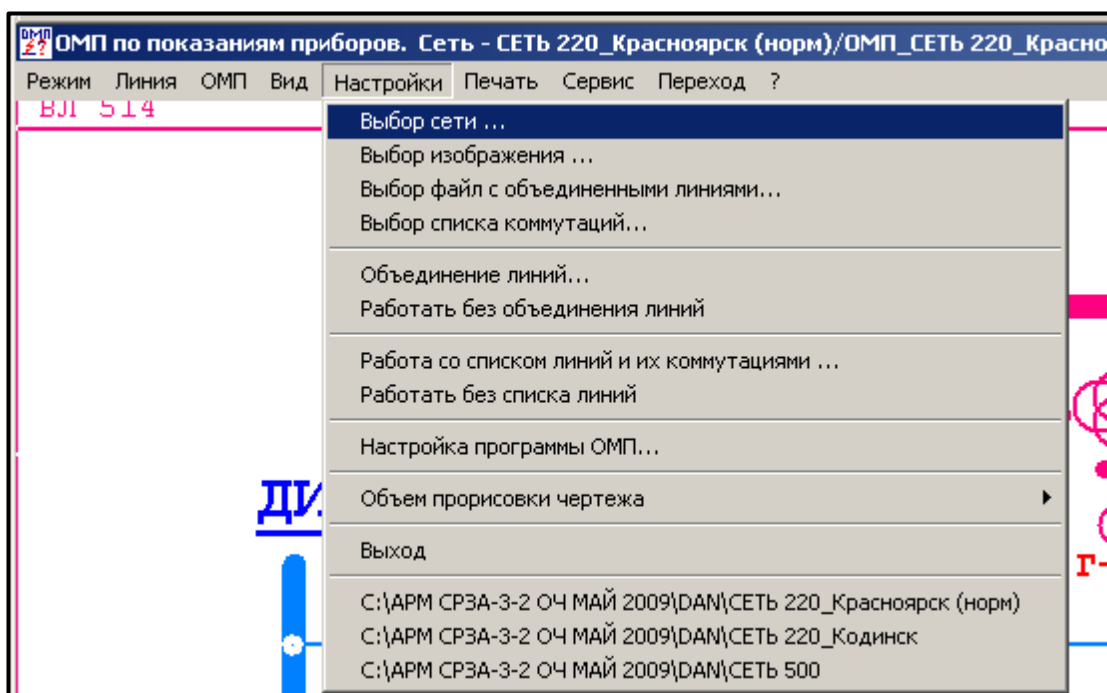


Рисунок 26 – Окно выбора электрической сети

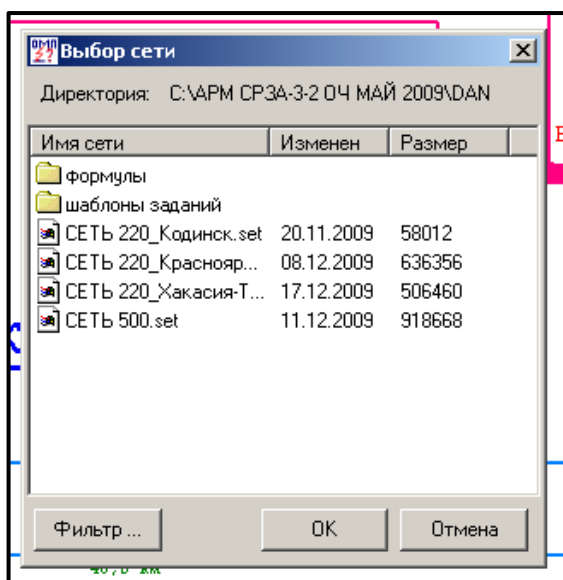


Рисунок 27 – Окно выбора электрической сети

На рисунке 28 приведен окно выбора изображения в программном комплексе АРМ СРЗА.

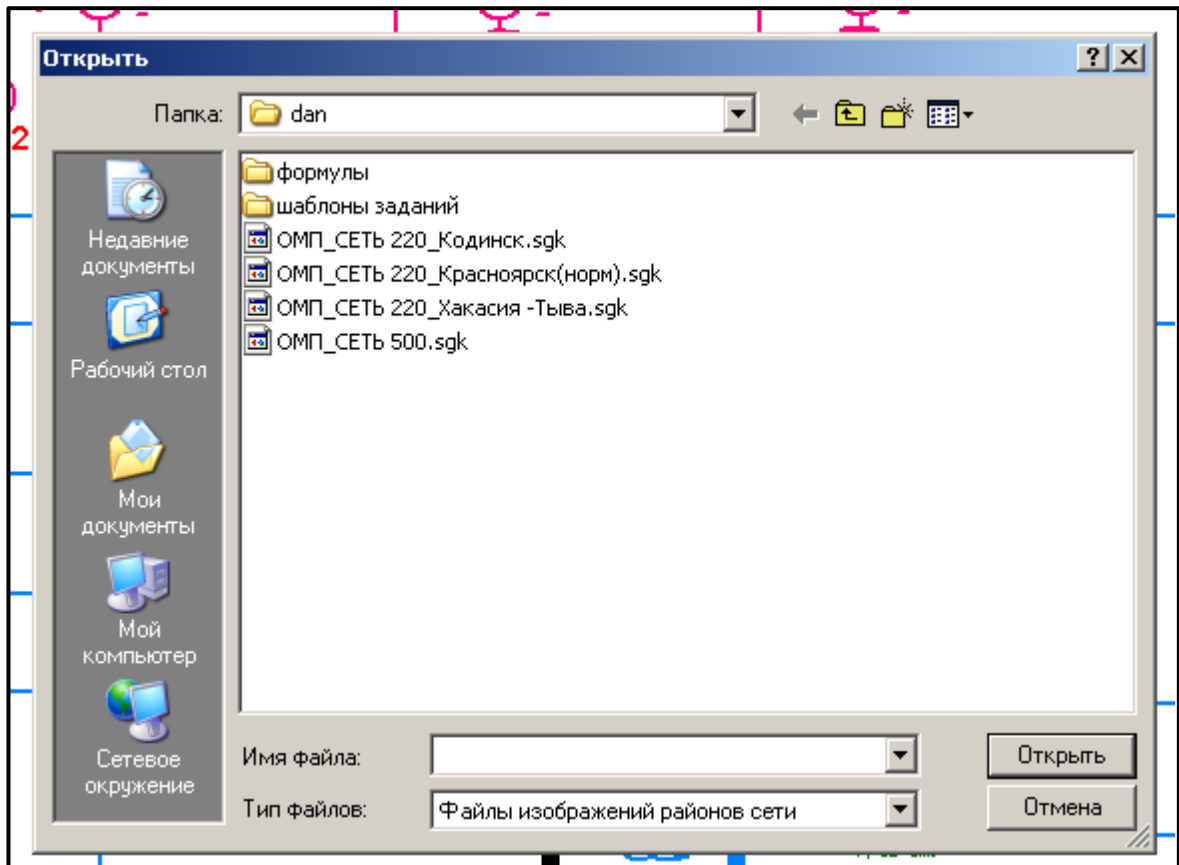


Рисунок 28 – Окно выбора изображения в программном комплексе АРМ СРЗА

Выбранное изображение должно соответствовать выбранной электрической сети.

Выбор ВЛ может быть выполнен двумя способами.

1. Выполнить поиск и выбрать ВЛ в окне схемы математической модели электроэнергетической системы (рисунок 29).
2. Выполнить выбор ВЛ и подстанцию отсчета в таблице через пункт меню – «**выбор линии**» (рисунок 30).

После выбора ВЛ откроется окно со схематичным изображением выбранной ВЛ с формой ввода показаний. В открывшемся окне необходимо ввести значения $3I_0$, $3U_0$ полученные с показаний приборов для определения мест повреждения или с осциллограмм полученных с подстанций расположенных с двух сторон выбранной ВЛ - для двустороннего расчёта или с только с одной подстанции – для применения одностороннего расчёта.

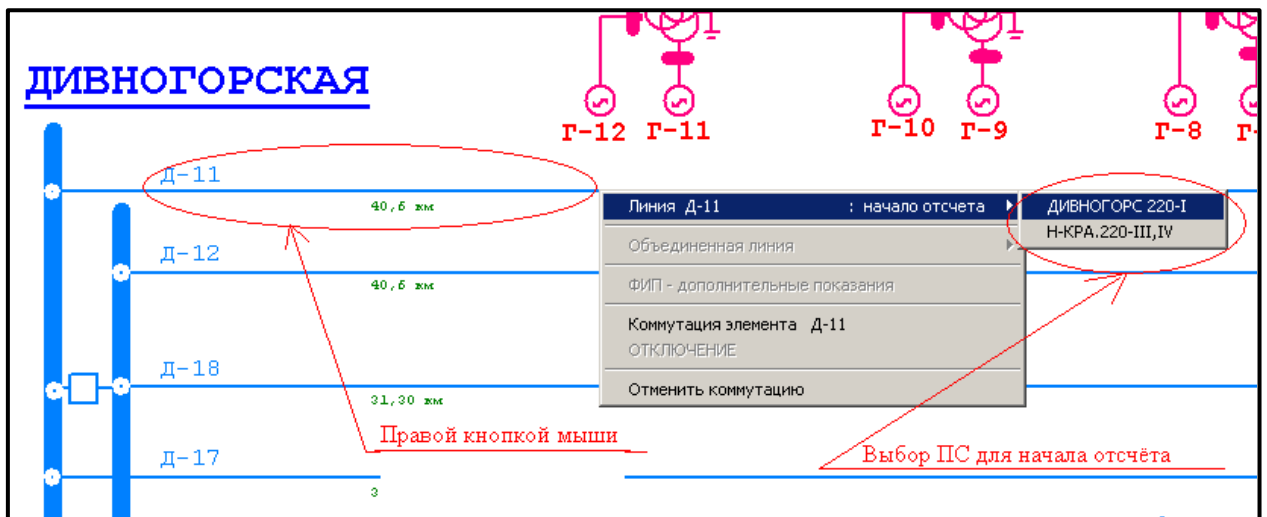


Рисунок 29 – Первый способ выбора ВЛ

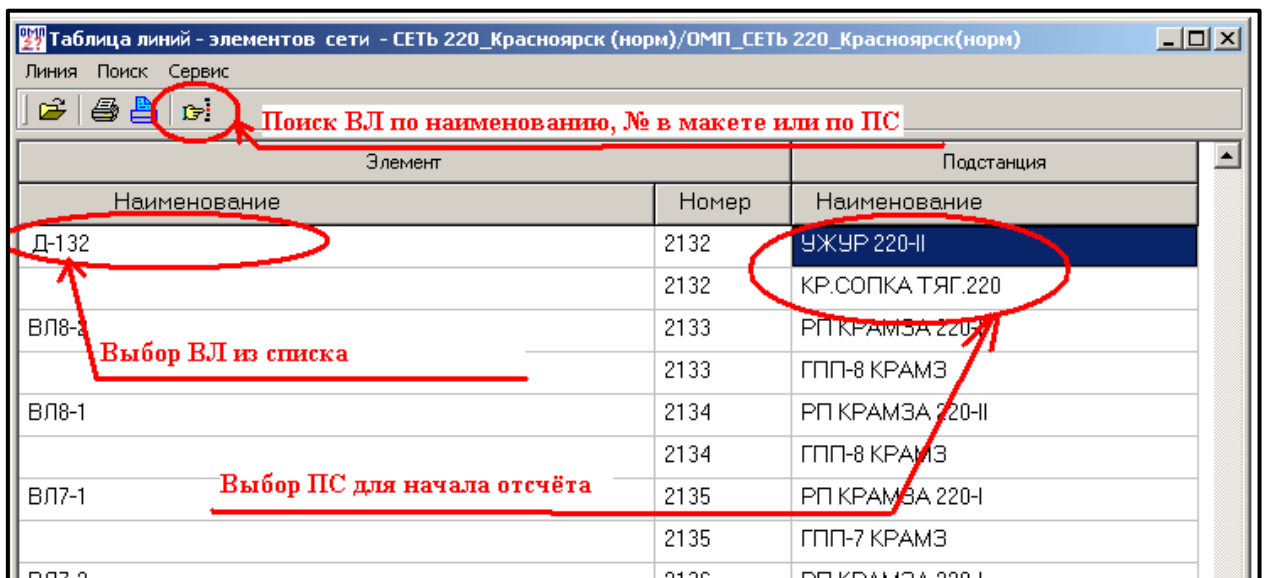


Рисунок 30 – Второй способ выбора ВЛ

Для определения места повреждения по токам обратной последовательности в программном комплексе предусмотрена возможность замены токов и напряжений нулевой последовательности на токи и напряжения обратной последовательности. Повреждения, которые могут быть определены при этом – это междуфазные КЗ без замыкания на землю. Для токов и напряжений обратной последовательности алгоритм ввода

подобен алгоритму для ввода токов и напряжений обратной последовательности.

Настройка предшествующего режима (коммутации). Позволяет осуществить отмену всех ранее выполненных коммутаций, так как программный комплекс запоминает все ранее сделанные коммутации, при пуске программы для нового расчёта определения мест повреждения.

Работа со списком коммутаций. Для каждой воздушной линии электропередачи автоматически заложен список элементов по концам воздушной линии электропередачи, коммутационное положение которых может повлиять на результаты расчёта определения мест повреждения.

Для правильного расчёта важно правильно указать коммутационное состояние влияющих элементов – наличие заземлений на воздушной линии электропередачи, обесточенное положение и т. п.

Выбрать список коммутаций, соответствующий электрической сети. Существует также возможность коммутирующих элементов на схеме. Все эти коммутации производятся через меню объекта элемента «**Коммутация элемента ...**». Используя меню объект ветви можно отключить один ветвь, включить отключенный шиносоединительный выключатель переключатель, отключить нейтраль силового трансформатора. С помощью объектного меню ветви можно отменить любую коммутацию.

Выполнение расчёта определения мест повреждения. Расчет определения мест повреждения осуществляется при помощи клавиши «**Расчет**» (рисунок 31).

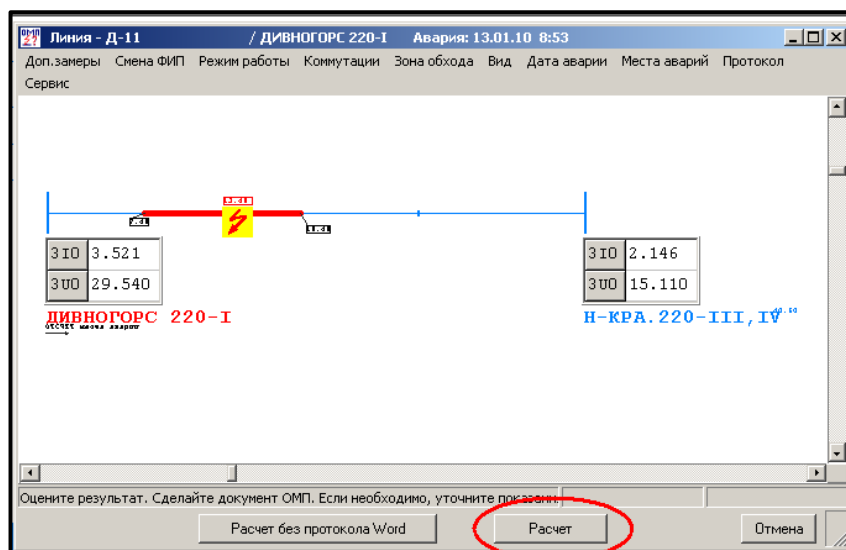


Рисунок 31 – Расчет определения мест повреждения

Результат будет выведен графически с указанием возможных видов коротких замыканий (конкретный вид короткого замыкания определяется на основе анализа осциллограмм или работы ФИП) (рисунок 32).

КМ	УЧАСТОК ПОВРЕЖДЕНИЯ	ВИД КЗ	Ртер (Ом)	ДИВНОГОРС 220-I	Н-КРА. 220-III, IV
13.49	ДИВНОГОРС 220-I - Н-КРА. 220-III	1фазное	22.92	IU	IU
		2ф на зе	10.96		

Показать места ФИПов... Аварии подробнее... ОК

Рисунок 32 – Окно расчета определения мест повреждений

Во время расчета будет оценена надежность показаний, будет найдено одно, два или более мест повреждения, при необходимости будет выбрано переходное сопротивление для каждого типа короткого замыкания (одно, двухфазное или двухфазное на землю). Все ненадежные показания или показания, которые не подтверждают место повреждения, будут выделены красным цветом. Будут сделаны все виды коротких замыканий и все электрические значения будут выданы в возможных найденных положениях повреждения.

2.3 Оценка погрешности определения мест повреждения воздушной линии электропередачи из-за не до учёта влияющих факторов

Для упрощения определения места повреждения и упрощения математических операций расчет расстояния до места КЗ может быть выполнен без учета индивидуальных факторов, представленных в таблице 4.

Однако в некоторых случаях не до учет индивидуальных факторов при расчетном методе определения мест повреждений может существенно влиять на точность данного метода. Погрешность определения места повреждения не должна быть выше $\pm 20\%$.

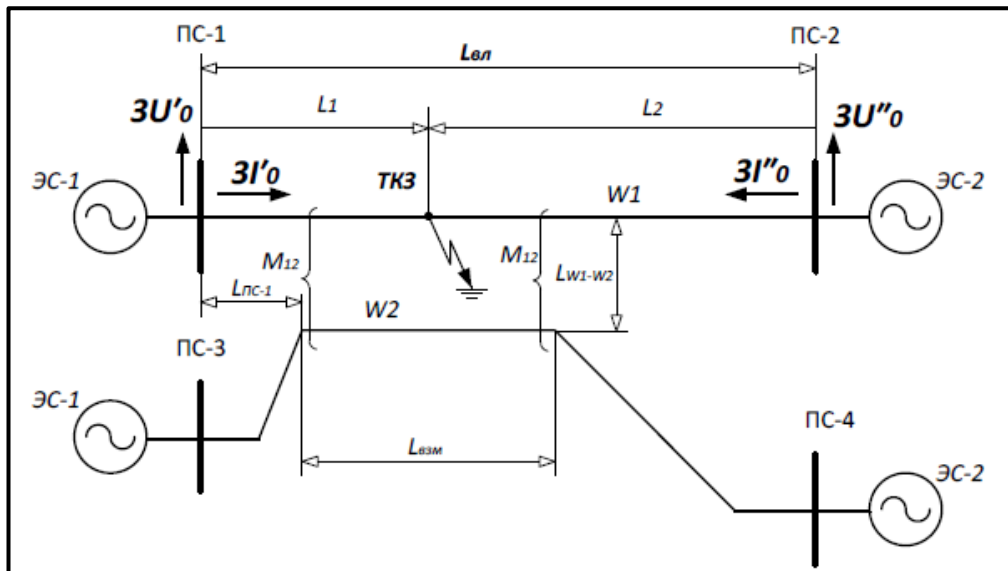
Таблица 4 – Факторы, влияющие на точность поиска места повреждения

№ п/п	Название фактора
1.	Неоднородность линии
2.	Погрешности задания параметров силовых трансформаторов
3.	Наличие ответвлений на линиях
4.	Наличие взаимной индуктивности ВЛ

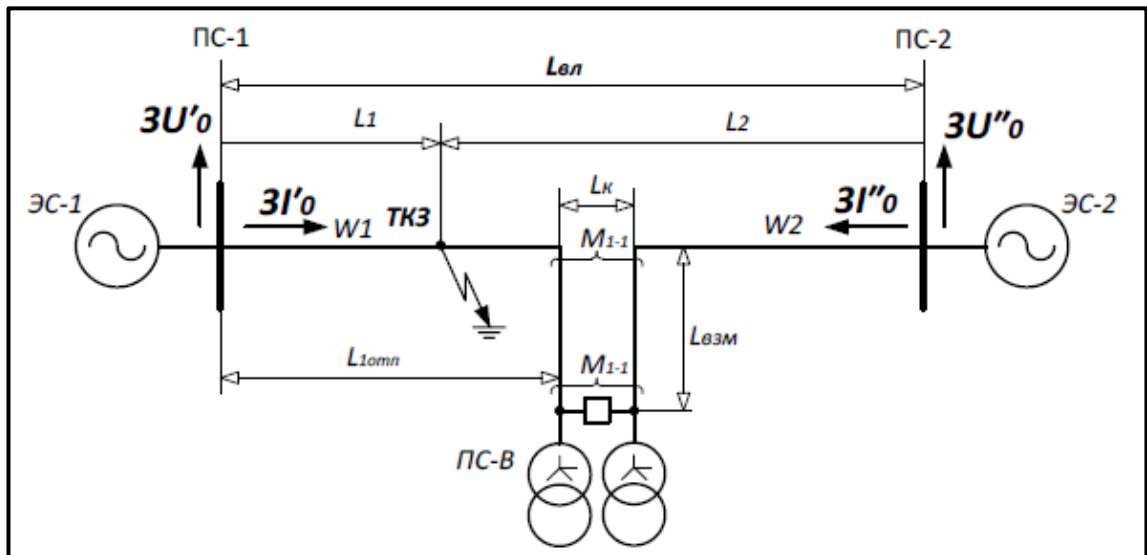
Недоучет частичной взаимоиндукции. Для линии электропередачи W_1 , который имеет частичную взаимоиндукцию M_{12} с воздушной линией электропередачи W_2 (рисунок 16), погрешность определения мест повреждения от недоучета взаимоиндукции при указанном направлении токов:

$$\Delta n_1 = -\frac{M_{12}I_2'}{M_{11}(I_1' + I_1'')}. \quad (5)$$

По аналогии для ВЛ W_1 определяется погрешность для ВЛ W_2 .



а)



б)

Рисунок 33 – Схемы линий электропередачи, которые имеют сближение на части трассы: а) две ВЛ с частичной взаимной индукцией; б) одноцепная транзитная ВЛ с заходом на проходную ПС (ПС-В)

Для пяти электромагнитосвязанных ВЛ выражение (5) запишется как:

$$\Delta n_1 = - \frac{M_{12} I_2' + M_{13} I_3' + M_{14} I_4' + M_{15} I_5'}{M_{11} (I_1' + I_1'')} \quad (6)$$

Без учета взаимоиндукции с одной из ЭМС ВЛ выражение (5) будет иметь вид:

$$\Delta n_j = -\frac{M_{li} I_i'}{M_{li} (I_i' + I_i'')}, \quad (7)$$

где M_{li} – полная взаимоиндукция между линией W_l и линией W_i ($i=1, 2, 3, 4$).

Выражение (6) показывает, что погрешность в определении места повреждения зависит от протяженности маршрута сходимости ВЛ, значения и направления протекания тока во всех неповрежденных ВЛ и ЭМС линий с поврежденной ВЛ. Этот параметр аварийного режима зависит от места расположения КЗ на поврежденной ВЛ. Поэтому погрешность может быть, как положительной, так и отрицательной. При этом величина погрешности может быть равна 0, что говорит о полном отсутствии погрешности. В реальной схеме расчет ТКЗ для ЭМС ВЛ должен выполняться на граничных точках ВЛ в индивидуальном и смежном режимах работы. На основании этих расчетов могут быть определены максимально возможные значения погрешности в определении места повреждения.

При этом оценка погрешности выполняется аналогично случаю с недоучетом взаимного влияния ЭМС ВЛ друг на друга. При этом можно исключить дополнительные измерения, если расчетное значение максимальной погрешности не превышает заданного значения.

Упрощение расчета места повреждения может быть выполнено в соответствии с методикой:

1. По (6) определяется погрешностью расчета расстояния до места повреждения для всех граничных точек при игнорировании электромагнитной связи ВЛ.

2. При не превышении максимальной погрешностью значения равного 2% длины ВЛ, то расчет завершается. Учет ЭМС ВЛ не производится.

3. При превышении максимальной погрешности значения выше 2 % длины ВЛ по (6) определяются максимальные значения возможной погрешности.

На основании результатов расчета максимальные значения погрешности распределяются по модулю в порядке убывания для обоих знаков (положительного и отрицательного).

Из полученных максимальных значений погрешности определяется их максимальное значение, и если погрешность меньше 2%, то влиянием соответствующей строки пренебрегают.

Если погрешность превышает 2%, то берется следующее по модулю значение максимальной погрешности, которое не должно превышать 2%, и при расчете расстояния до мест повреждения влиянием соответствующей линии можно пренебречь.

Если максимальное значение ошибки значительно меньше 2%, то определяется сумма максимальных значений ошибки одного знака отдельных строк, которая не должна превышать 2 %. В этом случае можно пренебречь электромагнитным воздействием линий, погрешности которых являются составляющими этой полной погрешности. На этом вычисление ошибок заканчивается.

Недоучет токов для ответвительных подстанций. В этом случае рассматриваются погрешности определения мест повреждения ВЛ при использовании схем обратной и нулевой последовательностей на основе двусторонних измерений.

Для случая с одноцепной ВЛ с заземленной ветвью (рисунок 16, б) погрешность определения места повреждения в области длины L_1 , обусловленная пренебрежением током отвлечения, будет отрицательной определяется по выражению:

$$\Delta n_1 = - \frac{n^2 - \left(m_1 \frac{x'_c}{x_l} \right) n - m_1 \frac{x'_c}{x_l}}{n + m + q_1}, \quad (8)$$

В случае повреждения в секции L_2 расчет погрешности требует использования выражения (4), принимая подстанцию Б в качестве отправной точки до короткого замыкания. В этом случае знак ошибки положительный.

Значение максимальной погрешности из-за не до учета тока цепей ответвления определяется по выражению:

$$\Delta n_{I_{\max}} = - \frac{\left(m_1 + \frac{x'_c}{x_l} \right)^2}{2 \left(3m_1 - \frac{x'_c}{x_l} \right) + 4q_1}. \quad (9)$$

Для одноцепной ВЛ с двумя заземленными ветвями учитывается только погрешность КЗ на участках длиной L_1 и L_2 , поскольку характер ее отклонения на участке длиной L_3 такой же, как и для участка длиной L_1 . В случае КЗ на участке L_1 или L_3 схема замещения преобразуется в эквивалентную схему с заземленной ветвью, а погрешность определения места повреждения определяются по выражениям (8) и (9).

При КЗ на отрезке L_2 и тока, не учитывающего разветвления, погрешность определяется по выражению:

$$\Delta n_2 = \frac{n_2^2 + an_2 + c}{n_2 + b}, \quad (10)$$

где

$$\begin{aligned} a &= \frac{X' X'' (X^e + X^z)}{X_{л2} (X^z X' + X^e X'')}; \\ b &= \frac{X^e X^z (X' + X'') + X_{л2} (X^z + X'')}{X_{л2} (X^z X' - X^e X'')}; \\ c &= \frac{X^e X' X''}{X_{л2} (X^z X' - X^e X'')}; \end{aligned} \quad (11)$$

$$X' = X'_c + X_{л1};$$

$$X'' = X''_c + X_{л3}.$$

«Параметры обратной последовательности. Сопротивление ветви обратной последовательности определяется не только сопротивлением силового трансформатора, но и сопротивлением нагрузки. Сопротивление обратной последовательности нагрузки X_{n2} может быть принято равным 35-45% от общей рабочей мощности нагрузки по номинальному напряжению. Определение величины погрешности выполняется по тем же выражениям что и при использовании параметров нулевой последовательности» [37].

2.4 Выводы по разделу 2

1. Установлено, что для точного определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи могут быть использованы методы, основанные на расчете расстояния до места повреждения с использованием специализированного программного обеспечения. При этом могут быть использованы файлы осциллограмм, которые были получены с устройств, относящихся к устройствам релейной защиты и автоматики энергосистем.

2. Исследована методика определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи с использованием программных комплексов WinBres и АРМ СРЗА.

3. Установлено, что для повышения точности расчета при определении расстояния до места повреждения необходимо выполнять учет взаимного влияния электромагнитосвязанных линий электропередачи.

4. Определены условия, при которых учет взаимного влияния электромагнитосвязанных линий можно не производить, при этом точность определения места повреждения будет составлять порядка 2%.

3 Определение мест повреждения воздушных линий электропередачи с ответвлениями

3.1 Методика определения параметров для воздушных линий электропередачи и силовых трансформаторов

Для точного определения мест повреждения на воздушных линиях (ВЛ) электропередачи необходимо точное определение и задание исходных параметров исследуемой электрической сети. К исходным параметрам исследуемой электрической сети относятся параметры ВЛ и параметры силовых трансформаторов (СТ). Эти элементы, входящие в электроэнергетическую систему, являются определяющими при определении места повреждения на ВЛ.

Параметры СТ задаются для всех типов СТ установленных на конечных и проходных электрических подстанциях. Определение параметров ВЛ и СТ, входящих в исследуемый участок сети, может быть выполнено двумя методами: расчетным или экспериментальным. Рассмотрим расчетный метод определения параметров ВЛ и СТ для определения места повреждения на ВЛ.

Определение исходных параметров для ВЛ напряжением 110 кВ и выше расчетным методом зависит от класса напряжения ВЛ и протекающего тока. В установившемся режиме, который характеризуется постоянством частоты, исследуемый участок сети с ВЛ можно считать линейной системой.

Для определения расстояния до места повреждения на ВЛ необходимы следующие исходные данные:

- Значение продольного удельного сопротивления ВЛ;
- Величина взаимного сопротивления проводов ВЛ;
- Значения поперечных проводимостей ВЛ (зависит от протяженности ВЛ, класса напряжения ВЛ и географического расположения ВЛ).

Использование расчетного метода для определения удельных параметров многопроводных однородных ВЛ удобнее выполнять с использованием современных программно-вычислительных комплексов. Однако на практике, широкое распространение получили методы использующие параметры схем прямой и нулевой последовательностей.

Принимая, что радиус провода ВЛ для всей длине одинаковый, а частота в сети не изменяется, то учитывая влияние удельного сопротивления грунта для расстояний D_{kk} и D_{ki} с достаточной точностью по выражению (12) могут быть определены удельные параметры ВЛ.

$$\left. \begin{aligned} Z_{kk} &= R + 0,05 + j0,1451g \frac{D_{kk}}{a}; \\ Z_{ki} &= 0,05 + j0,1451g \frac{D_{ki}}{d}, \end{aligned} \right\}, \quad (12)$$

где Z_{kk} , Z_{ki} – соответственно собственное и взаимное удельные сопротивления, Ом/км; R – активное сопротивление провода ВЛ, Ом/км; $D = \frac{93,24}{\sqrt{\sigma_3}}$ – фиктивная глубина протекания обратного тока в грунте, м; σ_3 – проводимость грунта, $1/(Ом \cdot м)$; a – радиус провода ВЛ, м; d – среднегеометрическое расстояние между проводами ВЛ, м [1].

Для определения места повреждения на ВЛ применяется метод симметричных составляющих, то активное и индуктивное сопротивления для трехфазной ВЛ в схемах замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей определяются по выражению (13):

$$\left. \begin{aligned} Z_1 &= Z_2 = Z_{kk} - Z_{ki}; \\ Z_0 &= Z_{kk} + 2Z_{ki}. \end{aligned} \right\}, \quad (13)$$

Каждая цепь ВЛ в схеме обратной последовательности рассматривается независимо от другой, не принимая во внимание взаимное влияние цепей ВЛ друг на друга.

Исходными параметрами для расчетного определения мест повреждения для СТ и автотрансформаторов (АТ) входящих в исследуемую систему являются их активное и индуктивное сопротивления. Величина активного сопротивления СТ и АТ много меньше их индуктивного сопротивления, поэтому при применении расчетного метода поиска мест повреждений на ВЛ в аварийном режиме оно не учитываются. Поэтому СТ и АТ в данном методе рассматриваются как сосредоточенные индуктивности [1].

Для схем замещения индуктивные сопротивления СТ и АТ в схемах прямой и обратной последовательностей определяются из паспортными значениями напряжения короткого замыкания для СТ и АТ $U_k, \%$. В относительных единицах индуктивное сопротивление трансформатора. $x_T [o.e] = U_k [o.e]$. В именованных единицах индуктивное сопротивление СТ или АТ определяется по выражению (14).

$$x_{T1} = x_{T1*} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (14)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение обмотки ВН СТ, кВ; $S_{ном}$ – номинальная мощность СТ, МВА.

При расчете токов короткого замыкания (ТКЗ), а также при расчетном определении места повреждения на ВЛ по параметрам аварийного режима, индуктивные сопротивления СТ и АТ для прямой и обратной последовательностей принимаются равными $x_{T0} = x_{T1}$. Однако, при повышении точности расчетного определения места повреждения на ВЛ нужно учитывать, что для СТ с трехстержневой конструкцией

магнитопровода и схемой соединения обмоток Y_0/Δ $x_{T_0} < x_{T_1}$ [36] значение сопротивления нулевой последовательности находится в пределах $x_{T_0} \in [0,8x_{T_1}, 0,91x_{T_1}]$ Если данные для рассматриваемого СТ по значению сопротивления нулевой последовательности отсутствуют, то для стандартных трехфазных, трехстержневых СТ $x_{T_0} = (0,85 \div 0,9)x_{T_1}$. Для АТ величина x_{T_0} уточняется экспериментально [37].

3.2 Алгоритм определения места повреждения методом активного многополюсника

Рассмотрим алгоритм определения места повреждения по методу активного многополюсника для одноцепной воздушной линии электропередачи номинальное напряжение которой равно 110 кВ имеющий три ответвления со следующими данными и параметрами схемы с учетом пренебрежение активного сопротивления:

- первый участок воздушной линии электропередачи $L_1=25$ км;
 $X_{л1}=35$ Ом;
- второй участок воздушной линии электропередачи $L_2=15$ км;
 $X_{л2}=21$ Ом;
- третий участок воздушной линии электропередачи $L_3=10$ км;
 $X_{л3}=14$ Ом;
- четвертый участок воздушной линии электропередачи $L_4=22$ км;
 $X_{л4}=30,8$ Ом;
- силовой трансформатор на ответвительной подстанции С:
номинальная мощность $S_T = 10$ МВА; напряжение короткого замыкания $U_k = 12$ %; индуктивное сопротивление $X_C = 145$ Ом;
- силовой трансформатор на ответвительной подстанции D:
номинальная мощность $S_T = 75$ МВА; напряжение короткого замыкания $U_k = 17$ %; индуктивное сопротивление $X_D = 28$ Ом;

- силовой трансформатор на ответвительной подстанции J: номинальная мощность $S_T = 20$ МВА; напряжение короткого замыкания $U_k = 17\%$; индуктивное сопротивление $X_J = 103$ Ом.

Для нахождения места повреждения на ВЛ по методу активного многополюсника предварительно необходимо определить собственные параметры активного четырехполюсника (многополюсника) - эквивалентного рассматриваемой для поиска места повреждения ВЛ. Используются отношения параметров задающихся напряжений, определяемых по данным измерений на модели ВЛ (рисунок 34). Для этого вместо КЗ от источника напряжения постоянного тока подается единичное постоянное значение напряжения $E_k = 10$ В и на разомкнутых зажимах четырехполюсника с помощью высокоомного вольтметра измеряются значения напряжений E_1, E_2 . Результаты представлены в таблице 5.

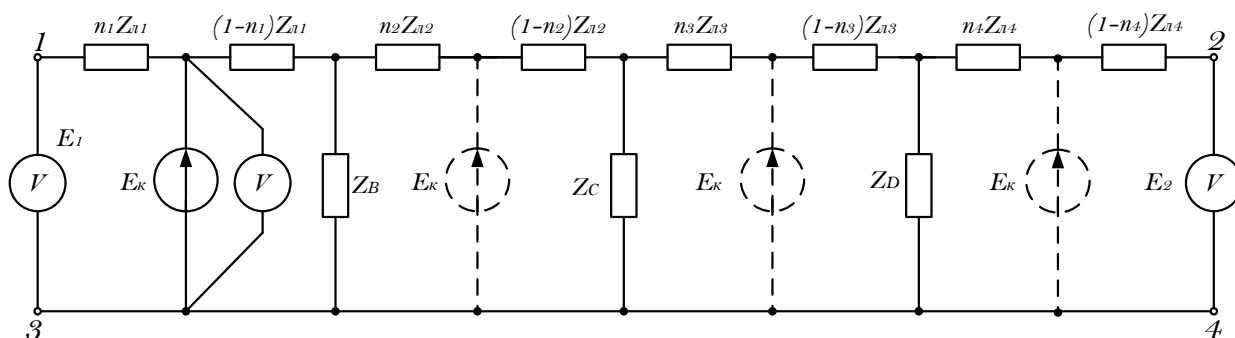


Рисунок 34 – Схема измерений задающих напряжений E_1 и E_2

Согласно значениям таблицы 5 можно построить сетчатую номограмму $l = f(k_E)$, представленную на рисунке 35.

Далее необходимо определить коэффициенты активного четырехполюсника: $A = 4,27$; $B = 258,2$ Ом; $C = 0,067$ См; $D = 4,3$. Используя коэффициенты активного четырехполюсника в выражение (3.4) – для определения коэффициента k_E получим выражение для расчетного определения мест повреждения на ВЛ:

$$k_E = \frac{E_1}{E_2} = \frac{U' + \frac{A}{C}I' - \frac{1}{C}I''}{U'' - \frac{1}{C}I' + \frac{D}{C}I''} = \frac{U' + \frac{4,27}{0,067}I' - \frac{1}{0,067}I''}{U'' - \frac{1}{0,067}I' + \frac{4,3}{0,067}I''} = \frac{U' + 63,7I' - 14,9I''}{U'' - 14,9I' + 64,2I''}, (15)$$

где I' , U' , I'' , U'' - токи и напряжения, которые измеряются соответственно на концевых подстанциях А и В.

Таблица 5 - Данные измерений E_1 и E_2 и расчетные значения k_E

№ п/п	$l, км$	$E_1, В$	$E_2, В$	k_E
1	2	3	4	5
1.	0	10	2,3	4,35
2.	6	10	2,7	3,7
3.	12	10	3,2	3,13
4.	20	10	4,2	2,38
5.	24	9,6	4,8	2
6.	30	9,1	6,2	1,47
7.	36	8,6	8,5	1,01
8.	42	6,4	9,1	0,7
9.	48	5,1	10	0,51
10.	54	3,9	10	0,39
11.	60	3,2	10	0,32
12.	66	2,7	10	0,27
13.	72	2,4	10	0,24

По полученным данным с фиксирующих приборов (амперметров и вольтметров), установленных на концевых подстанциях рассматриваемого участка сети, по выражению (15) вычисляется значение коэффициента k_E . Используя характеристику $l = f(k_E)$ представленную на рисунке 35 определяется расстояние от концевой подстанции А до места повреждения.

На рисунке 35 показана точка соответствующая данным измерений с фиксирующих приборов $I' = 4,8 кА$, $U' = 48 кВ$, $I'' = 3,5 кА$, $U'' = 70 кВ$. Подставив значения, полученные с фиксирующих приборов в выражение (15), получим значение:

$$k_E = \frac{48 + 63,7 \cdot 4,8 - 14,9 \cdot 3,5}{70 - 14,94,8 + 64,23,5} = 1,35.$$

По характеристике (рисунок 35) значению $k_E = 1,35$ соответствует расстояние $l = 31 \text{ км}$ от конечной подстанции А до места короткого замыкания.

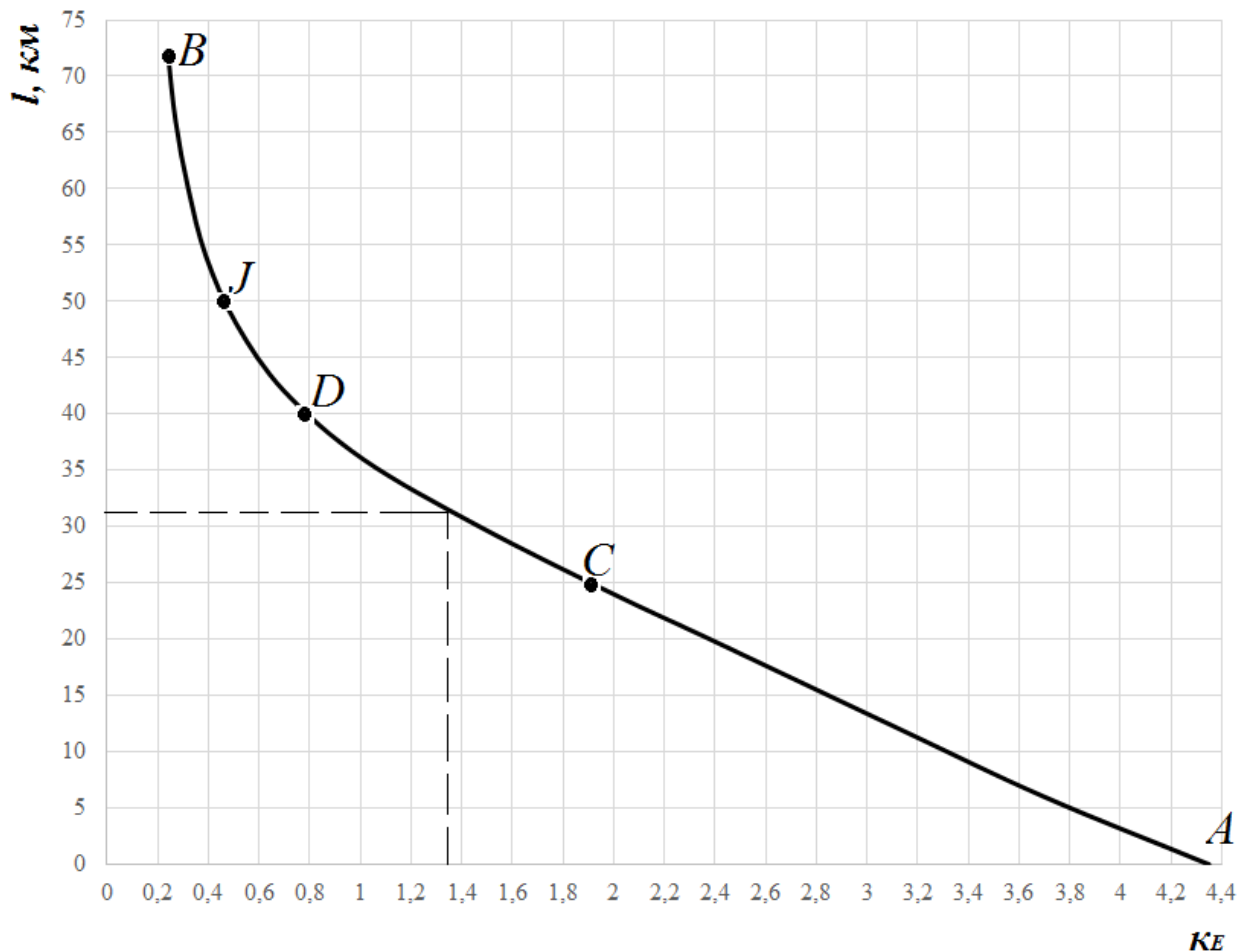


Рисунок 35 – Характеристика $l = f(k_E)$

3.3 Определение уставок фиксирующего индикатора сопротивления для одноцепной воздушной линии электропередачи

Выполним расчет уставок фиксирующего прибора – фиксирующего индикатора сопротивления (ФИС), для одноцепной ВЛ 110 кВ с одним ответвлением. Параметры рассматриваемой ВЛ:

Данные и параметры воздушной линии электропередачи следующие: длина линий электропередачи – $L=44,7$ км; первый и второй участок – $L_1=17,1$ км и $L_2=27,6$ км; коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока (ТТ) – $K_I = 600/5$; коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения (ТН) – $K_U = 110000/100/100$; фазное напряжение воздушной линии электропередачи – $U_\phi=66,4$ кВ; номинальный ток воздушной линии электропередачи – $I_{ном}=0,6$ кА; максимальный ток нагрузки – $I_{наг.мах}=0,25$ кА; индуктивные сопротивления прямой и нулевой последовательности воздушной линии электропередачи:

$$X_{Л1} = 18,8 \text{ Ом}; X_{Л1(1)} = 7,2 \text{ Ом}; X_{Л1(2)} = 11,6 \text{ Ом};$$

$$X_{Л0} = 58 \text{ Ом}; X_{Л0(1)} = 22,2 \text{ Ом}; X_{Л0(2)} = 35,8 \text{ Ом}$$

В таблице 6 и 7 приведены расчетные значения максимальных и минимальных ТКЗ и напряжений в начале воздушной линии электропередачи.

Таблица 6 - Расчетные значения максимальных ТКЗ и напряжений в начале ВЛ

$K^{(3)}$		$K^{(2)}$		$K^{(1)}$					
$U_{BC}, \text{кВ}$	$I_B, \text{кА}$	$U_{BC}, \text{кВ}$	$I_B, \text{кА}$	$U_A, \text{кВ}$	$I_A, \text{кА}$	$I_B, \text{кА}$	$3I_0, \text{кА}$	$I_B, \text{кА}$	$3I_{B0}, \text{кА}$
74	12,6	105	11,25	68	13	0,385	15	1,6	1,5

Таблица 7 - Расчетные значения минимальных ТКЗ и напряжений в начале ВЛ

$K^{(3)}$		$K^{(2)}$		$K^{(1)}$					
$U_{BC}, \text{кВ}$	$I_B, \text{кА}$	$U_{BC}, \text{кВ}$	$U_{BC}, \text{кВ}$	$I_B, \text{кА}$	$U_{BC}, \text{кВ}$	$U_{BC}, \text{кВ}$	$I_B, \text{кА}$	$U_{BC}, \text{кВ}$	$U_{BC}, \text{кВ}$
0	1,8	0	1,7	0	2	0,399	2,1	0,2	0,2

Определяем максимальные значения вторичных токов с измерительных трансформаторов тока (ТТ) используя коэффициент трансформации ТТ:

$$\left. \begin{aligned} i_{\phi max}^{(3)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\phi max}^{(3)}}{K_I} = \frac{\sqrt{3} \cdot 12600}{600 / 5} = 181,6 A \\ i_{\phi max}^{(2)} &= \frac{2 \cdot I_{\phi max}^{(3)}}{K_I} = \frac{2 \cdot 11250}{600 / 5} = 187,5 A \\ i_{\phi max}^{(1)} &= \frac{I_{\phi max}^{(1)} + \kappa_0 \cdot 3I_{0max}^{(1)}}{K_I} = \frac{13000 + 0,695 \cdot 15000}{600 / 5} = 195,2 A \end{aligned} \right\}$$

где κ_0 – коэффициент компенсации тока нулевой последовательности одноцепной ВЛ:

$$\kappa_0 = \frac{X_0 - X_1}{3X_1} = \frac{X_{л0} - X_{л1}}{3X_1} = \frac{58 - 18,8}{3 \cdot 18,8} = 0,695.$$

Расчетное значение максимального тока:

$$i_p = 0,5 \cdot i_{max} = 0,5 \cdot 195,2 = 97,6 A.$$

Согласно каталожным данным ФИС исполнения 5 диапазон токов выбирается в пределах от 1 до 100 А. Значение верхнего предела рабочего поддиапазона принимается немного больше чем расчетное значение и равным верхнему пределу диапазона, т.е. $i_{в.нд} = 100 A$. Соответственно $i_{н.нд} = 0,02 \cdot 100 = 2 A$.

Максимальное значение линейного вторичного напряжения равно

$$U_{BCmax} = \frac{105000 \cdot 100}{110000} = 95,4 B.$$

Значение $U_{в.нд}$ принимается $U_{в.нд}=100 В$ (с запасом) и соответственно $U_{н.нд}=0,02 \cdot 100=2 В$.

Определяем уставку токового избирателя поврежденных фаз по следующей формуле:

$$I_{y.u} = k_{н1} I_{наг.мах} + k_{н1} I_B = 1,1 \cdot (250 + 399) = 714 А,$$

где $k_{н1} = (1,1-1,3)$ – коэффициент надежности, который учитывает допустимость роста нагрузки воздушной линии электропередачи; $k_{н2} = (1,1-1,2)$ – коэффициент надежности, который учитывает погрешность расчета токов коротких замыканий.

Выбранной уставке требуется обеспечить чувствительность избирателя при всех видах коротких замыканий во всех режимах. Таким образом, коэффициент чувствительности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\phi min}}{I_{y.u}} = \frac{1700}{714} = 2,4 \geq K_{\text{ч.дон}},$$

где $K_{\text{ч.дон}}=2$ – допустимый коэффициент чувствительности.

Значение вторичного тока уставки избирателя определяется следующим образом:

$$i_{y.u} = \frac{I_{y.u}}{K_I} = \frac{714}{600 / 5} = 5,95 А.$$

Исходя из этого, принимаем $i_{y.u}=6 А$.

По следующей формуле определяем коэффициент преобразования и выбор значения индицируемого числа:

$$K_{\Pi max} = \frac{35 \cdot 2i_{в.нд}}{U_{в.нд}} = \frac{35 \cdot 2 \cdot 100}{100} = 70.$$

Используя значения $K_{\Pi max}$ находим наибольшее число на табло блока индикации, соответствующее короткому замыканию в конце воздушной линии электропередачи по следующей формуле:

$$N_{max} = \frac{K_{\Pi max} K_I X_{л1}}{K_U} = \frac{70 \cdot 600 \cdot 18,8 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 143,56.$$

3.4 Выводы по разделу 3

1. Представлена методика определения параметров элементов системы, в том числе силовых трансформаторов и автотрансформаторов, которые необходимы для использования расчетного метода определения мест повреждения.

2. Представлен расчетный метод определения места повреждения на линиях электропередачи, основанный на методе активного четырехполюсника. Используются отношения параметров задающихся напряжений, определяемых по данным измерений на модели ВЛ. Для этого вместо КЗ от источника напряжения постоянного тока подается единичное постоянное значение напряжения $E_{\kappa} = 10B$ и на разомкнутых зажимах четырехполюсника с помощью высокоомного вольтметра измеряются значения напряжений E_1, E_2 .

3. Представлена методика расчета уставок фиксирующего прибора для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи

Заключение

1. Выполнена характеристика энергосистемы Республики Таджикистан позволяющая определить необходимость использования интеллектуальных систем поиска мест повреждения на воздушных линиях электропередачи.

2. Определено, что для сетей Республики Таджикистан характерно использования сетей классов напряжения, которые соответствуют российским сетям. Также в энергосистеме Республики Таджикистан используются режимы заземления нейтрали в сетях низкого, среднего и высокого напряжений, которые характерны для российских сетей. Это позволяет использовать оборудование российского производства для поиска мест повреждения на воздушных линиях электропередачи.

3. Определен перечень интеллектуальных устройств, выполненных на микропроцессорной базе, которые используются для фиксации повреждений и определения точного места повреждения на воздушных линиях электропередачи напряжением 6-10 кВ и 35 кВ.

4. Составлен алгоритм функционирования интеллектуального устройства поиска мест повреждения в магистральных сетях высоким уровнем токов короткого замыкания на землю на напряжение 110 кВ и выше характерные для энергосистемы Республики Таджикистан.

5. Показано, что для эффективной работы интеллектуальной системы поиска мест повреждения на воздушных линиях электропередачи в энергосистеме Республики Таджикистан необходимо использовать не только технические средства на микропроцессорной базе, но и дополнительно использовать программные средства. Это определяется тем, что энергосистема Республики Таджикистан входит в состав ОЭС Центральной Азии с осуществлением совместного диспетчерского управления.

6. Установлено, что существующая технология по определению мест однофазного замыкания по данным переносных указателей типа

«Поиск», «Волна», «Квант» могут успешно использоваться в электрических сетях воздушных линий электропередачи.

7. Определено, что технология поиска мест повреждения с использованием переносных приборов типа «Поиск», «Волна», «Квант» имеет ограничения и неэффективна при следующих условиях:

- небольшой суммарной длине воздушных линий электропередачи, номинальное напряжения, которых равны 6 – 750 кВ при однофазном замыкании на землю;
- однофазном замыканием на землю в середине одиночной воздушных линий электропередачи, номинальное напряжения, которых равны 6 – 750 кВ;
- однофазном замыканием на землю в ближней зоне при наличии двух воздушных линий электропередачи, номинальное напряжения.

8. Определено, что у технологии поиска места возникновения однофазного замыкания на землю недостаточная устойчивость действия при возникновении замыкания вблизи середины одиночной воздушной линий электропередачи и ближе к шинам ТП с двумя воздушными линиями электропередачи, так как в этих зонах не формируются устойчивые признаки места однофазного замыкания на землю. Устойчивым признаком, как известно, является большое значение (скачок) показаний при движении персонала по трассе воздушных линий электропередач.

9. Исследована возможность использования программных комплексов для определения мест повреждения воздушных линий электропередач, таких как Winbres и АРМ СРЗА. Для выполнения расчета определения мест повреждения воздушных линий электропередач наряду с достижением определенной точности определения места повреждения, также необходимо, чтобы сама технология и методика расчета по определению места повреждения задействовала как можно меньше пользовательских операций, освобождая тем самым оперативный персонал подстанции для выполнения других возникающих в ходе работы задач. Реализация этого

требования возможна при использовании специальной формы-обозревателя – «Проводник WinBres» и «АРМ СРЗА», которые позволяют выполнять расчет места повреждения без открытия и анализа аварийных осциллограмм с разных сторон выбранной воздушной линии электропередачи.

10. Установлено, что для точного определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи могут быть использованы методы, основанные на расчете расстояния до места повреждения с использованием специализированного программного обеспечения. При этом могут быть использованы файлы осциллограмм, которые были получены с устройств, относящихся к устройствам релейной защиты и автоматики энергосистем.

11. Исследована методика определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи с использованием программных комплексов WinBres и АРМ СРЗА.

12. Установлено, что для повышения точности расчета при определении расстояния до места повреждения необходимо выполнять учет взаимного влияния электромагнитосвязанных линий электропередачи.

13. Определены условия, при которых учет взаимного влияния электромагнитосвязанных линий можно не производить, при этом точность определения места повреждения будет составлять порядка 2%.

14. Представлена методика определения параметров элементов системы, в том числе силовых трансформаторов и автотрансформаторов, которые необходимы для использования расчетного метода определения мест повреждения.

15. Представлен расчетный метод определения места повреждения на линиях электропередачи, основанный на методе активного четырехполюсника. Используются отношения параметров задающихся напряжений, определяемых по данным измерений на модели ВЛ.

16. Представлена методика расчета уставок фиксирующего прибора для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи.

Список используемых источников

1. Шалыт, Г. М. Определение мест повреждения в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1982.
2. Айзенфельд А. И., Аронсон В. Н., Гловацкий В. Г. Фиксирующие индикаторы тока и напряжения ЛИФП-А, ЛИФП-В, ФПТ и ФПН. М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Аржанников Е. А., Лукьянов В. Ю., Мисриханов М. Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи. / Под. ред. В. А. Шуина. М.: Энергоатомиздат, 2003.
4. Арцишевский Я.Л. Определение мест повреждения линий электропередачи в сетях с заземленной нейтралью. М.: Высшая школа, 1988.
5. Малый А. С., Шалыт Г. М. Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима. М.: Энергия, 1972. 120 с.
6. Борухман В.А., Кудрявцев А. А., Кузнецов А. П. Устройства для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи. М.: Энергия, 1973.
7. Шуин В. А., Гусенков А. Г., Дроздов А. И. Централизованное направленное устройство сигнализации однофазных замыканий на землю с исследованием переходных процессов // Электрические станции. 1993. № 9. Стр. 53 – 57.
8. Лачугин В. Ф., Иванов С. В., Белянин А. А. Опыт внедрения селективной защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-35 кВ // Релейщик. 2013. № 2. Стр. 24-27.
9. Нагай В.И., Сарры С.В., Нагай И.В., Киреев П.С., Украинцев А.В. Учет нелинейности переходного сопротивления при построении релейных защит абсолютной и относительной селективностью // Аннотации докладов Международной конференции и выставки «Релейная защита и автоматика энергосистем». 2017. Стр. 28-29.

10. Федосеев, А. М. Релейная защита электрических систем. М.: Энергия, 1976.
11. Арцишевский Я. Л., Лхамсурэн. Э. Высоковольтное оборудование для активного поиска замыкания на землю в сетях ВЛ 10 кВ // Перспективы развития электроэнергетики и высоковольтного электротехнического оборудования. XXII Международная научно-техническая и практическая конференция. Международная Ассоциация ТРАВЭК. М., 2015. Стр. 15.
12. Аржанников Е. А., Чухин А. М. Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи. М.: Изд-во НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик». 1998.
13. СТО 59012820.29.020.002-2012. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании и организации эксплуатации. Издание официальное, Москва. 2012.
14. Шалин А. И. Замыкания на землю в линиях электропередачи 6-35 кВ. Особенности возникновения и приборы защиты // Новости электротехники. 2005. № 1. Стр. 73-75.
15. Шалин А. И., Кондранина Е. А. Защиты от замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. Расчет уставок направленных защит // Новости электротехники. 2006. № 6. Стр. 42-44.
16. Левиуш, А. И. Сигнализация и защита замыкания на землю в сети 6-35 кВ // Релейная защита и автоматизация. 2014. № 1. Стр. 74-79.
17. Петрухин, А.А. Совершенствование методов и технических средств определения мест повреждений воздушных ЛЭП 6-35 кВ на основе активного зондирования: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. Иваново, 2009.
18. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защита от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. М.: Изд-во НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик». 2001.
19. Чернобровов Н. В. Релейная защита. М.: Энергия. 1974.

20. Владимиров, Л. В. Дистанционное определение места однофазного замыкания на землю воздушных линий, питающих объекты нефтедобычи: авторефер. дис. ...канд. техн. наук: 05.14.02. Омск, 2012.
21. Кузнецов, А. П. Определение мест повреждения на воздушных линиях электропередачи. М.: Энергоатомиздат. 1984.
22. Арцишевский Я. Л., Лхамсурэн Э. Развитие технологии топографического поиска замыкания на землю с импульсным наложенным током в сетях воздушных линии 10 кВ // Энергетик. 2017. № 5. Стр. 32 – 36.
23. Направленная импульсная защита от замыканий на землю «ИЗС»: Техническое описание, инструкция по эксплуатации, паспорт. Рига, 1977.
24. Лачугин В.Ф., Иванов С.В., Белянин А.А. Разработка импульсных защит от замыканий на землю // Релейная защита и автоматизация. 2012. № 3. С. 50-57.
25. Бреслер – ИПВЛ. Индикатор повреждения воздушной линии 6-35 кВ: Каталог продукции. Россия, 2013.
26. Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-2-МЛ». М., 2003.
27. Минуллин Р.Г., Петрушенко Ю.Я., Фардиев И.Ш., Лукин Э.И., Лукина Г.В. Обнаружение локационным методом однофазных замыканий проводов линий электропередачи на землю // Электротехника. 2008. № 12. Стр. 20-28.
28. Кучерявенков, А.А. Новый этап развития топографических средств ОМП воздушных линий электропередачи 6-35 кВ. Сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции и выставки по теме: Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России. Санкт-Петербург. 21-24 апреля 2015. Стр. 32 – 33.
29. Антракс – ИКЗ. Индикаторы короткого замыкания для воздушных линий распределительных электросетей 6-35 кВ: Каталог продукции. Россия, 2014.

30. АРМ СРЗА – Полная документация : Официальный сайт разработчиков АРМ СРЗА [Электронный ресурс]. URL: <http://www.pk-briz.ru/node/145> (дата обращения 20.02.2020).
31. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1969.
32. Борозинец Б.В., Шалыт Г.М. Развитие методов определения мест повреждения воздушных линий электропередачи по параметрам аварийного режима. - В кн.: Определение мест повреждений в элементах электрических систем. Сб. научные труды ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1985.
33. Айзенфельд, А.И. Способ уменьшения времени фиксации фиксирующих индикаторов ЛИФП, ФПТ и ФПН. Экспресс-информация. Серия: Эксплуатация и ремонт электрических сетей. Вып. 10. М.: Информэнерго, 1987.
34. Бурков Ю.А., Соболев Л.А. Экспериментальное определение параметров линий электропередачи 110-220 кВ. Экспресс-информация. Серия: Эксплуатация и ремонт электрических сетей. Вып. 5. М.: Информэнерго, 1985.
35. Шалыт Г.М., Айзенфельд А.И., Малый А.С. Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1983.
36. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1970.
37. Руководящие указания по релейной защите. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. Вып. 11. М.: Энергия, 1979.
38. Хамроев Х., Лисин Н.В. Автоматизированная система контроля и учета электрической энергии промышленного предприятия // «Студенческие Дни науки в ТГУ» : научно-практическая конференция (Тольятти, 1–30 апреля 2019 года). Тольятти: Изд-во ТГУ, 2018. С. 203-205.
39. Хамроев Х. Методика оценки метрологических характеристик автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии

промышленного предприятия // V Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов «Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов» (ЭЭПП-2019). Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019. С. 332-336.

40. Haarla L., Koskinen M., Hirvonen R., Labeau P.-E. Transmission Grid Security. London: Springer-Verlag London, 2011. 166 с.

41. Zhu Y. Power System Loads and Power System Stability. London: Springer International Publishing, 2020. 164 с.

42. Conejo A.J., Baringo L. Power System Operations. London: Springer International Publishing, 2018. 296 с.

43. Seifi H.S., Sadegh M. Electric Power System Planning. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011. 374 с.

44. Pesaran H.M., Mohammadi-Ivatloo B. Optimization of Power System Problems. Zurich: Springer International Publishing, 2020. 382 с.