

Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
"Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого"

Институт энергетики и транспортных систем  
Кафедра "Электрические системы и сети"

Работа допущена к защите  
зав. кафедрой, д.т.н.

\_\_\_\_\_ Е.Н. Попков  
"\_\_\_" \_\_\_\_\_ 2018

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

" Оптимизация количества и мест установки автоматических  
пунктов секционирования для повышения надёжности  
электроснабжения "

по направлению 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
по программе «Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их  
режимы, устойчивость и надёжность»

Выполнил студент  
группы 23241/22

А.И. Карпов

Руководитель,  
к.т.н., доц.

И.Е. Рындина

Научный консультант

Д.А. Акимов

Санкт-Петербург  
2018

## **Аннотация**

80 стр., 30 рис., 11 табл.

Ключевые слова: реклоузер, распределительные электрические сети, надёжность электроснабжения потребителей, интегральные показатели надёжности, оптимизация, генетический алгоритм.

Диссертация посвящена теме оптимизации расстановки пунктов секционирования в распределительных сетях. Для оценки надёжности электроснабжения был выбран интегральный показатель надёжности SAIFI, отражающий среднюю частоту отключения потребителей. Эффективное использование реклоузеров требует определения оптимальных мест установки данных устройств, что в общем случае является NP-полной задачей. Для нахождения мест установки реклоузеров, соответствующих оптимальному значению индекса SAIFI, был использован генетический алгоритм. Получен алгоритм выбора мест установки реклоузеров в распределительных сетях, соответствующих оптимальному значению индекса SAIFI. Предложенный алгоритм позволяет учесть наличие участков сети, как с радиальной, так и кольцевой топологией, а также электроснабжение схемы от нескольких источников питания. Разработанная методика позволяет определить места установки реклоузеров в электрической сети, ведущих к наибольшему сокращению частоты отключения потребителей.

## **Annotation**

80 p., 30 pic., 11 t.

Key words: recloser, distribution electric networks, consumer power supply reliability, integral reliability indexes, optimization, genetic algorithm.

Dissertation is devoted to the study of reclosers' placement optimization. SAIFI is an integral indicator, which measures the average accumulated duration and frequency of sustained interruptions per customer. It was chosen to estimate power supply reliability. Optimal location determination for reclosers' efficient use is needed, which is an NP-complete problem in general. Genetic algorithm was used

to find a recloser placement corresponding to the optimal value of SAIFI index. The algorithm is obtained to determine an optimal location for recloser in the distribution system corresponding to the optimal value of the SAIFI index. The proposed algorithm allows taking into account the availability of grid with either radial or ring topology as well as power supply from several power sources. The developed technique allows deciding where to install recloser in the distribution system leading to the optimal customers' power supply frequency interruptions reduction.

**Optimization of the number and location of reclosers for electrical  
supply reliability improving**

## Содержание

Аннотация .....	2
Содержание .....	4
Список используемых сокращений .....	7
1. Введение.....	8
1.1 Особенности построения сети 6-35 кВ .....	8
1.2 Концепция секционирования распределительной сети .....	8
1.3 Автоматический пункт секционирования .....	11
1.4 Особенности реклоузеров .....	15
1.5 Основные варианты применения реклоузеров .....	19
2. Технические данные реклоузера .....	23
2.1 Основные характеристики на примере аппарата серии РВА/TEL компании «Таврида Электрик».....	23
2.2 Подключение реклоузера .....	26
2.3 Примеры применения реклоузеров.....	28
2.4 Примеры комплексной реконструкции сетей с применением реклоузеров .....	30
3. Показатели надёжности электроснабжения потребителей.....	34
3.1 Описание показателей надёжности.....	34
3.2 Интегральные показатели надёжности.....	35
3.2.1. ENS и EENS.....	36
3.2.2. SAIDI.....	37
3.2.3. SAIFI .....	38
3.2.4. CAIDI .....	38
3.2.5. MAIFI.....	39
3.2.6. RNRE.....	39

3.2.7. ARIE .....	40
3.2.8. ARAE .....	40
3.2.9. ASAI.....	40
3.2.10. ASIDI.....	41
3.2.11. ASIFI .....	41
3.2.12. ASUI.....	41
3.2.13. CAIFI.....	42
3.2.14. CTAIDI.....	42
3.2.15. CEMI <sub>n</sub> .....	42
3.2.16. CELID.....	43
3.2.17. RDCO .....	43
3.2.18. CEMSMI <sub>n</sub> .....	44
3.3 Примеры влияния установки реклоузеров на показатели надёжности.	44
3.4 Взаимосвязь интегральных показателей надёжности электроснабжения	48
4. Повышение интегральных показателей надёжности .....	49
4.1 Актуальность поставленной задачи.....	49
4.2 Мировой опыт .....	49
4.3 Методика расстановки реклоузеров .....	50
4.3.1 Методика расчёта SAIFI .....	52
4.3.2 Методика оптимальной расстановки реклоузеров.....	53
4.3.3 Расстановка реклоузеров на примере поиска оптимального значения SAIFI .....	54
4.3.4 Анализ применения индексов надёжности, учитывающих мощность потребителей .....	59
4.3.5 Оптимизация параметров алгоритма.....	68

Заключение.....	73
Список используемой литературы.....	75

## Список используемых сокращений

**АВР** – автоматический ввод резерва

**АПВ** – автоматическое повторное включение

**АПС** – автоматический пункт секционирования

**ВЛ** – воздушная линия

**ИКЗ** – индикатор короткого замыкания

**КЗ** – короткое замыкание

**КЛ** – кабельная линия

**КРУН** – комплектное распределительное устройство наружной установки

**КТН** – компенсация тока нагрузки

**КТП** – комплектная трансформаторная подстанция

**ЛЭП** – линия электропередачи

**ОЗЗ** – однофазное замыкание на землю

**ОМП** – обнаружение места повреждения

**ОПН** – ограничитель перенапряжения

**ПУЭ** – правила устройства электроустановок

**ФКЗ** – междуфазное короткое замыкание

## **1. Введение**

### **1.1 Особенности построения сети 6-35 кВ**

Зачастую сети 6-35 кВ построены таким образом, что короткое замыкание на каком-либо участке грозит отключением всей секции, к которой одновременно может быть подключено множество потребителей. А специфика прокладки и устройства ВЛ на данных классах напряжений такова, что вероятность короткого замыкания на них достаточно высока. Такие линии электропередачи имеют радиальное строение древовидной структуры. В связи с тем, что в прошлом наблюдался дефицит инвестиций в реконструкцию и развитие этих сетей, наблюдается рост радиуса электроснабжения потребителей от центра питания [1]. Имеется множество резервных связей, выполненных с помощью ручных разъединителей.

Более того, такие сети являются последним этапом на пути электрической энергии к потребителю, а их протяжённость (в частности ВЛ 6(10) кВ) составляют более 1,5 млн км [2] – почти 45% всей протяжённости всех линий 0,4-110 кВ. А 70% всех нарушений работы случается именно на данных линиях. Длительность отключений потребителей составляет около 70-100 ч в год, что значительно выше, чем в технически развитых западных странах [3]. Возникла задача повышения надёжности электроснабжения в вышеуказанных сетях.

### **1.2 Концепция секционирования распределительной сети**

Наиболее эффективным способом повышения надёжности электроснабжения в воздушных распределительных сетях является секционирование линии коммутационными аппаратами (пункты секционирования, разъединители) [2]. Традиционные пункты секционирования выполнены на базе ячеек КРУН, в состав которых входят классические защиты, выполненные с использованием микропроцессорных терминалов реле или электромеханических [1]. Требование к реализации



многократных автоматических повторных включений к ним не предъявляются. А минимальная ступени селективности для построенных по электромеханическому принципу защит составляет не менее 0,5 с, микропроцессорных – 0,3 с. Поэтому их сложно использовать на магистральных участках сети или в сетях с двухсторонним питанием.

В существующих сетях зачастую используется ручной подход к управлению аварийными режимами. Главная черта такого подхода – это зависимость работы секционных коммутационных аппаратов от решений верхнего уровня (диспетчера).

Ручной местный подход существует практически везде, где есть воздушные распределительные сети. Для создания возможности секционирования повреждённого участка сети на магистрали устанавливаются линейные разъединители. Также используются пункты секционирования на базе ячеек КРУН. Таким образом, при возникновении повреждения отключается защитный аппарат на отходящем фидере, все потребители теряют питание на достаточно длительный срок. Для определения места повреждения и его локализации на фидер выезжает оперативная бригада и путём последовательных переездов и переключений разъединителей вручную выделяет повреждённый участок. Такая схема восстановления (рис. 1.1) требует значительных временных затрат, использование большого количества техники и персонала.

Всё чаще применяется ручной дистанционный подход к управлению аварийными режимами. Используются в этом случае телеуправляемые разъединители или пункты секционирования с дистанционным управлением, что позволяет проводить переключения на расстоянии (рис. 1.2).

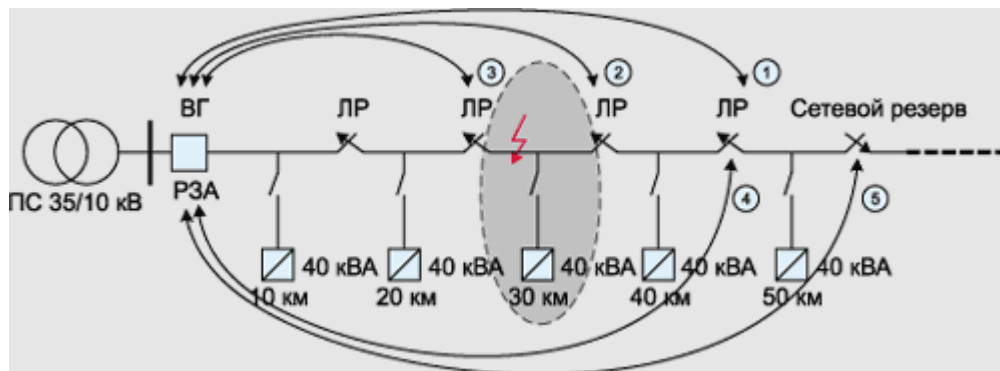


Рис. 1.1. Особенности восстановления электроснабжения в классической схеме. 1-5 – Этапы поиска и локализации повреждения (переезды оперативных бригад): 1-3 – поиск поврежденного участка; 4 – включение участка без повреждения; 5 – подача питания от сетевого резерва на участок без повреждения.

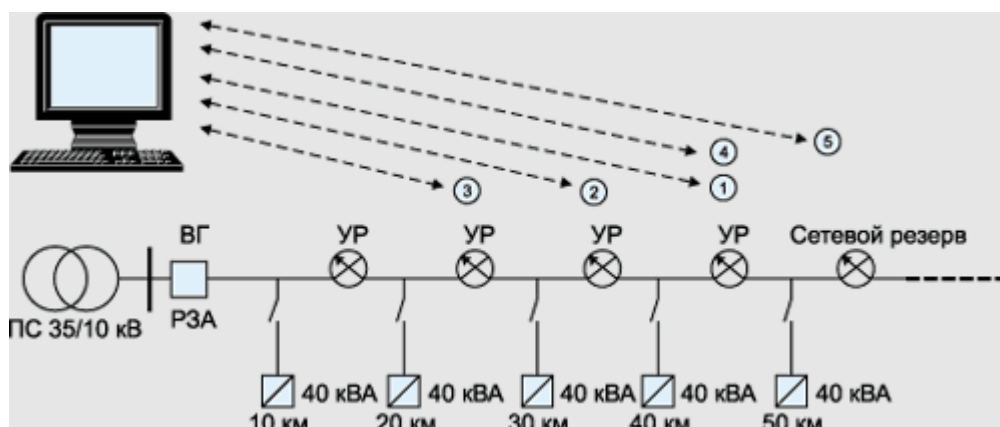


Рис. 1.2. Централизованное управление аварийными режимами работы сети. УР – управляемый разъединитель; 1-5 – Этапы поиска и локализации повреждения (телеуправление из удаленного диспетчерского пункта): 1-3 – поиск поврежденного участка; 4 – включение участка без повреждения; 5 – подача питания от сетевого резерва на участок без повреждения.

Достигается заметное преимущество в сокращении затрат на переезды персонала и его содержание, а также уменьшается время локализации повреждения. Основным недостатком является необходимость связи с каждым управляемым элементом сети, а в случае повреждения канала связи

теряется весь положительный эффект от телемеханизации коммутационных аппаратов.

Исследования специалистов, как в России, так и за рубежом, свидетельствуют о том, что одним из наиболее эффективных способов повышения надёжности электроснабжения в воздушных распределительных сетях является реализация автоматического подхода к управлению аварийными режимами [2]. По-другому такой подход называется децентрализованным. Его суть заключается в анализе каждым аппаратом режима работы сети и автоматическом произведении её реконфигурации в случае аварии. Данные аппараты должны быть снабжены специальным интеллектуальным устройством, имеющим возможность анализировать параметры режимов работы сети и автоматически локализовать место повреждения, после чего восстановить электроснабжение потребителей на повреждённых участках сети согласно заранее установленному алгоритму, если это возможно сделать. В этот момент информация о повреждении на линии обрабатывается в микропроцессорном шкафу управления. Если оно не является самоустраняющимся, то лишь определённый участок сети выводится из строя, благодаря чему уменьшается число тех потребителей, на которых одновременно может отразиться повреждение. Увеличение быстродействия устройств релейной защиты и автоматики приводит к сокращению режимов с невысоким качеством электроэнергии и длительности перерывов в электроснабжении.

### **1.3 Автоматический пункт секционирования**

Автоматический пункт секционирования (АПС) – это коммутирующее устройство на основе вакуумного выключателя, выполняющее функцию автоматического отключения участка (секции) линии электропередачи в случае возникновения перегрузки (например, короткого замыкания) на этом участке.

Отметим следующие основные требования к выключателям на АПС [4]:

1. необходима установка защиты, которая удовлетворяет всем требованиям к защите распределительных сетей: селективность с разрядниками и предохранителями, чувствительность, отстройку от тока намагничивания и т.п.;
2. выключатель должен иметь двукратное АПВ;
3. при работе в очень тяжёлых условиях выключатель, привод и вспомогательные аппараты должны обеспечивать высокую надёжность работы: во время сильных колебаний температуры, при высокой влажности вплоть до выпадения росы и образования инея, во время дождя, сильного ветра, при загрязнении пылью, под снегом, обледенением и т.п.;
4. конструкция и способ установки должны обеспечивать удобство и безопасность наладки и ремонта с соблюдением требований техники безопасности;
5. должна обеспечиваться возможность оперативного выделения участка сети без перерыва питания остальных потребителей для ремонтов, реконструкции, подключения новых потребителей и т. п.;
6. низкая стоимость выключателя, монтажа и эксплуатации, возможность обслуживания персоналом невысокой квалификации, вандалозащищённость.

Во многих зарубежных компаниях, занимающихся обслуживанием и эксплуатацией электрических сетей, уже на протяжении длительного времени широко и успешно используется коммутационный аппарат, получивший название — секционалайзер (sectionalizer), для целей секционирования электрических сетей [5].

При использовании автоматического линейного секционалайзера отпадает необходимость в согласовании его защит с защитами, располагаемыми как на нижнем, так и на верхнем уровнях распределительных линий, ввиду того что данное устройство представляет собой

коммутационный аппарат, не предназначенный для отключения токов короткого замыкания и не имеющий в своем составе устройств релейной защиты и автоматики [6]. Следовательно, отпадает требование согласования его защит с защитами, располагаемыми как на нижнем, так и на верхнем уровнях распределительных линий.

Действие секционализеров основано на отключении тока короткого замыкания в бестоковую паузу на определенном цикле срабатывания АПВ ближайшего (в направлении источника питания) выключателя мощности. Важнейшим элементом, анализирующим режим сети и генерирующим сигнал на отключение устройства, является логическое устройство. Ниже перечислены факторы, которые необходимо учесть:

1. требуется установить, что повреждение произошло в линии за точкой установки секционализера;
2. необходимо выяснить, что повреждение не является неустойчивым. Это осуществляется путем подсчета количества срабатываний соответствующего выключателя мощности, установленного со стороны источника питания и оборудованного устройством многократного АПВ;
3. следует установить, что повреждение не изолируется расположенными за секционализером защитными аппаратами. Соответствующее решение должно быть принято только на основании измерений, производимых в точке размещения секционализера;

Более универсальным вариантом АПС на напряжении 6-35 кВ являются реклоузер.

Он выполняет следующие функции:

1. автоматическое отключение поврежденных участков линии;
2. автоматическое повторное включение;
3. автоматический ввод резерва питания;

4. самодиагностика;
5. измерение параметров режима работы сети;
6. дистанционное управление.

На рисунке 1.3 демонстрируются основные варианты установки реклоузеров в сети.

**Варианты установки реклоузеров в сети**

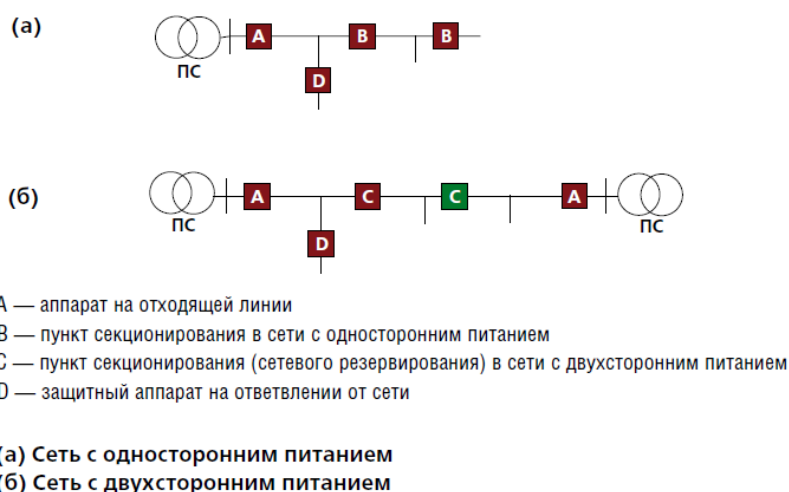


Рис. 1.3. Варианты установки реклоузеров в сети.

На рисунке 1.4 представлена реализация принципа секционирования и децентрализованного управления аварийным режимом работы сети.

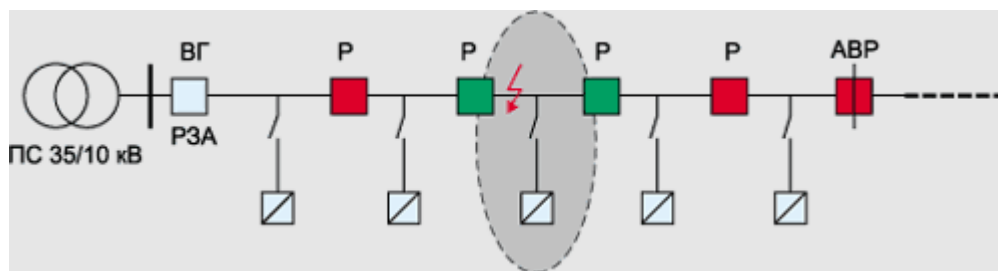


Рис. 1.4. Децентрализованное управление аварийным режимом работы сети. P – реклоузеры; АВР – реклоузер в качестве автоматического ввода резервного питания.

При возникновении короткого замыкания, после анализа внештатного режима сети отключаются ближайшие к месту повреждения реклоузеры (на рисунке выделены зелёным цветом), тем самым локализуя место аварии.

Затем включается реклоузер, выполняющий функцию АВР, для восстановления снабжения электроэнергией потребителей, которые были отрезаны от центра питания.

#### **1.4 Особенности реклоузеров**

Самые первые реклоузеры появились ещё в 40-х годах XX века [7]. Опыт внедрения данных за рубежом имеет более чем полувековую историю [8]. Одной из первых начала их производство компания Kyle (США) в 1941 году. Сейчас Kyle входит в группу компаний Cooper Power Systems – CPS (США), мирового лидера по производству вакуумных выключателей и реклоузеров. Кроме CPS, реклоузеры выпускают компании: Soule Materiel Electrique (Франция), Togami Electric (Япония), Whipp & Bourne (Англия), АВВ (Швеция\Швейцария), NEI Reyroll Ltd. (Англия) и другие.

ООО «Мосэлектроцит» - родоначальник производства малогабаритных пунктов секционирования (реклоузеров) в России [9]. В 1991 году разработаны комплектные распределительные устройства К-102 и К-108 – первые пункты секционирования с вакуумным выключателем ВВ/TEL в России. В следующем году сконструирован К-112 – первый массовый серийный пункт секционирования с вакуумными выключателями. А в 1993 году компанией «Мосэлектроцит» был реализован типовой (отраслевой) проект «Сельэнергопроекта» на базе ячеек серии К-112. Тем самым были заложены основы массового применения пунктов секционирования (реклоузеров) в России.

В начале 1980-х годов в американских стандартах было дано определение реклоузера [10]. Тогда только зарождалась концепция о децентрализованной автоматизированной системе секционирования воздушных распределительных сетей для повышения надёжности электроснабжения потребителей. Сильный рывок в их распространении произошёл после появления компактных и быстродействующих вакуумных выключателей. Это позволило также в значительной мере автоматизировать

работу пунктов секционирования, которые стали именоваться автоматическими пунктами секционирования – АПС. Стоит отметить, что, во-первых, реклоузер – это автономное устройство, во-вторых, он предназначен для отключения и повторного включения цепи.

Достаточно высокое число коротких замыканий в сетях неустойчиво и самоустраняются в течение нескольких секунд. Они вызваны самыми разными причинами, например, схлопыванием проводов, касанием растительности, грозowymi перенапряжениями и т.д. Было определено, что отключение и автоматическое повторное включение линии устраняет фактор повреждения и снижает возможность длительного перерыва в электроснабжении. Следовательно, реализация данного механизма в АПС является разумным шагом.

Помимо задачи повышения надёжности электроснабжения, внедрение реклоузеров ведёт к качественному повышению уровня автоматизации и управления электрическими сетями. Ключевая технология в направлении на повышение надёжности электроснабжения в вопросе практического внедрения технологии Smart Grid – автоматизация работы распределительных сетей в аварийных режимах с помощью реклоузеров [11].

Основой аппарата является вакуумный выключатель. Он настраивается на автоматическое отключение линии при отклонении параметров режима от нормальных. Можно сказать, что реклоузер похож по принципу действия на автоматические выключатели, которые существуют на классе напряжения 0,4 кВ, с той разницей, что он изготавливается на классы напряжения до 35 кВ.

Реклоузеры функционально схожи с комплектными распределительными устройствами наружной установки (КРУН). Однако некоторые особенности реклоузеров позволили их выделить в отдельный класс:

1. компактность реклоузеров позволяет размещать их на опорах ЛЭП;
2. реклоузеры сконструированы как необслуживаемые устройства, то есть они могут работать годами без присутствия человека, что



является весьма важным для сетей, прокладываемых в труднодоступных районах;

3. реклоузеры имеют алгоритм работы, позволяющий им ликвидировать повреждения, вызванные самоустраняющимися причинами, в противном случае, отправить сообщение оператору.

Стоит упомянуть и другие важные особенности реклоузеров:

1. реклоузер снабжается собственной системой релейной защиты и автоматики. Она позволяет реализовывать алгоритмы комплексной автоматизации воздушных распределительных сетей;
2. применение аккумуляторных батарей позволяет реклоузеру и внешним дополнительным устройствам получать питание на протяжении очень большого срока эксплуатации при потере основного источника питания;
3. реклоузер имеет собственные датчики тока и напряжения. Это позволяет их использование в сетях любой конфигурации и вести журнал оперативных и аварийных событий в линии;
4. информационная система реклоузера предоставляет пользователям широкие возможности для дистанционного управления и передачи информации как по проводным, так и по беспроводным каналам;
5. размещение аппарата и шкафа управления на различной высоте и применение датчиков несанкционированного доступа позволяют обеспечить высокий уровень вандализационной защищенности устройства;
6. ввиду малых массогабаритных показателей, монтаж реклоузера на линии, в том числе уже существующие, не является сложной задачей;
7. реклоузеры могут выпускаться как в однофазном, так и в трехфазном исполнении.

На рисунке 1.5 представлены варианты установки реклоузера на опоры воздушных линий [12].

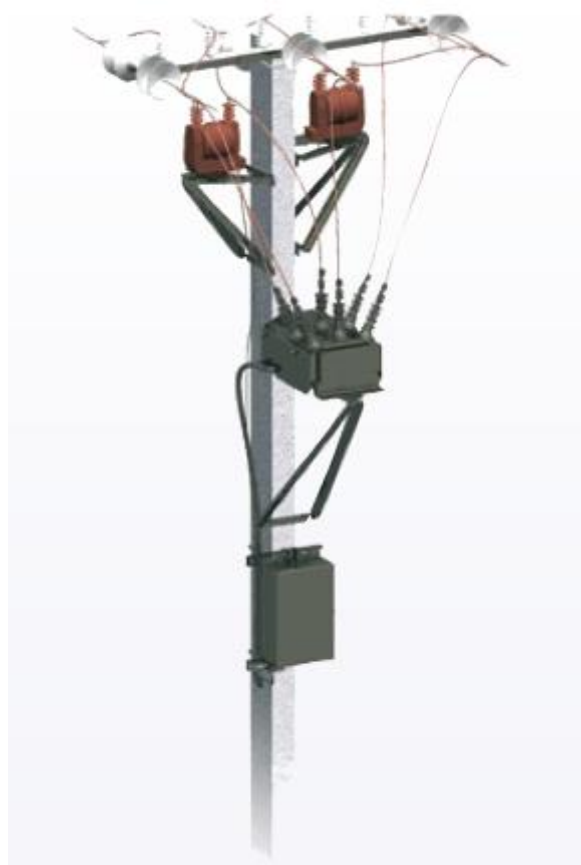
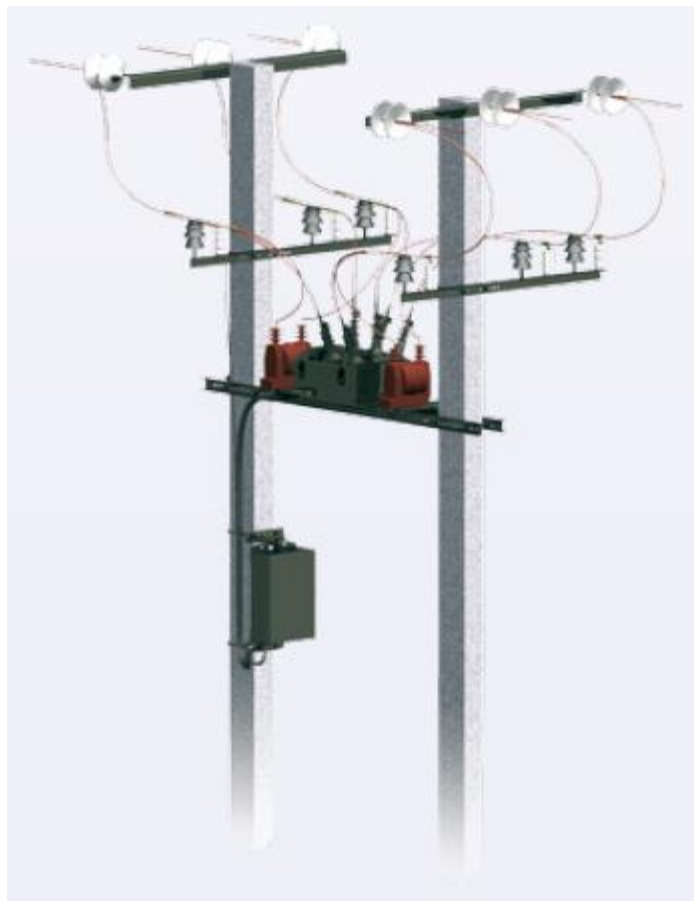


Рис. 1.5. Варианты установки реклоузера на опоры ВЛ.

За всё своё время эксплуатации реклоузеры хорошо себя зарекомендовали за рубежом [13]. Их производство и опыт применения имеется и в России. Использование реклоузеров позволяет уменьшить затраты как за счёт снижения эксплуатационных расходов на содержание оборудования, так и за счёт снижения стоимости недоотпущенной электрической энергии.

### **1.5 Основные варианты применения реклоузеров**

Применение реклоузера подразумевает следующие основные варианты автоматического секционирования воздушных распределительных сетей [12]:

1. секционирование линий с односторонним питанием и сетевым резервом;
2. секционирование линий с применением плавких предохранителей;
3. разборка и сборка длинных фидеров;
4. построение открытых распределительных устройств;
5. подключение абонентов электрической сети;
6. разграничение балансовой принадлежности между субабонентами;
7. оптимизация диспетчерского управления сетью;
8. резервирование потребителей от двух и более независимых источников.

Рассмотрим применение реклоузеров на длинных фидерах. В этом случае традиционное согласование защит по ступенчатому принципу не позволит уложиться в объективно реальные выдержки времени защит на головных выключателях (0,5 – 1 с), так как при большой длине магистрального участка для организации надёжной децентрализованной системы управления аварийными режимами требуется установка большого числа реклоузеров (рис. 1.6).

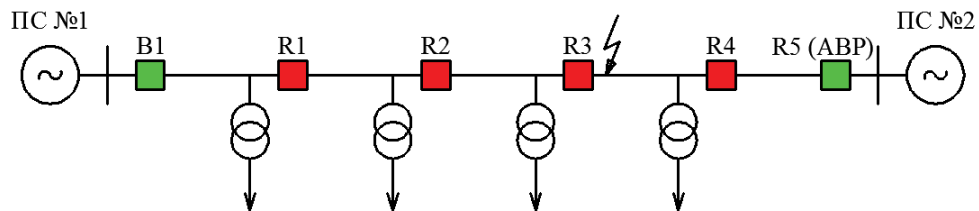


Рис. 1.6. Вариант установки реклоузеров в длинном фидере.

Далее описан алгоритм разборки и сборки при повреждении длинной магистрали, представленной на данном рисунке. Предположим, что произошло короткое замыкание между реклоузерами R3 и R4.

1. в соответствии с выбранными уставками для токов аппаратов, отключится головной выключатель B1;
2. если после автоматического повторного включения B1 установлено, что повреждение неустойчиво, одновременно отключаются все реклоузеры на магистрали;
3. затем происходит автоматическое повторное включение реклоузера R1 с запрограммированной кратковременно ускоренной ступенью защиты. Если повреждение находится между R1 и R2, то R1 отключится раньше чем головной выключатель B1;
4. при появлении напряжения со стороны центра питания происходит автоматическое повторное включение R2 с аналогичной ускоренной ступенью защиты. При этом ускоренная ступень защиты на R1 выведена из действия;
5. следующим на очереди включится реклоузер R3 с ускоренной ступенью защиты, ускоренная ступень на этот момент R2 выведена. Включение происходит на короткое замыкание, реклоузер R3 отключается;
6. в конечном итоге срабатывает автоматический ввод резерва (ABP) на реклоузере R5 и его автоматическое включение.

Данным образом происходит реализация алгоритма секционирования длинной магистрали с множеством ответвлений и локализация участка с повреждением.

Стоит также отметить, что высокое быстродействие реклоузера позволяет легко интегрировать его в существующие сети, т.к. в большинстве случаев не требуется перенастройка (увеличения выдержки времени) защиты, установленной на головном участке линии [5]. Мировой опыт свидетельствует, что многие энергокомпании, имеющие в своей структуре протяженные и достаточно разветвленные воздушные распределительные сети, пытались повысить их надежность путем защиты всех ответвлений предохранителями. Так как в воздушных линиях среднего напряжения количество неустойчивых повреждений в сети гораздо выше, чем устойчивых, далеко не всегда такое решение давало положительный результат.

Эти обстоятельства часто были причиной необоснованных отключений потребителей. Раньше согласовать работу предохранителей с условиями функционирования средств релейной защиты и автоматики, установленными преимущественно на головных участках линий, было практически невозможно. При использовании реклоузеров создаются совершенно иные условия работы средств защиты линий. Наличие элементов логического анализа, высокое быстродействие автоматики и выключателя, установленных на реклоузерах, позволяют согласовать его совместную работу с предохранителями, размещенными на ответвлениях воздушных линий.

При возникновении короткого замыкания на ответвлении в первом цикле автоматического повторного включения повреждение изолируется быстрым отключением реклоузера. На последующих циклах АПВ, когда можно считать повреждение на ответвлении устойчивым, реклоузер переходит на характеристику, согласованную с параметрами предохранителя, давая возможность перегореть его плавкой вставке (рис. 1.7).

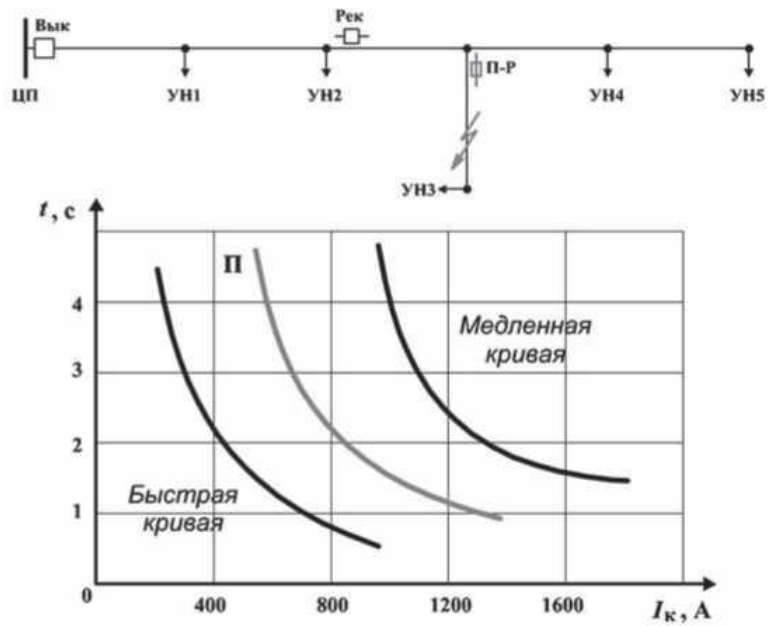


Рис. 1.7. Совместная работа реклоузера и предохранителей: П-Р — предохранитель-разъединитель; Рек — реклоузер; П — времятоковая характеристика (ВТХ) предохранителя; Быстрая кривая, Медленная кривая — ВТХ реклоузера до и после первого цикла АПВ; ЦП — центр питания; УН — узел нагрузки.

## 2. Технические данные реклоузера

### 2.1 Основные характеристики на примере аппарата серии РВА/TEL компании «Таврида Электрик»

РВА/TEL – аппарат наружной установки, предназначенный для работы в условиях умеренного климата при температуре окружающего воздуха от -60°C до +55°C на высоте до 1000 м над уровнем моря, при скорости ветра не более 40 м/с (в условиях отсутствия гололеда) и 15 м/с (при допустимой стенке гололеда на более 25 мм) [12].

Принципиальная схема вакуумного реклоузера РВА /TEL представлена на рисунке 2.1.

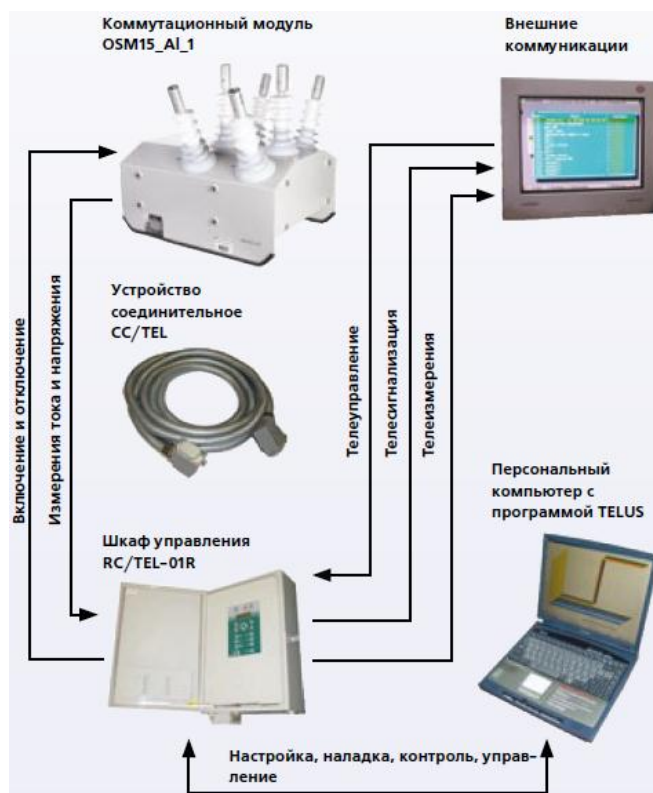


Рис. 2.1. Принципиальная схема вакуумного реклоузера РВА /TEL.

Ниже в таблице 2.1 представлены некоторые основные технические характеристики реклоузера:

Таблица 2.1. Некоторые основные технические характеристики РВА/TEL.

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Механический ресурс циклов «ВО» (включение – отключение), не менее	30000
Ресурс по коммутационной стойкости, не менее: – при номинальном токе, циклов «ВО»	30000
– при номинальном токе отключения, циклов «ВО»	100
Собственное время включения коммутационного модуля, мс, не более	60
Собственное время отключения коммутационного модуля, мс, не более	15
Полное время отключения от функций РЗиА (без учета времени работы алгоритма), мс, не более	50
Цикл АПВ	О – 0,1с – ВО – 1с – ВО – 1с – ВО
Номинальное напряжение оперативного питания от внешних источников переменного тока, В	~220, ~127 или ~100
Диапазон напряжения оперативного питания, % от номинального напряжения	-20%, +20%
Максимальная потребляемая мощность, ВА	100
Время работоспособного состояния после потери основного питания от внешних цепей <sup>1)</sup> , ч	48
Электрическое сопротивление главной цепи, мкОм, не более	85
Максимальная погрешность датчика тока, %	1
Максимальная погрешность датчика напряжения, %	5
Масса коммутационного модуля, кг	62,5
Масса шкафа управления <sup>2)</sup> , кг	35
Срок службы, лет	25

Примечания:

1) без учета питания внешней нагрузки при температуре 200°C

2) без учета массы аккумуляторной батареи, модулей дискретных входов/выходов и УС

Реклоузер объединил практически все виды противоаварийной защиты и автоматики, применяемые в распределительных сетях [14]. В аппарате РВА/TEL реализованы:

1. защита от однофазных замыканий на землю;
2. автоматическое повторное включение;
3. автоматическая частотная разгрузка;
4. токовая защита от междуфазных коротких замыканий;



5. защита минимального напряжения;
6. автоматический ввод резервного питания;

Дополнительно функциональность реклоузера позволяет осуществлять:

1. отстройку от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов;
2. отстройку от пусковых токов двигателей;
3. реализацию режима «работа на линии»;
4. координацию последовательности зон в циклах АПВ.

Множество функций в сочетании со встроенной системой измерения токов и напряжения позволяют обеспечить быструю автоматическую работу реклоузера при повреждениях в сетях любой конфигурации. При этом обеспечивается автоматическая локализация поврежденного участка линии и восстановление питания неповрежденных потребителей за считанные секунды. Реклоузер – это надежное и довольно простое в эксплуатации устройство, позволяющее отключать токи короткого замыкания за минимальное время, при этом за такое же время восстанавливать электроснабжение на не поврежденных участках [15].

Многие решения, реализованные при разработке релейной защиты и автоматики аппарата, отличаются от традиционных микропроцессорных и электромеханических терминалов РЗА. Благодаря этому реклоузер может использоваться как для выполнения простых защитных функций, так и сложных алгоритмов автоматизации распределительных сетей 10(6) кВ.

Для целей получения оперативной информации о состоянии сети, режимах ее функционирования, различных повреждениях на линии, а также для целей анализа её существующего состояния, принятия решения об управлении режимами ее работы и планирования перспективного развития в вакуумном реклоузере РВА/TEL предусмотрена возможность ведения журналов и счетчиков оперативных и аварийных событий:

1. журнал включений и отключений;
2. журнал данных об аварии;
3. журнал событий;
4. журнал изменения данных;
5. журнал изменения нагрузки;
6. счетчик операций «ВО» (включение – отключение);
7. счетчик аварийных отключений;

## 2.2 Подключение реклоузера

Реклоузер вакуумный имеет множество каналов передачи в части внешних коммуникаций, управления и обмена данными (рис. 2.2).

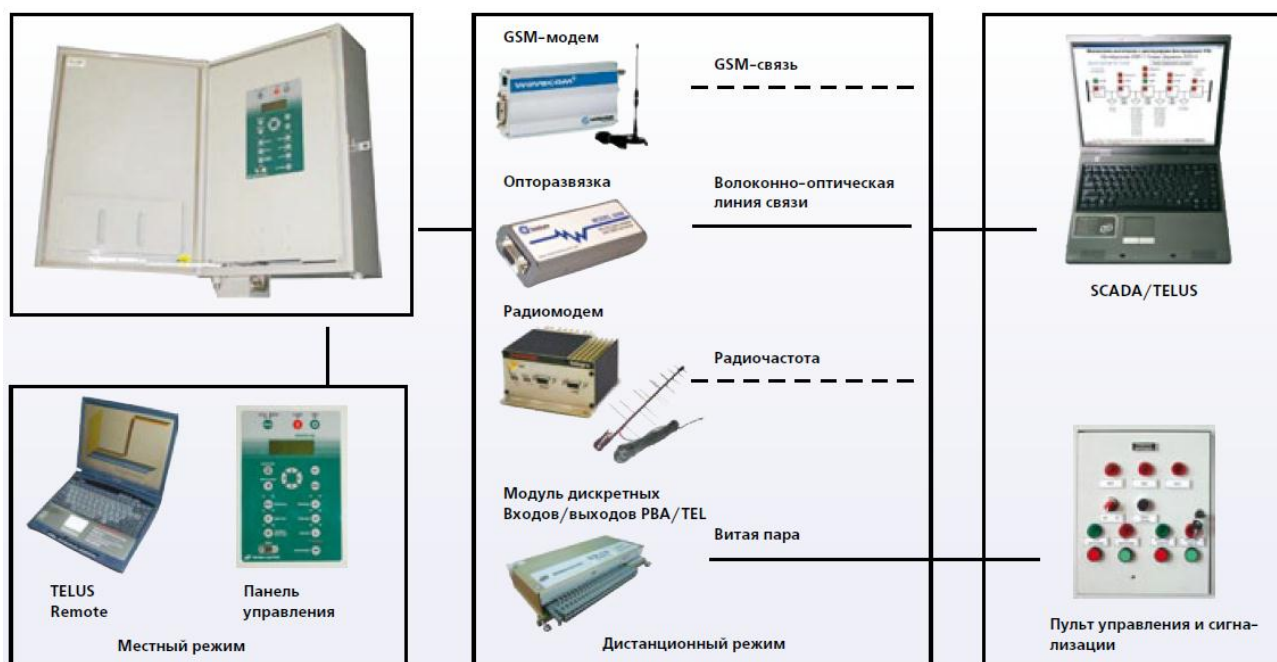


Рис. 2.2. Схема внешних коммуникаций РВА /TEL.

Для управления реклоузером РВА/TEL посредством персонального компьютера было разработано специальное программное обеспечение TELUS (Tavrida Electric User Software). Для подключения устройств связи в шкафу управления реклоузеров имеются наиболее часто применяемые коммуникационные интерфейсы RS232 и RS485. Передающее устройство (радиомодем, GSM-модем, устройство опторазвязки), если оно отвечает



существующих электрических сетей номинальным напряжением переменного тока 100, 127 или 220 В.

Разрешается отказ от дополнительного приобретения ограничителей перенапряжения (ОПН) в случае наличия аналогичных ОПН наружной установки в сети или других средств защиты от грозových перенапряжений.

### 2.3 Примеры применения реклоузеров

Упрощённые расчёты показывают оценку эффекта от капитальных вложений, в котором видно, что по сравнению с вариантом замены всех линий новыми, в 12 раз выгоднее реконструировать существующие фидера только с применением реклоузеров [16].

Рассмотрим один из примеров применения реклоузеров для повышения надёжности электроснабжения. Это проект, выполненный в Можайских электрических сетях ПАО «Мосэнерго» [17].

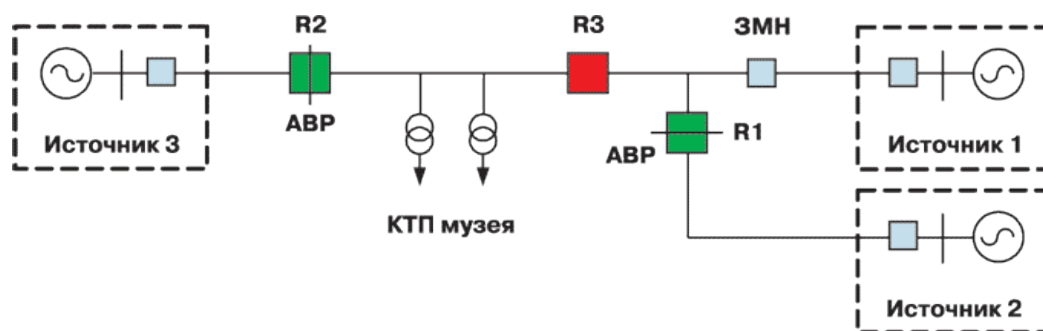


Рис. 2.4. Схема расстановки реклоузеров в Можайских электрических сетях.

На данной схеме (рис. 2.4) показана реализация схемы автоматического резервирования питания Военно-исторического музея Бородинской битвы. Имеется основной источник (Источник 1), и два резервных (Источник 2 и 3). ЗМН – выключатель, обеспечивающий защиту минимального напряжения. До начала реконструкции существующие на линии секционные ячейки выработали свой ресурс, не обладали нужной автоматикой и управлялись вручную, поэтому подать резервное питание без выезда персонала,

выполнения множества переключений и больших затрат времени было невозможно.

Для решения данной проблемы было установлено три реклоузера РВА/TEL компании «Таврида Электрик». Два из них функционируют в качестве пунктов автоматического сетевого резервирования (R1 и R2), один – как пункт секционирования (R3). Теперь отключение музея стало возможно только при устойчивом коротком замыкании между R2 и R3. При КЗ на других участках снабжение электроэнергией не нарушается. Это привело к тому, что надёжность электроснабжения музея выросла на 82%. Суммарный годовой недоотпуск электроэнергии по сети в целом сократился на 40% [17].

Рассмотрим другой проект, который был выполнен в сетях филиала ПАО «МРСК Центра» — «Белгородэнерго» (рис. 2.5).

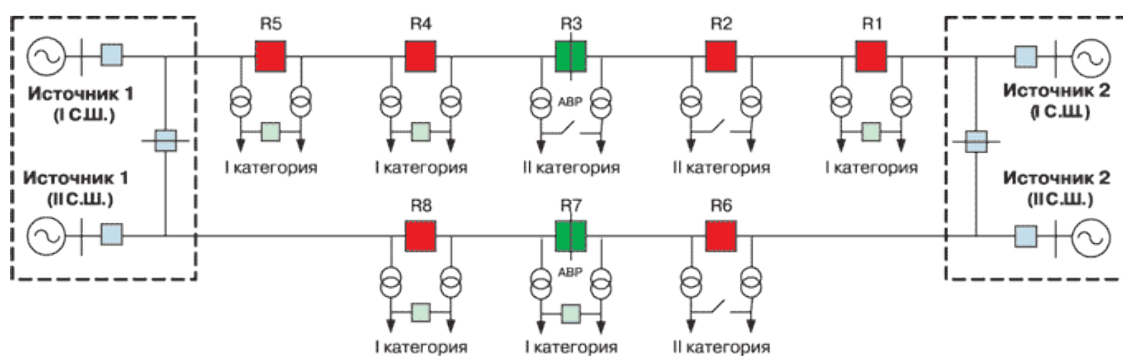


Рис. 2.5. Схема подключения потребителей I и II категорий надежности в филиале ПАО «МРСК Центра» — «Белгородэнерго».

Электроприёмники бройлерного хозяйства и свинокомплекса относятся к I и II категории надёжности, следовательно, для их электроснабжения необходимы два независимых центра питания. Когда к одной линии подключается одновременно несколько объектов I категории, то для выполнения требований ПУЭ приходится, как правило, строить дополнительные центры питания.

Альтернативный вариант – применение реклоузеров РВА/TEL по схеме I категории надёжности. Достаточно двух удалённых центров питания, у которых предусмотрена возможность сетевого резервирования. Потребитель

подключается к магистрали по схеме двухтрансформаторной КТП 10/0,4, а ответвления от магистрали выполняются с двух сторон от реклоузера (R1, R2, R4, R5, R6, R8). Один реклоузер используется как пункт АВР (R3, R7).

Потребитель, подключенный по такой схеме, сохранит питание по стороне 10 кВ при всех внешних коротких замыканиях, так как они будут автоматически локализованы реклоузерами на магистрали. Специалисты из «Белгородэнерго» показали экономическую оправданность реализации съемы электроснабжения по I категории надёжности с использованием реклоузеров.

## **2.4 Примеры комплексной реконструкции сетей с применением реклоузеров**

Другим примером является применение реклоузеров в сетях «Карелэнерго», филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» [18]. В период с 2006 по 2008 год было установлено 27 автоматических пунктов секционирования на линиях 6-10 кВ. Многоотпаечные ВЛ, имеющие большую (более 20 км) протяжённость, питающие социально значимые объекты, являются «первыми претендентами» на установку реклоузеров. Статистика рассматриваемых сетей:

1. средний период времени эксплуатации реклоузеров на момент анализа составил 2,3 г.;
2. 414 ВЛ, работающих на напряжении 6-10 кВ (общая протяжённость 4281,6 км), из которых 61 линия длиной более 20 км;
3. на 6 линиях длиной более 20 км установлено 10 реклоузеров – это 9,8% от количества всех линий с такой протяжённостью;
4. расстояние от места базирования оперативно выездных бригад до реклоузеров составляет до 120 км;
5. дистанционное управление и обмен данными осуществляется посредством GSM-модемов;

Очевидным преимуществом использования реклоузеров стало заметное снижение затрат на эксплуатационные расходы и уменьшение недоотпуска электроэнергии (рис. 2.6). Средний срок окупаемости реклоузеров в «Карелэнерго» составляет 7,5 лет.

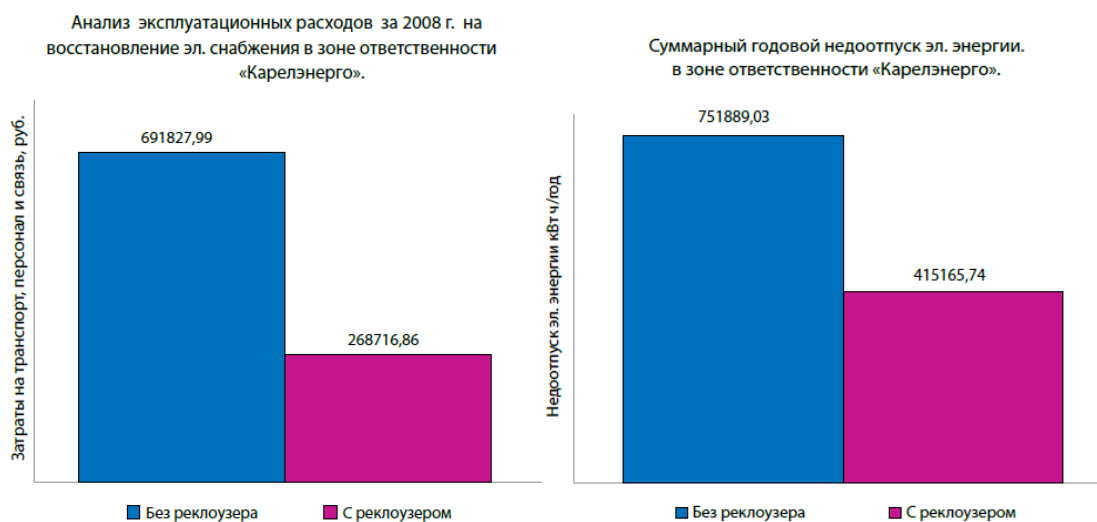


Рис. 2.6. Анализ затрат на эксплуатационные расходы и значения недоотпуска электроэнергии.

Стоит отметить проблемы, выявленные при эксплуатации реклоузеров в данных сетях:

1. нерусифицированный интерфейс программного обеспечения вызывает сложности у оперативного персонала при попытке получения информации из журнала событий;
2. возникали проблемы с передачей данных по GSM связи из-за недоработанного специализированного программного обеспечения;
3. недостатком специализированного программного обеспечения можно считать отсутствие функции определения места повреждения;

ПАО «Ленэнерго» устанавливает реклоузеры 10 кВ с 2005 года. Одним из их преимуществ было указано поступление данных о напряжении и мощности непосредственно на автоматизированное рабочее место диспетчера энергорайона, что позволяет моментально выделять повреждённый участок

при авариях, благодаря чему оперативно-выездная бригада оправляется точно на место технологического нарушения [19]. В 2012 году им был установлен первый в России реклоузер с номинальным напряжением 35 кВ [20]. Такие линии снабжают электроэнергией более 33000 жителей города Сланцы а также некоторые промышленные предприятия, многие из которых испытывают экономические сложности. Их внутренние схемы электроснабжения не приведены в нормальное состояние, что создаёт опасность возникновения технологических нарушений. Но установка реклоузера 35 кВ заметно повысило надёжность электроснабжения предприятий и жилых домов города Сланцы.

Второй такой реклоузер был установлен для тестовой эксплуатации во Всеволожском районе Ленинградской области [21]. По результатам их двухлетней работы научно-технический совет ПАО «Ленэнерго» признал положительным итоги первой эксплуатации двух реклоузеров на напряжении 35 кВ. Интеллектуальное оборудование признано приоритетным для использования в сетях «Ленэнерго», и специалистам компании поручено продолжение установки аппаратов данного типа на ЛЭП в Ленинградской области.

Для получения целостной картины и понимания перспективы внедрения реклоузеров стоит рассмотреть мировой опыт [13]. Например, энергокомпания Детройт-Эдиссон (США) отмечает, что внедрение в распределительные сети реклоузеров позволяет ей экономить около 1 миллиона долларов ежегодно лишь за счет снижения затрат на эксплуатационное обслуживание и регулярную замену существующего парка традиционных выключателей, поскольку реклоузеры на протяжении всего срока службы (25 лет) не требуют какого-либо обслуживания. Опыт компании ESKOM (Южная Африка) показал, что внедрение реклоузеров с микропроцессорным блоком релейной защиты и возможностью интеграции в систему SCADA значительно повышает надежность сети и практически



полностью исключает возможность отключения потребителей из-за неустойчивых коротких замыканий.

Применение реклоузеров представлено в реестре инновационных решений ПАО «Россети» от 17.01.2017 [22]. Инновационным признаком отмечена высокая степень автоматизации сети при использовании данных аппаратов. Устройство ориентировано на применение для:

1. повышения ключевых показателей надёжности сетей;
2. внедрения двукратного АПВ;
3. локализации повреждённого участка сети;
4. сокращения количества отключаемых при аварии потребителей;
5. сокращения количества отключений при проведении регламентных работ;
6. уменьшения времени поиска мест повреждения.

ПАО «Россети» представила проект «Цифровой район электрических сетей» («Цифровой РЭС»), реализованный в АО «Янтарьэнерго», Калининградская область [23]. В существующую сеть были интегрированы реклоузеры. Комплексно проект «Цифровой РЭС» включает в себя три этапа. Первый – автоматизация центров питания и сетей – уже завершен. Ведётся работа над вторым этапом – это внедрение комплексной системы энергомониторинга, установка интеллектуальных приборов учета. Третий этап – внедрение системы поддержки принятия решений по управлению сетевой компанией – завершится в 2018 году.

### **3. Показатели надёжности электроснабжения потребителей**

#### **3.1 Описание показателей надёжности**

В течение многих лет в научно-технической литературе разных авторов велась дискуссия относительно того, какие показатели надёжности электроснабжения целесообразно применять для её оценки и какие критерии следует использовать в задачах выбора оптимальных путей её повышения [24]. Под надёжностью электроснабжения следует понимать непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления.

Прерывание снабжения электрической энергией коммерческим и промышленным потребителям наносит им материальный ущерб (поломка оборудования, нарушение температурных режимов хранения; отключение охранной сигнализации и др.) [25]. По оценкам экспертов, прямой и косвенный ущерб от плановых и внеплановых прерываний поставок электроэнергии в развитых странах в несколько раз превосходит ущерб от стихийных катастроф.

В настоящее время подавляющее число стран для оценки надёжности в области электроэнергетики применяют показатели, базирующиеся на соответствующих стандартах IEEE [26]. Контролирующие органы в области электроэнергетики в этих странах имеют возможность не только устанавливать нормативные значения указанных показателей для отдельных территориальных подразделений энергокомпаний, но и контролировать их выполнение на основании объективных данных, получаемых в результате анализа результатов функционирования электрических сетей.

Было предложено при анализе надёжности воздушных линий распределительной сети 6-10 кВ рассмотреть три группы показателей:

1. исходные (первичные);
2. базовые;
3. интегральные.

Первые характеризуют надёжность работы конкретных элементов электрической сети и эффективность работы обслуживающего персонала. Данные показатели имеют значения, которые считаются известными на момент начала решения задачи оценки надёжности электрической цепи. В сетевых компаниях большинства стран мира соответствующие достаточно объективные данные формируются в процессе функционирования программного обеспечения входящего в блок OMS – outage management system (систем обработки отключений).

К ним относятся:

1. удельный параметр потока отказов (откл./км\*год);
2. промежуток времени восстановления электроснабжения (час/откл.)

Базовые показатели характеризуют надёжность электроснабжения узлов нагрузки и питаемых от этих узлов потребителей. Их численные значения вычисляются по ходу решения задачи анализа надёжности и зависят от ряда факторов:

1. значений исходных показателей надёжности;
2. конфигурации и параметров рассматриваемой линии;
3. мест размещения, вида и количества установленных в линии секционирующих устройств (СУ).

Имеет смысл рассматривать следующие варианты данных показателей:

1. средняя частота отключений объекта (откл./год);
2. средняя длительность отключений объекта (час/год);
3. средняя длительность одного отключения объекта (час).

### **3.2 Интегральные показатели надёжности**

Интегральные показатели надёжности характеризуют надёжность оказания услуг по поставке электрической энергии потребителям крупных сетевых объектов, питающихся как от отдельной линии, так и от

электрической сети в целом. Численные значения данных интегральных показателей вычисляются на основе значений базовых показателей надежности и характеристик узлов нагрузки – величины средней нагрузки и/или количества точек продажи электроэнергии.

Подробно рассмотрим интегральные индикативные показатели уровня надёжности оказанных услуг электросетевыми компаниями [27] в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг от Министерства энергетики РФ. Данные показатели определяются величиной недоотпущенной электрической энергии потребителям услуг в течение расчетного времени. Также он определяется исходя из средней продолжительности прекращения передачи электроэнергии потребителям и средней частоты прекращения электроснабжения потребителей.

Под прекращением передачи электрической энергии в отношении потребителя понимается возникновение технологического нарушения на объектах электросетевой организации, сопровождаемое полным или частичным ограничением режима потребления электрической энергии потребителя.

Продолжительность прекращения передачи электроэнергии потребителю определяется интервалом времени от момента прекращения передачи электроэнергии до момента устранения технологического нарушения на объектах данной электросетевой организации, но не превышающим интервал времени до момента восстановления электроснабжения потребителя.

### **3.2.1. ENS и EENS**

Объем недоотпущенной электрической энергии в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода ( $\Pi_{ens}$  – Energy not Supplied) определяется по формуле:

$$ENS = \sum_{i=1}^I P_i * T_i,$$

где  $P_i$  – суммарный объем фактической нагрузки (мощности) на присоединениях потребителей услуг, по которым в результате технологического нарушения произошло  $i$ -ое прекращение передачи электрической энергии, на момент возникновения этого нарушения, МВт;

$T_i$  – продолжительность  $i$ -го прекращения передачи электрической энергии в результате технологического нарушения, час;

$I$  – количество прекращений передачи электрической энергии потребителям услуг в расчетном периоде регулирования, шт. Расчетный период часто берётся равным одному году.

Индекс надёжности EENS (Expected Energy Not Supplied) – ожидаемый недоотпуск электроэнергии.

### 3.2.2. SAIDI

Показатель, характеризующий среднюю продолжительность прекращения передачи электроэнергии потребителям услуг в каждом расчетном периоде в пределах долгосрочного периода ( $\Pi_{saidi}$  – System Average Interruption Duration Index), определяется по формуле:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^I T_i * N_i}{N_t},$$

где  $T_i$  – продолжительность  $i$ -го прекращения передачи электрической энергии в рамках технологического нарушения, час;

$N_i$  – количество потребителей, в том числе потребителей электрической энергии, обслуживаемых сетевыми организациями (гарантирующими поставщиками), энергопринимающие устройства которых непосредственно присоединены к объектам электросетевого хозяйства, в отношении которых произошло  $i$ -ое прекращение передачи электрической энергии, в рамках технологического нарушения, шт.;

$N_t$  – максимальное за расчетный период регулирования число потребителей услуг, в том числе потребителей электрической энергии, обслуживаемых сетевыми организациями (гарантирующими поставщиками), энергопринимающие устройства которых непосредственно присоединены к объектам электросетевого хозяйства, шт.;

$I$  – количество прекращений передачи электроэнергии потребителям в расчетном периоде, шт.

Другими словами, показатель характеризует эквивалентную продолжительность перерывов в электроснабжении на одного потребителя – среднее время отключения одного потребителя в системе.

### **3.2.3. SAIFI**

Средняя частота прекращения передачи электроэнергии потребителям в каждом расчетном периоде в пределах долгосрочного периода ( $\Pi_{saifi}$  – System Average Interruption Frequency Index) определяется по формуле:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^I N_i}{N_t}.$$

Переменные, находящиеся в данной формуле, аналогичны тем, которые используются для описания показателя  $\Pi_{saidi}$ . SAIFI даёт эквивалентную частоту перерывов в электроснабжении на одного потребителя – среднее число перерывов на одного потребителя, который был отключен, в течение определенного периода времени.

Теперь рассмотрим показатели, которые не входят в указанные выше методические указания от Министерства энергетики РФ, однако являются международными стандартами IEEE [26].

### **3.2.4. CAIDI**

Индекс средней продолжительности отключения потребителей (CAIDI - Customer Average Interruption Duration Index) определяется по формуле:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^I T_i * N_i}{\sum_{i=1}^I N_i}.$$

Этот показатель надёжности электроснабжения позволяет проанализировать такие параметры, как продолжительность возникающих перебоев и быстрота реагирования на них персонала компании [28].

### 3.2.5. MAIFI

Мгновенный индекс средней частоты отключений (MAIFI – Momentary Average Interruption Frequency Index) рассчитывается по следующей формуле:

$$MAIFI = \frac{\sum_{i=1}^I dN_i}{N_t},$$

где  $dN_i$  – количество потребителей, в отношении которых произошло кратковременное  $i$ -ое прекращение передачи электрической энергии, в рамках технологического нарушения, шт.;

Представляет собой отношение суммы общего количества кратковременных отключений потребителей (обычно считаются отключения менее 1 мин.) к общему количеству обслуживаемых потребителей в течение года.

Рассмотрим другие показатели надёжности, которые использовались для выбора количества и места установки реклоузеров компанией «Таврида Электрик» [29].

### 3.2.6. RNRE

Показатель, характеризующий относительную эффективность реконструкции сети (RNRE - Relative Network Reconstruction Efficiency):

$$RNRE = 1 - \frac{SAIFI}{SAIFI(0)},$$

где  $SAIFI(0)$ ,  $SAIFI$  – среднее количество установившихся повреждений в год на одного потребителя до и после реконструкции соответственно.

Индекс  $RNRE$  показывает в долях от первоначального значения  $SAIFI$ , насколько улучшился показатель  $SAIFI$  после реконструкции по сравнению с положением до реконструкции.

### 3.2.7. ARIE

Индекс, характеризующий величину вкладываемых инвестиций в реконструкцию для увеличения  $RNRE$  на одну относительную единицу (ARIE – Average Reconstruction Investment Efficiency):

$$ARIE = \frac{INV}{RNRE},$$

где  $INV$  – выбранная единица подсчёта инвестиций.

### 3.2.8. ARAE

Показатель, характеризующий среднюю эффективность применения реклоузеров (ARAE – Average Recloser Application Efficiency):

$$ARAE = \frac{RNRE * F}{R},$$

где  $F$  – количество фидеров, входящих в реконструируемую сеть;

$R$  – количество реклоузеров, установленных в процессе реализации.

Данный индекс показывает среднюю эффективность применения реклоузеров, а именно насколько удалось улучшить величину показателя  $SAIFI$  каждого фидера реконструируемой сети по сравнению с положением до реконструкции в расчёте на один реклоузер.

Рассмотрим другие показатели, представленные в стандарте IEEE [26].

### 3.2.9. ASAI

Индекс средней продолжительности питания потребителей (ASAI – Average Service Availability Index):

$$ASAI = \frac{\sum N_t * T - \sum T_i N_i}{\sum N_t * T},$$



где  $T$  – период времени, обычно год (8760 часов или 525600 минут).

Данный индекс может быть выражен через индекс *SAIDI*:

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760}.$$

### **3.2.10. ASIDI**

Средний индекс длительности прерываний в работе энергосистемы (ASIDI – Average System Interruption Duration Index):

$$ASIDI = \frac{\sum T_i * L_i}{L_t},$$

где  $L_i$  – мощность потребителей, в том числе потребителей электрической энергии, обслуживаемых сетевыми организациями (гарантирующими поставщиками), энергопринимающие устройства которых непосредственно присоединены к объектам электросетевого хозяйства, в отношении которых произошло  $i$ -ое прекращение передачи электрической энергии, в рамках технологического нарушения, в кВ·А,

$L_t$  – суммарная мощность потребителей услуг, в том числе потребителей электрической энергии, обслуживаемых сетевыми организациями (гарантирующими поставщиками), энергопринимающие устройства которых непосредственно присоединены к объектам электросетевого хозяйства, в кВ·А.

### **3.2.11. ASIFI**

Индекс средней частоты перерывов электроснабжения системы (ASIFI – Average System Interruption Frequency Index):

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_t}.$$

### **3.2.12. ASUI**

Индекс средней продолжительности отсутствия питания потребителей (ASAI – Average Service Availability Index):

$$ASUI = \frac{\sum T_i N_i}{\sum N_t * T} = 1 - ASAI.$$

Данный индекс может быть выражен через индекс *SAIDI*:

$$ASUI = \frac{SAIDI}{8760}.$$

### 3.2.13. CAIFI

Индекс средней частоты прерываний энергоснабжения потребителей (CAIFI – Customer Average Interruption Frequency Index):

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN},$$

где CN – число потребителей электрической энергии, обслуживаемых сетевыми организациями (гарантирующими поставщиками), энергопринимающие устройства которых непосредственно присоединены к объектам электросетевого хозяйства, которые подвергаются длительным перебоям в электроснабжении.

### 3.2.14. СТАИДИ

Индекс средней общей длительности прерываний энергоснабжения потребителей (СТАИДИ – Customer Total Average Interruption Duration Index):

$$СТАИДИ = \frac{\sum T_i * N_i}{CN}.$$

### 3.2.15. СЕМІ<sub>n</sub>

Индекс надежности электроснабжения потребителей, которые подвергаются многократным перебоям в электроснабжении, определяется отношением числа n или более перебоев в электроснабжении потребителей, к общему числу подключенных потребителей (СЕМІ<sub>n</sub> – Customers Experiencing Multiple Interruptions):

$$СЕМІ_n = \frac{CN_{(k \geq n)}}{N_t},$$

где  $CN_{(k \geq n)}$  число потребителей электрической энергии, которые подвергаются  $n$  или более раз перебоям в электроснабжении в течение расчетного периода.

### 3.2.16. CELID

Индекс надежности электроснабжения потребителей, которые подвергаются длительным перебоям в электроснабжении (CELID – The Customers Experiencing Long Interruption Durations Index), определяется числом потребителей, которые подвергаются перебоям более длительным или равным заданному времени. Это время является либо длительностью одного прерывания ( $s$ ), либо общим временем ( $t$ ), в течение которого потребитель подвергался перебоям в электроснабжении.

Длительность одного перебоя:

$$CELID - s = \frac{CN_{(k \geq s)}}{N_t},$$

где  $CN_{(k \geq s)}$  число потребителей электрической энергии, которые подвергаются  $S$  или более часов перебоев в электроснабжении.

Длительность всех перебоев:

$$CELID - t = \frac{CN_{(k \geq T)}}{N_t},$$

где  $CN_{(k \geq T)}$  число потребителей электрической энергии, которые подвергаются  $T$  или более часов перебоев в электроснабжении.

### 3.2.17. RDCO

RDCO – относительное снижение стоимости владения сетью [30], которое рассчитывается по формуле:

$$RDCO = \left(1 - \frac{CO}{CO(0)}\right) * 100\%,$$

где  $CO, CO(0)$  – стоимость владения сетью (издержки) до и после реконструкции, руб/год. Стоимость владения рассчитывается как сумма амортизационных затрат, операционных затрат, стоимости ЭЭ.

### 3.2.18. CEMSMI<sub>n</sub>

Индекс надежности электроснабжения потребителей, которые подвергаются множественным постоянным перебоям питания и кратковременным перебоям питания (CEMSMI<sub>n</sub> – The Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events Index). Данный индекс определяется числом потребителей, которые подвергаются *n* или более множественным постоянным перебоям и кратковременным перебоям. Его цель – помочь выявить проблемы потребителей, которые не могут быть учтены при использовании индексов средней частоты мгновенных отключений.

$$CEMSMI_n = \frac{CNT_{(k \geq n)}}{N_t},$$

где CNT<sub>(k≥n)</sub> число потребителей электрической энергии, которые подвергаются *n* или более раз перебоям в электроснабжении.

### 3.3 Примеры влияния установки реклоузеров на показатели надёжности

Рассмотрим расчёт показателя надёжности SAIFI и влияние на него установки реклоузеров в примере, аналогичном примеру с простейшей электрической сетью в [31]. Исходная схема представлена на рисунке 3.1.

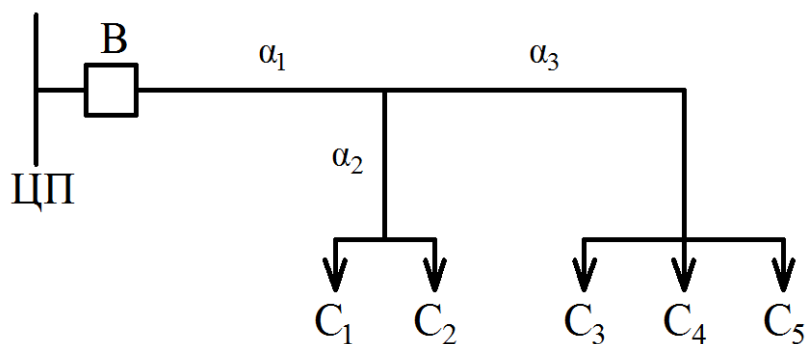


Рис. 3.1. Простейшая электрическая схема распределительной сети.

Будем для простоты полагать, что аварийность определяется только инцидентами в линиях передачи. Цепь состоит из одного района с центром питания ЦП и пятью потребителями ( $C = 5$ ). Выключатель В срабатывает по факту короткого замыкания на любом из трёх ( $\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3$ ) участков цепи, поэтому частота срабатывания выключателя определяется суммой частот аварийных инцидентов на всех участках цепи. Для простоты считаем, что частота аварийных инцидентов на каждом из участков одинакова и равна  $\gamma_0$ .

Тогда частота аварийных инцидентов во всей сети определится как произведение инцидентов на участке на число участков и будет равна:

$$\gamma = 3\gamma_0.$$

Частота перерывов электроснабжения за рассматриваемый период одинакова у всех потребителей и составит:

$$\lambda = \gamma = 3\gamma_0.$$

Суммарное число прерываний энергоснабжения у потребителей этой сети:

$$\lambda_{total} = C\lambda = 15\gamma_0.$$

Ранее была описана формула расчёта индекса SAIFI. В нашем случае его рассчитывают путём деления общего числа случаев отключений у всех потребителей на общее число обслуживаемых потребителей:

$$SAIFI = \frac{\lambda_{total}}{C} = \frac{15\gamma_0}{5} = 3\gamma_0.$$

Рассмотрим влияние установки реклоузера на характеристики сети. Пусть реклоузер Р установлен на третьем участке сети (рис. 3.2).

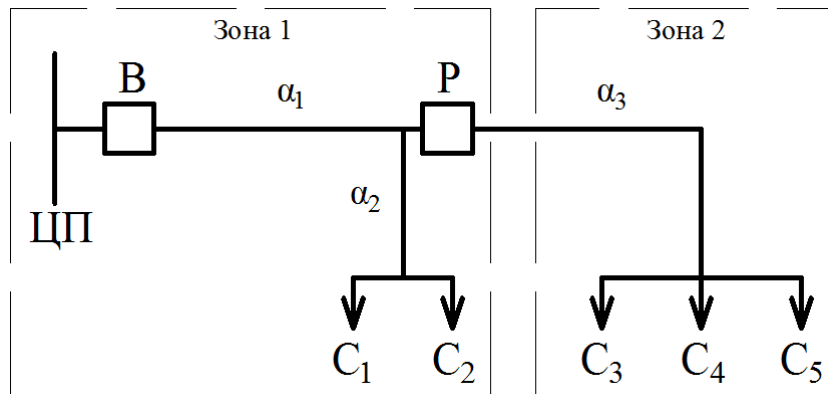


Рис. 3.2. Простейшая электрическая схема распределительной сети с реклоузером.

Наличие реклоузера делит сеть на два подграфа – зоны электроснабжения. Первую зону образуют участки 1,2 с числом потребителей  $C(1) = 2$ . Вторую зону содержит участок 3 с числом потребителей  $C(2) = 3$ .

Установленный в сети реклоузер отделяет аварийные инциденты третьего участка от остальной сети. Выключатель В теперь будет срабатывать только по инцидентам в первой зоне. Частота срабатывания:

$$\gamma(1) = \gamma_1 + \gamma_2 = 2\gamma_0.$$

Частота прерываний электроснабжения потребителей зоны 1:

$$\lambda(1) = \gamma(1) = 2\gamma_0.$$

Суммарное число прерываний электроснабжения потребителей данной зоны:

$$\lambda_{total}(1) = C(1) * \lambda(1) = 4\gamma_0.$$

Реклоузер будет срабатывать по инцидентам, которые происходят только на участке зоны 2. Суммарное число прерывания электроснабжения потребителей зоны 2 будет соответствовать сумме аварийных инцидентов зон 1 и 2:

$$\lambda(2) = \gamma(1) + \gamma(2) = 3\gamma_0.$$

Суммарное число прерываний электроснабжения потребителей зоны 2:

$$\lambda_{total}(2) = C(2) * \lambda(2) = 9\gamma_0.$$

Пересчитаем показатель SAIFI для сети с реклоузером:

$$SAIFI = \frac{\lambda_{total}(1) + \lambda_{total}(2)}{C(1) + C(2)} = \frac{4\gamma_0 + 9\gamma_0}{3 + 2} = 2,6\gamma_0.$$

Таким образом, использование реклоузера позволило понизить среднестатистическую частоту прерываний электроснабжения потребителей сети с  $3\gamma_0$  до  $2,6\gamma_0$ .

Теперь оценим влияние расстановки реклоузеров на индекс *RNRE* [29]. В таблице 3.1 приведено значение данного показателя в зависимости от типа сети и количества реклоузеров с учётом наличия двукратного АПВ в центре питания.

Таблица 3.1. Значение индекса *RNRE* для радиальных и кольцевых фидеров.

Тип сети	Количество реклоузеров					
	1	2	3	4	5	6
Радиальный фидер	0,25	0,33	0,38	0,40	0,42	0,43
Кольцевой фидер	0,00	0,33	0,50	0,60	0,67	0,71

Индекс *ARAE* позволяет выбирать самые лучшие с точки зрения возврата инвестиций (трат на реконструкцию) варианты установки аппаратов. Значения данного индекса в зависимости от типа сети и количества реклоузеров приведены в таблице 3.2. Числа получены при расчёте с условием наличия двукратного АПВ в центре питания:

Таблица 3.2. Значение индекса *ARAE* для радиальных и кольцевых фидеров.

Тип сети	Количество реклоузеров					
	1	2	3	4	5	6
Радиальный фидер	0,25	0,17	0,13	0,10	0,08	0,07
Кольцевой фидер	0,00	0,33	0,33	0,30	0,27	0,24

### 3.4 Взаимосвязь интегральных показателей надежности электроснабжения

На основе определений вышеизложенных индексов и их описания по сути можно разделить их на три группы: показатели, выражающие через число отключаемых потребителей (SAIFI, SAIDI, CAIDI, CTAIDI, ASAI, ASUI, CAIFI), показатели, учитывающие мощность отключаемых потребителей (ASIFI, ASIDI, ENS, EENS), и экономические показатели (RNRE, ARAE, ARIE, RDCO). Критерии из первой группы опираются на количество потребителей электроэнергии и на продолжительность перерывов в электроснабжении. Экономические показатели отражают относительный прирост надежности электроснабжения с учетом вложенных в реконструкцию сети средств. Наглядно это разделение, а также взаимосвязь между отдельными индексами представлены на рисунке 3.3.

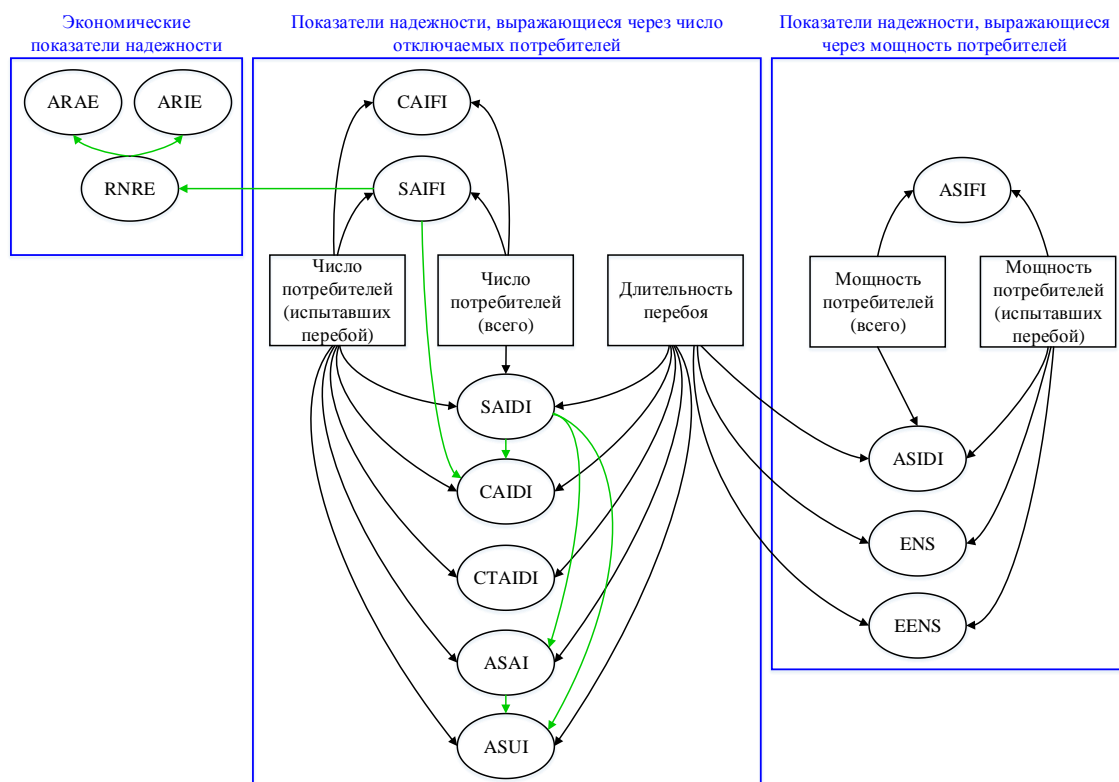


Рис. 3.3. Взаимосвязь интегральных показателей надежности электроснабжения.



## **4. Повышение интегральных показателей надёжности**

### **4.1 Актуальность поставленной задачи**

В Российской Федерации в рамках Национальной технологической инициативы «Энерджинет» был разработан план мероприятий («дорожная карта») [32], в соответствии с которым планируется разработка и изменение законодательства в области нормирования и надёжности электроснабжения. Данное обстоятельство в уже недалёком будущем потребует от сетевых компаний не только следить за параметрами надёжности, но и повысить их, если они не будут соответствовать нормативным документам. Более того, высказываются и разрабатываются предложения о стимулировании предприятий, которым принадлежат распределительные сети, к повышению надёжности экономически, например, регулированием тарифов, введением штрафов или поощрений [33]. Такой опыт имеется в зарубежных развитых странах [34]. Следовательно, перед организациями встаёт задача улучшения задаваемых эксплуатационных характеристик сетей.

Как было сказано ранее, секционирование в распределительных сетях существенно повышает надёжность электроснабжения. Особняком в данном вопросе стоит применение реклоузеров ввиду их свойств по улучшению параметров передачи электрической энергии потребителям. Перед организациями встаёт необходимость решения задачи оптимальной расстановки данных аппаратов при комплексной реконструкции сетей.

### **4.2 Мировой опыт**

В отечественных статьях вопрос расстановки реклоузеров практически не рассматривался. В одной из публикаций [31] авторами используется эвристический алгоритм муравьиной колонии, с помощью которого достигается существенно более высокая скорость сходимости к оптимальной расстановке аппаратов в сети по сравнению с полным перебором вариантов.

Однако в данной публикации рассматриваются схемы радиальной структуры и с одним источником питания.

Методики выбора расположения реклоузеров рассматривались во многих статьях ([35], [36], [37], [38], [39], [40]). При использовании реклоузеров в сети с большим количеством узлов и аппаратов, компьютерный расчёт может занимать значительное время, например, в статье [31] указывается, что расчёт в сети, граф которой имеет 42 вершины, для 9 аппаратов занимает больше часа, для 10 – почти 4 часа, для 12 – более 29 часов. Для сравнения, использование алгоритма муравьиной колонии позволило найти оптимальное расположение для 12 реклоузеров менее чем за 47 мс с точностью до 0,13%. Поэтому эффективным решением описываемой задачи является перебор мест установки аппаратов быстродействующими эвристическими алгоритмами, что было рассмотрено в статьях многими авторами ([41], [42], [43], [44]). При этом стоит учитывать схемы с наличием нескольких источников питания, что является необходимым условием для постановки задачи в общем случае.

### **4.3 Методика расстановки реклоузеров**

Для наиболее эффективного использования реклоузеров в целях повышения надежности электроснабжения потребителей требуется определение оптимальных мест установки данных устройств, что в общем случае является NP-полной задачей.

Оптимизация проводится на примере из списка испытательных схем распределительных сетей (Distribution Test Feeders) IEEE [45]. Алгоритм выбора мест установки реклоузеров рассмотрен в данной работе на примере тестовой 37-узловой схемы (рисунок 4.1). Решается задача расстановки определённого количества аппаратов оптимальным способом. Для рассмотрения сети с двусторонним питанием в данную тестовую схему в узел 741 был добавлен дополнительный источник. Алгоритм реализован в ПВК «MATLAB».

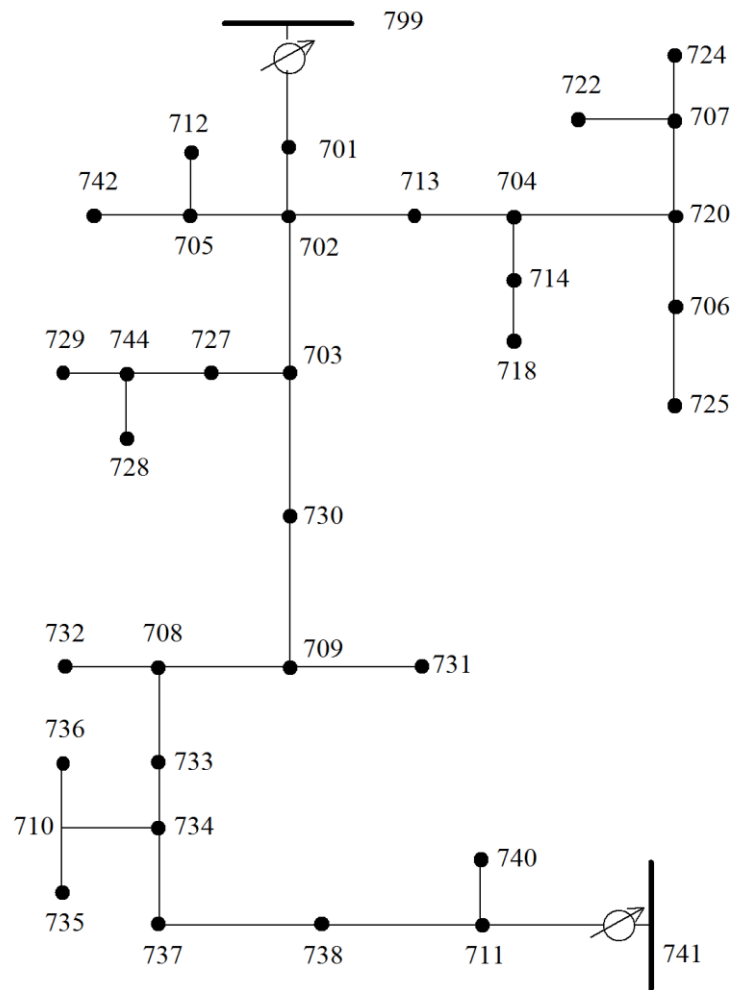


Рис. 4.1. Испытательная схема распределительной сети IEEE для 37 узлов (Distribution Test Feeder) с добавленным источником питания.

Схема в алгоритме задаётся при помощи:

1. матрицы ветвей;
2. матрицы узлов.

В матрице ветвей задаётся:

1. узел начала ветви;
2. узел конца ветви;
3. число, характеризующее повреждаемость ветви за расчётный период, например, число коротких замыканий в год;
4. при наличии выключателя в данной ветви указывается узел, возле которого установлен этот аппарат (в одной ветви задаётся только

один аппарат, для описания линий с возможностью установки большего количества аппаратов можно разбить линию на несколько последовательных ветвей).

В матрице узлов задаётся:

1. номер узла;
2. указание свойств узла: либо наличие источника электроэнергии, либо наличие потребителей, либо только как связь с ветвями;
3. число, характеризующее повреждаемость узла за расчётный период, например, число коротких замыканий в год.

### 4.3.1 Методика расчёта SAIFI

На первом этапе расчёта показателя SAIFI алгоритм делит схему на зоны, ограниченные моделируемыми выключателями или реклоузерами (рисунок 4.2).

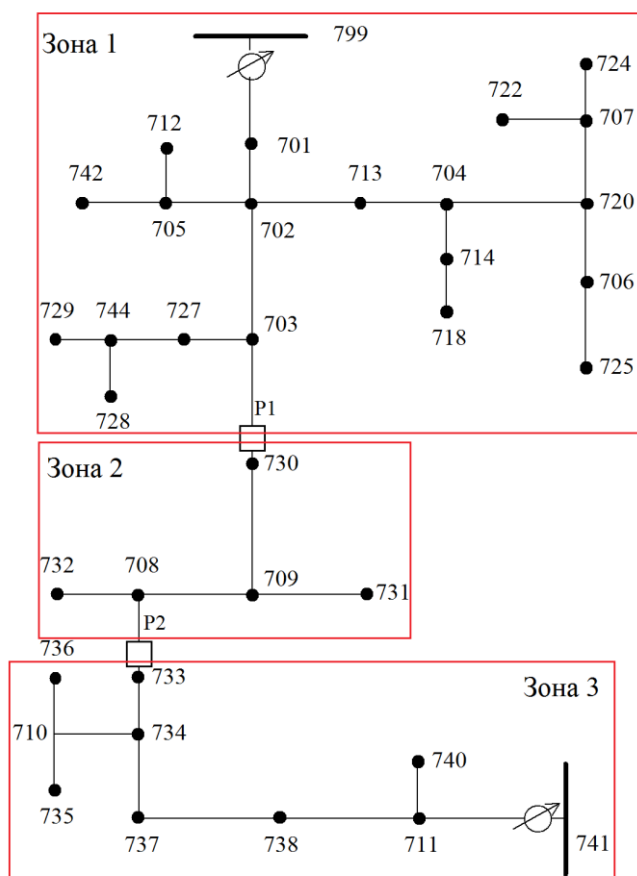


Рис. 4.2. Пример разбиения на зоны.

Каждая зона имеет своих «соседей», отделяемых выключателем/реклоузером. Методика расчёта показателя учитывает использование сетевого резервирования после локализации аварии ближайшими реклоузерами. Таким образом, короткое замыкание в зоне 2 не приведёт к отключению потребителей зоны 3, которые изначально питались от источника в узле 799.

Алгоритм расчёта SAIFI учитывает число коротких замыканий в каждой зоне, потребителей в узле и зоне, а также и проверку всех остальных потребителей схемы на доступ к источникам энергии после секционирования сети и локализации аварии.

#### **4.3.2 Методика оптимальной расстановки реклоузеров**

Как было сказано ранее, прямой перебор мест установки реклоузеров в больших схемах занимает продолжительное время. Поэтому для оптимизации расстановки реклоузеров предлагается использовать генетический алгоритм. Стоит отметить, что эвристические алгоритмы не могут гарантированно найти наилучшее решение, однако имеют более высокую скорость сходимости к нему, что для некоторых задач обеспечивает принципиальную техническую возможность получения результата.

Особью является набор ветвей, в которые устанавливаются аппараты. Ген – номер ветви, в которой расположен аппарат. Число возможных номеров генов равно числу свободных для установки реклоузеров ветвей. Выбранной фитнес-функцией является показатель надёжности распределительной сети SAIFI.

Первая популяция особей формируется случайным образом, впоследствии для каждой её особи выбираются номера ветвей – гены, и рассчитывается SAIFI. Ввиду того, что стоит задача поиска минимального значения показателя, происходит сортировка всех наборов по SAIFI. Отбираются особи с наилучшим значением фитнес-функции с последующим скрещиванием генов самых сильных представителей и появлением потомства, приходящего на смену более слабым особям.

Затем сортировка повторяется, и цикл продолжает свою работу до тех пор, пока в процессе нахождения лучших наборов генов не перестанут появляться более приспособленные особи.

Если все самые приспособленные особи имеют одинаковый SAIFI, происходит мутация: у всех особей (кроме одной) меняется ген с последующей сортировкой и скрещиванием.

В конце алгоритма выводится результат в виде наилучшего найденного показателя надёжности SAIFI и номеров узлов и ветвей, в которые рекомендуется устанавливать реклоузеры.

### 4.3.3 Расстановка реклоузеров на примере поиска оптимального значения SAIFI

Произведём расчёт для выбранной выше схемы (рисунки 4.3, 4.4, 4.5). Её подробные свойства описаны в [26]. Повреждаемость ветвей принята пропорциональной длине линий.  $SAIFI(0)=9,0050$  – значение индекса до установки аппаратов. Стрелочками обозначены потребители в сети.

Составим таблицу результатов работы алгоритма, в которой укажем зависимость найденного SAIFI от количества устанавливаемых аппаратов (таблица 4.1). Сравним эти данные со значениями, полученными при выполнении «жадного» алгоритма. Его суть заключается в том, что для первого реклоузера оптимальное место установки найдено перебором всех ветвей. После фиксации местоположения первого реклоузера новая позиция для второго находится аналогичным способом, но среди оставшихся ветвей. Данный цикл проводится необходимое для расстановки всех аппаратов количество раз.

Таблица 4.1. Зависимость SAIFI от количества установленных реклоузеров в расчётной схеме.

N реклоузеров		0	1	2	3	4	5	6
SAIFI	Генетический алгоритм	9,0050	4,4154	3,1721	2,5219	2,1927	1,7602	1,5069
	«Жадный» алгоритм	9,0050	4,4154	3,2521	2,5744	2,2410	1,9619	1,7094

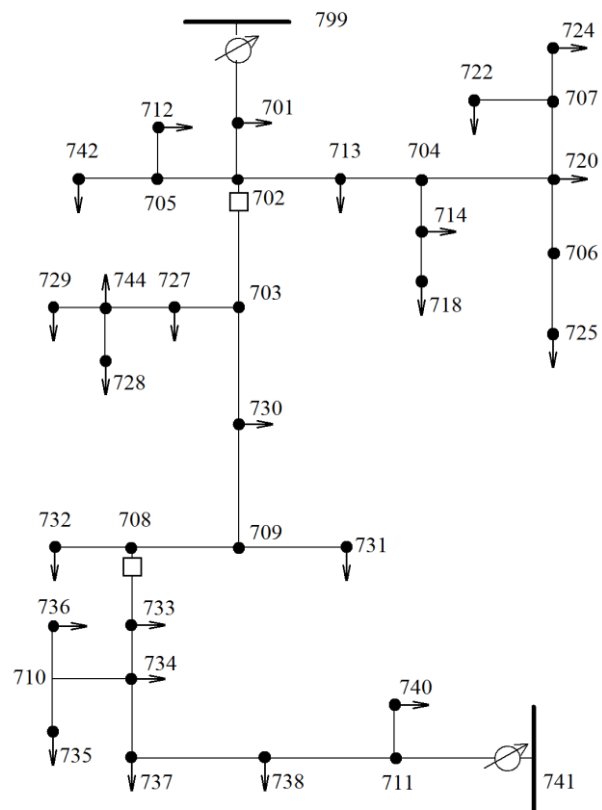


Рис. 4.3. Результаты расстановки двух реклоузеров, SAIFI(2)=3,1721.

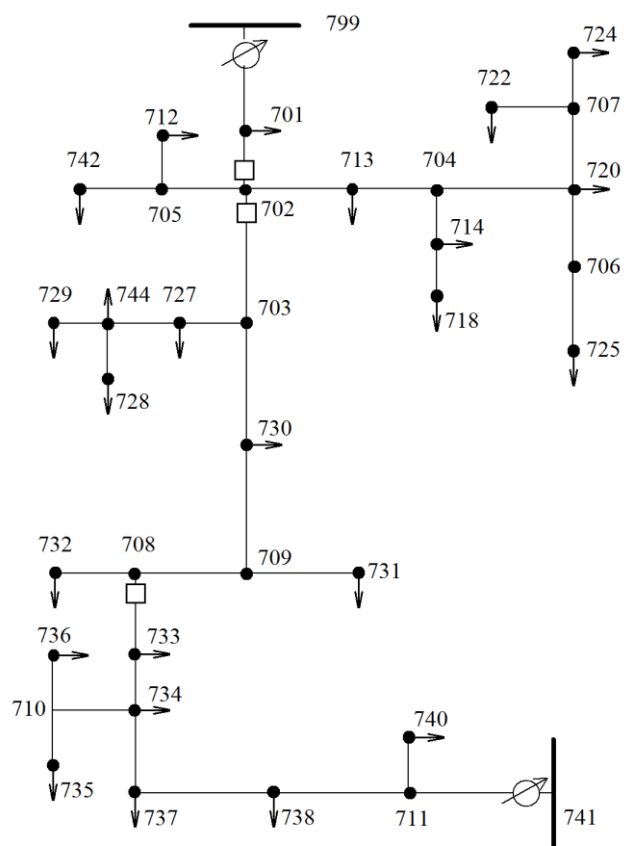


Рис. 4.4. Результаты расстановки трех реклоузеров, SAIFI(3)= 2,5219.

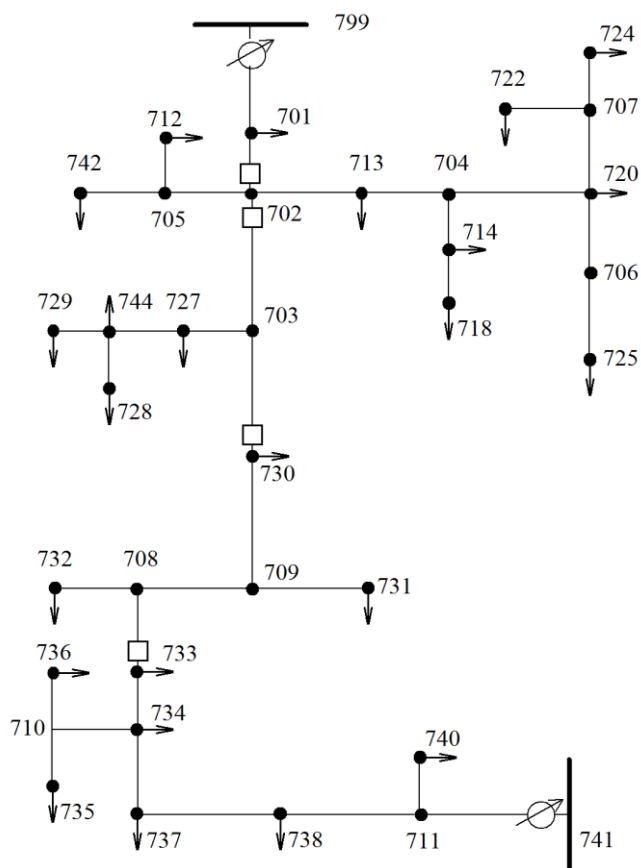


Рис. 4.5. Результаты расстановки четырех реклоузеров, SAIFI(4)=2,1927.

Рассчитанный генетическим алгоритмом для случая с двумя реклоузерами в указанной схеме SAIFI(2)=3,1721 является наилучшим, что подтверждено полным перебором всех вариантов расстановок. Однако при использовании описываемого алгоритма данный результат был получен после 15 итераций, которые характеризовались суммарным числом вычислений SAIFI равным 129. Это в несколько раз быстрее, чем при полном переборе, при котором число расчётов равно 7568. При увеличении числа реклоузеров и узлов в схеме разница в быстродействии указанных методов расстановки будет стремительно возрастать. А расстановка, полученная использованием «жадного» алгоритма, несмотря на существенно более низкие вычислительные затраты её получения является заметно менее оптимальной.

Рассмотрим схему, расположенную в Калининградской области, филиал АО «Янтарьэнерго», Большаковский РЭС (рис. 4.6). Её расчётная модель



состоит из 161 ветви и 162 узлов. В данной сети проводилась модернизация компанией «Таврида Электрик» с установкой двух реклоузеров.

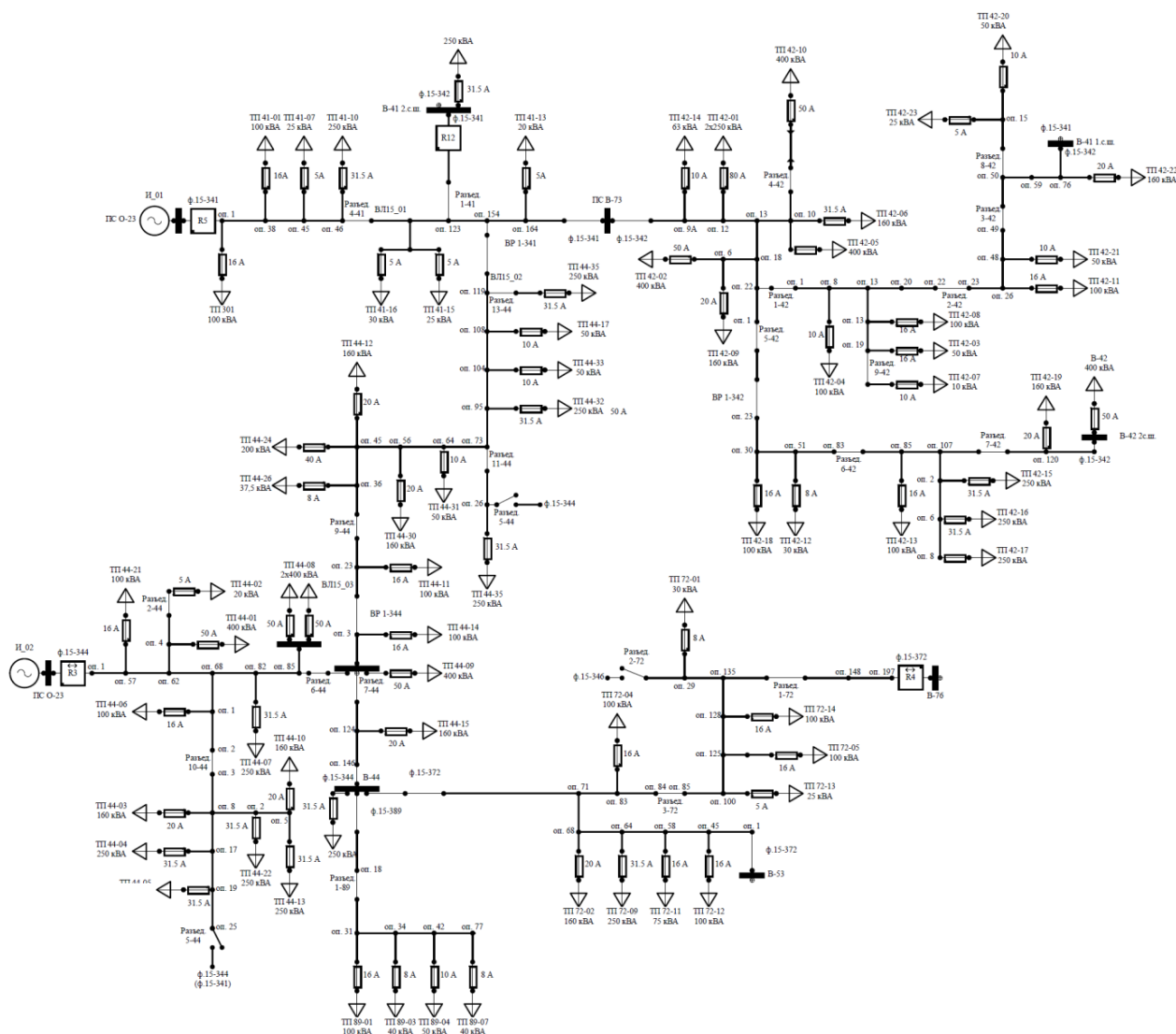


Рис. 4.6. Схема электрических соединений, Большаковский РЭС.

Сравним местоположения установленных в фидеры реклоузеров с расстановкой, полученной при использовании вышеуказанного алгоритма. Удельная повреждаемость линии принята  $K=0,00992$  ед./год/км. Расчёт производится в среде MATLAB с применением встроенной функции оптимизации при помощи генетического алгоритма. Результаты представлены на рисунке 4.7.

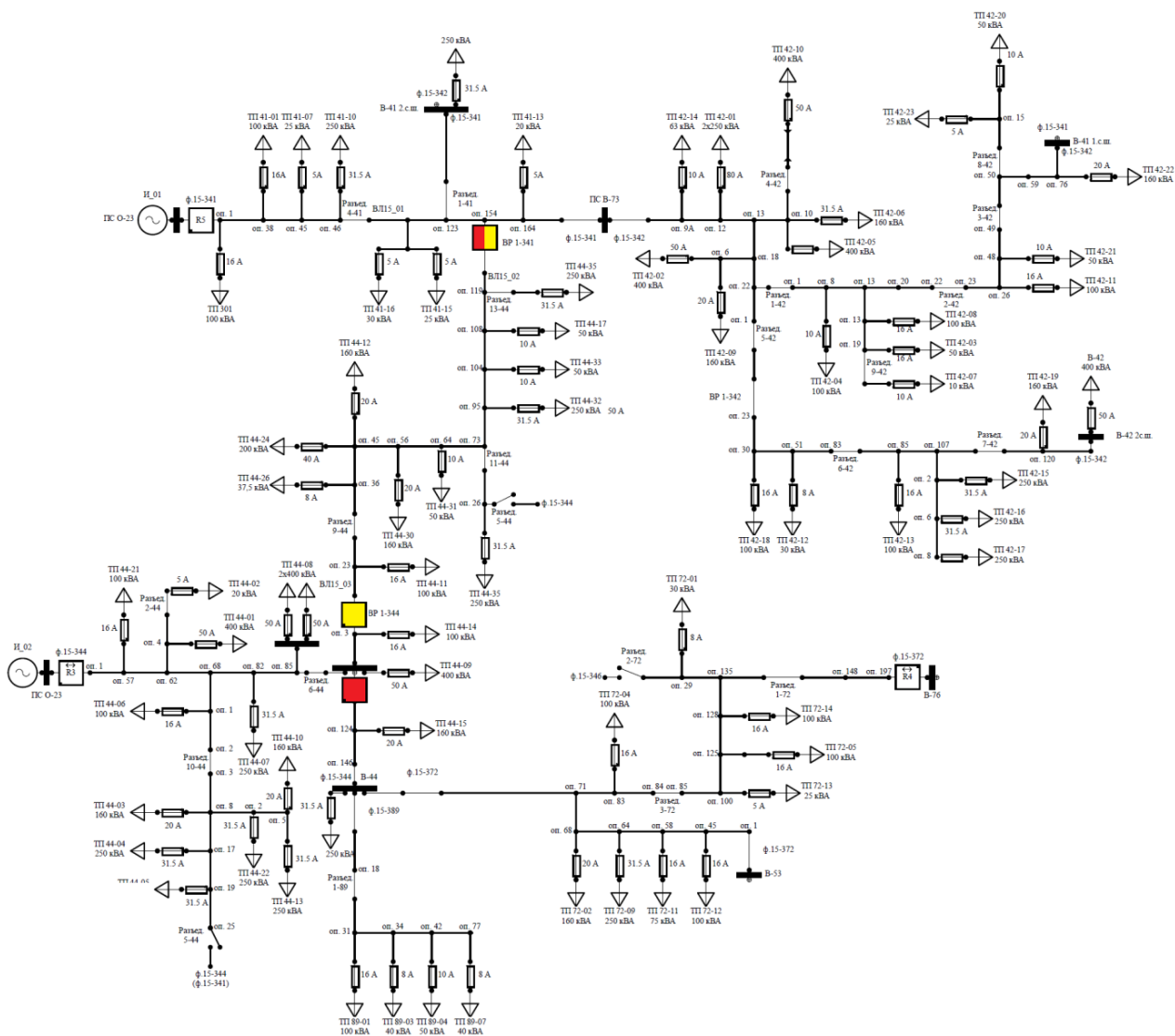


Рис. 4.7. Большаковский РЭС, установлены 2 реклоузера. Желтый цвет: места, выбранные компанией «Таврида Электрик». Красный цвет: места, полученные при использовании вышеуказанного алгоритма.

Инженерами компании «Таврида Электрик» реклоузеры были установлены на места разъединителей 2-41 и 3-44. Посчитанное значение индекса надежности SAIFI после реконструкции составило 0,762.

При использовании генетического алгоритма, значение SAIFI составило 0,708, которое более чем на 7% ниже, чем в выполненном проекте. Стоит отметить, что место установки первого реклоузера совпало в обоих случаях. Несмотря на то, что территориально места установки второго реклоузера отличаются менее чем на 300 м, с точки зрения топологии сети разница

существенная, так как при таком изменении местоположения аппарата все ветви и узлы до ПС О-23 попадают в другую зону расчёта.

#### **4.3.4 Анализ применения индексов надежности, учитывающих мощность потребителей**

Ранее в главе про показатели надежности электроснабжения была выделена классификация индексов на три категории: экономические (RNRE, ARAE, ARIE, RDCO); показатели, выражающиеся через число отключаемых потребителей (SAIFI, SAIDI, CAIDI, CTAIDI, ASAI, ASUI, CAIFI) показатели, выражающиеся через мощность отключаемых потребителей (ASIFI, ASIDI, ENS, EENS). Показатели из одной группы связаны между собой через константы, и потому результаты расстановок реклоузеров и оценки для них идентичны.

На практике чаще всего используются индексы надежности SAIFI, который характеризует среднюю частоту отключения потребителей, и SAIDI, характеризующий среднее время отключения потребителей. Однако учёт мощности потребителей, при поиске оптимальных мест установки АПС, может дать больший экономический эффект от снижения стоимости недоотпущенной электрической энергии.

Подробнее рассмотрим применение показателя надежности, использующего мощность потребителей, на примере ASIFI, напомним его формулу:

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_t}$$

где  $L_i$  – мощность потребителей, энергопринимающие устройства которых непосредственно присоединены к объектам электросетевого хозяйства, в отношении которых произошло  $i$ -ое прекращение передачи электрической энергии, в кВ·А,

$L_t$  – суммарная мощность потребителей, энергопринимающие устройства которых непосредственно присоединены к объектам электросетевого хозяйства, в кВ·А.

Для расчётов используем схему, расположенную в Калининградской области, филиал АО «Янтарьэнерго», Большаковский РЭС. При помощи генетического алгоритма найдём места оптимальной установки реклоузеров в схеме, соответствующие наименьшим значениям индексов надёжности SAIFI и ASIFI. Повреждаемость ветвей принята пропорциональной длине линий. Значение индексов надёжности электроснабжения потребителей до установки реклоузеров для наглядности приведем к округленным значениям: SAIFI = 2, ASIFI = 2. Составим таблицу, в которой укажем зависимость значений показателей от количества устанавливаемых АПС, а также номера ветвей, найденных алгоритмом оптимизации (таблица 4.2). Уточним, что номера опор в реальной сети отличаются от номеров узлов и ветвей расчётной модели.

Таблица 4.2. Зависимость SAIFI и ASIFI от количества устанавливаемых в схему реклоузеров.

$N_{рек}$	SAIFI	ASIFI	№ ветвей (оптимум SAIFI)	№ ветвей (оптимум ASIFI)
0	2,00	2,00	-	-
1	1,00	1,00	26	26
2	0,71	0,70	18, 44	18, 44
3	0,55	0,56	14, 18, 44	14, 18, 44
4	0,45	0,44	14, 18, 43, 57	14, 18, 43, 57
5	0,37	0,34	14, 18, 43, 57, 141	14, 18, 43, 57, 141
6	0,34	0,30	14, 18, 27, 57, 85, 148	14, 18, 30, 46, 85, 121

Продемонстрируем места установки аппаратов в схеме, от одного до пяти, рисунки 4.8 – 4.12.

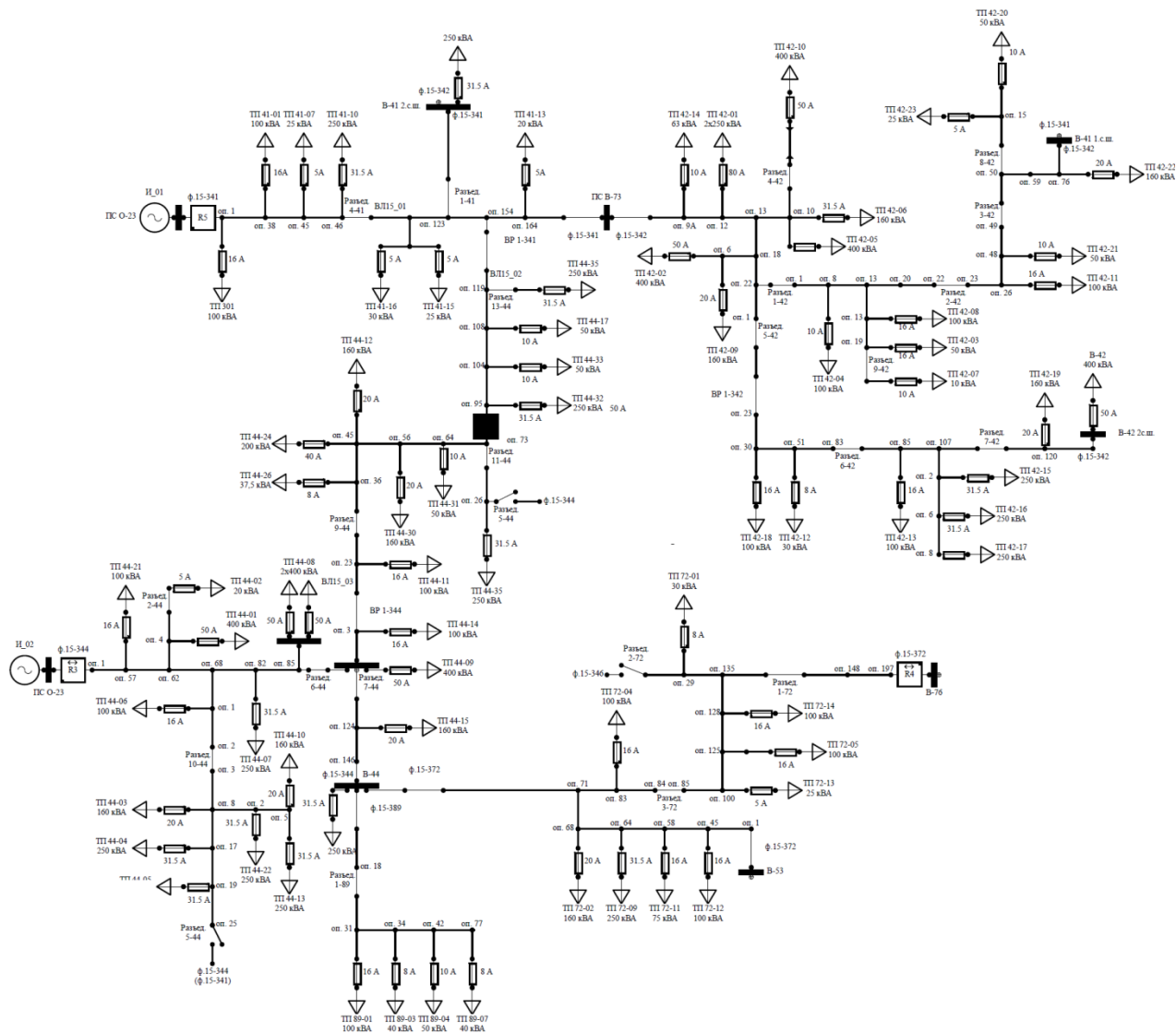


Рис. 4.8. Схема исследуемой сети, выделено место установки одного реклоузера, установленного по критерию оптимального SAIFI и ASIFI.

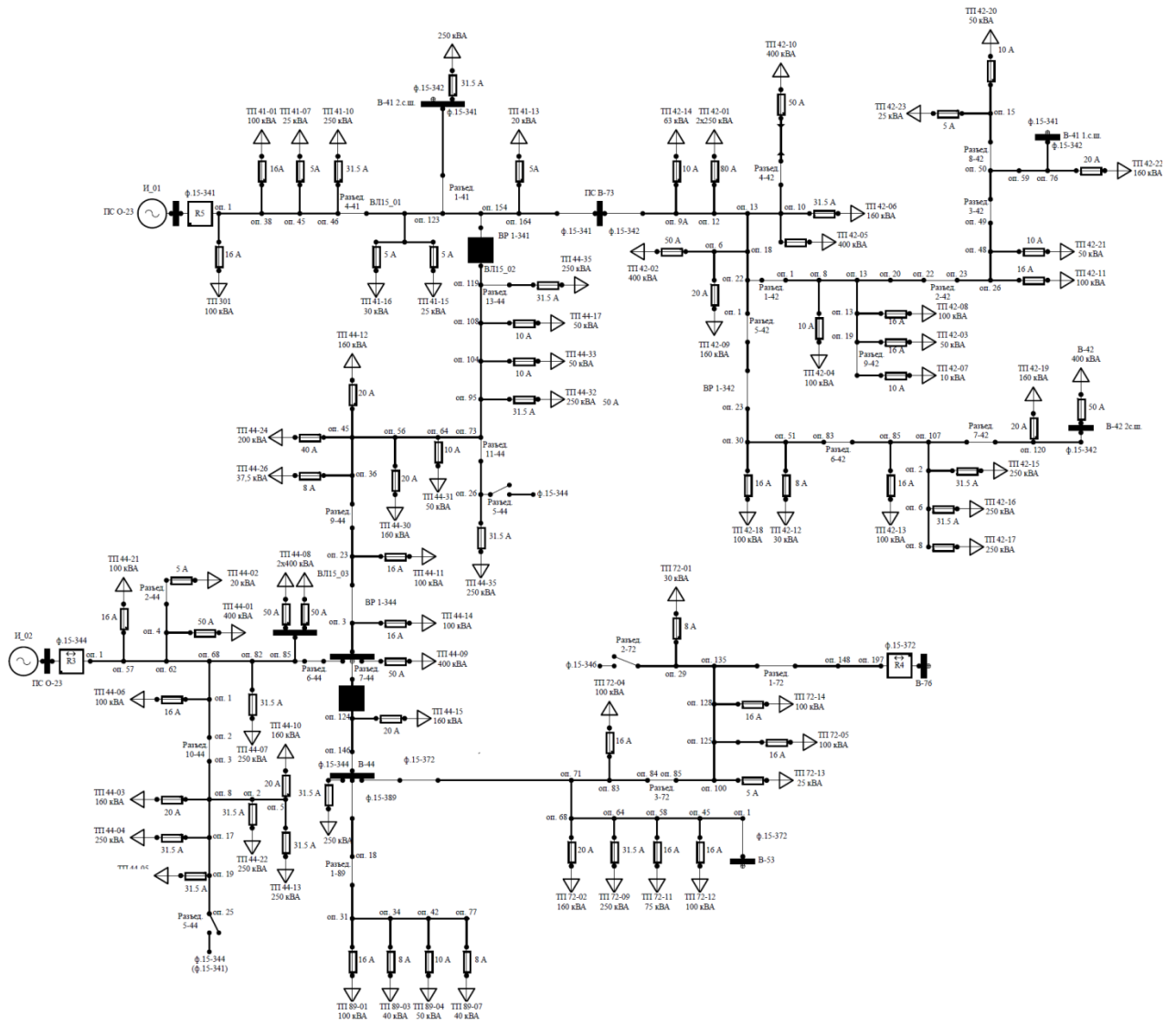


Рис. 4.9. Схема исследуемой сети, выделены места установки двух реклоузеров, установленных по критерию оптимального SAIFI и ASIFI.

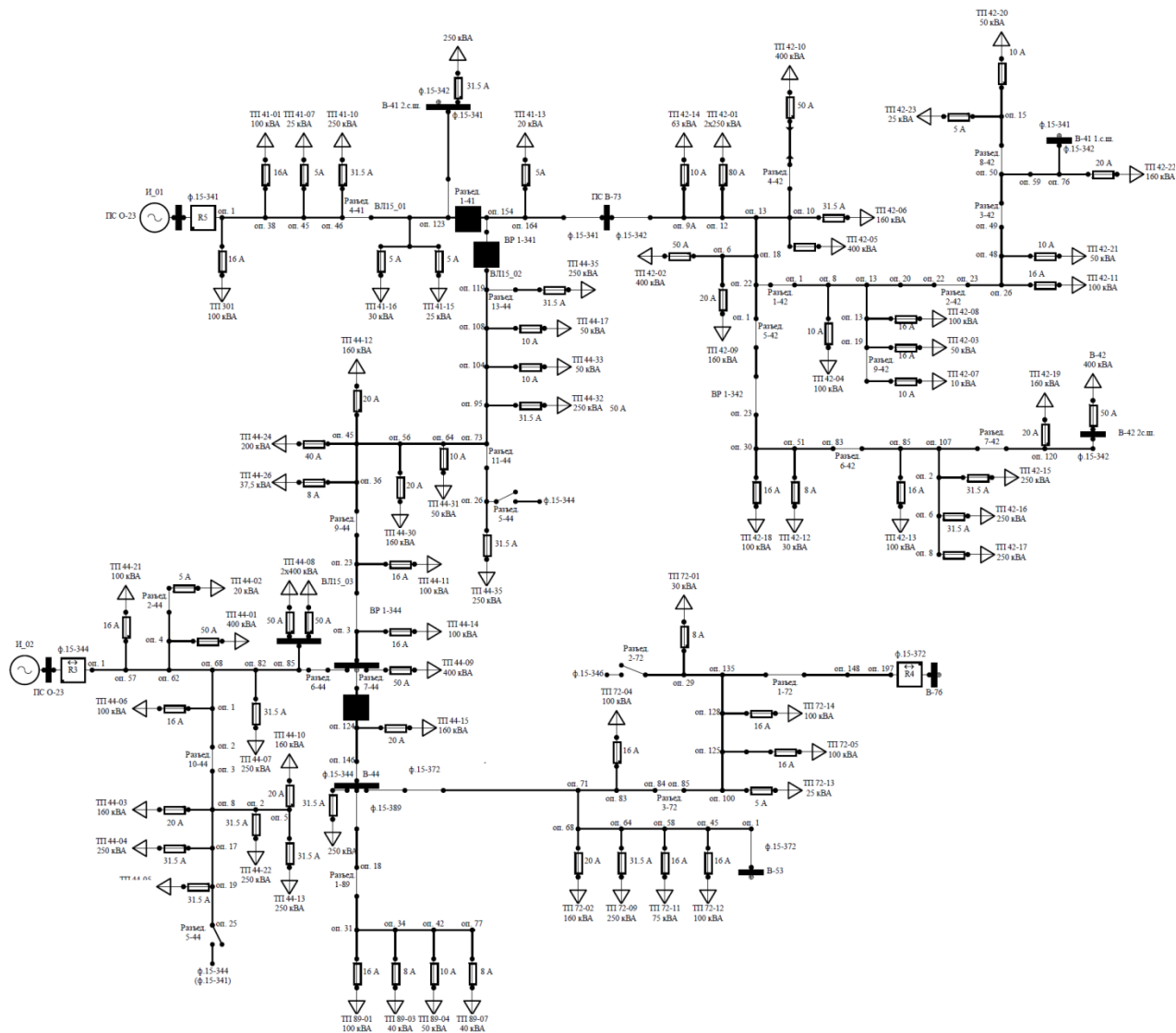


Рис. 4.10. Схема исследуемой сети, выделены места установки трёх реклоузеров, установленных по критерию оптимального SAIFI и ASIFI.

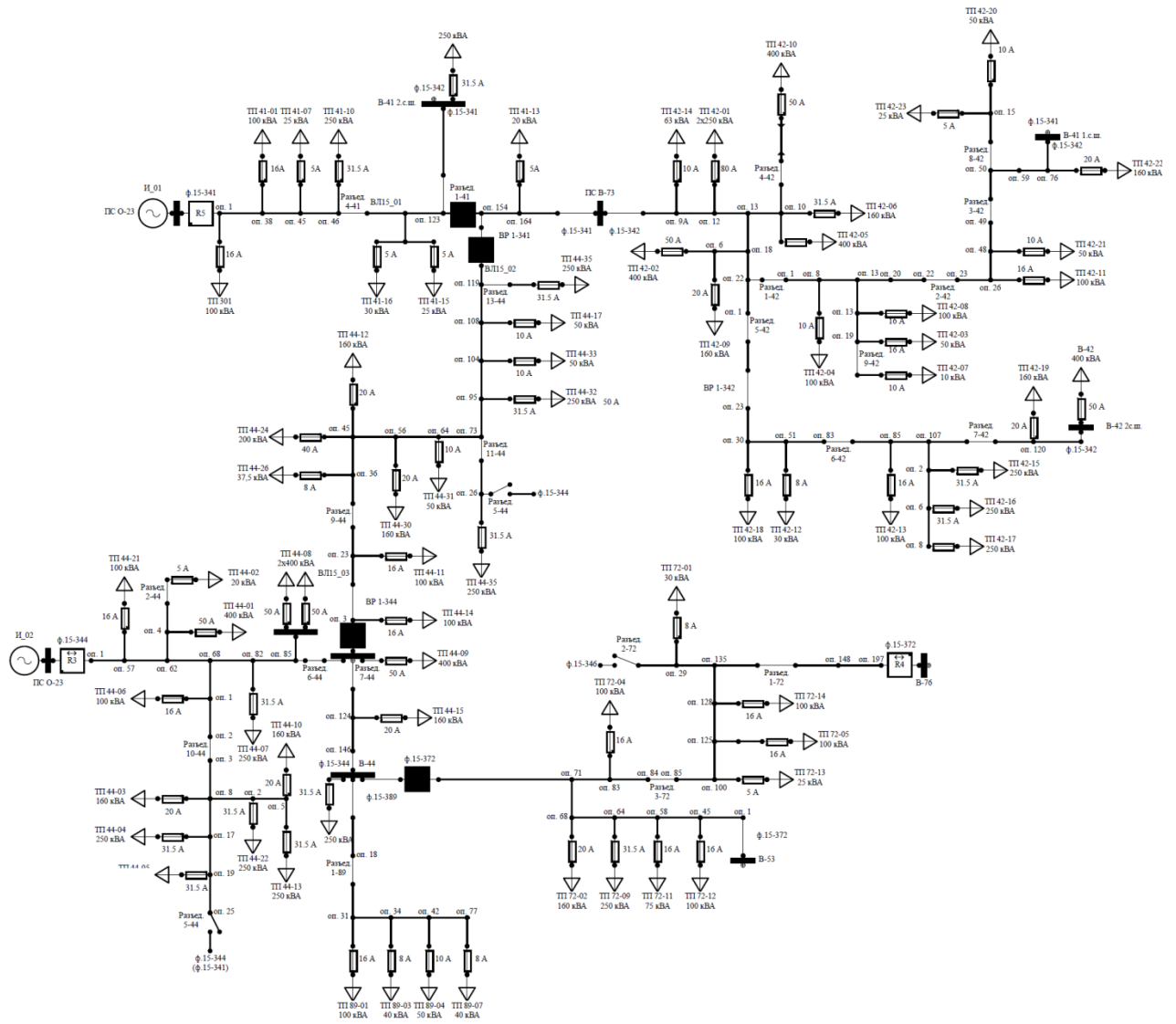


Рис. 4.11. Схема исследуемой сети, выделены места установки четырёх реклоузеров, установленных по критерию оптимального SAIFI и ASIFI.



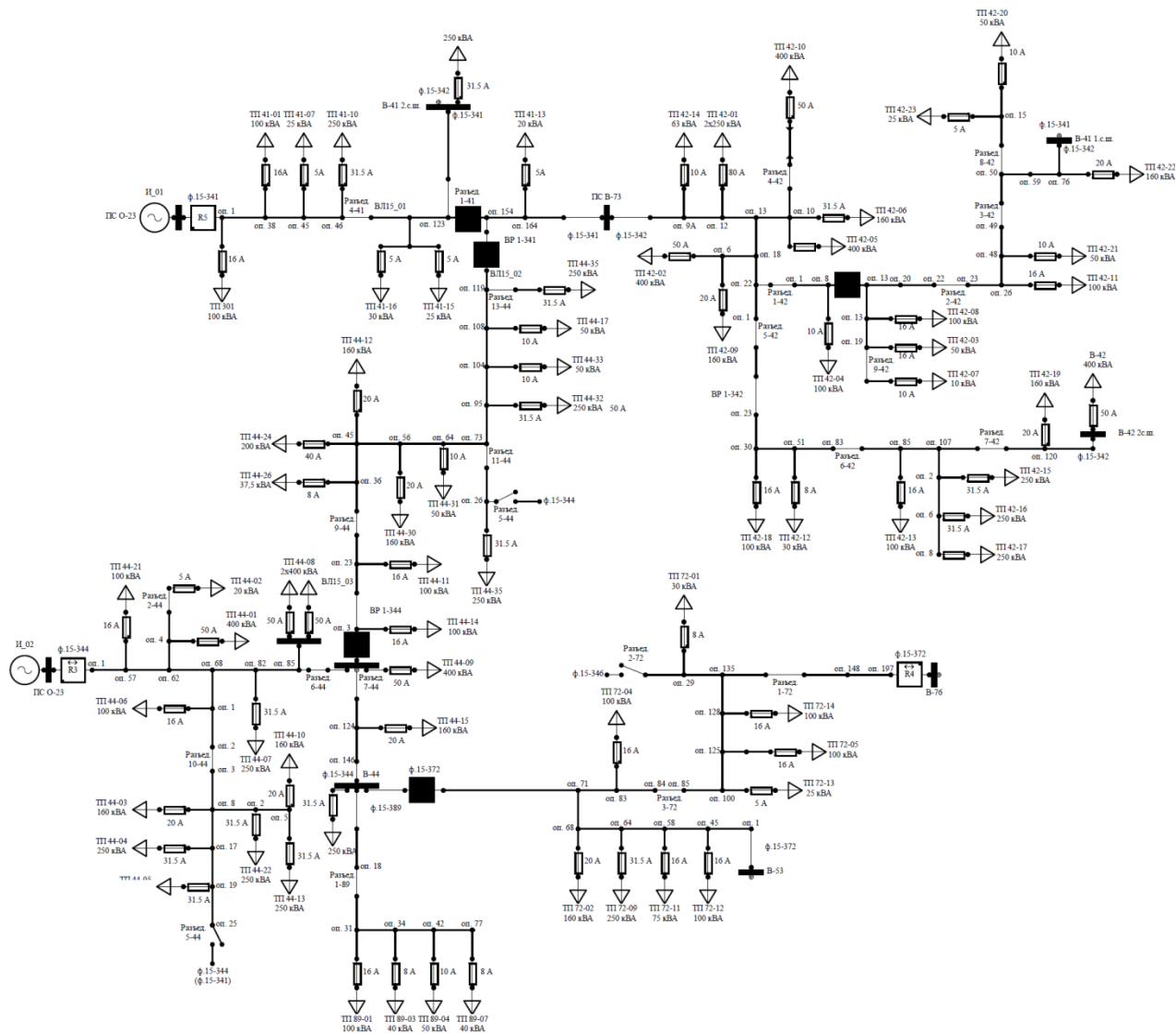


Рис. 4.12. Схема исследуемой сети, выделены места установки пяти реклоузеров, установленных по критерию оптимального SAIFI и ASIFI.

По результатам работы алгоритма при числе реклоузеров от одного до пяти были получены одинаковые наборы ветвей при поиске с учётом как оптимального значения ASIFI, так и оптимального значения SAIFI. Однако при установке 6 аппаратов наблюдается разница в расстановках, что объясняется снижением среднего числа потребителей зоны (рисунок 4.13).

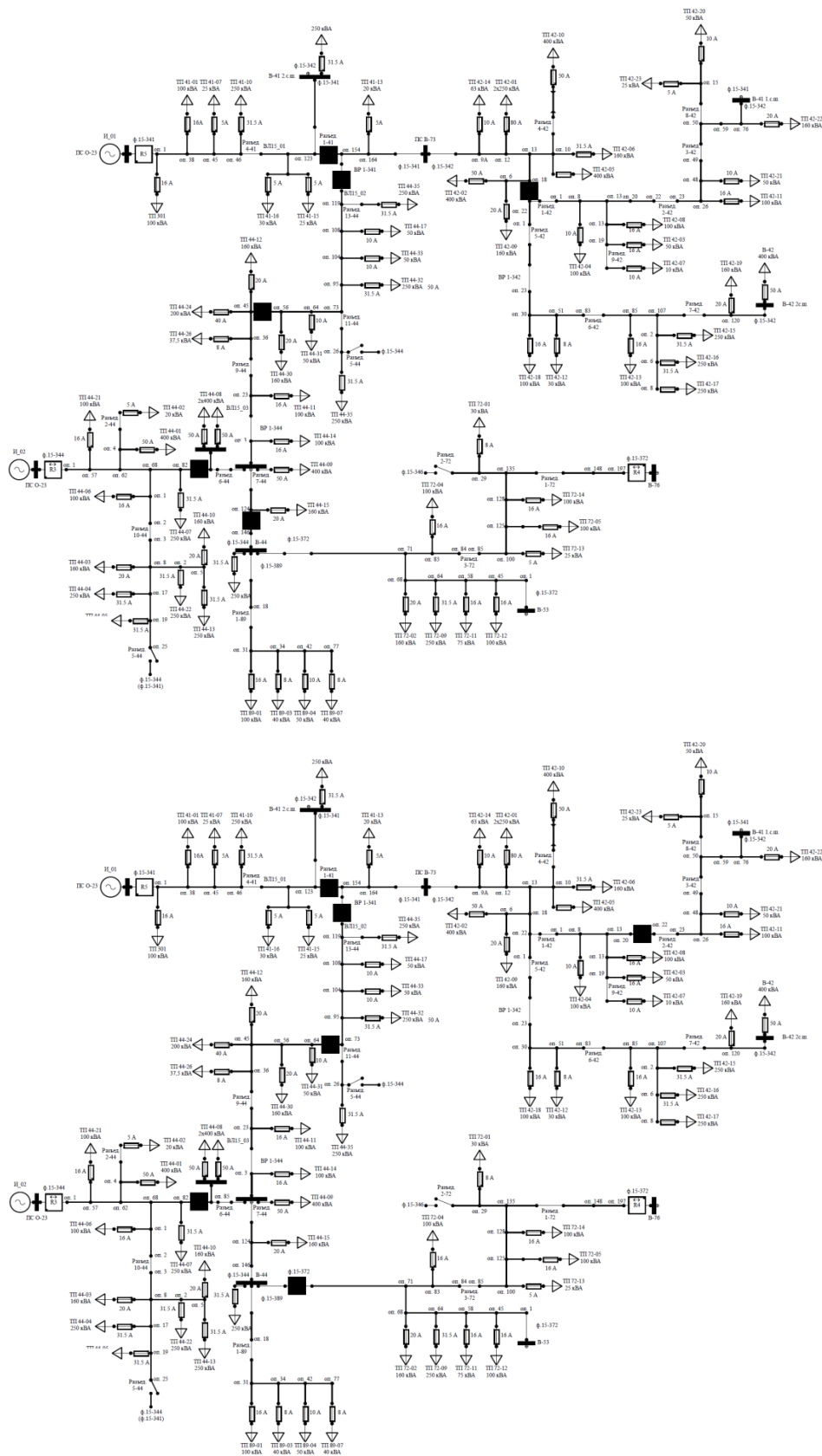


Рис. 4.13. Схема исследуемой сети, выделены места установки шести реклоузеров, установленных по критерию оптимального SAIFI (схема снизу) и ASIFI (схема сверху).

Для отражения разницы в расстановках по критериям SAIFI и ASIFI рассмотрим схему с увеличенной нагрузкой в узлах, примыкающих к ветвям от 121 до 161. Очевидно, что повышенное значение нагрузок в узлах схемы учитывается при расчете индекса ASIFI и не учитывается по SAIFI. Результаты расчёта отображены в таблице 4.3.

Таблица 4.3. Режим увеличения мощности части нагрузок.

Режим	Число реклоузеров	ASIFI	№ ветвей
До увеличения мощности	4	0,46	14, 18, 30, 57
После увеличения мощности	4	0,43	14, 18, 44, 141

Укажем полученные места установки четырёх реклоузеров для режима увеличения части нагрузок на схеме (рисунок 4.14).

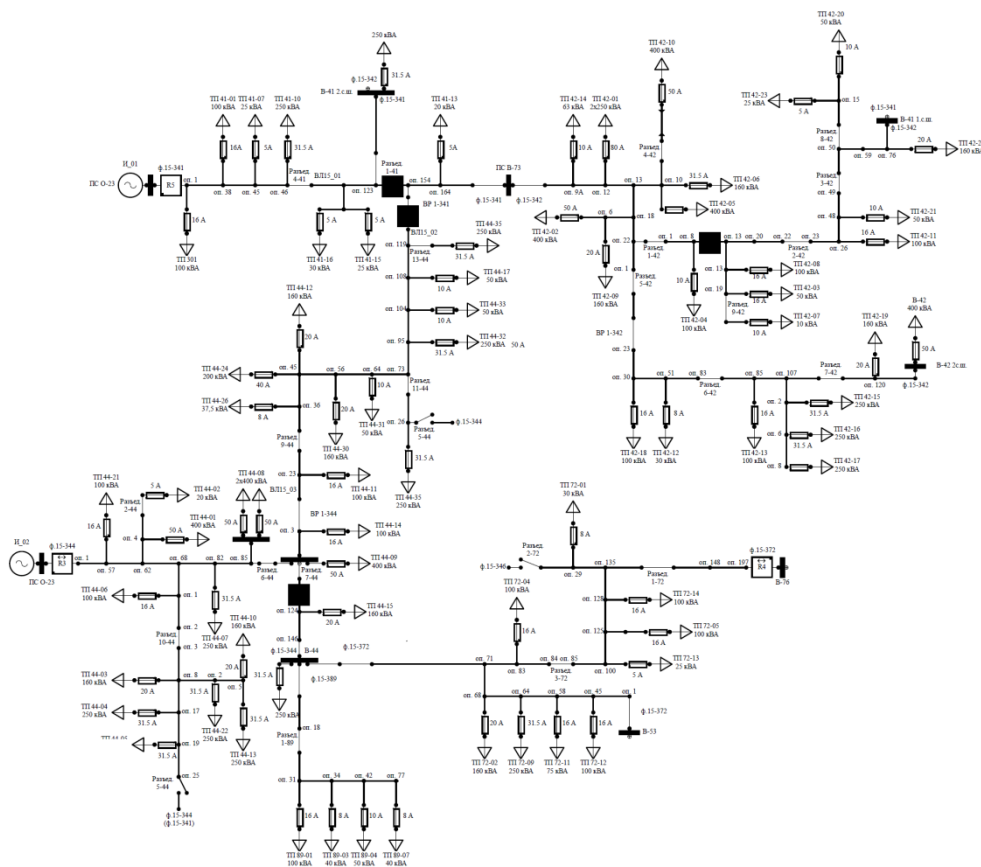


Рис 4.14. Схема исследуемой сети, выделены места установки четырёх реклоузеров, установленных по критерию оптимального ASIFI в режиме увеличения мощности части нагрузок.

При увеличении мощности части нагрузок значение индекса SAIFI не поменялось. Однако расстановка, полученная при поиске оптимальной величины показателя ASIFI, изменилась, что выразилось в отличии номеров ветвей для двух из четырёх реклоузеров.

#### 4.3.5 Оптимизация параметров алгоритма

С целью поиска наиболее подходящих параметров генетического алгоритма и их оптимизации, проведём серию расчётов. Анализ производится в среде разработки RStudio, алгоритм расчёта индекса SAIFI адаптирован под язык R. Выбор обусловлен широкими возможностями данного языка по математической и статистической обработке данных, а также открытым кодом среды разработки.

Рассмотрим основные параметры генетического алгоритма [46]:

Crossover – вероятность кроссовера (скрещивания) между парами хромосом (генов). Обычно это большое значение и по умолчанию установлено значение 0,8.

Mutation – вероятность мутации в родительской хромосоме. Обычно происходит мутация.

с небольшой вероятностью, и по умолчанию установлено значение 0,1.

Elitism – количество лучших особей с точки зрения фитнес-функции, выживающих в каждом поколении. По умолчанию лучшие 5% особей из популяции выживут при каждой итерации.

Maxiter – число пройденных алгоритмом итераций перед остановкой.

Popsizе – величина популяции особей.

Для более устойчивого поиска решений, алгоритм запускался 10 раз, после чего выбиралась расстановка АПС с лучшим показателем SAIFI.

Проверим увеличение вероятности нахождения наилучшего решения при возрастании числа начальной популяции (таблица 4.4).

Таблица 4.4. Зависимость SAIFI от величины популяции особей и числа расставляемых реклоузеров. Используются стандартные параметры алгоритма,  $maxiter = 10$ .

Popsizе	Число реклоузеров					
	1	2	3	4	5	6
13	4,52541	3,21041	2,89875	2,31770	2,00937	1,86770
25	4,52541	3,17208	2,68187	2,38937	2,07437	1,81187
50	4,52541	3,17208	2,68187	2,31937	1,95520	1,86104
100	4,52541	3,17208	2,68187	2,28770	1,95520	1,69770
200	4,52541	3,17208	2,68187	2,28770	1,93104	1,68104

Выделенные в таблице значения являются наилучшими, что подтверждено полным перебором всех вариантов расстановок.

Составим таблицу значений SAIFI в зависимости от вероятности мутаций и числа итераций (таблица 4.5). Более ярким (зеленым) цветом выделены наилучшие значения. Менее ярким (жёлтым) цветом – значения, ближайšie к наилучшим.

Таблица 4.5. Зависимость SAIFI от значения вероятности скрещивания и мутации. Стандартные параметры,  $Maxiter=10$ ,  $Popsizе=25$ ,  $N_{реклоузеров}=4$ .

	Mutation, вероятность										
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Crossover, вероятность	0,1	2.33187	2.54354	2.33187	2.47020	2.57354	2.30020	2.33187	2.39437	2.36687	2.43354
	0,2	2.35770	2.37187	2.28770	2.46270	2.39437	2.29354	2.31937	2.30020	2.30020	2.30020
	0,3	2.41020	2.30020	2.31937	2.39437	2.32104	2.28770	2.29354	2.36687	2.47354	2.28770
	0,4	2.39604	2.30020	2.28770	2.32104	2.28770	2.31770	2.29354	2.39604	2.35770	2.38937
	0,5	2.28770	2.32104	2.32104	2.33187	2.32104	2.29354	2.30020	2.28770	2.31937	2.39437
	0,6	2.33187	2.31937	2.33187	2.29354	2.28770	2.33187	2.30020	2.29354	2.31770	2.28770
	0,7	2.38937	2.36687	2.28770	2.28770	2.30020	2.37187	2.31937	2.33187	2.29354	2.30020
	0,8	2.29354	2.30020	2.28770	2.29354	2.42104	2.29354	2.36687	2.28770	2.29354	2.29354
	0,9	2.38708	2.32104	2.29354	2.30020	2.29354	2.28770	2.29354	2.31937	2.31770	2.34291
	1	2.28770	2.31937	2.28770	2.28770	2.31770	2.31770	2.29354	2.30020	2.32104	2.30020

Далее составим таблицу значений SAIFI в зависимости от значения элитарности в популяции и числа итераций (таблица 4.6). Более ярким

(зеленым) цветом выделены наилучшие значения. Менее ярким (жёлтым) цветом – значения, ближайšie к наилучшим.

Таблица 4.6. Зависимость SAIFI от значения элитарности в популяции и числа итераций. Стандартные параметры, Popsizе=25, N<sub>реклоузеров</sub>=4.

	Elitism, %									
	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
2	2.30020	2.28770	2.36687	2.66687	2.47687	2.51687	2.41020	2.73854	2.60437	2.54687
4	2.29354	2.29354	2.41437	2.50687	2.28770	2.36687	2.37187	2.30020	2.63520	2.42104
6	2.39604	2.28770	2.29354	2.36687	2.47354	2.43354	2.31770	2.47354	2.36687	2.41437
8	2.28770	2.31770	2.31937	2.32104	2.30020	2.39604	2.35770	2.41020	2.42104	2.31937
10	2.32104	2.36687	2.28770	2.29354	2.39604	2.30020	2.35770	2.32104	2.31937	2.33187
12	2.29354	2.31770	2.28770	2.39604	2.28770	2.34875	2.36687	2.31937	2.28770	2.53520
14	2.37187	2.31937	2.38708	2.31937	2.29354	2.30020	2.29354	2.37187	2.33187	2.30020
16	2.28770	2.31937	2.29354	2.32104	2.28770	2.29354	2.29354	2.28770	2.28770	2.29354
18	2.29354	2.31937	2.28770	2.29354	2.31770	2.28770	2.33187	2.29354	2.35770	2.36687
20	2.29354	2.28770	2.29354	2.30020	2.28770	2.28770	2.28770	2.28770	2.42104	2.29354

Далее составим таблицу значений SAIFI в зависимости от значения элитарности в популяции и от вероятности скрещивания (таблица 4.7). Более ярким (зеленым) цветом выделены наилучшие значения. Менее ярким (жёлтым) цветом – значения, ближайšie к наилучшим.

Таблица 4.7. Зависимость SAIFI от значения элитарности в популяции и от вероятности скрещивания. Стандартные параметры, Maxiter=10, Popsizе=25, N<sub>реклоузеров</sub>=4.

Crossover, вероятность	Elitism, %										
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
	0,1	2.47520	2.31937	2.31937	2.57604	2.36687	2.39604	2.37187	2.43270	2.42104	2.36687
	0,2	2.47520	2.31770	2.31770	2.31937	2.32104	2.36687	2.30020	2.43270	2.30020	2.31937
	0,3	2.28770	2.39604	2.31937	2.41020	2.28770	2.37187	2.38937	2.33187	2.41937	2.53520
	0,4	2.29354	2.41020	2.28770	2.47520	2.32104	2.32104	2.40854	2.40708	2.39604	2.38937
	0,5	2.32104	2.29354	2.35770	2.29354	2.28770	2.36687	2.41020	2.42104	2.42458	2.28770
	0,6	2.31770	2.39437	2.29354	2.31770	2.28770	2.30020	2.28770	2.31937	2.31937	2.39604
	0,7	2.29354	2.29354	2.47687	2.31770	2.36687	2.33187	2.29354	2.39604	2.41437	2.33187
	0,8	2.30020	2.29354	2.28770	2.29354	2.30020	2.35541	2.29354	2.31770	2.29354	2.47520
	0,9	2.30020	2.31770	2.30020	2.28770	2.30020	2.29354	2.36687	2.31770	2.42104	2.50687
1	2.28770	2.30020	2.29354	2.28770	2.30020	2.36687	2.39604	2.34875	2.31937	2.36687	

Далее составим таблицу значений SAIFI в зависимости от значения элитарности в популяции и от вероятности мутации (таблица 4.8). Более ярким (зеленым) цветом выделены наилучшие значения. Менее ярким (жёлтым) цветом – значения, ближайšie к наилучшим.

Таблица 4.8. Зависимость SAIFI от значения элитарности в популяции и от вероятности мутации. Стандартные параметры, Maxiter=10, Popsizе=25, N<sub>реклоузеров</sub>=4.

Mutation, вероятность	Elitism, %										
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
	0,1	2.35770	2.30020	2.43270	2.31770	2.28770	2.31770	2.41437	2.38708	2.38937	2.35770
	0,2	2.31770	2.31937	2.29354	2.36687	2.32104	2.32104	2.36687	2.31770	2.39437	2.36687
	0,3	2.28770	2.32104	2.35770	2.29354	2.31770	2.29354	2.33187	2.41020	2.31770	2.42104
	0,4	2.32104	2.32104	2.36687	2.30020	2.28770	2.30020	2.29354	2.31937	2.33187	2.28770
	0,5	2.37187	2.29354	2.35770	2.33187	2.31770	2.36687	2.32104	2.37187	2.31937	2.39604
	0,6	2.28770	2.41937	2.28770	2.28770	2.31770	2.28770	2.29354	2.28770	2.50687	2.52437
	0,7	2.28770	2.29354	2.39604	2.28770	2.35770	2.43354	2.42104	2.35770	2.28770	2.47020
	0,8	2.31770	2.31770	2.28770	2.36687	2.31937	2.31770	2.35770	2.41437	2.47520	2.30020
	0,9	2.31937	2.28770	2.29354	2.38937	2.31937	2.30020	2.45770	2.38937	2.31770	2.32104
1	2.29354	2.32104	2.36687	2.36687	2.30020	2.41937	2.28770	2.43270	2.31937	2.32104	

Таким образом, можно сделать вывод о том, что увеличение числа итераций и числа особей в популяции ведет к повышению вероятности нахождения лучшего с точки зрения фитнес-функции решения. Целесообразно использовать стандартные параметры алгоритма при решении данной задачи. При этом, следует отметить, что при новых запусках алгоритма изменятся значения в ячейках вышеуказанных таблиц.



## Заключение

В ходе работы были описаны основные свойства существующих распределительных сетей 6-35 кВ, показана целесообразность секционирования воздушных линий данных классов напряжений и актуальность проведения данного мероприятия в сетях.

Приведено подробное описание универсального автоматического пункта секционирования – реклоузера, а также основные алгоритмы его работы и примеры установки данных аппаратов в существующих сетях. Приведены технические и экономические преимущества использования данных устройств.

Представлен обзор интегральных показателей надежности электроснабжения потребителей распределительных сетей, входящих как в российские, так и зарубежные нормативные документы. Для оценки надежности был выбран индекс SAIFI, отражающий среднюю частоту отключения потребителей.

Приведен обзор российских и зарубежных публикаций по тематике работы. Для нахождения мест установки реклоузеров, соответствующих оптимальному значению индекса SAIFI, был использован генетический алгоритм. Реализация алгоритма была выполнена в программно-вычислительном комплексе MATLAB.

Разработан алгоритм выбора мест установки реклоузеров в распределительных сетях, соответствующих оптимальному значению индекса SAIFI. Предложенный алгоритм позволяет учесть наличие участков сети, как с радиальной, так и кольцевой топологией, а также электроснабжение схемы от нескольких источников питания.

Продемонстрировано преимущество использования эвристического (генетического) алгоритма перед «жадным», а также перед алгоритмом, осуществляющим полный перебор вариантов, в решении поставленной задачи расстановки АПС.

Учет показателей, использующих мощность потребителей, а не только их количество, даёт больший экономический эффект при реконструкции сетей. Однако на примере реальной схемы получены результаты расстановок по индексам SAIFI и ASIFI, которые показывают, что применение показателей по критериям мощности и числа потребителей для подавляющего большинства дают одинаковое решение. Разницу между результатами расстановок стоит принимать во внимание только при наличии отдельных крупных потребителей.

Таким образом, применение реклоузеров является эффективным способом повышения надёжности электроснабжения потребителей. Разработанная методика позволяет определить места установки реклоузеров в электрической сети, ведущих к наибольшему сокращению частоты отключения потребителей. Использование полученного в работе алгоритма возможно как при проектировании новых систем электроснабжения, так и при реконструкции уже существующих. Установка реклоузеров на основе разработанного алгоритма позволит существенно повысить уровень надёжности электроснабжения потребителей.

## Список используемой литературы

1. Хасанзянов Б.Ф. О реклоузерах / Б.Ф. Хасанзянов // Молодой учёный, №7, 2014. – с. 188–190.
2. Воротницкий В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости электротехники, №3, 2005. Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php>.
3. Современная релейная защита и автоматика для целей автоматизации воздушных распределительных сетей 6-10 кВ / С.А. Бузин, В.В. Воротницкий. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://masters.donntu.org/2007/eltf/strelnikova/library/3.pdf>.
4. Евминов Л.И. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учеб.-метод. пособие / Л.И. Евминов, Г.И. Селиверстов ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П.О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2016. – 531 с.
5. Попов В.А. Современные технические решения для повышения надежности функционирования воздушных линий номинальным напряжением 6, 10 кВ / В.А. Попов, В.В. Ткаченко, Ю.Д. Манойло // Промелектро №6, 2010. – с. 28–36.
6. Goodin R.E. Distribution reliability using reclosers and sectionalisers / R.E. Goodin, T.S. Fahey, A. Hanson. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [goo.gl/0C3FQR](http://goo.gl/0C3FQR).
7. Симонов А. Новый уровень управления аварийными режимами распределительных сетей с помощью реклоузеров / А. Симонов // Электрик № 11, 2012. – с. 8–11.
8. Реклоузеры - технологии автоматической реконфигурации сетей для разных уровней напряжения и управления / В.А. Быргазов. [Электронный

- ресурс]. Режим доступа: <http://present5.com/reklouzery-technologiei-avtomaticheskoi-rekonfiguracii-setej-dlya-raznyx/>.
9. Пункты секционирования. Реклоузеры. / Группа компаний "Мосэлектро". [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docplayer.ru/35034791-Punkty-sekcionirovaniya-reklouzery-skachat-prezentaciyu.html>.
  10. Кваша Е. Что такое реклоузер? Остерегайтесь подделок! / Е. Кваша, Б. Махаров // Энергетика №4, 2010. Режим доступа: <http://kazenergy.kz/arhiv/35/61.htm>.
  11. Воротницкий В. Будущее сетей в американском контексте / В. Воротницкий // Новости электротехники №3, 2012. Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/75/08.php>.
  12. Реклоузер вакуумный серии РВА/TEL. ТШАГ 674153.101 ТИ. Техническая информация. – Изменение №6. – 82 с.
  13. Надежность распределительных электрических сетей 6 (10) кВ. Автоматизация с применением реклоузеров // Новости электротехники, №5, 2002. Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2002/17/08.php>.
  14. Крылова Е. Реклоузеры. Тактика эффективного применения / Е. Крылова // ЭнергоНадзор, №6, 2009. Режим доступа: [goo.gl/ouJHWk](http://goo.gl/ouJHWk).
  15. Автоматизация воздушных распределительных сетей на базе вакуумных реклоузеров / В.В. Воротницкий. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://refdb.ru/look/1117035.html>.
  16. Воротницкий В.В. Распределительные сети 6(10) кВ - модернизация или автоматизация? / В.В. Воротницкий, Е.М. Кваша, Д.А. Луковкин, Н.Н. Чернега (Компания "Таврида Электрик") // Автоматизация IT в энергетике № 1, 2012. – с. 4–9.

17. Воротницкий В. Реклоузер шагает по стране / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости электротехники, №4, 2006. Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2006/40/21.php>.
18. Реклоузеры: насколько это выгодно? // КАБЕЛЬ-news, №3, 2009. Режим доступа: [http://www.kabel-news.ru/netcat\\_files/90/100/mart\\_MRSK\\_Severo\\_Zapada.pdf](http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100/mart_MRSK_Severo_Zapada.pdf).
19. В Выборге реконструируют линии, обеспечивающие электроснабжение деревень и поселков / Энергетик Петербурга, №7, 2014. – с. 5.
20. В ОАО «Ленэнерго» установили первый в России реклоузер 35 кВ / [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.lenenergo.ru/press/lenenergo/43054.html>.
21. «Ленэнерго» начинает массовое применение реклоузеров 35 кВ / [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://lenenergo.ru/press/lenenergo/50085.html>.
22. Реестр инновационных решений ПАО «Россети». ПАО «Россети», 2017. Режим доступа: [http://www.rosseti.ru/investment/introduction\\_solutions/doc/Reestr\\_IR-170117.pdf](http://www.rosseti.ru/investment/introduction_solutions/doc/Reestr_IR-170117.pdf).
23. Цифровой РЭС – это реальность / [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT\\_ID=28960](http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT_ID=28960).
24. Попов В.А. Особенности анализа надежности воздушных распределительных сетей с источниками распределенной генерации / В.А. Попов, В.В. Ткаченко, Саид Банузаде Сахрагард, А.А. Журавлев // Восточно-Европейский журнал передовых технологий, №3/8, 2015. – с. 26–32.

25. Сахарова И.В. Об учете качества услуг в тарифном регулировании распределительных электросетевых компаний в российской и зарубежной практике / И.В. Сахарова // Современная экономика: проблемы и решения №5, 2013. – с. 43-51.
26. 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices - Redline [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6329910/>.
27. Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций /. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 г. N 1256.
28. Овсянников А.А. Методика управления затратами на повышение надежности функционирования межрегиональных распределительных электросетевых компаний / А.А. Овсянников // Современные наукоемкие технологии. Региональное приложение №1, 2012. – с. 49-54.
29. Реклоузер вакуумный TER\_Rec15\_All\_L5. Техническая информация. – редакция 1: 07.2014. – 89 с.
30. СТО 34.01-2.2-033-2017 Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ – секционирующие пункты (реклоузеры). Том 1.2 «Секционирующие пункты (реклоузеры)» [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/СТО](http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО).
31. Андрикеева С.А. Оптимизация использования автоматических пунктов секционирования для повышения надёжности распределительной сети и энергоснабжения потребителей / С.А. Андрикеева, А.М. Гельфанд, В.Р. Дубонос, В.Г. Наровлянский, О.А. Пшеничникова, А. Л. Толмачев //

Электрические станции, №8, 2016. – с. 30–34.

32. План мероприятий "Энерджинет" Национальной технологической инициативы [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://fasie.ru/upload/docs/DK\\_energynet.pdf](http://fasie.ru/upload/docs/DK_energynet.pdf).
33. Сетям посчитают некачественную энергию / Бачманова К. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://peretok.ru/articles/nets/13783/>.
34. Мониторинг показателей надежности распределительных сетей / Ю.Я. Галицкий. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [goo.gl/443fDc](http://goo.gl/443fDc).
35. Amir Hisham Hashim. Determination of Auto-Recloser Location Using Cost Analysis in the Sabah Electricity Distribution Network / Amir Hisham Hashim, Abdul Malik Mohamad, Izham Zainal Abidin, Mohd. Zafri Baharuddin, Eng Chin Yeoh // First International Power and Energy Conference PECon 2006. – p. 586-589.
36. Jamali S. Optimal Application of Reclosers and Sectionalizers to Reduce Non-Distributed Energy in Distribution Networks / S. Jamali, H. Shateri // 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June 2005.
37. Jamali S. Optimal Siting of Recloser and Sectionalizers to Reduce Non-Distributed Energy / S. Jamali, H. Shateri // 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China.
38. Nosaki S. Optimization in the Application of Reclosers / S. Nosaki, F.A. Femandes, R. Torrezan // CIRED 97, 2-5 June 1997, Conference Publication No. 438, IEE, 1997.
39. Qiu Qin. Recloser Allocation and Placement for Rural Distribution Systems / Qiu Qin, N. Eva Wu // Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE.
40. Armando M. Leite da Silva. Reliability Evaluation of Distribution Systems

Considering Automatic Reclosers / Armando M. Leite da Silva, Agnelo M. Cassula, Leonidas C. Resende, Ronaldo M. Almeida, Mario T. Yamasaki, Gustavo M.F. Paula // 8-th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16, 2004. – p. 100-105.

41. Álzate A. Optimal location of reclosers in distribution systems considering reliability in communication channels / A. Álzate, O. D. Montoya, R. A. Hincapié, M. Granada // Circuits & Systems (LASCAS), 2015 IEEE 6th Latin American Symposium.
42. Pregelj A. Recloser Allocation for Improved Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks / A. Pregelj, M. Begovic, A. Rohatgi // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 3, August 2006. – p. 1442-1449.
43. Farshid Darabi. Reliability Cost Allocation of Protective devices / Farshid Darabi, Alireza Tavakoli Shooshtari, Ehsan Babaei, Saeed Darabi // 2011 IEEE Symposium on Business, Engineering and Industrial Applications (ISBEIA), Langkawi, Malaysia. – p. 469-474.
44. Afroz Alam. Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates / Afroz Alam, Vinay Pant, Biswarup Das // Electric Power Systems Research, Volume 140, November 2016. – p. 619-630.
45. Distribution Test Feeders / Distribution Test Feeder Working Group. IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>.
46. Package 'GA' [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://cran.r-project.org/web/packages/GA/GA.pdf>.