

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
дополнительного профессионального образования

ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ  
(ФГАОУ ДПО «ПЭИПК»)

КАФЕДРА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ, СЕТЕЙ И СИСТЕМ

**М.А. Шабад**

**Автоматизация распределительных  
электрических сетей с использованием  
цифровых реле**

Учебное пособие

Санкт-Петербург  
2011

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
дополнительного профессионального образования

ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ  
(ФГАОУ ДПО «ПЭИПК»)

КАФЕДРА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ, СЕТЕЙ И СИСТЕМ

**М.А. Шабад**

**Автоматизация распределительных  
электрических сетей с использованием  
цифровых реле**

Учебное пособие

Санкт-Петербург  
2011

УДК 621.316.925  
ББК 31.27-05  
Ш12

Одобрено и рекомендовано к опубликованию Ученым советом института.  
Протокол № 3 от 12 января 1999 г.

Научный редактор А.М. Александров, доцент кафедры РЗА.

ШАБАД М.А.

**Ш12 Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле: учебное пособие.** – СПб.: ПЭИПК, 2011. – 56 с.

Рассмотрены технические преимущества цифровой аппаратуры релейной защиты и автоматики (РЗА) при использовании ее для автоматизации распределительных электрических сетей 6-110 кВ как проектируемых, так и модернизируемых.

Представлены технико-экономические обоснования автоматизации распределительных электрических сетей на базе цифровой аппаратуры РЗА. Показано, что затраты на автоматизацию распределительных электрических сетей быстро окупаются за счет уменьшения времени перерыва электроснабжения и, следовательно, снижения ущерба у потребителей электрической энергии. Показан и дополнительный экономический эффект от использования цифровых реле.

Пособие предназначено для слушателей ПЭИПК – руководителей электро-сетевых предприятий и ИТР, обслуживающих устройства релейной защиты и автоматики в распределительных электрических сетях 6 –110 кВ.

УДК 621.316.925  
ББК 31.27-05

© ПЭИПК, 2011

## Введение

Распределительные электрические сети напряжением 6–35 кВ (в ряде случаев до 110 кВ) осуществляют поставку электроэнергии практически всем потребителям: большим и малым промышленным предприятиям, сельскому и коммунальному хозяйству, электрифицированным железным дорогам, газопроводам и нефтепроводам. При этом 75% всех нарушений электроснабжения потребителей происходит именно в распределительных электрических сетях.

Надежность электроснабжения потребителей в этих сетях обеспечивается комплексом технических решений, в том числе сооружением двух или более питающих линий, установкой на каждой подстанции не менее двух понижающих трансформаторов, секционированием линий электропередачи и распределительных устройств коммутационными аппаратами, а также путем использования совершенных средств управления, защиты и автоматики.

В 1990-х годах в распределительных электрических сетях России началось внедрение новых технических средств для обеспечения высокой надежности электроснабжения: воздушных линий с изолированными проводами, однофазных кабелей, вакуумных и элегазовых выключателей, оптических каналов связи, цифровых реле (терминалов) управления и защиты электроустановок. Вопросы использования цифровых реле для автоматизации электрических сетей рассматриваются в этой книге.

В современном цифровом реле (терминале) могут быть совмещены многие различные функции, в том числе функции защиты от всех возможных видов повреждений и ненормальных режимов работы электроустановок, функции автоматического повторного включения линии (АПВ), автоматического включения резервного источника питания (АВР), автоматического отключения поврежденного участка и других автоматических устройств аварийного и послеаварийного режимов, функции измерения и записи электрических величин, оперативного и запрограммированного управления коммутационными аппаратами, функции определения места повреждения на аварийно отключившейся линии электропередачи и т. д.

Такие цифровые реле называют многофункциональными устройствами. В отличие от традиционного выполнения релейной защиты и автоматики (РЗА) с помощью наборов отдельных реле с одной, как правило, функцией (реле тока, напряжения, времени и т.п.), при использовании цифровых реле задачи РЗА должны решаться комплексно.

Кроме больших функциональных возможностей цифровые реле обладают многими замечательными свойствами, в том числе непрерывной автоматической самопроверкой, запоминанием событий, возможностью дистанционного контроля и оперативного изменения настройки РЗА с помощью компьютера и канала связи или по заранее предусмотренному в этом же реле фактору. Например, при включении линии через устройство АПВ уставка по времени срабатывания защиты может быть кратковременно понижена для ускорения отключения устойчивого короткого замыкания. В другом случае может быть изменен весь набор уставок РЗА при изменении, например, первичной схемы электрической сети. Эти преимущества цифровых реле делают их наиболее перспективными для автоматизации распределительных электрических сетей.

Наряду с описанием функционального назначения современной цифровой аппаратуры РЗА и управления в этой книге рассматриваются вопросы технико-экономического обоснования внедрения цифровой техники РЗА на проектируемых и модернизируемых энергообъектах напряжением 6–110 кВ, в том числе приводится методика экономического обоснования затрат на автоматизацию электроснабжения за счет снижения денежной компенсации ущерба потребителям из-за вероятных

нарушений электроснабжения. Приводятся материалы из советского, российского и зарубежного опыта оценки ущерба у различных категорий потребителей из-за прекращения электроснабжения, а также вероятностные критерии надежности различных элементов электрических сетей, данные о вероятной продолжительности нарушений электроснабжения и о зависимости величины ущерба у потребителя от продолжительности отсутствия электроснабжения. Эти материалы, полученные в результате многолетних и дорогостоящих исследований, позволяют обосновать затраты на автоматизацию в твердой уверенности, что они окупятся в течение ближайших нескольких лет только лишь за счет снижения ущерба у потребителей из-за недоотпуска электроэнергии, и, следовательно, уменьшения расходов на компенсацию этого ущерба со стороны электроснабжающей организации. Использование цифровых устройств РЗА дает и дополнительный экономический эффект за счет существенного снижения расходов на обслуживание РЗА, уменьшения размеров повреждения электроустановок при быстром отключении коротких замыканий и осуществления “профилактических” защит электрооборудования от опасных ненормальных режимов (см. § 4).

В журнале “Энергетик” № 7 за 1998 г. опубликованы следующие сведения о годовых затратах американских энергокомпаний США в 1994/2000 гг. в млн. долл.:

- на создание АСДУ и телемеханизации электрических сетей – 110/140;
- на автоматизацию подстанций – 50/170;
- на автоматизацию распределительных сетей – 210/600.

Для автоматизации распределительных сетей в США используются устройства автоматического секционирования линий (реклоузеры) и автоматического включения сетевого резерва (секционные выключатели), о чем подробно рассказывается в октябрьском номере американского журнала IEEE за 2000 г. Расчеты американских специалистов показывают, что использование реклоузеров позволяет в несколько раз уменьшить время перерыва электроснабжения и соответственно уменьшить ущерб у потребителей от отсутствия электроснабжения [18].

Рекламные данные отечественного реклоузера РВА/TEL размещены в журнале “Энергетик”.

При определении стратегии автоматизации распределительных сетей надо учитывать, что современный деловой мир и массы населения все более насыщаются компьютерным и электронным оборудованием. Поэтому у потребителей электроэнергии повышаются требования к надежности электроснабжения. В свою очередь в надежности есть несколько аспектов, имеющих непосредственное отношение к скорости автоматического восстановления внезапно прерванного электроснабжения. Во-первых, это гарантия сохранности данных, во-вторых, гарантия сохранности оборудования, в-третьих, гарантия защиты от простоев в работе. Этой проблеме посвящен один из докладов на сессии СИГРЭ (Международный Совет по большим электрическим системам) в 2000 г., в котором указано, что наибольший ущерб имеет место при исчезновении напряжения в производстве полупроводников, а также текстиля, пластика, стекла.

Законодательное закрепление материальной ответственности российских электросетевых предприятий за надежность электроснабжения требует от руководителей и ИТР особого внимания к автоматизации своих электрических сетей как к одному из эффективных средств повышения надежности электроснабжения. Изучение сегодняшнего зарубежного опыта автоматизации распределительных сетей среднего напряжения, а также отечественного опыта показывает, что вложение капитала в автоматизацию этих сетей является выгодным делом.

## **1. Существующие схемы распределительных сетей и устройства релейной защиты и автоматики.**

**1.1 Требования Правил [1, 2] к релейной защите и автоматике (РЗА) распределительных сетей среднего напряжения 3–10 кВ.** Наряду с традиционными общими требованиями к релейной защите (селективность, быстродействие, чувствительность и надежность) в «Правилах» [2] указаны типы и принципы выполнения защиты конкретно для воздушных и кабельных сетей напряжением 3-10 кВ. Для линий в этих сетях должны быть предусмотрены устройства защиты от многофазных (междуфазных) коротких замыканий (КЗ) и от однофазных замыканий на землю. На одиночных линиях с односторонним питанием должны выполняться простые максимальные токовые защиты, двух– или трехступенчатые (последнее трудно осуществить на дискретных аналоговых реле). На параллельно работающих линиях или линиях с двусторонним питанием выполняются направленные токовые защиты от междуфазных КЗ, а при необходимости – дистанционные защиты в простейшем исполнении.

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) должна выполняться селективной (избирательной), указывающей номер поврежденной линии, но допускается устанавливать неселективную защиту, сигнализирующую о замыкании на землю в данной электрически связанной сети. В последнем случае отыскание поврежденной линии производится поочередным отключением и включением присоединений. По требованиям техники безопасности защита от однофазных замыканий на землю должна действовать на отключение поврежденного присоединения, при этом она должна выполняться селективной.

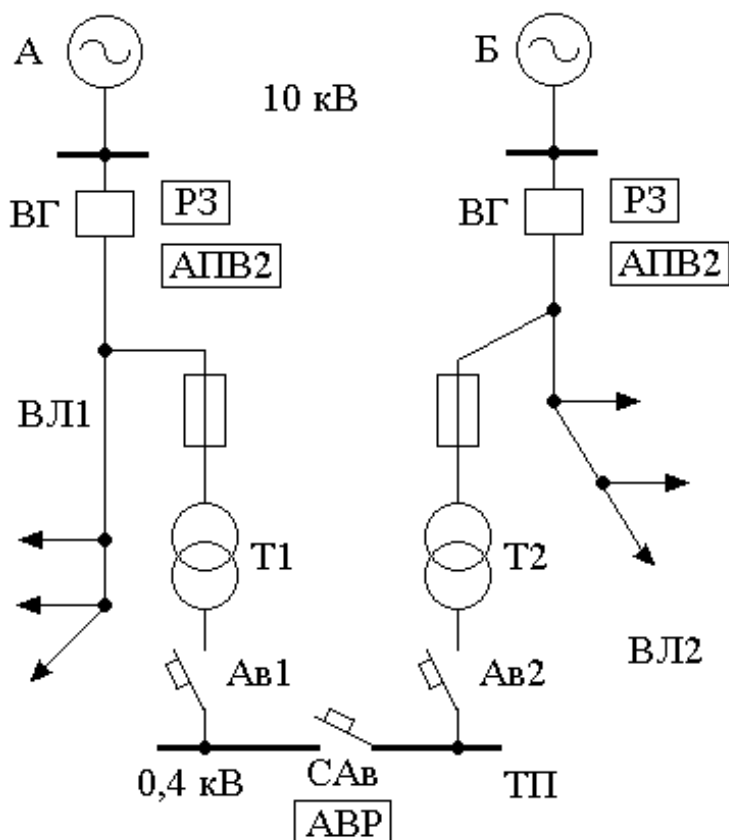
Автоматическое повторное включение (АПВ) должно предусматриваться для всех воздушных и смешанных кабельно-воздушных линий, а в ряде случаев и для кабельных линий. Могут применяться устройства АПВ однократного или двукратного действия. Устройство АПВ двукратного действия применяется в тех случаях, когда не имеется автоматического резервирования потребителей по сети с помощью устройств автоматического включения резервного питания (АВР).

Современное выполнение цифровых устройств РЗА на элементной базе вычислительной техники (computer base protections) не отменяет известные уже в течение 100 лет принципы работы основных типов релейной защиты электрических установок от междуфазных КЗ: максимальной токовой защиты, направленной токовой, дистанционной и дифференциальной защит, и поэтому в цифровых защитах всех российских и зарубежных фирм эти принципы используются в полной мере, предоставляя заказчику широкие возможности выбора при использовании защиты на конкретном объекте. Например, в наиболее широко применяемых максимальных токовых реле, выполненных на элементной базе вычислительной техники, предусматривается возможность использования по выбору двух– или трехступенчатой токовой защиты, причем на третьей, чувствительной, ступени может быть установлена либо независимая от тока, фиксированная выдержка времени, либо запрограммирована одна из нескольких возможных обратозависимых времятоковых характеристик срабатывания.

В зависимости от требований к надежности электроснабжения потребителей применяются следующие схемы воздушных и кабельных линий: одиночные (радиальные), одиночные с автоматическим секционированием, секционированные с автоматическим сетевым резервированием; петлевые, блочные (линия-трансформатор).

**1.2 Одиночные (радиальные) линии 3–10 кВ с односторонним питанием без автоматического секционирования.** Пример таких линий 10 кВ показан на рис. 1.

Электроснабжение потребителей осуществляется через одностранформаторные подстанции, как правило, комплектные типа КТП, которые подключаются к радиальным линиям *ВЛ1* и *ВЛ2* с помощью ответвлений (отпаек) длиной от нескольких сотен метров до нескольких десятков километров. Для потребителей первой категории надежности устанавливаются двухтрансформаторные КТП, а на стороне 0,4 кВ выполняется распределительный щит с автоматическим переключением питания всех потребителей от одного из трансформаторов при отключении одной из линий *ВЛ1* или *ВЛ2* или одного из трансформаторов. Для выполнения автоматического переключения питания устанавливаются три автоматических воздушных выключателя (автомата) с электромагнитами управления: два на вводах 0,4 кВ *Ав1* и *Ав2* и один *САв* между секциями 0,4 кВ, а также устройство *АВР*. Электроснабжение по одиночным радиальным линиям не является достаточно надежным, поскольку при устойчивом повреждении в любой точке разветвленной многокилометровой линии она целиком отключается от источника питания и на время ремонтных работ нарушается электроснабжение потребителей, не имеющих резервирования по 0,4 кВ (рис. 1).

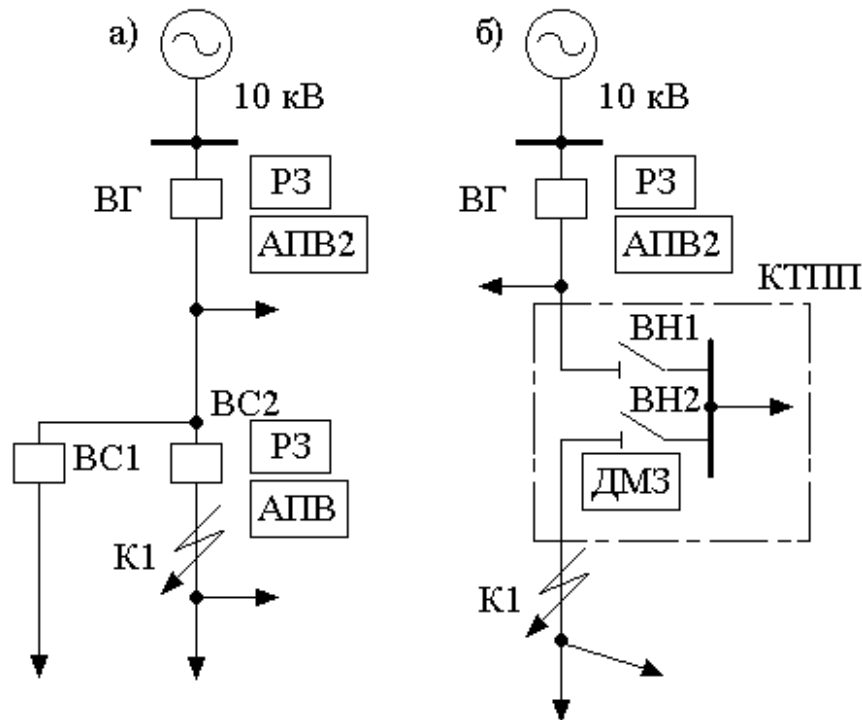


**Рис.1** Схема сети 10 кВ с одиночными (радиальными) линиями *ВЛ1*, *ВЛ2*:

*ВГ* – выключатель головной; *Т1(Т2)* – трансформаторы 10/0,4 кВ; *Ав1*, *Ав2* – автоматический воздушный выключатель (автомат); *САв* – секционный автомат; *РЗ* – релейная защита линии; *АПВ2* – устройство АПВ двукратного действия; *АВР* – устройство автоматического включения резервного питания

**1.3. Одиночные линии с односторонним питанием и с автоматическим секционированием (рис. 2).** Для повышения надежности электроснабжения по одиночным линиям широко применяется автоматическое секционирование, т.е. разделение

линии на два или несколько участков с помощью коммутационных аппаратов, работающих автоматически. Пункты автоматического секционирования могут устанавливаться как в магистральной линии (последовательное секционирование), так и в начале наиболее протяженных ответвлений (параллельное секционирование). Эффект от автоматического секционирования получается за счет того, что при КЗ за пунктом секционирования (например, в точке  $K1$  на рис. 2,а) отключается секционирующий выключатель ( $BC2$ ), а питание остальных потребителей сохраняется. Технико-экономические вопросы автоматического секционирования рассматриваются в отдельном разделе (§ 3.4).



**Рис.2.** Схема сети 10 кВ с одиночными линиями с автоматическим секционированием выключателями  $BC1$ ,  $BC2$  (а) и выключателем нагрузки  $ВН2$  (б)

$ДМЗ$  – делительная защита минимального напряжения;  $КТТП$  – комплектная трансформаторная проходная подстанция 10/0,4 кВ

**1.4. Блок «линия-трансформатор»** (рис. 3). Для крупных предприятий электро-снабжение может предусматриваться по блочной схеме «линия-трансформатор», например, 10/0,4 кВ, причем мощность трансформаторов может быть равна 630 кВ·А или 1 МВ·А и более при схеме соединения их обмоток «треугольник-звезда» с выведенной нейтралью.

Релейная защита на головном выключателе линии ВГ выполняется в виде двухступенчатой максимальной токовой защиты, состоящей из быстродействующей токовой отсечки в двухрелейном исполнении и максимальной токовой защиты с выдержкой времени, как правило, в трехрелейном исполнении [2]. Если быстродействующая защита линии надежно защищает всю линию и частично трансформатор, а защита с выдержкой времени не более 1 с защищает весь трансформатор, «Правила» [2] разрешают не выполнять собственную защиту на трансформаторе, работающем в блоке с линией. Данное разрешение не распространяется на внутрицеховые



трансформаторы, но в остальных случаях блочная схема позволяет существенно упростить схему и защиту подстанции на стороне ВН. Резервирование потребителей при устойчивом повреждении одного из блоков осуществляется с помощью устройства АВР на стороне 0,4 кВ (рис. 3). Если на головном выключателе линии введено устройство АПВ однократного действия, то время срабатывания устройства АВР на стороне 0,4 кВ должно быть выше, чем время АПВ линии.

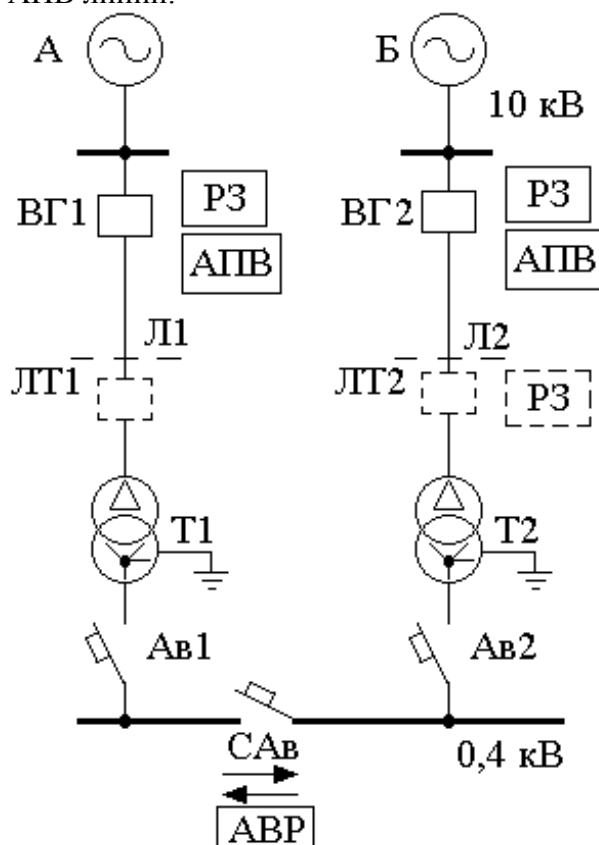


Рис. 3. Схема блоков «линия - трансформатор» ЛТ1 (ЛТ2)

**1.5. Одиночные линии с автоматическим сетевым резервированием и автоматическим секционированием с помощью выключателей (рис. 4).** На головных выключателях этих линий применяются те же типы релейной защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием. Это объясняется тем, что перед срабатыванием устройства АВР на пункте сетевого АВР (ВА на рис. 4) головной выключатель линии ВГ отключается делительной защитой минимального напряжения ДМЗ, которая срабатывает при продолжительном отсутствии напряжения на шинах питающей подстанции А или Б. Такое предварительное отключение производится с целью предотвращения опасных режимов:

- подачи напряжения от резервного источника по сети низшего напряжения на устойчивое повреждение в сети основного (рабочего) источника питания;
- перегрузки резервного источника питания.

Таким образом, исключается прохождение мощности (тока) через головной выключатель в направлении из линии к шинам питающей подстанции. Это и позволяет выполнять на головных выключателях простую максимальную токовую защиту.

На секционирующих выключателях ВС1, ВС2 (рис. 4) защита должна выполняться более сложной, такой же, как для линий с двусторонним питанием. Это объясняется тем, что в режиме после срабатывания сетевого устройства АВР и включения выключателя ВА (рис. 4, б,в) через секционирующие выключатели ВС1 и ВС2 мощность

(ток) короткого замыкания может проходить не в прямом нормальном, направлении, а в обратном. Например, при КЗ в точке  $K1$  (рис. 4,б) мощность (ток) КЗ через выключатель  $BC1$  проходит в прямом направлении – от рабочего источника  $A$ . Защита на этом выключателе должна иметь большую на ступень селективности выдержку времени, чем защита на  $BA$ , и на две ступени селективности большую по отношению к защите на  $BC2$ . В другом режиме (рис. 4,в) при КЗ в точке  $K2$  мощность (ток) КЗ через этот же выключатель  $BC1$  проходит в обратном направлении и, кроме того, он оказывается ближайшим к месту повреждения. Очевидно, что в этом случае защита на  $BC1$  должна сработать быстрее, чем защита на  $BA$ , и тем более защита на  $BC2$ . Эти противоречивые требования не могут быть выполнены с помощью простой максимальной токовой защиты, и поэтому «Правила» [2] предусматривают установку направленной защиты или простейшей дистанционной защиты. В настоящее время дистанционная защита для распределительных сетей (подобная защите ДЗ-10) не выпускается.

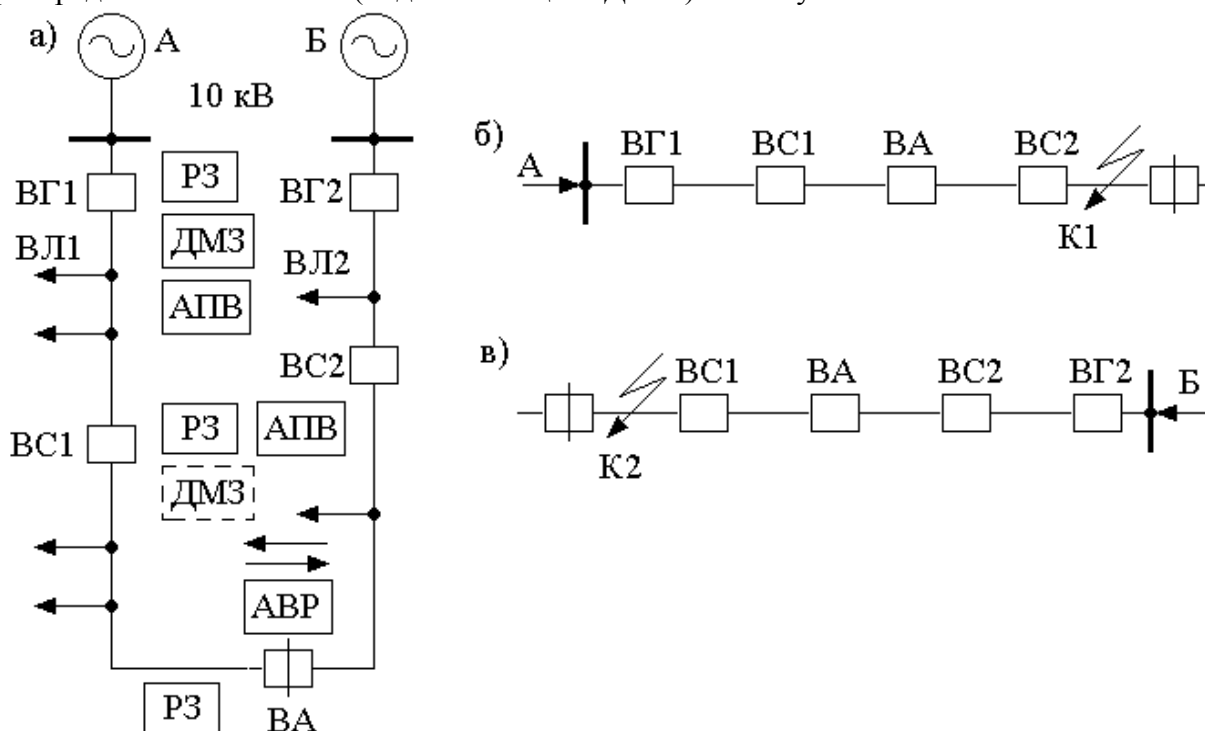


Рис. 4. Схема сети с автоматическим сетевым резервированием и автоматическим секционированием в нормальном (а) и аварийных (б, в) режимах работы

$ВГ, BC, BA$  – выключатели головной, секционирующей, пункта АВР

Принцип фиксации изменения направления мощности при изменении режима питания (рис. 4,б или 4,в) с целью автоматического изменения настройки релейной защиты на секционирующих выключателях может быть осуществлен и на электромеханических (полупроводниковых аналоговых), и на цифровых реле. Рассмотрим эти варианты.

А. Установка двух комплектов традиционной максимальной токовой защиты, из которых один, работающий с меньшим временем, выполняется направленным в сторону основного, рабочего, источника питания. Например, на выключателе  $BC1$  при КЗ в точке  $K2$  (рис. 4,в) будет работать направленный комплект защиты, отрегулированный на время срабатывания около 0,2 с, меньшее, чем время срабатывания защиты на  $BA$ , и тем более основного комплекта защиты на  $BC2$ . В нормальном режиме (рис. 4,а) или аварийном режиме питания сети от источника  $A$  (рис. 4,б) направленный комплект защиты на  $BC1$  не сможет сработать, так как мощность (ток) КЗ проходит через эту защиту от основного

источника *A* в сторону резервного *B*, и контакты реле направления мощности не замыкаются. В этих режимах при КЗ действует другой, основной, комплект ненаправленной максимальной токовой защиты с выдержкой времени, большей, чем у защиты на *BA* и у направленного комплекта защиты на *BC2*. Этот направленный комплект в режиме питания сети от источника *A* (рис. 4,б) при КЗ в точке *K1* оказывается ближайшим к месту повреждения и срабатывает раньше всех, несмотря на то, что у него имеется небольшая выдержка времени — около 0,2 с. Такое небольшое замедление обеспечивает, как правило, селективность между защитой и плавкими предохранителями трансформаторов 10/0,4 кВ, подключенных к линии между головным *BГ* и секционирующим выключателем *BC* при повреждении на выводах 10 кВ трансформатора в режиме питания от резервного источника (рис. 4,б или в). Принципиальная схема защиты приведена в [3].

Б. Установка двух комплектов простых максимальных токовых защит (ненаправленных) с разными уставками по току и по времени. В нормальном режиме более чувствительный и имеющий меньшее время срабатывания комплект защиты выведен из действия. Основной комплект, настроенный селективно с защитой на пункте АВР (выключатель *BA* на рис. 4), постоянно введен в работу. При отключении основного источника питания и автоматическом переключении линии на питание от резервного источника так же автоматически вводится в действие чувствительный комплект защиты с меньшим временем срабатывания. Автоматический ввод этого комплекта может производиться при длительном отсутствии напряжения, обязательно перед срабатыванием сетевого устройства АВР, например с помощью специального устройства переключения защит типа УПЗС [3]. Изменение настройки защиты может производиться и при изменении направления мощности в режиме после срабатывания сетевого устройства АВР (на этом принципе построена специальная полупроводниковая защита типа ЛТЗ). Схемы с переключением комплектов максимальных токовых защит при этих условиях выполнялись в КРУН типа К-102 [3].

В. Использование цифровой максимальной токовой защиты с двумя наборами уставок, каждый из которых заранее выбран для режимов питания от источника *A* (рис. 4,б) и *B* (рис. 4,в). Переключение с одного набора уставок на другой и обратно может производиться по любому из признаков изменения режима работы сети: изменение направления мощности; длительное отсутствие напряжения; команда, пришедшая по каналу связи. Это легко осуществляется в одном и том же цифровом реле, установленном на секционирующем выключателе или на пункте АВР. Таким же образом цифровое реле на головном выключателе может выполнить функции ДМЗ, и тогда отдельный комплект подобного устройства не потребуется. Функции АПВ также выполняются тем же цифровым реле (терминалом), и отдельное реле АПВ (РПВ) не требуется.

Из сравнения описанных выше вариантов выполнения защит на пунктах автоматического секционирования, обеспечивающих селективность в обоих режимах прохождения мощности (тока) КЗ, хорошо видны преимущества цифровой аппаратуры РЗА. В сочетании с современными коммутационными аппаратами и каналами связи цифровая техника РЗА может обеспечить надежное функционирование распределительных сетей с глубоким автоматическим резервированием и секционированием (рис. 5).

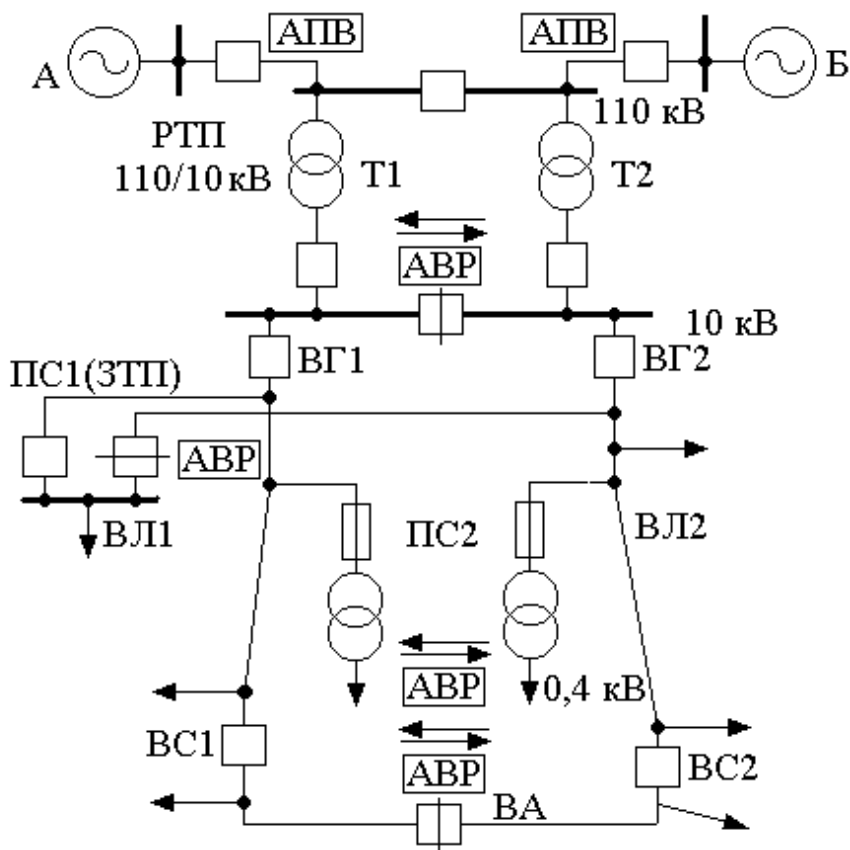
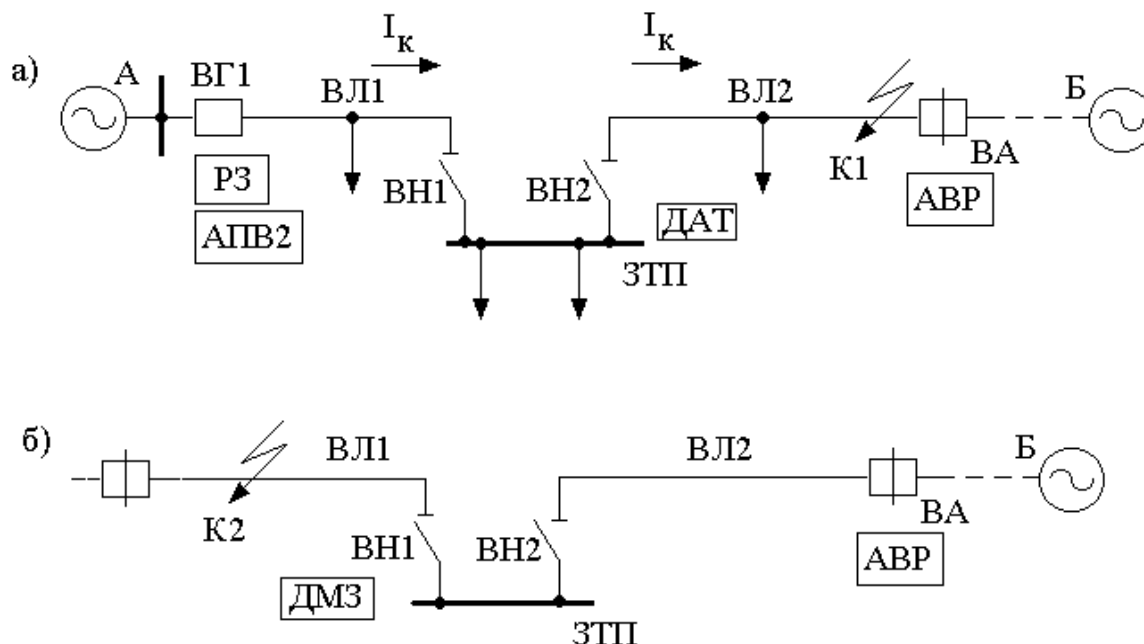


Рис. 5. Схема сетей 110 и 10 кВ с двусторонним питанием и устройствами автоматики с высокой надежностью электроснабжения подстанций 10/0,4 кВ ПС1, ПС2

**1.6. Использование выключателей нагрузки для автоматического секционирования линий 10 кВ в сетях с автоматическим резервированием.** Для автоматического секционирования линий 10 кВ широко используются выключатели нагрузки, устанавливаемые в закрытых помещениях – ЗТП-10 или КТПП-10. Институт «Сельэнергопроект» был разработан типовой проект автоматизации ЗТП-10 с целью использования этих подстанций в качестве пунктов автоматического секционирования и АВР. В этом проекте приведена схема специальной делительной автоматики по току КЗ для избирательного отключения ВН1 или ВН2 в зависимости от того, на какой из линий 10 кВ (ВЛ1 или ВЛ2) произошло КЗ (рис. 6). Для этого в схеме автоматики предусмотрены токовое реле контроля режима короткого замыкания. На рис. 6,а показана часть сети 10 кВ, питающаяся от источника А, до пункта сетевого АВР с выключателем ВА. При устойчивом КЗ на линии ВЛ2 в точке К1 дважды – до и после АПВ первого цикла – отключается выключатель линии ВЛ1 на подстанции А. Схема делительной автоматики по току КЗ ДАТ на ЗТП запоминает эти два броска тока и во вторую бестоковую паузу дает команду на отключение выключателя нагрузки ВН2. При этом выключатель нагрузки ВН1, имеющий другую схему автоматического отключения, не успевает отключиться благодаря большей выдержки времени срабатывания этой автоматики. Второй цикл устройства АПВ включает выключатель линии ВЛ1 и восстанавливает питание потребителей ЗТП. Если к этому времени повреждение в точке К1 самоустранилось, питание потребителей, подключенных к ВЛ2, будет восстановлено действием сетевого устройства АВР. Если КЗ оказалось устойчивым, действие АВР будет неуспешным, так как РЗ отключит выключатель ВА после его включения на КЗ.



**Рис. 6.** Схема резервируемой сети 10 кВ с автоматическим избирательным секционированием выключателями нагрузки  $VH1$  или  $VH2$

$ДАТ$  – делительная автоматика по току;  $ДМЗ$  – делительная защита (автоматика) минимального напряжения

При КЗ на  $ВЛ1$  в точке  $К2$  (рис. 6,б) также отключается выключатель линии  $ВЛ1$  на подстанции  $А$ , действует устройство двукратного АПВ. Если повреждение не устраняется и АПВ неуспешно, на подстанции  $ЗТП$  с выдержкой времени, большей, чем время второго АПВ, срабатывает защита минимального напряжения и отключает выключатель нагрузки  $VH1$ . Питание  $ЗТП$  восстанавливается от источника  $Б$  с помощью сетевого устройства АВР, включающего выключатель  $ВА$ . Схема автоматики рассмотрена в [3].

Опыт эксплуатации  $ЗТП$  указывает на достаточно большую вероятность КЗ на шинах 10 кВ, при котором теряют питание все присоединения этой подстанции. Для повышения надежности электроснабжения в ряде энергосистем секционируют шины 10 кВ  $ЗТП$  с помощью масляного или вакуумного выключателя (Белэнерго, Ленэнерго и др.). Если на этой  $ЗТП$  осуществляется нормальный раздел сети, то секционный выключатель оборудуется релейной защитой и устройствами АПВ и АВР. Если  $ЗТП$  является пунктом автоматического секционирования, то защиту на секционном выключателе выполняют по одному из способов, описанных выше для пунктов секционирования линий с двусторонним питанием. Линии 10 кВ оборудуются на таких  $ЗТП$  выключателями нагрузки, которые отключаются в бестоковую паузу устройствами автоматики.

При использовании цифровой аппаратуры автоматика контроля режима короткого замыкания ( $ДАТ$  на рис. 6) выполняется гораздо проще, чем с помощью аналоговых реле, электромеханических или полупроводниковых, так как одним из важных достоинств цифровой техники является присущая ей способность запоминания событий, в том числе и факта прохождения тока КЗ и после того, как ток исчез. Вопросы секционирования распределительных сетей с помощью выключателей нагрузки рассматриваются также в следующих разделах.

**1.7. Общие недостатки традиционных устройств релейной защиты.** В настоящее время почти все существующие устройства релейной защиты ( $РЗ$ ) в распределительных сетях 6–35 кВ в городах, в сельской местности и на промышленных предприятиях России выполнены на аналоговых электромеханических реле (более 95%

всех устройств РЗ), а остальные – на полупроводниковых статических реле и немногочисленных КУ (например, ЯРЭ-2200, ЧЭАЗа). На долю цифровых защит пока что приходится едва ли один процент. Справедливо будет отметить, что многолетняя статистика неизменно показывает высокий процент правильных действий РЗА. Однако также известно сколь большими трудозатратами обеспечивается этот высокий процент. Наряду с необходимостью больших трудозатрат на обслуживание, для аналоговых реле характерны и некоторые другие существенные недостатки, которые препятствуют или существенно затрудняют комплексную автоматизацию распределительных сетей. К таким недостаткам следует отнести:

- большое время отключения междуфазных коротких замыканий, особенно на головных участках, т.е. вблизи источников питания, из-за больших значений ступеней селективности, из-за отсутствия в большинстве электроустановок "ускорения защиты после АПВ", из-за отсутствия "логической защиты шин";

- невозможность выполнения многократных устройств АПВ, в том числе из-за указанного выше отсутствия "ускорения защиты после АПВ";

- большие трудности в выполнении устройств, "запоминающих" сверхтоки КЗ и токи замыканий на землю, и, следовательно, невозможность использования этой РЗ в качестве "индикаторов повреждения" на секционированных линиях и линиях с ответвлениями к подстанциям СН/НН, а также, как следствие, большие трудности выполнения автоматического отключения поврежденного участка в "бестоковую паузу" с помощью выключателей нагрузки (управляемых разъединителей);

- большие трудности по выполнению устройств для автоматического изменения уставок срабатывания РЗА при внезапном изменении режима питания электрической сети, что особенно необходимо для сетей с двумя источниками питания и так называемым "сетевым АВР";

- отсутствие эффективной РЗ от однофазных замыканий на землю.

**1.8. Существующие устройства автоматики и недостатки их аппаратной базы.** К устройствам сетевой противоаварийной автоматики (ПА) в распределительных сетях традиционно относят следующие типы ПА [1,2]:

- автоматическое повторное включение (АПВ) линий, шин, трансформаторов;

- автоматическое включение резервного источника питания (АВР), выполнение которого существенно различается при использовании на одном объекте (местный АВР) и в сетевом районе (сетевой АВР);

- автоматическая разгрузка линий (АРЛ), предназначенная для отключения части нагрузки в тех аварийных случаях, когда резервный источник не может обеспечить качественное электроснабжение всех резервируемых потребителей;

- автоматика деления (АД), иначе "делительная защита", предназначенная для аварийного отделения от сети особых категорий потребителей, имеющих в своем составе синхронные генераторы и синхронные электродвигатели, с целью автоматического разделения параллельно работающих источников питания в таких аварийных ситуациях, когда их параллельная работа становится опасной, а также для предотвращения возможности автоматической подачи напряжения на поврежденный элемент сети от резервного источника питания;

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и частотное АПВ (ЧАПВ), выполняющие задачи отключения части потребителей при опасном снижении частоты в энергосистеме или в отделившемся энергорайоне с целью восстановления допустимой частоты для оставшихся потребителей, а затем осуществляющие автоматическое включение отключенных потребителей после восстановления нормального режима работы;

– автоматическая разгрузка (отключение части потребителей) при снижении напряжения, выполняющая аналогичные задачи при опасном снижении напряжения у части потребителей (если отсутствуют другие технические средства регулирования напряжения).

Перечисленные устройства ПА в распределительных сетях России в большинстве случаев выполнены на дискретных электромеханических или полупроводниковых аналоговых реле. В результате можно отметить следующие существенные недостатки этих устройств ПА:

– малое число циклов АПВ (максимально два), что снижает эффективность АПВ при неустойчивых повреждениях в воздушных электрических сетях и препятствует использованию устройств АПВ для автоматизации переключений с целью выделения поврежденного участка в секционированной распределительной сети;

– невозможность выполнения сетевого АВР в виде комплекса необходимых устройств РЗА из-за указанных выше недостатков аналоговых устройств защиты и автоматики;

– нецелесообразность выполнения новых и использования имеющихся местных АВР на подстанциях 110/6 – 10 кВ и 35/6 – 10 кВ из-за отсутствия быстродействующей защиты шин (т.е. КРУ) 6 и 10 кВ;

– автоматическая разгрузка линий (АРЛ) при существующей аппаратуре может действовать только после АВР, т.е. после возникновения режима перегрузки резервного источника питания, так как существующая РЗ неспособна запоминать и анализировать предшествующий режим работы объекта;

– автоматические устройства, реагирующие на скорость снижения частоты в аварийных условиях (АД, АЧР), требуют большого количества аналоговых реле для реализации необходимых функций, что ограничивает область их практического использования.

**1.9. Результаты автоматизации распределительных сетей 3–10 кВ на базе существующих устройств РЗА (электромеханических и полупроводниковых аналоговых).** В течение ряда лет различными организациями в СССР делались попытки осуществления комплексной автоматизации распределительных сетей на базе аналоговых реле, однако из-за указанных выше недостатков этих реле решения оказывались громоздкими, неэффективными и практически осуществлялись в небольших масштабах как опытные. Удалось внедрить лишь отдельные виды ПА (АПВ линий, местные АВР, делительные защиты, АЧР).

Особенно неудовлетворительно автоматизированы воздушные сети в сельской местности, что вызывало и вызывает продолжительные перерывы в электроснабжении потребителей. Разумеется, причинами этого положения являются не только отсутствие средств автоматизации, но и устаревшее первичное оборудование, и несовершенные средства связи. Однако если в создании и во внедрении новых выключателей, новых средств связи наблюдается известный прогресс, то в создании и во внедрении средств комплексной автоматизации распределительных сетей прогресса в России не наблюдается в основном из-за малых капиталовложений. Вместе с тем действующий Гражданский кодекс Российской Федерации предусматривает материальную ответственность электроснабжающих организаций за ущерб, причиненный потребителям из-за прекращения электроснабжения. Если не принять своевременных мер по повышению надежности электроснабжения, потребители смогут буквально разорить электроснабжающую организацию судебными исками и штрафами. Именно комплексная автоматизация на базе цифровой техники в сочетании с современной коммутационной аппаратурой и средствами связи может обеспечить существенное повышение надежности электроснабжения потребителей и вместе с тем поможет снизить трудозатраты на обслуживание электросетевого хозяйства. Техничко-экономические обоснования

капиталовложений для автоматизации распределительных сетей рассматриваются в следующих разделах.

## **2. Современные цифровые реле: функции защиты от междуфазных КЗ и однофазных замыканий на землю**

В Российской Федерации в настоящее время уже имеется более чем десятилетний положительный опыт эксплуатации цифровых реле (терминалов) нескольких отечественных и зарубежных фирм. Сведения об этих реле и их функциональных возможностях можно получить у фирм-изготовителей, перечисленных ниже.

Первые цифровые реле в Россию поставил в 1992 году известный концерн «АББ» (АСЕА – Броун – Бовери), с которым наша страна имеет почти столетние деловые и научные связи. Созданное в 1994 году российское предприятие «АББ Реле-Чебоксары» осуществляет выпуск тысяч отечественных реле (терминалов) серии SPAC-800, которые успешно работают во многих энергосистемах России [4]. В сотрудничестве с другими релестроительными фирмами, входящими в концерн «АББ», это предприятие осуществляет в России комплексную автоматизацию энергетических объектов от нижнего до верхнего уровней, т.е. от реле до пульта оператора (диспетчера). При этом для всех элементов объекта используются соответствующие типы цифровых реле (терминалов) концерна АББ, в том числе для фидеров, секционных и вводных выключателей, двигателей и другого электрооборудования 6–10 кВ – различные модификации терминалов SPAC-800.

В Петербургском энергетическом институте повышения квалификации с 1992 г. действует Учебный центр цифровых реле, где изучают аппаратное и программное обеспечение современной РЗА сотни специалистов России и других стран. Преподаватели кафедры РЗА ПЭИПК выпустили несколько учебных пособий по этой тематике [5–7].

Выпуск первых российских цифровых реле для линий и подстанций 6, 10 и 35 кВ начат в 1994 году Санкт-Петербургским предприятием НТЦ «Механотроника». В настоящее время в эксплуатации находится несколько тысяч устройств БМРЗ, защищающих оборудование от 0,4 до 220 кВ, в том числе на тепловых, атомных и геотермальных электростанциях, объектах нефтегазового комплекса, промышленных предприятиях, в электротяговых сетях переменного тока 10 и 27,5 кВ на железных дорогах и в метрополитене, на предприятиях водоканала и т. д. Началось применение блоков БМРЗ на пунктах автоматического секционирования и сетевого АВР ЛЭП 6(10)кВ.

На многих энергетических объектах ОАО «ГАЗПРОМ» установлены и эксплуатируются цифровые реле (терминалы) серии SEPAM известной французской фирмы «Мерлэн-Жерэн», входящей ныне в электротехническую группу «Шнайдер-Электрик». В меньшем количестве эксплуатируются в России цифровые реле известной германской фирмы «Сименс» (новая серия SIPROTEC - Siemens Protection).

Российская фирма «Радиус-Автоматика» (Москва, Зеленоград) производит микропроцессорные устройства РЗА для подстанций 6–35 кВ, а также приборы для определения мест повреждения на ВЛ разных классов напряжения и другую аппаратуру.

Цифровые реле для электроустановок 6–10 кВ, выпускаемые разными фирмами, имеют ряд общих характерных свойств, присущих цифровой аппаратуре. Кроме того, они выполнены в соответствии с одними и теми же международными стандартами [5].

Важно отметить, во-первых, что цифровая аппаратура РЗ имеет ряд органических преимуществ перед аналоговой РЗ (электромеханической и полупроводниковой), которые проявляются практически независимо от обслуживающего персонала. К ним можно отнести непрерывную самодиагностику, регистрацию процессов, многофункциональность при небольших габаритах, стыковку с АСУ и т.д. Но, во-вторых, в цифровых реле заложен



целый ряд возможностей, эффективное использование которых целиком зависит от компетентности персонала заказчика как на стадии проектирования и заказа реле, так и при выборе параметров срабатывания реле и выставлении их на реле (программирование реле).

Функции защиты распределительных сетей, заложенные в цифровых реле, четко подразделяются на три группы, как это и предусматривается «Правилами» [1, 2]: защита от междуфазных коротких замыканий, защита (сигнализация) от замыканий на землю, защита (сигнализация) от различных ненормальных режимов, опасных для электроустановки.

**2.1. Защита от междуфазных КЗ.** При выборе типа цифрового реле и уставок его срабатывания для целей отключения междуфазных КЗ главной задачей является обеспечение минимально возможного времени отключения междуфазного КЗ. Ускорение отключения междуфазных КЗ в распределительных сетях уменьшает размеры повреждения электрооборудования и стоимость восстановительных работ, повышает процент успешных действий АПВ и АВР, и, следовательно, уменьшает вероятность и длительность перерыва электроснабжения. Например, по статистике ежегодно повреждается от 5 до 6% КРУ – 6 (10) кВ, а в сельской местности – до 12% (журнал “Энергетик”, № 1, 1994). За счет снижения времени отключения междуфазных КЗ можно будет заметно уменьшить повреждаемость этого вида оборудования. При выборе сечения проводов линий и кабелей можно достичь существенного снижения расхода металла путем снижения времени отключения КЗ. Тем более если использовать такие свойства цифровой аппаратуры РЗ, как “ускорение отключения после или до АПВ”, логическая защита шин и другие, рассмотренные ниже.

Таким образом, желая полностью использовать возможности цифровых реле для быстрого селективного отключения междуфазных КЗ, заказчик должен иметь в виду следующее:

- для участков сетей 6 (10) кВ, состоящих из нескольких, последовательно включенных линий, следует использовать реле с трехступенчатой токовой защитой;

- при выборе уставок срабатывания необходимо рассмотреть возможность использования третьей (чувствительной) ступени этой защиты с обратнoзависимой времятоковой характеристикой, что в ряде случаев позволяет существенно снизить время отключения КЗ на головных участках по сравнению с вариантом использования этой защиты с независимым от тока (фиксированным) временем срабатывания [6].

- по результатам проведенных исследований рекомендуется использовать в России обратнoзависимую характеристику третьей ступени в реле СПАС-800, именуемую нормальной (по стандарту МЭК BS 142 1966 и IEC 255-4 с коэффициентами  $\alpha = 0,02$ ,  $\beta = 0,14$ ), которая обеспечивает наименьшее время отключения КЗ, а также наилучшую селективность с имеющимися на смежных участках сети стандартными отечественными электромеханическими реле типа РТ-80 и РТВ, полупроводниковыми КУ типа ЯРЭ–2201 (где заложена именно “нормальная” характеристика по этому стандарту МЭК), а на трансформаторах 10/0,4 кВ – с плавкими предохранителями типа ПКТ [6].

- при использовании третьей ступени с фиксированным временем срабатывания, а также второй ступени (отсечки с выдержкой времени), необходимо, с учетом времени отключения выключателей, стремиться к уменьшению ступеней селективности до 0,15– 0,2 с, как это рекомендуется изготовителем цифровых реле;

- при выполнении АПВ линий, шин, трансформаторов необходимо использовать “ускорение защиты после АПВ”, а в некоторых случаях “ускорение защиты до АПВ” (см. далее раздел 3);

- для ускорения отключения КЗ на шинах 6 (10) кВ (в ячейках КРУ) необходимо использовать “логическую” защиту шин, предусмотренную в схемах РЗ с цифровыми реле.

Наряду с уменьшением времени действия РЗ от междуфазных КЗ важной задачей является повышение ее чувствительности за счет разумного выбора тока срабатывания: для токовых отсечек – путем использования имеющегося в цифровых реле автоматического загробления при бросках тока включения; для чувствительной ступени – путем систематического анализа значений рабочих токов в максимумы нагрузки и токов самозапуска нагрузки после АПВ, которые фиксируются цифровыми реле, а также другими регистраторами аварийных процессов.

При необходимости использования двух наборов уставок срабатывания на одном и том же цифровом реле, все приведенные выше рекомендации относятся к выбору уставок срабатывания обоих наборов. Однако при этом следует учитывать способ переключения реле с одного набора уставок срабатывания на другой, а именно: переключение происходит либо до подачи напряжения от резервного источника питания (в бестоковую паузу по признаку отсутствия напряжения или по каналу связи от системы телеуправления), либо после подачи напряжения от резервного источника питания (по факту изменения направления мощности или по каналу связи от системы телеуправления). Это особенно важно для сетей с автоматическим резервированием и секционированием (с сетевым АВР), которые рассмотрены в разделе 3.

Таким образом, перечисленные выше технические преимущества цифровой аппаратуры релейной защиты, обеспечивающие главную цель РЗ – быстрое, надежное и селективное отключение междуфазных КЗ – не требуют особых дополнительных экономических обоснований для ее использования на проектируемых и модернизируемых энергообъектах напряжением 6–110 кВ. Об этом свидетельствуют решения, принятые в таких авторитетных организациях РФ, как РАО «ГАЗПРОМ», АО «Мосэнерго» и др.

Наряду с этим имеется возможность экономического обоснования использования именно цифровой аппаратуры как для защиты энергообъектов от КЗ, так и для их автоматизации, поскольку современное многофункциональное цифровое реле (терминал) комплексно выполняет задачи и релейной защиты и противоаварийной автоматики. Методика экономического обоснования использования таких многофункциональных цифровых устройств РЗА рассматривается в разделе 4.

## **2.2. Защита (сигнализация) от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ в России.**

Используемые в России цифровые реле и терминалы имеют 2 ступени защиты от замыканий на землю, реагирующие на ток замыкания на землю основной частоты и предназначенные для сетей, работающих с изолированной нейтралью или с заземлением нейтрали через резистор. Наличие двух ступеней защиты и возможность выбора разных уставок срабатывания по току и по времени делают эти реле привлекательными для использования в сетях с резистивным заземлением нейтрали. В сетях с изолированной нейтралью селективная настройка ненаправленных реле не всегда возможна, а в сетях с резонансно – компенсированной нейтралью – принципиально невозможна.

Каковы же перспективы использования в России этих или, может быть, других типов цифровых реле для защиты от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ? Прежде всего отметим, что ключевой проблемой в электрических сетях напряжением 6–35 кВ является способ заземления нейтрали, поскольку он оказывает решающее влияние на надежность электроснабжения потребителей, на сохранность электрических машин и кабелей, на безопасность движения на железных дорогах, на безопасность людей и животных, находящихся в местах прохождения электрических линий, и, в очень большой степени, на выбор принципов и типов устройств релейной защиты и автоматики, а также на способы использования этих устройств для отключения замыкания на землю или только для сигнализации, а в случаях отключения поврежденного элемента сети – для

автоматического восстановления питания неповрежденных участков. При этом технические решения должны иметь экономические обоснования.

В большинстве стран мира электрические сети среднего напряжения работают с резистивно заземленной нейтралью [8]. Поэтому используемые в России цифровые реле (построенные по западноевропейским аналогам) имеют защиту от замыканий на землю, реагирующую на ток основной частоты 50 Гц. В России в большинстве электроустановок используется либо режим “изолированная нейтраль”, либо режим “резонансно – компенсированная нейтраль”. И лишь в новом (1996 г.) издании «Правил» [1] допускается также использование сравнительно нового для России режима с заземлением нейтрали через резистор.

Первый из этих режимов характерен для сетей с небольшими значениями емкостного тока замыкания на землю, которые не превышают 20 А при напряжении 10 кВ, 30 А при 6 кВ и т.д. К таким сетям относятся, например, непротяженные кабельные сети собственных нужд блочных электростанций, нефтеперекачивающих и газокompрессорных станций, воздушные сети 10 кВ, питающиеся от тяговых подстанций железных дорог. В этих сетях главную опасность представляют перенапряжения, возникающие в процессе однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), которые могут приводить к возникновению междуфазных и двойных замыканий на землю. Междуфазные замыкания вызывают серьезные повреждения кабелей и электрических машин. Двойные замыкания, т.е. два однофазных замыкания на разных линиях, особенно опасны для сетей 10 кВ, питающихся от тяговых подстанций железных дорог, в том случае, когда ток двойного замыкания на землю может пройти по рельсу. Поэтому на таких линиях обязательно устанавливается специальная направленная токовая защита от ОЗЗ с мгновенным действием на отключение поврежденной линии. Однако недостатком такого решения является необходимость кабельной вставки на каждой воздушной линии для установки кабельного трансформатора тока нулевой последовательности (Ферранти). Большие трудности в выполнении селективной релейной защиты возникают также при очень малых значениях естественного емкостного тока замыкания на землю.

В связи с этим и обсуждаются возможности резистивного заземления нейтрали в подобных сетях России [8]. Заземление нейтрали через резистор устраняет опасность возникновения перенапряжений в электрической сети и обеспечивает необходимую чувствительность простой (ненаправленной) токовой защиты от ОЗЗ. Наряду с этим, при возможности установки на отходящих воздушных линиях третьего фазного трансформатора тока исключается необходимость в кабельной вставке. Для уточнения укажем, что в сетях 6–10 кВ в России в большинстве случаев трансформаторы тока установлены только в двух фазах, как правило А и С.

Режим с резистивным заземлением нейтрали в сетях 6 кВ собственных нужд выполнен на нескольких российских электростанциях, причем сопротивление резистора подобрано таким образом, что ток при ОЗЗ составляет около 40 А. Это однозначное решение сейчас подвергается критике с целью изменения значения тока ОЗЗ, причем как в сторону его увеличения, так и в сторону уменьшения, с учетом использования защиты от ОЗЗ с действием на отключение или на сигнал в зависимости от приоритетной задачи: сохранность оборудования, обеспечение безопасности, непрерывность электропитания.

Режим “резонансно–компенсированная нейтраль” используется в России с начала 1960-х годов. В течение этого времени «Правила» [1] неизменно требуют выполнения полной компенсации емкостного тока с помощью реактора (регулируемой катушки индуктивности), который настраивается в резонанс емкостному току основной частоты (50 Гц). Электрические сети, в основном кабельные, где емкостные токи превышают указанные «Правилами» [1] границы, характерны для всех больших и средних городов и крупных промышленных предприятий. Однако лишь в некоторых сетях

имеется оборудование для непрерывного плавного изменения индуктивности реактора с целью обеспечения постоянной резонансной настройки. Основное достоинство этого режима – непрерывность электроснабжения при ОЗЗ. Главная опасность – перенапряжения, кото-рые могут возникнуть в процессе ОЗЗ, в результате которых повреждаются в основном подземные кабели. Очень большие трудности возникли и до сих пор полностью не преодолены при создании селективной защиты и сигнализации ОЗЗ в резонансно-компенсированных сетях.

Наиболее широко распространен в больших городских кабельных сетях принцип измерения естественных гармонических составляющих установившегося тока замыкания на землю, суммарно от 150 до 650 Гц. Измерения, как правило, производятся одним прибором поочередно на каждой из линий электрически связанной сети после поступления общего сигнала “Земля в сети” от устройства контроля изоляции, сработавшего по факту появления напряжения нулевой последовательности. Сравнение результатов измерений позволяет выявить максимальное значение высших гармоник, которое указывает на поврежденную кабельную линию. Многолетний опыт использования этого принципа (и прибора УСЗ-3М) подтверждает его высокую достоверность. Однако при этом процесс выявления поврежденной линии 6 или 10 кВ на крупных подстанциях и ТЭЦ с большим количеством отходящих линий занимает много времени. В настоящее время «АББ Автоматизация» (прежнее название «АББ Реле-Чебоксары») выпускает специальное реле SPAC 801-013и новый терминал SPAC 810 (аналог УСЗ-3М), позволяющее автоматизировать этот процесс [6]. Селективность работы защиты с этими реле обеспечивается использованием специальной инверсной характеристики. Аналогичные функции также могут выполнять отечественные реле БМРЗ и «Сириус». Реле иностранных фирм не измеряют высшие гармоники в токе ОЗЗ.

Имеется ряд защит от ОЗЗ, использующих принцип выявления бросков начального емкостного тока замыкания на землю и напряжения нулевой последовательности и принцип выявления волновых переходных процессов, возникающих в момент замыкания на землю. В данной книге они не рассматриваются.

Для сетей 6–35 кВ, работающих с изолированной нейтралью (без компенсации емкостных токов) можно рекомендовать к использованию цифровые реле с токовой направленной защитой от ОЗЗ, выпускаемые упомянутыми выше фирмами. Направленные токовые защиты устанавливаются главным образом там, где требуется немедленное отключение ОЗЗ по условиям безопасности (подстанции шахт, карьеров, железных дорог). Надо отметить, что указанные реле реагируют на емкостной ток ОЗЗ основной частоты (50 Гц). Учитывая, что значение емкостного тока при ОЗЗ зависит от протяженности сети и может оказаться недостаточным для срабатывания токовой защиты поврежденной линии, по нашим «Правилам» [2] предусматривается резервная защита, реагирующая на напряжение нулевой последовательности, которая с небольшим интервалом времени отключает всю подстанцию в целях обеспечения безопасности. Такие цифровые реле могут быть приобретены в упомянутых выше фирмах.

Токовая ненаправленная защита в этих сетях может быть настроена селективно лишь при условии, что установившееся значение суммарного емкостного тока сети значительно больше собственного емкостного тока наиболее протяженной кабельной линии. Используемые цифровые токовые реле практически не реагируют на броски емкостного тока при возникновении ОЗЗ. При этом следует учитывать, что значения емкостных токов не являются стабильными, так как зависят в основном от конфигурации сети, которая, как говорят электрики, непрерывно “дышит”. Таким образом, настройка (уставки) ненаправленных защит в такой сети должна периодически корректироваться.

В сетях с резистивным заземлением нейтрали в зависимости от выбранного сопротивления заземляющего резистора значения токов при ОЗЗ могут находиться в очень широких пределах: от тысяч ампер до нескольких ампер [8].

Современные цифровые реле тока имеют очень высокую чувствительность и могут обеспечить срабатывание защиты от ОЗЗ при токах замыкания на землю практически начиная от 2 А (первичных).

В зависимости от значения тока, проходящего через защиту при ОЗЗ, представляющего геометрическую сумму естественного суммарного емкостного тока неповрежденной части сети и активного тока установленного резистора, выбирается ток срабатывания этой защиты, с учетом требуемого «Правилами» [2] коэффициента чувствительности.

В зависимости от выбранного значения тока замыкания на землю, а также от других условий, действие защиты может быть направлено на сигнал или на отключение, например, поврежденного электродвигателя или кабельной линии. В последнем случае необходимо обеспечить автоматическое включение резервных двигателей, резервных источников питания и т.п. При небольших (безопасных) значениях тока замыкания на землю и действии защиты на сигнал оперативный персонал будет иметь возможность перевести потребителей на исправный источник питания. Ещё раз отметим, что резистивное заземление нейтрали не только снижает вероятность возникновения в сети перенапряжений и двойных замыканий на землю, но и позволяет использовать простые токовые защиты, не требующие элементов направления мощности и установки специальных трансформаторов напряжения, измеряющих величину напряжения нулевой последовательности.

**2.3. Специальные защиты от ненормальных режимов.** Во многих цифровых реле предусмотрены функции защиты от ненормальных режимов, представляющих опасность для электрооборудования, например защиты от неполнофазных режимов, от симметричной перегрузки, от потери нагрузки и от тепловой перегрузки (для электродвигателей) и др. Эти защиты часто называют “профилактическими”, так как они предотвращают возникновение таких опасных повреждений, как, например, короткие замыкания в обмотках электродвигателей и трансформаторов, и тем самым продлевают срок работы электроустановок. Выполнение таких защит на электромеханических или полупроводниковых реле либо вообще не предусматривается, либо требует установки самостоятельной дополнительной аппаратуры. Примеры выбора уставок срабатывания специальных “профилактических” защит цифровых реле SPAC-802 (АББ Реле-Чебоксары) и SPAM-150 С для защиты электродвигателей приведены в [7].

### **3. Автоматизация распределительных сетей с использованием цифровых реле**

Устройства сетевой противоаварийной автоматики, предусматриваемые «Правилами» [1, 2], перечислены в предыдущем разделе. Там же отмечены основные недостатки существующих устройств ПА, выполненных на дискретных электромеханических или полупроводниковых аналоговых реле. Рассмотрим современные возможности выполнения основных типов устройств ПА распределительных сетей с использованием многофункциональной цифровой аппаратуры РЗА.

**3.1. Автоматическое повторное включение (АПВ).** В соответствии с действующими российскими «Правилами» [2] устройствами АПВ должны оборудоваться воздушные и смешанные (кабельно-воздушные) линии всех классов напряжения выше 1000 В с целью быстрого автоматического включения выключателей, отключенных главным образом устройством РЗ, для быстрого восстановления электроснабжения потребителей. Устройства АПВ предусматриваются также на понижающих трансфор-

маторах 110/6 (10) кВ для автоматического повторного включения вводных выключателей, а также на межсекционных и шиносоединительных выключателях разных классов напряжения.

Устройства АПВ выполняются с одним или несколькими циклами включения (однократные и многократные). На трансформаторах так называемое “АПВ шин” выполняется однократным, и его эффективность зависит от наличия быстродействующей защиты шин, что обеспечивается цифровыми реле (логическая защита). При отсутствии такой защиты, т.е. при отключении ввода 6 (10) кВ трансформатора с выдержкой времени более 0,3 с, надеяться на успешное АПВ шин не следует, особенно при использовании КРУ и КРУН 6 (10) кВ.

АПВ воздушных линий разных классов напряжения выполняется многократным. По многолетним статистическим данным при АПВ ВЛ 6 (10) кВ первого цикла (с временем включения около 2 с после отключения линии защитой) успешные действия АПВ составляют от 40 до 50%, а при АПВ второго цикла (через 15–20 сек) – от 10 до 15% дополнительно. По статистике США при использовании в сетях среднего напряжения третьего цикла АПВ (через несколько минут) общий процент успешных действий возрастает еще на несколько процентов (от 1 до 3). Предлагалось и в СССР использовать для ВЛ три цикла АПВ: первый – без выдержки времени для предотвращения расстройств производственных циклов у потребителей (допуская его низкую эффективность по условиям самоустранения неустойчивого повреждения на линии), второй и третий циклы – с разными выдержками времени, выбранными исходя из местных условий. Однако широкого распространения это не получило.

Для сетей, состоящих из нескольких последовательно включенных участков с собственными выключателями и РЗ, «Правилами» [2] предусматриваются следующие виды взаимодействия АПВ и РЗ: ускорение защиты после АПВ; ускорение защиты до АПВ; использование АПВ разной кратности. Эти мероприятия предназначаются для ускорения отключения КЗ, уменьшения тяжести последствий повреждений и повышения эффективности АПВ с целью скорейшего восстановления электроснабжения потребителей.

Использование ускорения РЗ после АПВ позволяет ускорить отключения КЗ, особенно на головных участках сети, в частности путем снижения ступеней селективности с исправлением возможных неселективных отключений с помощью АПВ с обязательным ускорением РЗ после включения выключателя.

Пример использования ускорения РЗ после АПВ. В сети, состоящей из трех участков (рис. 7), токовые защиты ТВ 1, 2 и 3 с фиксированными значениями выдержек времени и при очень маленьких ступенях селективности могут сработать одновременно при междуфазном КЗ, например в точке К. При этом для защит 1 и 2 эти действия являются неселективными (излишними).

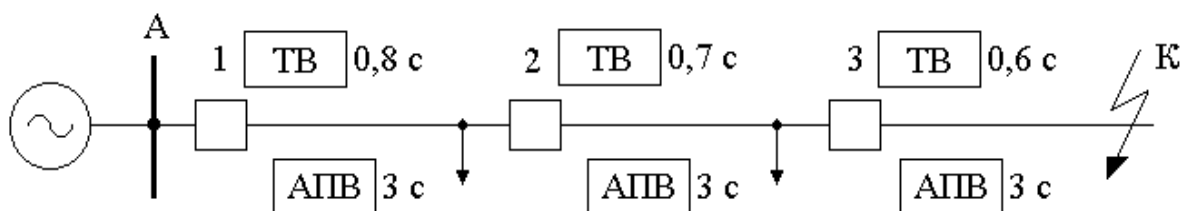


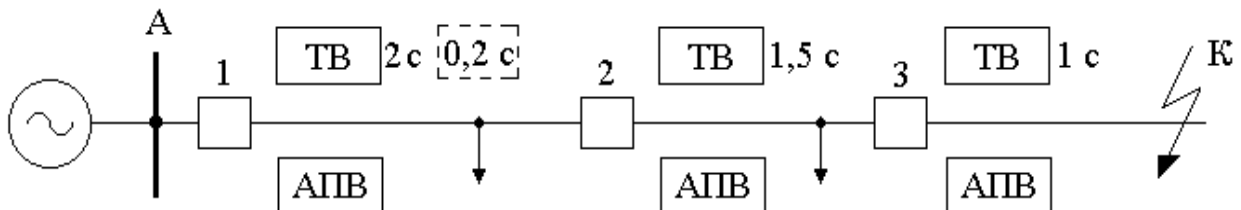
Рис.7. Схема сети 10 кВ, где целесообразно выполнять ускорение защит (ТВ) после АПВ

Первым имеет возможность сработать устройство АПВ на выключателе 1, поскольку со стороны шин 10 кВ подстанции А имеется напряжение. При включении выключателя от устройства АПВ на небольшой период времени (около 1 с) ускоряется

действие защиты 1 до 0,2 с (вместо 0,8 с). Если бы КЗ произошло на участке 1–2, то выключатель 1 был бы быстро отключен этой ускоренной защитой. Но при КЗ в точке *K* за отключившимися выключателями 2 и 3 защита 1 не работает и через 1 с ее время срабатывания вновь становится равным 0,8 с. После успешного включения выключателя 1 появляется напряжение на схеме АПВ выключателя 2. Через несколько секунд устройство АПВ срабатывает, включается выключатель 2 и одновременно вводится ускорение защиты 2 до 0,2 с. Но защита 2, так же как и защита 1, не срабатывает вследствие того, что КЗ произошло в точке *K*. Если бы КЗ было на участке 2–3, защита 2 по цепи ускорения сработала бы быстрее, чем защита 1, причем степень селективности была бы достаточной: 0,6 с. После успешного включения выключателя 2 появляется напряжение на схеме АПВ выключателя 3. Через несколько секунд устройство АПВ срабатывает, включается выключатель 3, одновременно вводится цепь ускорения защиты 3 до 0,2 с и выключатель 3 отключается, причем намного раньше, чем могла бы подействовать защита 2, у которой к этому времени уже выведена из действия ускоренная ступень 0,2 с и введена постоянная уставка по времени 0,7 с (рис. 7).

Ускорение защиты на постоянном оперативном токе выполняется просто и предусматривается в типовых проектных схемах. Для ускорения большинства устройств РЗ в распределительных сетях, выполненных, как известно, на переменном оперативном токе при использовании электромеханических реле РТ-80, РТВ, РТМ, требуется дополнительная аппаратура, поэтому такие схемы применяются чрезвычайно редко. Использование цифровой аппаратуры РЗА позволяет без дополнительных затрат применять ускорение РЗ после АПВ, и не только в случае, описанном выше (рис. 7), а практически всегда.

**Ускорение защиты до АПВ.** Это мероприятие позволяет ускорить отключение КЗ в сети, состоящей из нескольких последовательно включенных участков или облегчать работу нескольких выключателей за счет одного, более мощного и надежного. Например, на выключателе 1 (рис. 8) постоянно введена ускоренная защита с выдержкой времени 0,2 с.



**Рис. 8.** Схема сети 10 кВ, для которой целесообразно использовать ускорение до АПВ защиты ТВ на выключателе 1

При КЗ в любой точке сети, например в точке *K*, эта защита отключает выключатель 1 до того, как сработают защиты 2 и 3. При срабатывании устройства АПВ на включение выключателя 1 эта ускоренная защита выводится из действия на время, необходимое для селективного отключения ближайшего к месту КЗ выключателя 3.

Схема на постоянном оперативном токе выполняется достаточно просто, но в распределительных сетях немногие подстанции имеют оперативный постоянный ток. Использование цифровых реле позволяет легко применять при необходимости ускорение РЗ до АПВ, и без дополнительных затрат.

**Использование АПВ разной кратности.** При недостаточных степенях селективности для исправления неселективных отключений могут быть применены устройства АПВ с разной кратностью. Например, для схемы сети на рис. 7. можно было бы выполнить: на выключателе 3 однократное АПВ, на выключателе 2 - двукратное, на выключателе 1 - трехкратное. Аналоговые устройства АПВ с кратностью более двух

отечественной промышленностью не выпускаются. Исправление неселективных действий с помощью АПВ разной кратности используется сейчас на линиях 10 кВ с трансформаторами на ответвлениях. В этом случае АПВ исправляет неселективное действие защиты линии 10 кВ при КЗ в трансформаторе, когда время плавления вставок предохранителей 10 кВ соизмеримо с временем срабатывания защиты линии.

Применение цифровых реле с кратностью до пяти циклов позволит в ряде случаев использовать и этот прием взаимодействия РЗ и АПВ.

**3.2. Автоматическое включение резерва на подстанциях (местное АВР).** На подстанциях распределительных сетей, как правило, осуществляется раздельное питание от двух источников, один из которых является рабочим, а другой - резервным. Раздельное питание позволяет снизить значения токов КЗ и применить более дешевую аппаратуру (выключатели, разъединители), упростить релейную защиту, снизить потери электроэнергии в сетях 10 (6) кВ. При отключении рабочего источника питания (например, А на рис. 9) восстановление электроснабжения потребителей – нагрузки Н – производится автоматически от резервного источника питания Б с помощью устройства АВР.

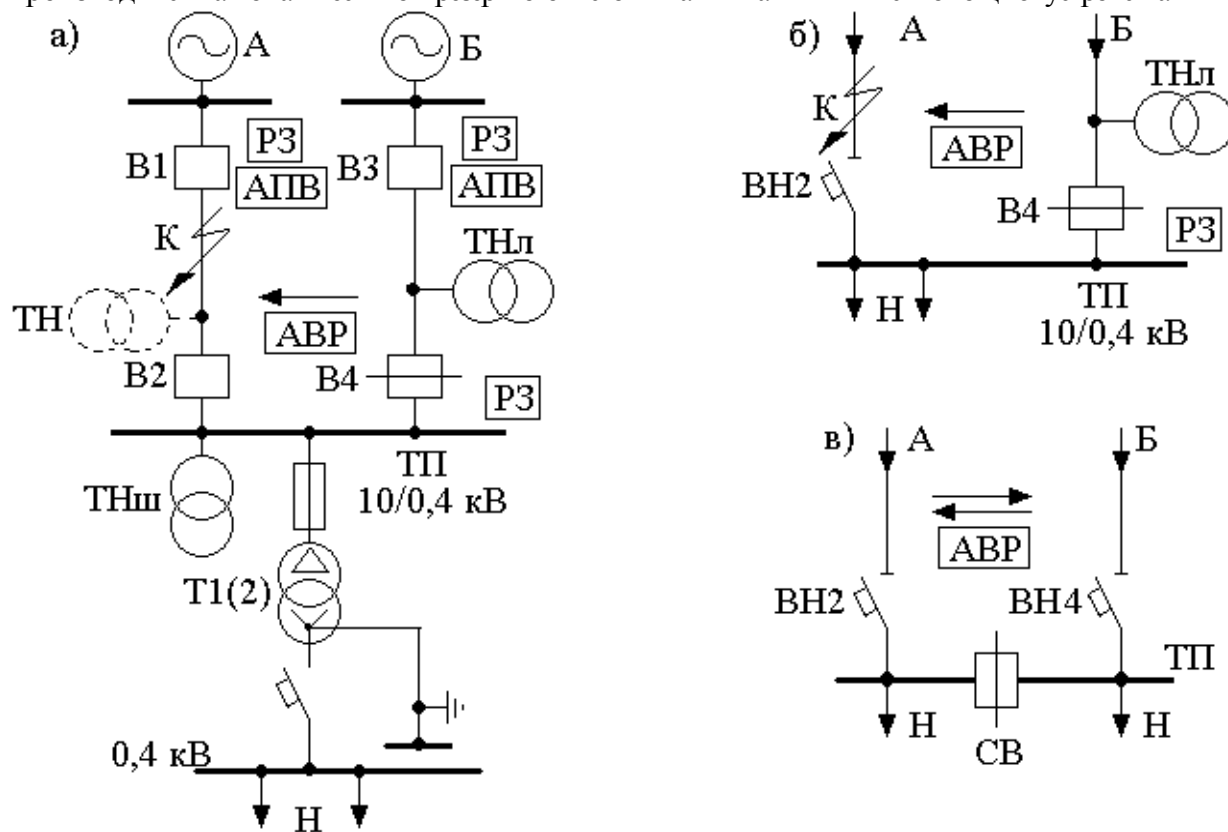


Рис. 9. Примеры схем трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ с устройствами местных АВР одностороннего (а, б) и двустороннего действия (в)

Устройства АВР, расположенные на подстанциях, называют подстанционными или местными, поскольку вся аппаратура, участвующая в процессе переключения нагрузки с рабочего источника питания на резервный, расположена в одном месте (в отличие от сетевых устройств АВР, которые рассматриваются далее). Местное устройство АВР при исчезновении напряжения на шинах подстанции действует вначале на отключение выключателя В или выключателя нагрузки ВН рабочего ввода (В2, ВН2 на рис. 9, а, б), после чего сразу же включается выключатель резервного ввода (В4). Местные устройства АВР выполняются одностороннего действия (рис. 9, а, б) или двустороннего (рис. 9, в).

Схемы устройств АВР должны выполняться в соответствии с указаниями «Правил» [2]:



при отключении выключателя рабочего ввода по любой причине немедленно должен включиться выключатель резервного ввода;

при исчезновении напряжения со стороны рабочего источника должен срабатывать специальный пусковой орган напряжения, который при наличии напряжения на резервном источнике должен действовать с заданной выдержкой времени на отключение выключателя рабочего источника; например, при КЗ в точке *K* на линии рабочего питания (рис. 9, *a*) отключается релейной защитой РЗ выключатель *B1*, на шинах подстанции 10(6) кВ исчезает напряжение, работает пусковой орган напряжения, включенный на шинный трансформатор напряжения *ТНш*, и с заданной выдержкой времени отключает выключатель рабочего ввода *B2*, после чего немедленно включается выключатель резервного ввода *B4*; при этом наличие напряжения на резервной линии от источника *B* контролируется тем, что оперативное напряжение для отключения рабочего выключателя *B2* получается от линейного трансформатора напряжения *ТНл*; пусковой орган напряжения не должен предусматриваться, если рабочий и резервный вводы имеют один источник питания;

минимальное реле напряжения пускового органа не должно срабатывать при понижениях напряжения при самозапуске электродвигателей нагрузки, поэтому их настраивают таким образом, что пуск АВР может произойти только при глубоком снижении напряжения, ниже 0,4 номинального, при котором самозапуск невозможен;

при наличии в составе нагрузки подстанции значительной доли синхронных электродвигателей рекомендуется применять в дополнение к пусковому органу напряжения пусковые органы других типов, ускоряющие АВР;

действие устройства АВР должно быть однократным;

при выполнении устройств АВР следует проверять возможность перегрузки резервного источника питания и при необходимости выполнять для его разгрузки специальную автоматику отключения части потребителей при действии АВР;

при отключении рабочей линии (трансформатора) устройством автоматической частотной разгрузки АЧР вследствие общесистемного аварийного снижения частоты действие устройства АВР должно запрещаться;

при действии устройства АВР, когда возможно включение резервного выключателя на КЗ (на шинах резервируемой подстанции или на линии рабочего питания при отказе в отключении выключателя *B2*, *BH2* на рис. 9, *a*, *b*), на резервном выключателе (*B4*) должна предусматриваться релейная защита, причем, если время действия этой защиты превышает 1, рекомендуется автоматически ускорять ее действие до 0,3 с;

после восстановления нормального напряжения на рабочей линии со стороны основного источника питания должно, как правило, обеспечиваться возможно более полное автоматическое восстановление схемы доаварийного режима; к сожалению, типовые схемы подстанций 10 кВ до последнего времени не давали такой возможности; например, в типовой схеме на рис. 9, *a* отсутствует трансформатор напряжения со стороны основного (рабочего) источника питания *A*, в схемах рис. 9, *b*, *в* на линиях рабочего питания установлены выключатели нагрузки *BH*, которые автоматически только отключаются, а включаться могут лишь вручную выездным оперативным персоналом.

Цифровое устройство АВР для подстанций распределительных сетей различного назначения, отвечающее перечисленным требованиям, могло бы найти широкое применение на электроэнергетических объектах как проектируемых, так и модернизируемых, причем объектах любого ведомства.

**3.3. Сетевое АВР как комплекс взаимодействующих устройств РЗА.** В комплексе устройств РЗА, входящих в сетевое АВР, устройство АВР действует на включение выключателя, находящегося нормально в отключенном положении, например,

*ВА* на рис. 4. Но перед включением этого выключателя необходимо автоматически отключить выключатель рабочего питания, который находится на другой подстанции (*А* или *Б*), а также изменить уставки РЗ на секционирующих выключателях (*BC1*, *BC2*). Таким образом, в задачи комплекса устройств РЗА сетевого АВР входит:

переключение питания сети на резервный источник при отключении рабочего – это выполняет само устройство АВР;

предотвращение подачи напряжения от резервного источника на поврежденный рабочий источник питания (на рабочую линию, шины, трансформатор) – эту задачу выполняют устройства делительной защиты минимального напряжения (ДМЗ), действующие перед срабатыванием сетевого АВР на отключение соответствующего головного выключателя;

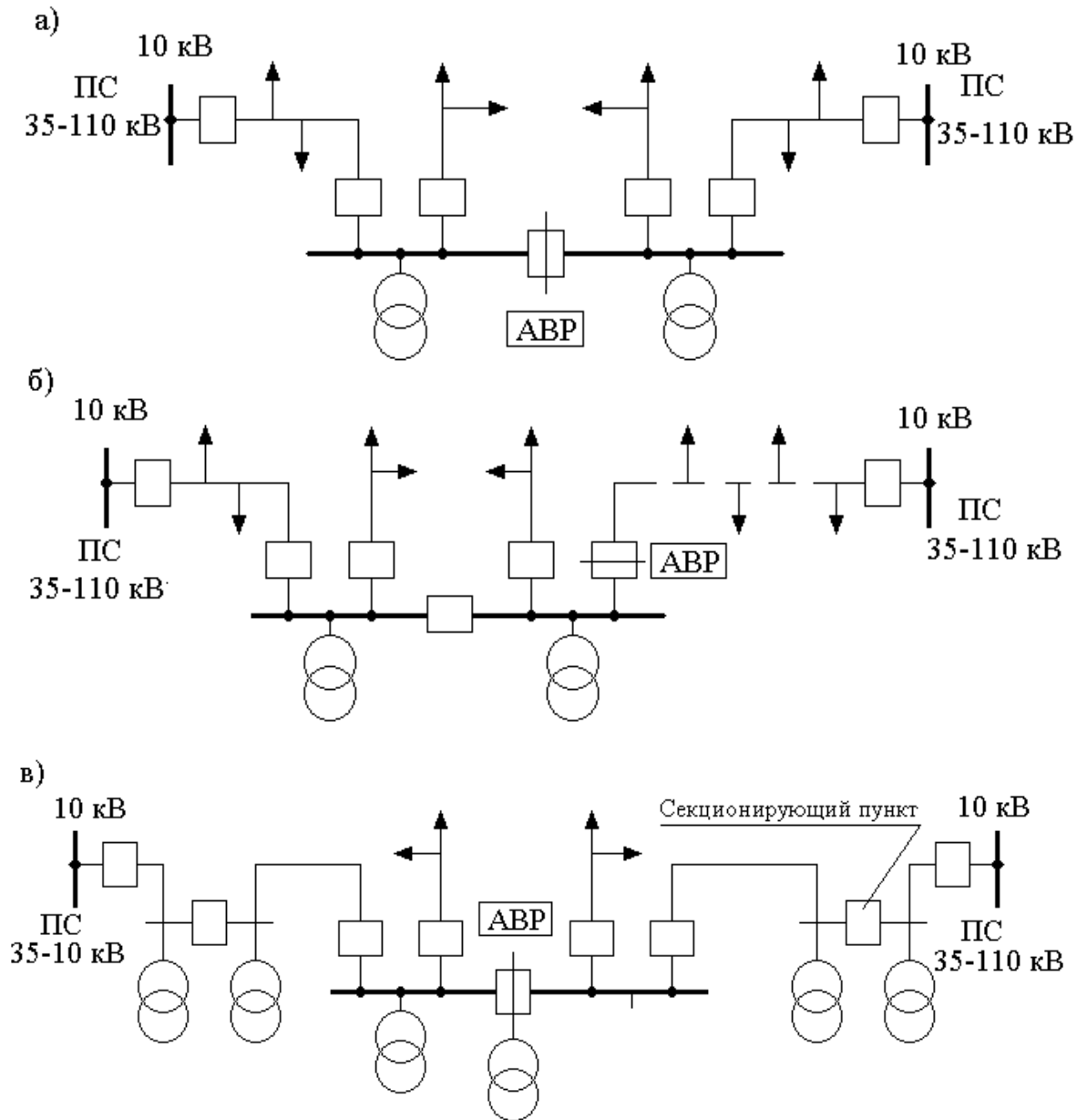
выполнение автоматической перестройки релейной защиты в связи с изменением режима работы сети; это осуществляется либо при исчезновении напряжения, либо при изменении направления мощности, либо в зависимости от направления действия пускового органа напряжения двустороннего АВР; при использовании электро-механических или полупроводниковых аналоговых реле необходимо, как правило, иметь два комплекта релейной защиты с разными уставками, но при использовании цифровых РЗ можно использовать один комплект РЗ с двумя наборами уставок, и это существенно упрощает и удешевляет выполнение сетевых АВР.

Схема размещения всех устройств ПА, входящих в комплекс сетевого АВР, показана на рис. 4.

При выполнении схем сетевых АВР необходимо учитывать требования «Правил» [2], перечисленные выше при рассмотрении схем местных АВР. При этом желательно иметь возможность выбора разных выдержек времени для действия АВР в одну и в другую сторону, поскольку условия выбора уставок по времени могут быть разными (например, со стороны одного источника питания на линии может быть АПВ однократного действия с выдержкой времени 2–5 с, а со стороны другого источника – АПВ двукратного действия с выдержкой времени второго цикла 15 с.

При действии сетевых АВР опасно выполнять ускорение защиты, поскольку это может привести к неселективному отключению включившегося выключателя и к неуспешному АВР. Например, при устойчивом КЗ на участке между выключателями *BC2* и *ВГ2* (рис. 4) ускорение защиты РЗ при включении выключателя *ВА* до 0,3 с может вызвать отключение этого выключателя *ВА* раньше, чем отключится *BC2*, так как ступень селективности между защитами на *ВА* и *BC2* окажется недопустимо малой.

На рис. 10 приведены примеры присоединения подстанций 10 кВ с ячейками КРУ типа К-114 из информации московского завода “Электрощит”. По информации этого завода в ячейках предусматривается РЗ только на электромеханических реле РТ-40 или РТ-80. Как было сказано выше, эти реле не могут обеспечивать полноценный комплекс сетевого АВР. Если же оснастить ячейки К-114 или им подобные цифровыми РЗА, все требования «Правил» [2] могут быть выполнены.



**Рис. 10.** Примеры присоединения УЗТП к сети с применением КРУ К-114 Московского завода “Электрощит” (из информации завода)

Дополнительно надо отметить, что при наличии в резервируемой сети местных электростанций и подстанций с синхронными электродвигателями, необходимо установить автоматические устройства, предотвращающие опасное несинхронное включение генераторов и СД при срабатывании сетевого АВР.

Цифровая аппаратура РЗА позволяет уже в настоящее время осуществлять все задачи сетевого АВР, рассмотренные выше. Настройка защит на головных и секционирующих выключателях и пункте сетевого АВР может осуществляться в соответствии с имеющимися рекомендациями по выбору характеристик и уставок цифровых токовых защит [6].

**3.4. Автоматическое секционирование линий 6 (10) кВ и до 35 кВ.** Автоматическим секционированием называется разделение линии электропередачи на несколько участков с помощью коммутационных аппаратов, работающих автоматически. К таким аппаратам относятся: плавкие предохранители; выключатели, оборудованные

релейной защитой, выключатели нагрузки или автоматические отделители (ОД). Первые два типа аппаратов срабатывают при КЗ и способны отключать токи повреждения. Отделители срабатывают только во время бестоковой паузы. Назначение всех типов секционирующих аппаратов состоит в быстром автоматическом отделении поврежденного участка от остальной линии (рис. 2 и 11).

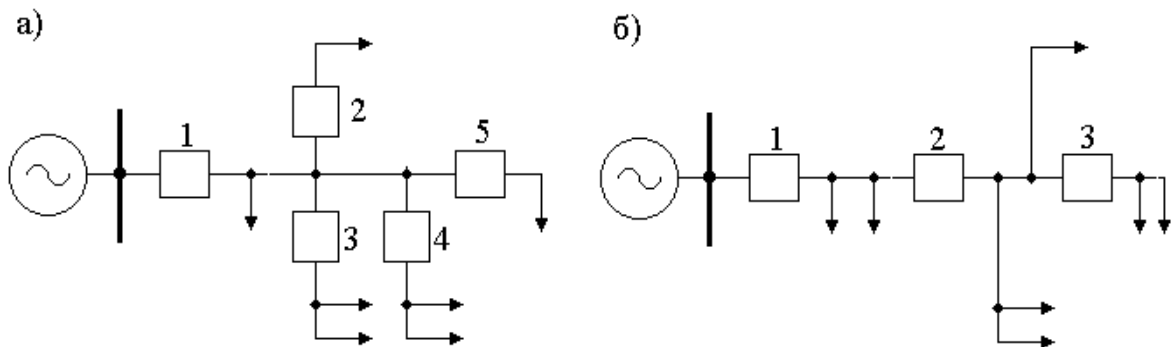


Рис. 11. Схемы ВЛ 6(10) кВ с параллельным (а) и последовательным (б) секционированием

Автоматическое секционирование в сочетании с устройствами АПВ на секционирующих и головных выключателях является одним из эффективнейших средств повышения надежности электроснабжения и уменьшения ущерба у потребителей от недоотпуска электроэнергии. Это относится и к радиальным (тупиковым) линиям 6 (10) кВ (рис. 2 и 11), и к линиям с двусторонним питанием, в особенности при сочетании устройств секционирования с сетевыми АВР (рис. 4 и рис. 10,в).

Автоматическое секционирование уменьшает объем аварийных отключений потребителей при повреждениях на линии. Как видно из рис. 11, при КЗ на участке линии за выключателем 3 отключится только этот выключатель и будут погашены только потребители, подключенные к линии за этим выключателем.

Автоматическое секционирование линии позволяет также сократить основную зону действия релейной защиты на головном выключателе (выключатель 1 на рис. 11), что особенно важно для протяженных линий с относительно большими рабочими токами. Без автоматического секционирования очень часто невозможно настроить релейную защиту головного выключателя таким образом, чтобы она, с одной стороны, не имела излишних срабатываний при перегрузках (вызванных пуском или, что еще тяжелее, самозапуском электродвигателей), а с другой – имела бы достаточную чувствительность при КЗ во всех точках этой длинной разветвленной линии. При установке одного или нескольких секционирующих выключателей с релейной защитой чувствительность головной защиты должна обеспечиваться только при повреждениях до места установки ближайшего секционирующего выключателя (например, выключателя 2 на рис. 11,б), где токи КЗ обычно значительно больше, чем в удаленных точках линии. Что касается защиты на секционирующих выключателях, то здесь чувствительность обеспечивается тем, что ток срабатывания этой защиты может быть выбран значительно меньшим, чем для головной защиты, поскольку рабочий ток через секционирующий выключатель всегда меньше рабочего тока, проходящего через головной выключатель.

Автоматическое секционирование, кроме того, ускоряет процесс отыскания повреждений на линии, позволяет быстрее готовить рабочие места при ремонтных работах и, как следствие, уменьшает недоотпуск электроэнергии потребителям.

**Схемы секционирования.** При наличии нескольких секционирующих аппаратов может быть выполнено параллельное секционирование (рис. 11,а). Здесь действие каждого секционирующего аппарата (2–5) не зависит от другого, поэтому не требуется

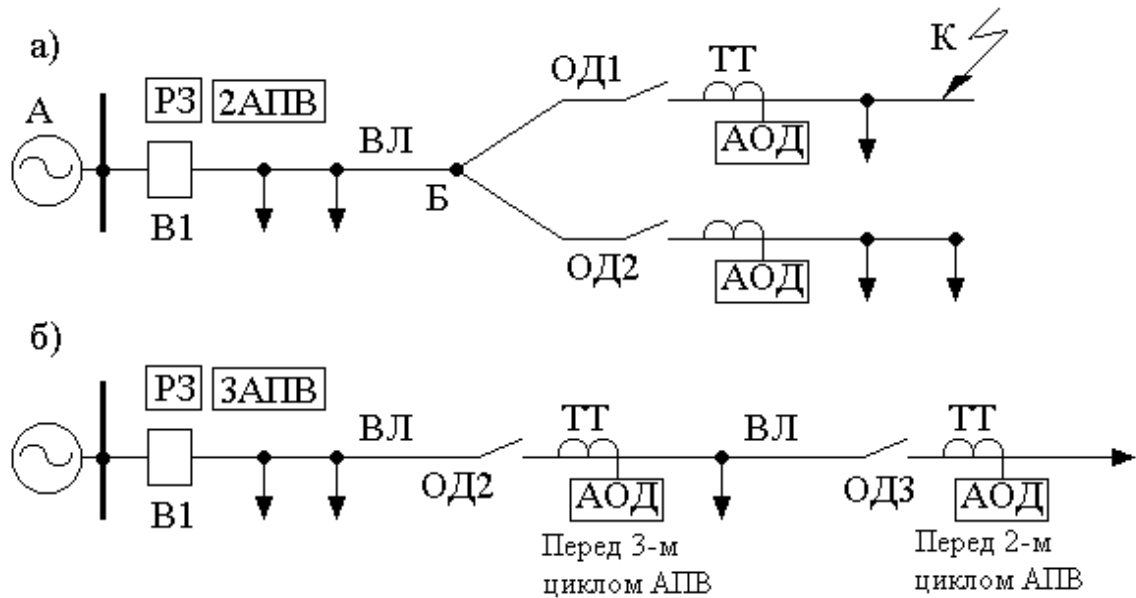
согласования настройки их защит между собой. Защита 1 согласовывается только с каждой из защит 2–5, и это позволяет обеспечить быстрое отключение КЗ. Надежность электроснабжения в той или иной степени повышается для всех потребителей.

При последовательном секционировании (рис. 11,б) надежность электроснабжения повышается не для всех потребителей. Например, для потребителей, включенных за последним секционирующим выключателем 3, надежность не повышается, поскольку при КЗ в любой точке линии эти потребители теряют электропитание. Но чем ближе к головному расположен секционированный участок, тем выше надежность его электроснабжения. При последовательном секционировании и настройка релейной защиты проводится последовательно: от самого удаленного комплекта защиты к головному [6].

Применяется также последовательно - параллельное секционирование, при котором можно повысить надежность для всех потребителей и облегчить условия настройки защиты.

Наибольший эффект автоматическое секционирование дает на линиях с двухсторонним питанием и с сетевым АВР (рис. 4 и рис.10, в). При такой схеме любой поврежденный участок может быть автоматически отключен с двух сторон (выделен), а остальные участки будут продолжать питаться либо от подстанции А, либо от подстанции Б. Однако и сетевой АВР без автоматического секционирования мало эффективен. Без секционирующих аппаратов действие сетевого АВР по сути дела равноценно еще одному циклу АПВ, который повторно включает несекционированную линию, но с другой стороны. Таким образом, действительное повышение надежности электроснабжения достигается лишь при совместном использовании автоматического секционирования, устройств АПВ и сетевых АВР.

Ещё раз следует обратить внимание на целесообразность применения для автоматического секционирования линий автоматических отделителей (*ОД*) или, иначе, выключателей нагрузки (*ВН*), не способных отключать токи КЗ. Их главное преимущество перед выключателями (масляными, вакуумными или элегазовыми) состоит в меньшей стоимости. Однако для секционирования линий они могут применяться лишь в том случае, если защита на выключателе со стороны питания защищает всю линию с необходимой чувствительностью. На рис. 12,а показана схема ВЛ с параллельным секционированием с помощью автоматических линейных отделителей *ОД* (*ВН*), оборудованных автоматикой *АОД*, обеспечивающей отключение отделителей в бестоковую паузу. При КЗ в конце участка, секционированного *ОД1* (точка *К*), отключается головной выключатель *В1*, а затем он включается от устройств АПВ. Это первое КЗ и последующая за его отключением первая бестоковая пауза фиксируются (запоминаются) схемой *АОД*, но *ОД1* при этом не отключается. Если КЗ в точке *К* является устойчивым, *В1* вновь отключается, а вслед за этим, во вторую бестоковую паузу отключается *ОД1*. Затем действием второго цикла двукратного АПВ включается *В1* и восстанавливает электроснабжение остальных потребителей линии.



**Рис. 12.** Схемы ВЛ 6(10) кВ с параллельным (а) и последовательным (б) автоматическим секционированием с помощью автоматических линейных отделителей (ОД) или выключателей нагрузки (ВН)

2АПВ, 3АПВ – устройства АПВ двукратного и трехкратного действия соответственно

При параллельном секционировании автоматическими отделителями число их на линии не ограничивается. Но при последовательном секционировании установка на линии более чем одного *ОД* требует увеличения кратности действия АПВ головного выключателя. Например, в схеме на рис. 12, б на головном выключателе требуется устройство АПВ трехкратного действия. Автоматика *АОД* на *ОД3* настраивается таким образом, чтобы он отключался перед вторым циклом АПВ линии, а на *ОД2* настраивается на отключение перед третьим циклом АПВ линии. Очевидно, что более двух последовательно включенных *ОД* устанавливать, как правило, не следует, хотя при наличии устройств АПВ с большим числом циклов и использовании хороших выключателей на головных участках такой вариант возможен.

**Выбор точек секционирования линий.** Целесообразность секционирования ВЛ, выбор места установки и типа секционирующего аппарата определяются исходя главным образом из трех условий:

- обеспечения чувствительной, селективной и быстродействующей релейной защиты всей ВЛ;
- повышения надежности электроснабжения и, как следствие, уменьшения ущерба у потребителей от перерывов электроснабжения;
- повышения культуры эксплуатации электрооборудования.

Необходимость секционирования ВЛ 6 (10) кВ по условиям релейной защиты определяется во время расчета (выбора уставок) головной защиты линии. В тех точках ВЛ, где значение тока двухфазного КЗ уже не обеспечивает требуемой чувствительности этой защиты, намечается обязательная установка секционирующего выключателя со своей релейной защитой. Для удобства обслуживания эта точка может быть смещена только в сторону головного выключателя (основного питания). При параллельном секционировании радиальной линии может быть установлено несколько секционирующих выключателей (СВ), при последовательном – не более двух [11].

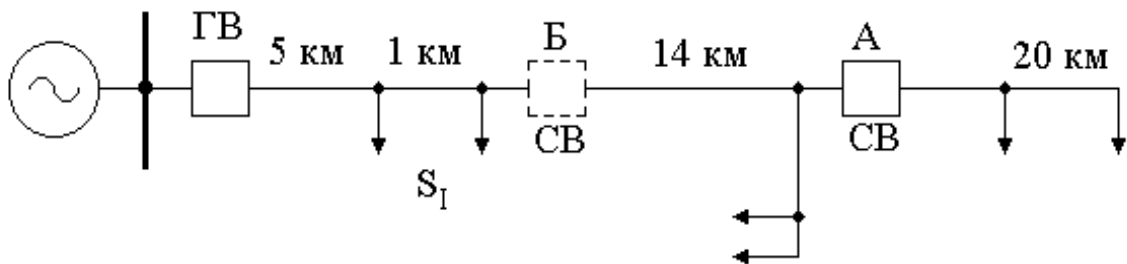
**Определение целесообразности секционирования и выбор мест установки секционирующих аппаратов по технико-экономическим показателям.** Для

упрощенного сравнения вариантов места установки одного *СВ* на радиальной ВЛ можно воспользоваться выражением для определения экономического эффекта секционирования  $\mathcal{E}_c$ :

$$\mathcal{E}_c = Y_0 \cdot S_I \cdot \cos\varphi_H \cdot k_{\text{одн}} \cdot T_0 \cdot l_{II}, \quad (1)$$

где  $Y_0$  – эквивалентная стоимость ущерба на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии, руб/(кВт·ч);  $S_I$  – суммарная номинальная мощность трансформаторов, подключенных к ВЛ на участке от головного выключателя *ГВ* до предполагаемого места включения *СВ* (рис. 13), кВт·А;  $\cos\varphi_H$  – коэффициент мощности, равный 0,8-0,85;  $k_{\text{одн}}$  – коэффициент одновременности, учитывающий, что фактическая суммарная нагрузка трансформаторов меньше номинальной  $S_I$ ;  $T_0$  – время перерывов электроснабжения из-за устойчивых повреждений, отнесенное к 1 км линии, ч/км;  $l_{II}$  – общая длина линии за предполагаемым местом установки *СВ*, км.

Для одной и той же ВЛ значения  $Y_0$ ,  $\cos\varphi_H$ ,  $k_{\text{одн}}$ ,  $T_0$  принимаются условно одинаковыми, что обычно и делается при расчетах по средним данным; тогда легко заметить, что экономический эффект  $\mathcal{E}_c$  пропорционален произведению  $S_I l_{II}$  (см. далее, раздел 4).



**Рис. 13.** Расчетная схема для выбора места установки секционирующего выключателя (*СВ*) по максимальному значению экономического эффекта секционирования  $\mathcal{E}_c$  по выражению (1)

Автоматическое секционирование и сетевые АВР широко используются и в зарубежных распределительных сетях среднего напряжения, которые так же, как в России, выполняются радиальными линиями с параллельным и последовательным секционированием или секционированными линиями с двусторонним питанием.

Для примера можно привести цифровое устройство REC-523, выпускаемое в Финляндии фирмой «АББ-Трансмит/Реле и Управление». По информации 1997 г. это устройство предназначено для управления удаленными и местными коммутационными аппаратами (в том числе и выключателями, и выключателями нагрузки) и для наблюдения за их положением, т.е. для автоматизации вторичных подстанций в сетях среднего напряжения. Устройство может устанавливаться на земле и на опоре вместе с выключателем и разъединителем, как на линиях, так и на подстанциях, в трансформаторных киосках и на небольших электростанциях (ветровых, солнечных).

Устройство REC-523 осуществляет следующие функции: контролирует сверхтоки при междуфазных КЗ, контролирует токи при замыканиях на землю, а при необходимости, и направление мощности нулевой последовательности, выявляет неполнофазный режим путем контролирования тока небаланса.

Таким образом, устройство REC-523 может осуществлять не только функции контроля (индикации и запоминания факта нарушения нормального режима на защищаемом участке), но и выполнять функции релейной защиты от междуфазных коротких замыканий в случаях установки совместно с выключателем, способным отключать токи КЗ. Последнее может оказаться необходимым, если головная защита

линии не имеет достаточной чувствительности при междуфазных КЗ на каком-то из ответвлений (отпак).

Для фиксации повреждений на защищаемой линии (ответвлении) REC-523 может быть подключен или к стандартным электромагнитным трансформаторам тока (conventional CT) или к новым воздушным датчикам тока и напряжения, созданным в 1996 г. в АББ по принципу катушки Роговского (“Пояса Роговского”, известного с 1912 г., но не нашедшего применения в традиционной релейной защите из-за весьма малых значений выдаваемой им мощности)[10].

Кроме возможностей измерения фазных токов и напряжений, а также тока и напряжения нулевой последовательности ( $3I_0$ ,  $3U_0$ ), устройство REC-523 контролирует (измеряет) напряжение аккумуляторной батареи и температуру окружающего воздуха, а также, при необходимости, может производить измерения активной и реактивной мощности и энергии, выдавать по запросу значения тока, мощности, частоты, коэффициента мощности ( $\cos \varphi$ ), высших гармоник, давления элегаза ( $SF_6$ ), глубокого разряда батареи.

Другим примером секционирующего устройства является отечественный вакуумный реклоузер РВА/TEL - 10 - 12,5/400, который состоит из двух основных элементов: высоковольтного модуля (выключателя) 10 кВ с номинальным током 400 А и номинальным током отключения 12,5 кА, а также шкафа управления и защиты.

Надо заметить, что в дополнение к приведенным выше функциям контроля электрических величин желательно, чтобы индикатор повреждения обладал логическими функциями для работы в автономном режиме путем выдачи команды на отключение выключателя нагрузки (автоматического) в бестоковую паузу, наступившую после первого или второго отключения повреждения головным выключателем линии.

#### **4. Экономические обоснования внедрения цифровой техники РЗА в распределительных сетях 6–35 кВ**

**4.1. Экономика надежности электроснабжения.** В СССР, и в том числе в России, уделялось много внимания автоматизации распределительных сетей всех видов и назначений как одному из важнейших способов обеспечения надежного энергоснабжения народного хозяйства и населения и, следовательно, уменьшения ущербов у потребителей от аварийного недоотпуска электроэнергии [11–14]. Сейчас, в связи с трудностями переходного периода в экономике России и массовыми взаимными задолженностями, вопросам надежности электроснабжения и экономики надежности уделяется значительно меньше внимания. Более того, в общероссийском журнале “Электрические станции” (№ 3 за 1998 г.) публикуется статья, в которой буквально сказано следующее: “Потребителю требовать от энергосистемы высокой надежности электроснабжения или покрытия убытков от аварийного недоотпуска электроэнергии, в то время, как сам он не оплачивает потребляемой энергии, просто бессмысленно”. Разумеется, нельзя соглашаться с такими конъюнктурными соображениями. В России уже принят Гражданский кодекс, действует Закон о защите прав потребителей, которые предусматривают материальную ответственность поставщиков перед потребителями, в том числе и ответственность электроснабжающих организаций [15]. В практике ряда арбитражных судов в России уже имели место случаи удовлетворения исков потребителей о взыскании ущерба от недоотпуска электроэнергии с электроснабжающей организации.

Поэтому все электроснабжающие организации должны своевременно обратить серьезное внимание на надежность электроснабжения потребителей. При этом надо учитывать, что проблемы надежности в технике вообще и в электроэнергетике в частности неразрывно связаны с экономикой. Неоправданная экономия затрат на



обеспечение надежности электроснабжения ежегодно приводит к серьезным авариям в энергосистемах, в результате которых недоотпуск электроэнергии потребителям исчисляется в миллионах киловатт-часов. Например, 100 миллионов кВт·ч было недоотпущено потребителям в результате двух аварий летом 1996 года в США. При этом размеры ущерба оценены в 800 млн. долларов (см. журнал “Электричество” № 10 за 1997 г., статья д.т.н. В.А. Семенова и д.т.н. Л.А. Кошечева).

Ущерб, нанесенный потребителям при прекращении электроснабжения, убытки, связанные с заменой или ремонтом поврежденного электрооборудования, а также затраты на мероприятия по повышению надежности электроснабжения являются экономическими категориями. Поэтому в общее понятие надежности электроснабжения следует включить особую категорию, называемую экономикой надежности электроснабжения. В данной работе рассматриваются не все вопросы экономики надежности электроснабжения, а в основном те, которые связаны с ущербом начисленным потребителям, возникающим в результате перерыва электроснабжения. Это соответствует рекомендациям СИГРЭ (см. журнал “Энергетик” № 1 за 1997 г., статья В.А. Семенова), в которых предлагается оценивать надежность электрических сетей по стоимости ущерба от возможного недоотпуска электрической энергии. То есть из всех убытков, причиненных аварией, выбран тот, который возник у потребителя, потерявшего электропитание. Очевидно, что это не только наибольший, но наиболее реально ощутимый убыток, который энергоснабжающая организация должна возместить потребителю “живыми деньгами”.

Вот один из подтверждающих примеров. В 1990 г. в г. Чикаго (США) из-за пожара на подстанции группа потребителей не получала электроэнергию в течение трех суток. По иску потребителей суд обязал энергокомпанию возместить причиненный ущерб в размере 4 млн. долларов! Об ущербе самой энергокомпании, вызванном необходимостью ремонта, в информации не упоминается, так как, по-видимому, общественность это мало интересует.

Таким образом, следуя рекомендациям СИГРЭ и других авторитетных международных организаций, предлагается простая и наглядная методика для ориентировочного определения экономического эффекта  $\mathcal{E}$ , полученного благодаря предотвращению ущерба у потребителей  $\mathcal{E}_y$  средствами автоматики, на установку которых произведены определенные затраты  $\mathcal{Z}$ . Учитывая, что затраты производятся одновременно, но экономический эффект будет действовать в течение некоторого времени, например 8 лет (как было принято в СССР), необходимо произведенные затраты условно разнести на принятое число лет  $L$  [16].

Экономический эффект, следовательно, определяется по выражению (2) и он, разумеется, должен быть положительным:

$$\mathcal{E} \geq \mathcal{E}_y - \frac{\mathcal{Z}}{L}. \quad (2)$$

Предлагаемая методика просто и наглядно связывает величину затрат на автоматизацию только с экономическим эффектом от предотвращения ущерба потребителей благодаря этой автоматизации.

При этом надо подчеркнуть, что экономический эффект автоматизации электрических сетей, подсчитанный по выражению (2), не учитывает дополнительную экономию средств, которая затрачивается на обслуживание неавтоматизированной сети, в том числе на поиск повреждения, на расследование аварийных ситуаций и т.п. (см. далее § 4.8).

Методика определения экономического эффекта автоматизации сетей по выражению (2) пригодна для оценки целесообразности приобретения как одного устройства, повышающего надежность электроснабжения и уменьшающего ущерб от

недоотпуска электроэнергии, так и комплекса устройств, как для одной линии, так и для сетевого района.

Для практического использования выражения (2) необходимо в первую очередь произвести оценку стоимости ущерба потребителей, возникающего в результате перерыва электроснабжения, и попытаться предложить какое-то среднее значение стоимости ущерба, приемлемое для ориентировочных технико-экономических расчетов в современных российских условиях.

В СССР было опубликовано много материалов на эту тему [например, 12,13]. К сожалению, по известным причинам они устарели, но ниже приводятся.

В официальной, действующей в России Методике расчета экономического ущерба от нарушений в работе энергетического оборудования, выпущенной РАО “ЕЭС России” в 1995 г. (МТ-34-70-001-95), в п. 1.3.3 сказано, что “ущерб, нанесенный потребителям энергии в случае технологического нарушения, приводящего к прекращению или ограничению энергоснабжения, учитывается отдельной составляющей экономического ущерба в виде платежей на возмещение убытков потребителям согласно условиям в коммерческих договорах, заключенных между энергоснабжающими организациями и потребителями энергии”. Возможно, что упомянутые условия на практике могут быть существенно различными, однако в примере расчета, приведенном в этом документе на стр. 20, указано, что “согласно коммерческим договорам энергосистемы с потребителями энергии для возмещения убытков потребителю при отключении и ограничении электроснабжения предусмотрены платежи в размере: в режиме внезапного отключения - в тройном размере средней цены на электроэнергию...”.

Появление этого чрезвычайно низкого значения стоимости возмещения ущерба потребителю можно объяснить лишь правом монополиста, каким является РАО “ЕЭС России”. Еще в 1984 году в известной книге “Энергосистема и потребители электрической энергии” ее автор П.И. Головкин (Мосэнерго) отмечал, что для некоторых обследованных отраслей промышленности этот вид ущерба более чем в 100 раз превышает стоимость 1 кВт·ч, оплачиваемого промышленным предприятием! Он же приводит английские данные 1967 г., согласно которым средний ущерб для промышленных предприятий Англии от внезапного перерыва электроснабжения примерно в 60 раз превышает среднюю отпускную цену за 1 кВт·ч электроэнергии [12].

**4.2. Оценка ущерба у потребителей из-за перерыва электроснабжения (по советским и зарубежным материалам).** Ущерб потребителей, возникший из-за прекращения электроснабжения, как правило, зависит от продолжительности восстановительных работ по возобновлению электроснабжения и нормальной работы потребителя электроэнергии. Рассмотрим, как оценивается стоимость этого ущерба в разных странах. При этом надо отметить, что оценка ущерба может производиться либо по результатам обработки фактических данных о последствиях аварий в энергосистемах (например, в результате уже упомянутых выше двух аварий в США в 1996 г., когда ущерб был подсчитан в размере 800 млн. долларов при недоотпуске электроэнергии в 100 млн. кВт·ч, т.е. примерно 8 долларов на 1 кВт·ч), либо путем обследования большого числа потребителей. По данным [12], в 1980-х гг. было обследовано 60 промышленных предприятий СССР, а по шведским данным в 1990-х г. было обследовано 13 тысяч потребителей разных категорий. Из этих и аналогичных публикаций следует, что получение данных об ущербах вторым методом является делом очень трудоемким и дорогостоящим. Поэтому материалы на эту тему весьма немногочисленны.

**Германия.** В статье, опубликованной в материалах СИГРЭ 97, 2–5 июня 1997, № 438 (“Network planning under economic aspects with special regard to reliability” J.Backes;

Н.-J. Koglin; L.Klein, University of the Saarland, Germany) приведена зависимость стоимости суммарного ущерба потребителей от времени перерыва электроснабжения по немецким данным 1992 г. (рис. 14).

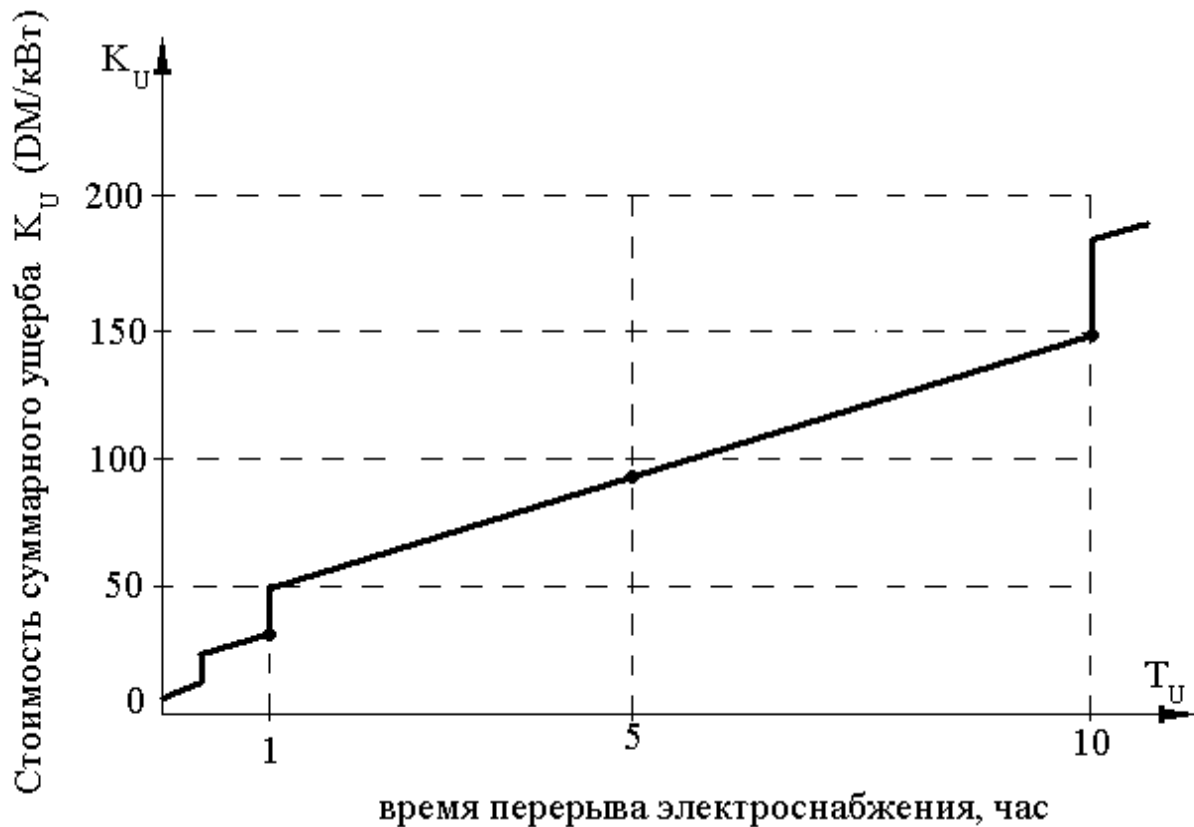


Рис. 14. Зависимость  $K_U = f(T_U)$  по немецким данным 1992 г

Данная зависимость построена в соответствии с формулой для определения суммарного значения ущерба:

$$K_U = (k_p(T_U) + k_w(T_U) \cdot T_U) \cdot P_U, \quad (3)$$

где  $T_U$  — продолжительность перерыва электроснабжения, час;

$P_U$  — недоотпущенная мощность, кВт;

$k_p$ ,  $k_w$  — удельные значения ущерба при потере питания ( $k_p$ ) и при длительном отсутствии питания ( $k_w$ );

$K_U$  — суммарный ущерб, немецкие марки.

Возможные значения удельных ущербов приведены в табл. 1.

Таблица 1

$T_U$ час	$k_p$ DM/кВт	$k_w$ DM/кВт · ч
0-0,2	10	10
0,2-1	20	10
1-10	40	10
> 10	80	10

При определении суммарного ущерба  $K_U$  по выражению (3) значения  $k_p$  принимаются из табл. 1 в зависимости от продолжительности перерыва электроснабжения (потери питания), а значения  $k_W$  – неизменны и должны умножаться на продолжительность перерыва электроснабжения ( $T_U$  в часах). Например, при  $T_U = 1$  час и  $P_U = 1000$  кВт:

$$K_U = (20 + 10 \cdot 1)1000 = 30 \text{ тыс. DM} \left[ \left( \frac{\text{DM}}{\text{кВт}} + \frac{\text{DM} \cdot \text{ч}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \right) \text{кВт} \right].$$

При существовавшем на 15 июля 1998 соотношении немецких марок и долларов  $K_U = 16,5 \cdot 1000 = 16,5$  тыс. долларов (для данного примера). А суммарный удельный ущерб при перерыве питания в 1 час составляет на 1 кВт·ч 30 немецких марок или 16,5 долларов, что примерно соответствует другим данным, полученным в 1994 г. (от 13,5 по скандинавским данным до 20 – по немецким данным, которые приведены ниже).

При перерыве питания, например, в пять часов суммарный ущерб  $K_U$ , подсчитанный по выражению (3), возрастает до 90 немецких марок (50 долларов) на 1 кВт·ч.

По данным из публикации 1991 г., также из Германии (H. Freu, “Versorgungsqualität... Elektrizitätswirtschaft”, p.13–915), зависимость стоимости удельного ущерба у потребителей  $K_U$  от времени перерыва электроснабжения  $T_U$  имеет следующий вид (рис. 15 для Германии):

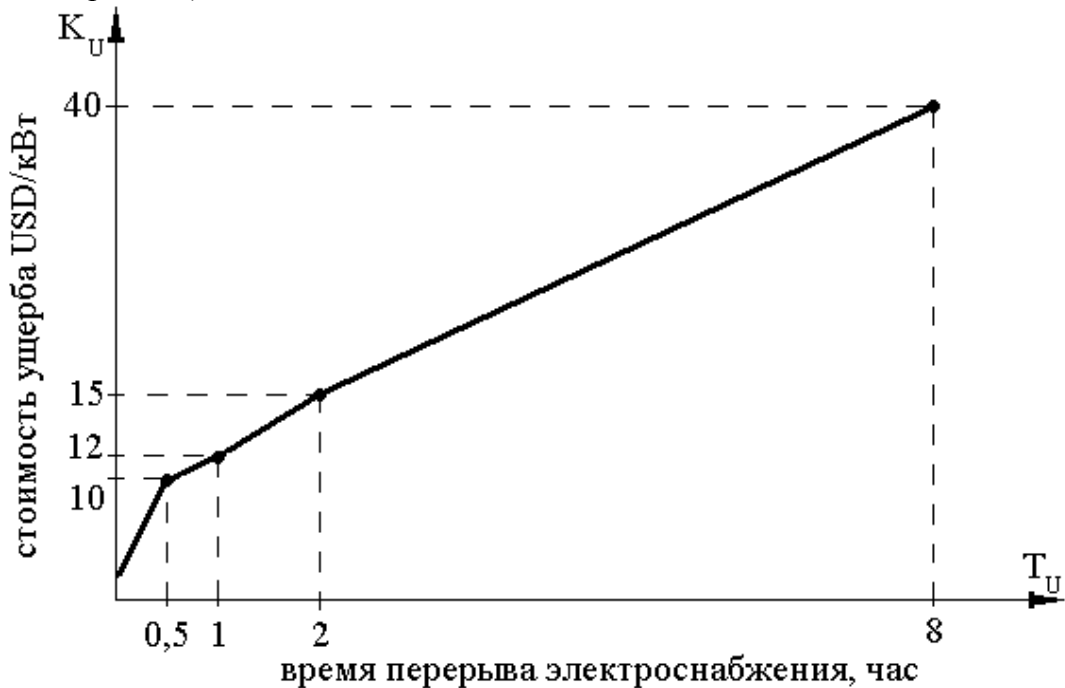


Рис. 15. Зависимость  $K_U = f(T_U)$  в Германии (по немецким данным 1991 г.)

**Англия.** Из того же источника приводится зависимость стоимости ущерба потребителей  $K_U$  от времени перерыва электроснабжения  $T_U$  в Англии (рис. 16):

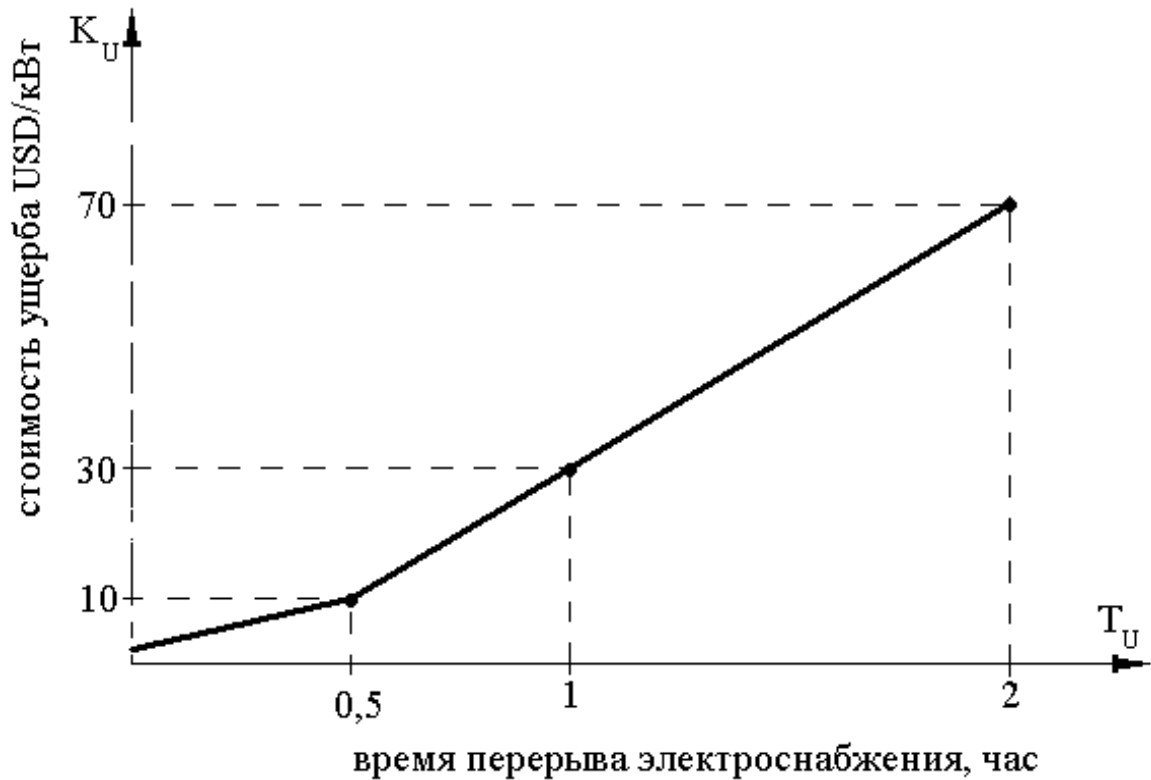


Рис. 16. Зависимость  $K_U = f(T_U)$  в Англии (по немецким данным 1991 г.)

**США.** Из того же источника приводится зависимость стоимости ущерба у потребителей  $K_U$  от времени перерыва электроснабжения  $T_U$  в США (рис. 17):

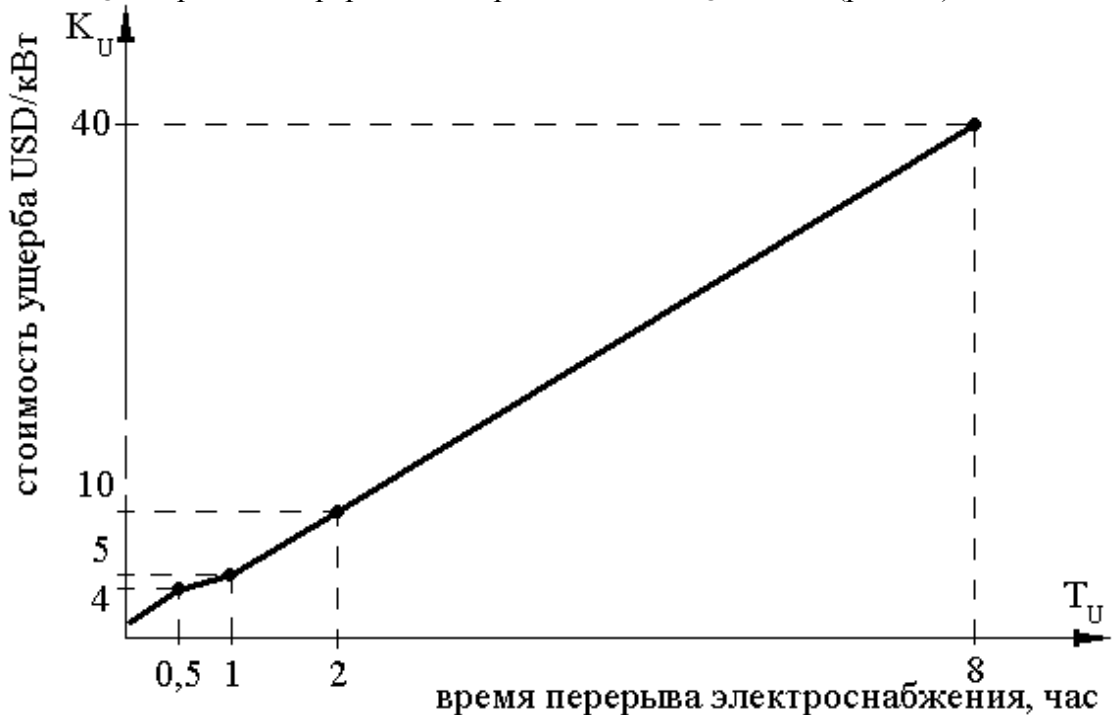


Рис. 17. Зависимость  $K_U = f(T_U)$  в США (по немецким данным 1991 г.)

**Швеция.** Из того же источника приводится зависимость стоимости ущерба у потребителей  $K_U$  от времени перерыва электроснабжения  $T_U$  в Швеции (рис. 18).

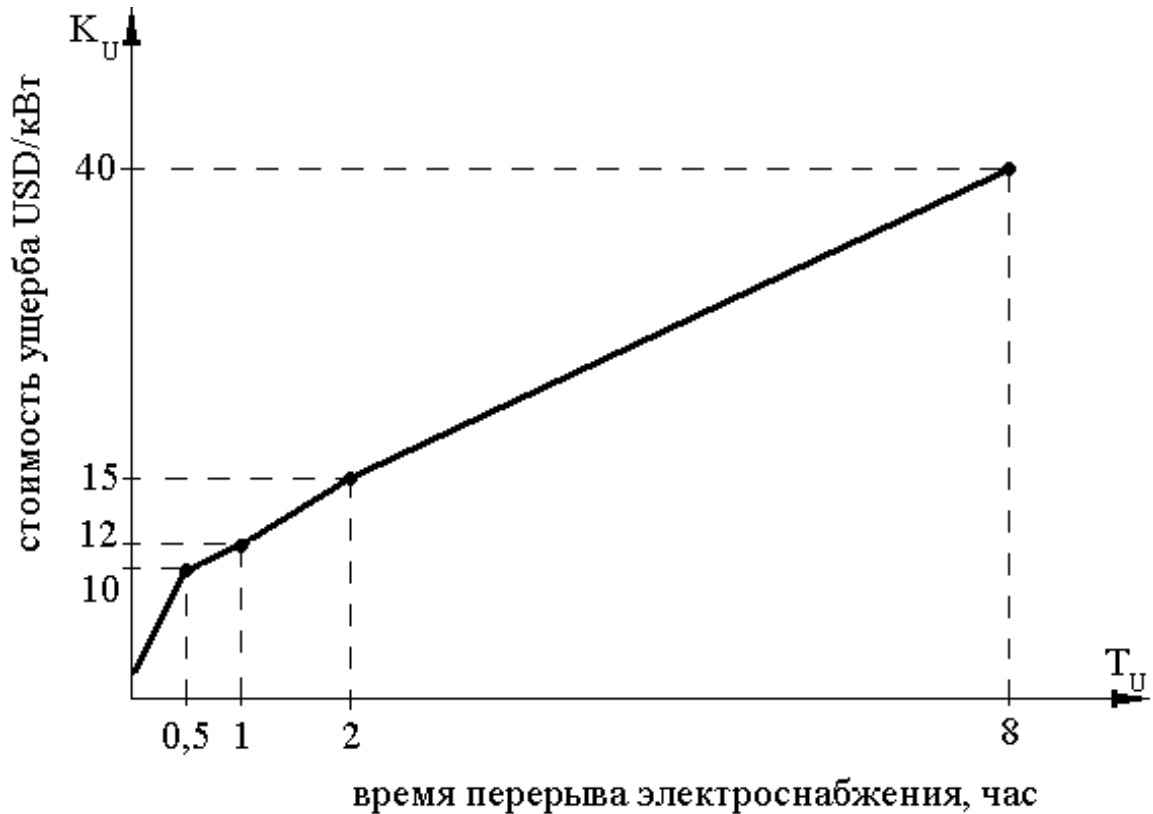


Рис. 18. Зависимость  $K_U = f(T_U)$  в Швеции (по немецким данным 1991 г.)

Для удобства сравнения средних значений удельной стоимости ущерба потребителя  $K_U$  в доллар/кВт в зависимости от времени перерыва электроснабжения  $T_U$  в часах эти значения сведены в табл. 2.

Таблица 2

Время $T_U$ , час	0,5	1	2	8
Страна				
Германия	5	20	28	45
Англия	10	30	70	-
США	4	5	10	40
Швеция	10	12	15	40

Как видно на рис. 15–18, при меньших значениях времени перерыва электроснабжения  $T_U$  среднее значение стоимости ущерба могут быть меньше, чем при  $T_U = 0,5$  часа.

В рассматриваемой немецкой публикации 1991 г. (Н. Freu) приводятся значения удельной стоимости ущерба в доллар/кВт также для случаев автоматического восстановления электроснабжения, когда время восстановления  $T_U$  выражается в секундах (табл. 3).

Т а б л и ц а 3

Страна \ Время T <sub>У</sub> , сек	Менее 2	2	4	36	360
Германия	ущерб нет	2	2,5	3	4,5
Англия		1,5	2	3,5	7
США		0,8	1	2	2,7
Швеция		1,5	2	3,5	6,5

Анализируя данные табл. 3, можно сделать выводы о целесообразности использования следующих коммутационных аппаратов и устройств РЗА для успешного автоматического восстановления электроснабжения в случаях повреждений в электрической сети:

– для отключения неустойчивых повреждений релейной защитой с последующим АПВ (общее время не более 2 с) и предотвращения ущерба потребителя необходимо использовать выключатель, способный отключать токи междуфазных КЗ, оборудованный современной (цифровой) защитой, обеспечивающей быстрое и селективное отключение КЗ; в большинстве случаев восстановление электроснабжения менее чем через 2 с приведет к существенному ущербу у потребителя;

– для восстановления питания большинства потребителей с временем выше 2 с и до 4 с можно использовать более дешевые коммутационные аппараты - выключатели нагрузки, которые отключают устойчиво поврежденный участок в бестоковую паузу после отключения КЗ головным выключателем; электроснабжение всех остальных потребителей, кроме отключенного выключателем нагрузки, будет восстановлено с помощью АПВ головного выключателя (однократного или двукратного); при этом, несмотря на автоматическое восстановление электроснабжения, потребители могут предъявить требования о возмещении ущерба, используя приведенные в табл. 3 значения удельной стоимости ущерба, доллар/кВт;

– для уменьшения ущерба у потребителей целесообразно в ряде случаев использовать многократное АПВ (с временем срабатывания последнего цикла в несколько минут), но при обязательном применении “ускорения РЗ после АПВ” (см. выше).

**Скандинавия.** Расчет стоимости ущерба у потребителей, возникающего из-за прекращения электроснабжения, базируется на данных из работы “Kostnader för elavbrott, TemaNord, 1994 627”. Количество проанализированных в этой работе потребителей более 13 тысяч. Главный метод для анализа – обследование потребителей. Стоимость ущерба определялась самими потребителями.

Стоимость ущерба в долларах на 1 кВт от прекращения электроснабжения рассчитывается по формуле:

$$a + T \cdot b, \quad (4)$$

где  $a$  – постоянная (фиксированная) часть ущерба, USD/кВт;

$b$  – переменная часть ущерба, USD/кВт · ч;

$T$  – продолжительность отсутствия электроснабжения, ч.

Ущерб в долларах при известном электропотреблении  $P$  подсчитывается с учетом  $P$  по выражению (5):

$$Y = a \cdot P + T \cdot b \cdot P = \frac{\text{USD} \cdot \text{кВт}}{\text{кВт}} + \frac{\text{USD} \cdot \text{ч} \cdot \text{кВт}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}, \quad (5)$$

где  $P$  – потребляемая мощность, кВт.

Постоянная составляющая ( $a$ ) учитывается, невзирая на продолжительность отсутствия электроснабжения, будь то одна секунда или несколько часов. Переменная составляющая ( $b$ ) различна для разных категорий потребителей и дана как средняя величина в табл. 4.

Таблица 4

Потребительский сектор \ Удельный ущерб	Сельский сектор	Бытовой сектор	Промышленность	Обслуживание	Муниципальный сектор
Постоянная составляющая “ $a$ ”, доллар/кВт	0	0	1,2	1,1	0,5
Переменная составляющая “ $b$ ”, доллар/кВт · ч	8,1	1,6	12,2	7,8	4,8

Данная методика определения ущерба у потребителей использовалась в программе “Расчет экономического эффекта” (Cost Benefit Analysis) в “АББ Трансмит, Реле и Управление сетями” (данные получены в 1995 г.). Методика представляется весьма убедительной из-за большого количества обследованных потребителей и наиболее практически полезной благодаря дифференциации потребителей по секторам.

**Россия.** Как отмечалось выше, в России в настоящее время, очевидно, не ведутся исследования с целью определения ущерба у потребителей от недоотпуска электроэнергии. Последние данные по этой теме приводятся по материалам обследований 1970-х и 1980-х годов. В книге [13] приведено значение удельного ущерба, возникающего в результате действия защиты и автоматики, равное примерно 6 долларам (на 1 августа 1998).

В книге [12] значения удельного ущерба для разных отраслей промышленности очень сильно отличаются друг от друга: от 10 долларов в химической промышленности до 1,5 долларов на 1 кВт в машиностроении. Среднее значение удельного ущерба по всем обследованным промышленным предприятиям (СССР) равно примерно 3,6 долларов на 1 кВт. В этой же работе приводятся значения удельного ущерба при перерыве питания в 1 час. для очень разных секторов потребления электроэнергии. Переведя эти значения в современные цены и доллары (на 1 августа 1998), приведем здесь несколько значений удельного ущерба в доллар/кВт · ч из работы [12]:

- при добыче нефти – 6,8
- при переработке нефти – 25,8
- металлургический комбинат – 3,5
- глиноземный завод – 16,9
- лакокрасочное производство – 11
- газокомпрессорные станции – 4,3
- коммунально-бытовая (городская) – 4,5 (сравни с табл. 4)
- сельское хозяйство – 3.

Если перерыв питания более 1 часа, то к этим значениям надо прибавить удельную переменную составляющую ущерба в доллар/кВт·ч, умноженную на время перерыва питания в часах.



Сравнивая зарубежные данные разных стран начала 1980-х г. (например, данные R. Billinton, приведенные [14] и данные начала 1990-х г., приведенные выше), можно отметить, что значения удельных ущербов из-за недоотпуска электроэнергии имеют тенденцию к росту, по-видимому, по причине роста электровооруженности во всех секторах потребления электрической энергии.

На основании изучения этих и других уже проведенных исследований, а также будущих дополнительных исследований по проблеме ущербов у потребителей из-за недоотпуска электроэнергии, необходимо принять в России рекомендуемую шкалу значений удельных ущербов для основных секторов потребления электрической энергии. Автором внесено предложение временно принимать в российских экономических расчетах среднее значение удельного ущерба в 6 долларов за 1 кВт недоотпущенной электроэнергии [16]. Это значение используется далее при выполнении примеров технико-экономического обоснования автоматизации сетей.

**4.3. Расчетное выражение для определения среднего значения ущерба потребителей.** Среднее значение  $\mathcal{E}_y$  можно ориентировочно рассчитать по формуле (6), в которой используются значение отключенной мощности ( $P$ , кВт), время перерыва электроснабжения ( $T$ , час.) и величины удельного ущерба ( $U_0$ ), т.е. стоимости 1 кВт и 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии:

$$\mathcal{E}_y = U_{0A} \cdot P + U_{0B} \cdot P \cdot T, \quad (6)$$

где  $U_{0A}$  и  $U_{0B}$  постоянная и переменная составляющие удельного ущерба  $U_0$ .

Возможные значения удельных ущербов рассмотрены в предыдущем параграфе 4.2, а о вероятных значениях времени перерыва электроснабжения следует сказать подробнее.

**4.4. Оценка значения времени перерыва в электроснабжении после его внезапного прекращения.** Время или продолжительность перерыва в электроснабжении зависит от многих факторов и может существенно различаться в зависимости от вида, качества и срока службы электрооборудования, от природных условий, от квалификации и технического обеспечения обслуживающего персонала электроснабжающей организации, а также от уровня автоматизации электроснабжения. В данной работе рассматриваются только вопросы автоматизации электрических сетей как одного из важнейших факторов, влияющих на продолжительность перерыва электроснабжения в сторону его уменьшения.

Противоаварийная автоматика в распределительных электрических сетях (рассмотренная в разделе 3) выполняет две основные задачи:

- при неустойчивом повреждении, например на воздушной линии, производит автоматическое повторное включение (АПВ);
- при устойчивом повреждении дает команды для отделения поврежденного участка сети и восстановления электроснабжения остальных потребителей.

При успешных действиях устройств АПВ, АВР и автоматического секционирования восстановление электроснабжения после его внезапного прекращения производится за время, измеряемое в секундах, чем предотвращается или резко уменьшается ущерб у потребителя.

Продолжительность перерыва в электроснабжении при устойчивых повреждениях в питающей сети и при отсутствии средств автоматизации для отделения поврежденного участка сети может измеряться часами. В журнале “Электричество” № 9 за 1971 г. в статье академика И.А. Будзко и других приведено среднее значение времени прекращения электроснабжения сельских потребителей из-за устойчивого повреждения на воздушной линии 10 кВ, которое отнесено к 1 км ВЛ и составляет 1,2 часа в год. Например, при устойчивом КЗ на ответвлении от магистральной ВЛ 10 кВ, при длине этого ответвления в

30 км и при отсутствии автоматического секционирующего аппарата для отключения поврежденного ответвления от магистрали, продолжительность перерыва в питании для всех потребителей, получающих электроэнергию по этой магистральной линии, составит  $1,2 \times 30 = 36$  час. в год, т.е.  $T = 36$  час. в формуле (6).

В зарубежных публикациях указываются различные значения продолжительности одного перерыва электроснабжения: от пяти часов до полутора часов при отсутствии технических средств для ускорения восстановления электроснабжения. В современной публикации [17] указывается время перерыва в электроснабжении в 6–7 час при отсутствии индикаторов повреждения.

Вероятность возникновения устойчивых повреждений в распределительных сетях среднего напряжения также являлась предметом исследований в СССР. Имеются и зарубежные данные. Приведем некоторые из них.

**4.5. Оценка вероятности внезапного прекращения электроснабжения и возникновения ущерба у потребителей из-за устойчивых повреждений в электрических сетях среднего напряжения.** Аварийное прекращение электроснабжения является, как правило, следствием отказа функционирования электроэнергетического оборудования. Вероятность этих событий зависит от многих факторов и может существенно различаться в зависимости от вида, качества и срока службы электрооборудования, от природных условий и от квалификации обслуживающего персонала. Средние вероятностные данные о потоках отказов электрооборудования и времени восстановления электроснабжения, приводимые в отечественных изданиях, существенно отличаются друг от друга.

В книге [13] приведены показатели надежности линий электропередачи, в том числе для ВЛ 6 и 10 кВ:

параметр потока отказов  $p = 7,6$  1/год, т.е. 7,6 случаев устойчивых повреждений в год на 100 км;

среднее время восстановления  $t_b = 5$  час.

Для одноцепных ВЛ-35 кВ на металлических и железобетонных опорах  $p = 0,65$  и  $0,63$  1/год соответственно, а  $t_b = 9$  и  $10$  часов соответственно. При деревянных опорах  $p = 1$  1/год а  $t_b = 13$  час.

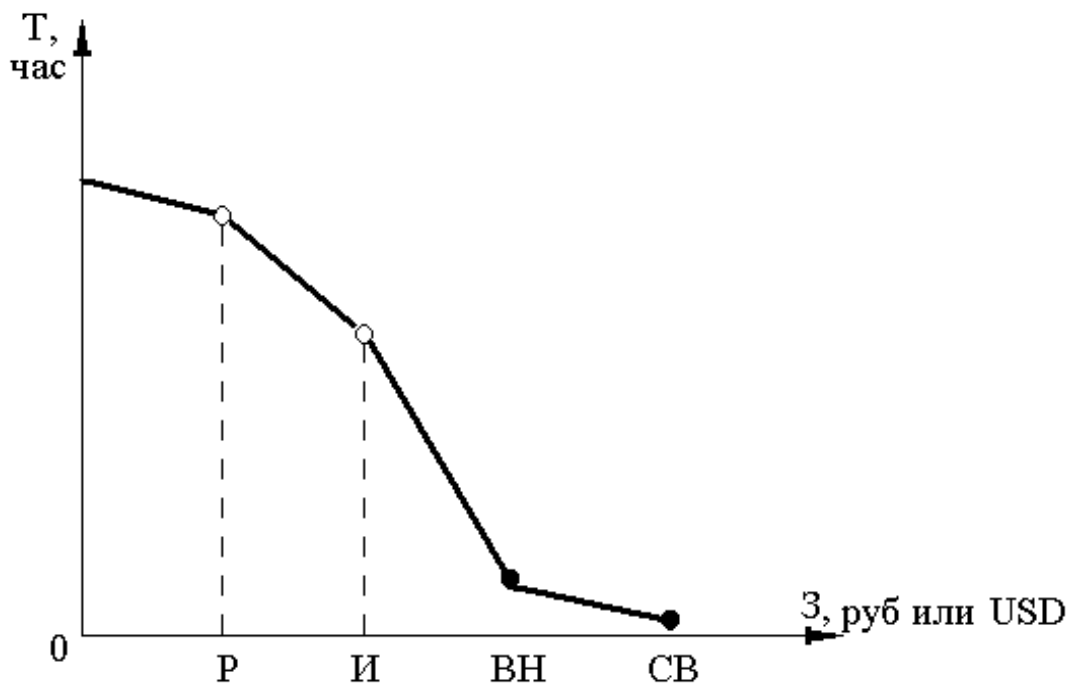
По данным российской фирмы ОРГРЭС (информационное письмо № 12-91 “Об анализе технического состояния и показателей надежности распределительных сетей 0,38 – 20 кВ”, Москва, 1992) повреждаемость сетей 6–20 кВ только сельскохозяйственного назначения находилась в 1990 г. на уровне  $4,9$  1/год на 100 км. По данным этой же фирмы, опубликованным в журнале “Энергетик” № 8 за 1999 г. ежегодно происходит 7,3 случаев нарушений в работе на 100 км ВЛ 6 и 10 кВ в год, т.е.  $p = 7,3$  1/год на 100 км.

В статье М.Диссарта из Бельгии приводится значение  $p = 12,8$  1/год на 100 км воздушных линий среднего напряжения. Время, необходимое для ремонта воздушных линий 11 кВ, составляет пять часов, кабельных линий 11 кВ – 30 часов (данные 1991 г.).

Наиболее удобным для использования в ориентировочных экономических расчетах представляется предложенное академиком И.А. Будзко удельное значение времени прекращения электроснабжения по ВЛ-10 кВ в сельской местности: 1,2 часа в год на 1 км ВЛ, поскольку здесь можно учесть протяженность ВЛ, а так же приведенные в [13] значения потоков отказов на 100 км линии. Если линия имеет меньшую протяженность, то и поток отказов, очевидно, будет меньше.

**4.6. Технические средства, позволяющие уменьшить время восстановления электроснабжения потребителей при устойчивых повреждениях в распре-**

**делительных сетях.** В предыдущих разделах были показаны возможности средств автоматизации по снижению времени восстановления внезапно прерванного электроснабжения потребителей, причем либо всех потребителей (с помощью АПВ, АВР при неустойчивых повреждениях и достаточных способностях резервного источника питания), либо части потребителей путем отделения поврежденного участка средствами автоматического секционирования и последующего автоматического восстановления электроснабжения остальных потребителей. Таким образом, выявляется прямая зависимость между затратами на автоматизацию сети  $Z$  в рублях или долларах и временем перерыва электроснабжения  $T$  в часах. Из выражения (6) видно, что уменьшение значения времени  $T$  в значительной мере уменьшает ущерб у потребителей, возникающий при отсутствии электроснабжения. Подобные зависимости  $T = f(Z)$ , построенные на основании опыта автоматизации распределительных сетей в европейских странах, представлены в материалах СИГРЭ 93 и частично опубликованы в журнале “Электрические станции” № 7 за 1994 г. На рис. 19 представлена в общем виде одна из таких зависимостей, без указания конкретных значений  $T$  и  $Z$ , из которой видно, как время перерыва электропитания  $T$  может быть снижено от нескольких часов до нескольких секунд путем осуществления затрат  $Z$  на оборудование, необходимое для скорейшего восстановления электроснабжения потребителей.



**Рис. 19.** Зависимость снижения времени перерыва электроснабжения  $T$  от затрат на оборудование  $Z$

На рис. 19 условно показаны возрастающие затраты  $Z$  на приобретение, установку и обслуживание соответствующих технических средств: простых секционирующих разъединителей  $P$ , индикаторов тока короткого замыкания  $И$ , автоматических выключателей нагрузки  $ВН$ , секционирующих выключателей  $СВ$ . Более совершенное техническое средство требует увеличения затрат  $Z$ . Для автоматического восстановления электропитания необходимы  $ВН$  и  $СВ$ , однако и индикаторы КЗ в сочетании с секционирующими разъединителями могут существенно ускорить восстановление электроснабжения большого числа потребителей.

Без автоматизации время восстановления электроснабжения измеряется минутами и десятками минут. Например, в том же № 7 журнала “Электрические станции” за 1994 г.

приводятся средние значения времени перерыва электроснабжения  $T$  (рис. 19) в зависимости от использования тех или иных видов технических средств, предназначенных для снижения этого времени  $T$ :

$T_{\max} = 1,5$  часа в год (для сетей среднего напряжения, если на каждой второй подстанции установлен разъединитель  $P$  на рис. 19);

$T = 0,25 \div 0,3$  часа в год при установке индикаторов КЗ ( $I$  на рис. 19) с передачей информации по каналу связи и использовании выключателей нагрузки ( $BH$  на рис. 19) лишь на отдельных подстанциях;

$T_{\min} = 0,1 \div 0,15$  часа при установке на всех трансформаторных подстанциях сети (соответствует нашим подстанциям 10/0,4 кВ) и индикаторов КЗ и выключателей нагрузки.

Таким образом, время  $T$  (рис.19) может быть снижено в 10–15 раз при соответствующих затратах. При этом надо учесть, что приведенное наибольшее значение  $T_{\max} = 1,5$  часа характерно для таких европейских стран, как Германия, Чехия и т.п., а для России это время  $T_{\max}$  может иметь гораздо большее значение, если не установлены индикаторы КЗ и выключатели нагрузки, но будут иметь примерно такие же средние европейские значения  $T_{\min}$  при использовании этих простейших устройств автоматизации распределительных сетей. Следовательно, эффект снижения значения  $T$  будет еще более значительным.

Не боясь повторения, еще раз подчеркнем **преимущества цифровых устройств РЗА** для комплексной автоматизации распределительных электрических сетей. Наряду с таким важнейшим свойством цифровых (микропроцессорных) устройств РЗА, как непрерывная самопроверка исправности, отметим их способность запоминания события, например факта прохождения тока короткого замыкания, способность автоматически изменять уставки срабатывания защиты при изменении режима питания или при автоматическом повторном включении защищаемой линии. Малое потребление мощности от первичных преобразователей тока дает возможность использовать наряду с традиционными электромагнитными трансформаторами тока малогабаритные воздушные (“катушки Роговского” [10]).

Далее приведены примеры технико-экономического обоснования внедрения цифровой техники РЗА и соответствующего коммутационного оборудования в распределительных сетях 6–110 кВ с основной целью снижения времени перерыва электроснабжения и, следовательно, уменьшения ущерба потребителей электроэнергии из-за отсутствия электроснабжения.

#### **4.7. Примеры технико-экономического обоснования автоматизации распределительных сетей с помощью современной цифровой аппаратуры РЗА в сочетании с современными коммутационными аппаратами**

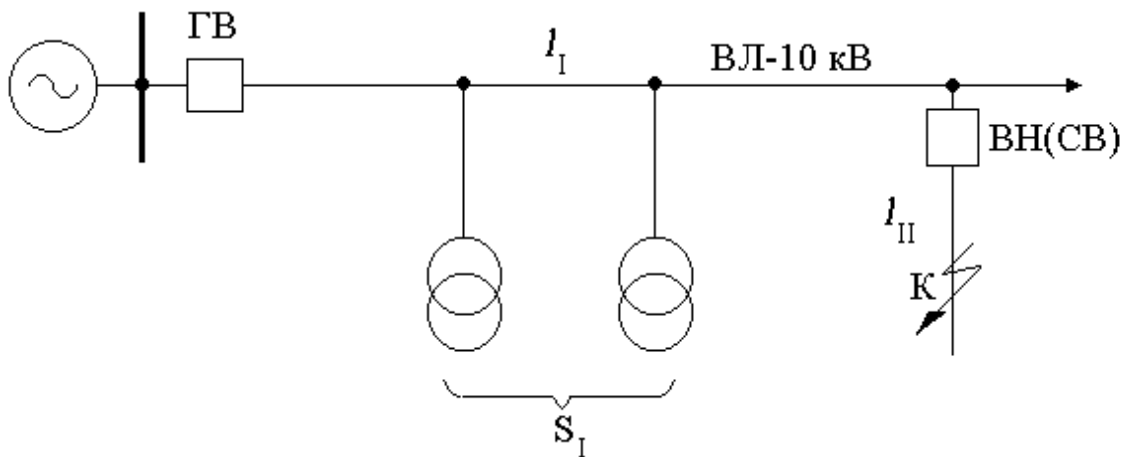
**4.7.1. Пример технико-экономического обоснования автоматического секционирования воздушной линии 10 кВ путем установки на одном из ответвлений автоматического выключателя (более дорогой вариант) или выключателя нагрузки  $BH$ , который отключается в бестоковую паузу (более дешевый вариант). При устойчивом коротком замыкании на рассматриваемом ответвлении (рис. 20) в первом варианте все**

остальные потребители не теряют питания, во втором – теряют на несколько секунд, необходимых для отключения ВН в бестоковую паузу после отключения головного выключателя линии (ГВ).

Основная цель автоматического секционирования – предотвращение ущерба от недоотпуска электроэнергии. Этот ущерб  $\mathcal{E}_{y.c}$  подсчитывается по выражению (7), аналогичному (1), (5), (6), но без учета постоянной составляющей (для упрощения):

$$\mathcal{E}_{y.c} = U_{0Б} \cdot P \cdot T = U_{0Б} \cdot S_1 \cdot \cos \varphi \cdot k_{одн} \cdot T_0 \cdot l_{II}, \quad (7)$$

где  $U_{0Б}$  – переменная составляющая удельного ущерба на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии, принятая в данном примере равной шести долларам США/ за кВт·ч;  $S_1$  – суммарная номинальная мощность всех трансформаторов 10/0,4 кВ, подключенных к рассматриваемой линии ВЛ-10 кВ от ее начала до места установки секционирующего выключателя СВ или выключателя нагрузки ВН, кВ·А;  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности, принимаемый в среднем 0,8–0,85;  $k_{одн}$  – коэффициент одновременности (спроса);  $T_0$  – время перерыва электроснабжения из-за устойчивых повреждений, отнесенное к 1 км линии, ч/км;  $l_{II}$  – общая длина ответвления после места установки СВ или ВН, км (рис. 20).



**Рис. 20.** К примеру п. 4.7.1 технико-экономического обоснования автоматического секционирования

Из выражения (7) видно, что экономический эффект от автоматического секционирования  $\mathcal{E}_{y.c}$  будет тем больше, чем больше произведение  $S_1 \cdot l_{II}$ .

Приняв для данного примера числовые значения  $S_1 = 500$  кВ·А,  $l_{II} = 35$  км,  $T_0 = 1,2$  ч/км,  $k_{одн} = 0,5$ , получим  $\mathcal{E}_{y.c} = 50$  тыс. долларов.

Допустим, что ориентировочная стоимость автоматического ВН с индикатором тока также равна 50 тыс. долларам. Но эти затраты следует разложить на несколько лет, например, восемь лет (принятый срок окупаемости). Тогда по выражению (2) экономический эффект определяется как положительный:

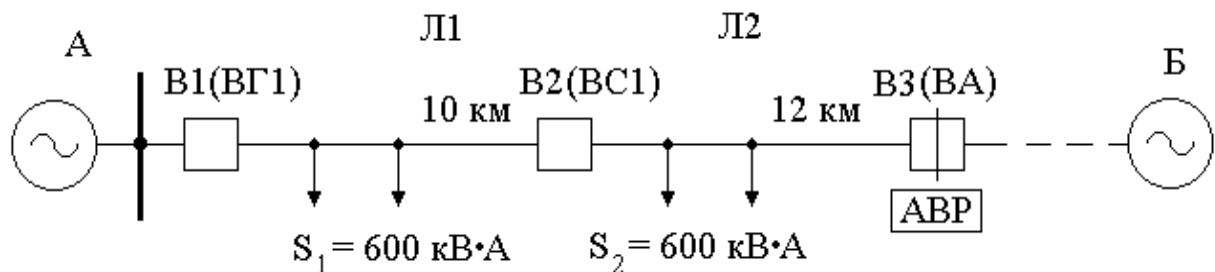
$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_y - \frac{3}{L} = 50 - \frac{50}{8} = 43 \text{ тыс. долларов США.}$$

Вероятность срабатывания установленного  $BH$  можно определить по приведенному выше значению потока устойчивых отказов (т.е. устойчивых повреждений) на 100 км воздушных сетей 10 кВ в год (7,6 1/год по [13]) и принятой в этом примере длине ответвления  $l_{II} = 35$  км:

$$p = 7,6 \cdot 35/100 = 2,66 \text{ 1/год.}$$

В течение принятого срока окупаемости 8 лет можно предположить, что установленный  $BH$  будет срабатывать более чем 20 раз. При этом предположении будет предотвращен ущерб от недоотпуска электроэнергии указанным в этом примере потребителям на несколько сот тысяч долларов!

**4.7.2. Пример технико-экономического обоснования сетевого автоматического резервирования (сетевого АВР) в сочетании с автоматическим секционированием резервируемой ВЛ 10 кВ.** На рис. 21 приведена часть воздушной сети 10 кВ с двусторонним питанием с нормально отключенным выключателем  $B3$  на пункте АВР. Схема на рис. 21 является частью схем резервированных сетей, приведенных на рис. 4 и рис. 10, в.



**Рис. 21.** К примеру, п. 4.7.2 технико-экономического обоснования автоматического резервирования в сочетании с автоматическим секционированием ВЛ-10 кВ

Определим возможный экономический ущерб потребителей для случая, когда по какой-то причине не предусмотрено автоматическое секционирование, т.е. не установлен секционирующий выключатель  $B2$ . При устойчивом КЗ в любой точке общей линии  $Л1 + Л2$  ( $l_{\Sigma} = 22$  км) теряют электропитание потребители с номинальной суммарной мощностью  $S_{\Sigma} = S_1 + S_2 = 600 + 600 = 1200$  кВ·А (рис. 21), так как действие АВР при таком КЗ будет неуспешным. Тогда по выражению (7) ущерб у потребителей:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{y.c} &= U_{0B} \cdot P \cdot T = U_{0B} \cdot S_{\Sigma} \cdot \cos \varphi \cdot k_{одн} \cdot T_0 \cdot l_{\Sigma} = \\ &= 6 \cdot 1200 \cdot 0,8 \cdot 0,5 \cdot 1,2 \cdot 22 = 76 \text{ тыс. долларов.} \end{aligned}$$

Вероятность устойчивого повреждения на ВЛ-10 кВ длиной 22 км по данным [13]:  $p = 7,6 \cdot 22/100 = 1,67$  1/год. По данным 1990 г. фирмы ОРГРЭС (см. выше):  $p = 4,9 \cdot 22/100 = 1,08$  1/год.

По этим данным по меньшей мере один раз в год такое устойчивое повреждение может произойти. На его поиск и ликвидацию может быть затрачено в среднем более 26 часов и ущерб потребителей составит 76 тыс. долларов. Эта сумма значительно превышает стоимость установки ячейки секционирующего выключателя на этой линии.

Поэтому необходимость приобретения и установки пункта секционирования может быть подтверждена соответствующим технико-экономическим обоснованием. Если потребитель не соглашается на перерыв питания продолжительностью в 15–20 сек, установка выключателя нагрузки нецелесообразна. При выборе секционирующей ячейки

(КРУ) с выключателем, способным отключать токи междуфазных КЗ, необходимо предусмотреть цифровую РЗ, имеющую два набора уставок и функцию переключения

реле с одного набора на другой перед включением выключателя ВЗ на пункте сетевого АВР. Поясним такую необходимость. В нормальном режиме питания сети от источника А (рис. 21) время срабатывания РЗ на головном выключателе В1 должно быть больше, чем у РЗ на В2, а у РЗ на В2 – больше, чем у РЗ на В3.

В случае устойчивого КЗ на Л1 отключается В1 (головной выключатель), происходит его неуспешное АПВ, затем включается ВЗ (АВР), и здесь необходимо обеспечить работу РЗ на В2 с меньшим временем, чем у РЗ на В3. Это может быть выполнено вторым набором уставок РЗ на В2, который должен быть уже задействован.

В результате потребители, подключенные к поврежденной Л1, окажутся обесточенными, но потребители, подключенные к Л2, не потеряют электропитание.

Предотвращенный ущерб потребителей, подключенных к Л2, определяется по выражению (7):

$$\mathcal{E}_{y.c} = U_0 \cdot S_2 \cdot \cos \varphi \cdot k_{\text{одн}} \cdot T_0 \cdot l_1 = 6 \cdot 600 \cdot 0,8 \cdot 0,5 \cdot 1,2 \cdot 10 = 17,3 \text{ тыс. долларов.}$$

Вероятность устойчивого повреждения на ВЛ-10 кВ Л1 длиной 10 км в сельской местности колеблется от 0,49 1/год до 0,76 1/год, т.е. примерно один раз в два года. Таким образом, установка секционирующего выключателя окупится примерно за два года. А за восемь лет (период окупаемости, принятый в СССР) окупится многократно. К этому надо еще добавить неучтенную нами сумму предотвращенного ущерба у потребителей, подключенных к Л1, в случаях устойчивого КЗ на Л2 при работе сети на рис. 21 в нормальном режиме:

$$\mathcal{E}_{y.c} = U_0 \cdot S_1 \cdot \cos \varphi \cdot k_{\text{одн}} \cdot T_0 \cdot l_2 = 6 \cdot 600 \cdot 0,8 \cdot 0,5 \cdot 1,2 \cdot 12 = 20,8 \text{ тыс. долларов.}$$

Вероятность устойчивого КЗ на Л2 длиной 12 км примерно такая же, как для Л1, т.е. примерно один раз в два года.

**4.8. Дополнительный экономический эффект от использования цифровых реле.** В предыдущих разделах рассматривались методика и примеры определения экономического эффекта от использования цифровых реле (терминалов) для выполнения РЗА распределительных сетей, исходя только лишь из величины предотвращенного ущерба потребителей, возникшего из-за прекращения электроснабжения. Такой подход к оценке надежности электроснабжения рекомендуется авторитетными международными организациями. Он актуален и для России, где законодательно закреплена материальная ответственность электроснабжающих организаций за надежность электроснабжения [15].

Однако не будет лишним и дополнительный экономический эффект от использования цифровых реле, который получит электросетевое предприятие путем сбережения затрат при обслуживании цифровых реле по сравнению со значительно более трудоемким и затратным обслуживанием существующих электромеханических реле. Наряду с экономией средств на проведение профилактических проверок релейной аппаратуры, имеет место экономия при расследовании аварийных ситуаций, при определении места повреждения на линиях, при ремонтах электрооборудования, которые тем больше, чем длительнее протекает ток при междуфазном коротком замыкании, на сбор, запись и обработку показаний щитовых измерительных приборов и ведение оперативного журнала дежурным персоналом. Для проектируемых объектов к этому

следует добавить значительную экономию средств благодаря отсутствию необходимости сооружения щита управления с мнемосхемой сети, помещения для этого щита, прокладки контрольных кабелей. Уменьшаются затраты на монтаж большого числа отдельных измерительных и фиксирующих приборов, многочисленных реле.

Дополнительный экономический эффект от замены электромеханической РЗА на цифровую РЗА, таким образом, может быть получен в действующем электросетевом предприятии за счет снижения следующих затрат:

- среднегодовые затраты на профилактическое обслуживание (проверки и ремонты) релейной защиты;
- среднегодовые затраты на расследование аварий, связанных с неправильными действиями РЗА;
- среднегодовые затраты на ремонт поврежденного оборудования;
- среднегодовые расходы на сбор, обработку и запись информации о режимах и событиях;
- затраты на поиск места повреждения на линиях электропередачи.

Такой же дополнительный экономический эффект будет получен и в проектируемом электросетевом предприятии в случае применения цифровых устройств РЗА в ячейках КРУ.

Проведем численную оценку первой из этих перечисленных затрат на примере участка электрической сети, схема которой приведена на рис. 10, в, и насчитывает девять ячеек типа К-114 московского завода “Электрощит”. При использовании электромеханических реле на двух секционирующих пунктах необходимо устанавливать по два комплекта реле с разными уставками срабатывания и устройствами для переключения уставок. Таким образом, при девяти ячейках надо иметь 11 комплектов электромеханических РЗА [3].

Среднегодовые затраты на профилактические проверки и ремонты одного комплекта электромеханической РЗА линий 6(10) кВ определяются по Прейскуранту в ценах 1981 г. примерно в 1 тыс. руб., а 11-ти комплектов соответственно в 11 тыс. руб. При использовании цифровых реле с постоянным самоконтролем и автоматической или дистанционной сменой уставок (при изменении режима питания) затраты на профилактические проверки оказываются примерно в 10 раз меньше и могут составить лишь 1,1 тыс. руб. Таким образом, затраты на профилактические проверки РЗА в этом примере снижаются на 10 тыс. руб. в ценах 1981 г. или 900 тыс. руб. в сегодняшних ценах. Эта сумма сравнима со стоимостью всех девяти комплектов цифровых реле при среднем сроке окупаемости в три года.

Среднегодовые затраты на расследование аварийных ситуаций, например неселективных действий электромеханических защит на ВЛ-6 (10) кВ могут быть численно определены, если задаться длинами линий на участке сети, показанной на рис.10, в. Допустим, что общая длина этих линий составляет 120 км. Поток отказов, т.е. число устойчивых повреждений по [13] составляет для этих ВЛ  $p = 7,6$  <sup>1</sup>/год на 100 км, а на 120 км  $p = 9,12$  <sup>1</sup>/год. Вероятность неселективного срабатывания на отключение комплекта электромеханической РЗ таких линий составляет  $q_3 = 0,26 \cdot 10^{-2}$  <sup>1</sup>/год [13]. Вероятное количество неселективных срабатываний девяти комплектов электромеханических РЗ в этой сети определяется, как  $\alpha_{откл} = p \cdot q_3 \cdot 9 = 9,12 \cdot 0,26 \cdot 10^{-2} \cdot 9 \approx 0,2$  <sup>1</sup>/год, т.е. один раз в пять лет.

Фактические затраты на расследование этих неселективных срабатываний трудно оценить в рублях, но, бесспорно, что проверка электромеханических реле требует выезда на место их установки бригады из двух специалистов с соответствующей затратой человеко-часов, оплатой расходов на транспорт и других затрат. В это время существует



вероятность повторных неселективных срабатываний и вызванного этим прекращения электроснабжения потребителей.

При использовании цифровых реле эти расходы практически исключаются, так как уставки неселективно сработавшей цифровой РЗ и той РЗ, которая, возможно, “запоздала”, могут быть проверены дистанционно с помощью специальной компьютерной программы и, при необходимости, таким же образом изменены. Затраченное время на расследование подобных аварийных ситуаций измеряется несколькими минутами.

Среднегодовые затраты на ремонт поврежденного первичного оборудования могут быть ориентировочно определены по статистическим данным, опубликованным в журнале “Энергетик”, № 1 за 1994 г.: в загородных сетях 6 и 10 кВ (сельские сети, вдольтрассовые электросети трубопроводов, продольные фидера железных дорог и т.п.) ежегодно повреждается 12% КРУ и КРУН. Для рассматриваемого примера электрической сети с девятью ячейками КРУ и КРУН количество поврежденных ячеек (шкафов) в год может составлять  $n = 0,12 \cdot 9 \approx 1$  шт. При существующих электромеханических защитах среднее время отключения КЗ составляет 1,2 – 1,4 сек, а при наличии АПВ (однократного), но без “ускорения защиты после АПВ”, время прохождения тока КЗ равно 2,5 - 3 сек, что во многих случаях превышает время термической стойкости КРУ (КРУН).

Новая ячейка (шкаф) КРУ с вакуумным выключателем и электромеханическими реле (взамен сгоревшей) стоит около 65 тыс. руб., ее капитальный ремонт обойдется примерно в 35 тыс. руб. (в год), в ценах 1997 г.

При использовании таких же ячеек (шкафов) КРУ с цифровой РЗА время отключения КЗ снижается до 0,4 – 0,5 сек при условии правильного выбора уставок и использовании “ускорения защиты после АПВ”. Это время отключения КЗ не превышает время термической стойкости ячейки КРУ (КРУН). В относительно редких случаях необходимый ремонт (чистка) будет стоить не более 20% стоимости ячейки, т.е. около 13 тыс. руб. (в год). Таким образом, при использовании цифровой РЗА ежегодная экономия затрат на ремонт (или замену) поврежденного первичного оборудования, в данном примере ячейки (шкафа) КРУ или КРУН, может составить от 65 тыс. руб. за счет предотвращения повреждения до 22 тыс. руб. при относительно небольшом повреждении. За восемь лет (расчетный срок окупаемости нового оборудования) только за этот счет можно сберечь от 520 тыс. руб. до 175 тыс. руб., что позволяет приобрести несколько новых ячеек с цифровыми реле или приобрести цифровые реле для существующих ячеек этой сети (рис.10, в). В этом случае будет обеспечено ускорение отключений КЗ, продлен срок службы существующих ячеек и получены другие преимущества от использования цифровой техники РЗА.

Весьма существенный экономический эффект может быть получен благодаря использованию такой особенности цифровых реле, как измерение и запоминание значений токов КЗ. В предыдущих разделах это преимущество было использовано для управления выключателем нагрузки на ответвлении от ВЛ-10 кВ. В данном примере способность фиксации значения тока в момент КЗ может дать большой экономический эффект за счет уменьшения затрат на отыскание места повреждения на ВЛ. Общая длина линий 10 кВ в сети (рис. 10, в) была принята выше равной 120 км, а число устойчивых повреждений  $p = 9,12$  /год [13]. Помимо возмещения ущерба потребителям (см. выше) электросетевое предприятие при использовании только электромеханической РЗА должно затратить средства для обхода (объезда, облета) трасс всех линий этой сети. Ориентировочно это составляет в год 1,5 тыс. руб. (зарплата двух электриков за один день, умноженная на девять случаев в год), не считая затрат на транспорт, которые могут быть очень велики, например, при использовании вертолета. Цифровые реле позволяют

дистанционно определить место повреждения на ВЛ с достаточно большой точностью, что дает возможность не только сберечь средства для обхода (объезда, облета) поврежденной линии, но, главным образом, уменьшить время перерыва в электроснабжении и ущерб потребителей.

Дополнительный экономический эффект от использования цифровых РЗА для проектируемых объектов может быть оценен лишь при типовом или конкретном проектировании. В ряде проектных организаций России уже накоплен определенный опыт [4].

Оценивая экономический эффект от использования цифровых реле в денежном выражении, нельзя забывать и о других положительных факторах, которые проявляются благодаря цифровой РЗА: повышение безопасности персонала, обслуживающего электроустановки, приобщение специалистов-электриков к современному аппаратному и программному обеспечению АСУ электроустановок, и в том числе РЗА, повышение культуры эксплуатации и улучшение условий труда работников энергетических предприятий.

## **Заключение**

Приведенные материалы и численные примеры подтверждают общепризнанный в разных странах вывод о том, что вложение капитала в автоматизацию распределительных сетей является выгодным делом, и не только за счет показанной выше экономии энергоснабжающей организации путем уменьшения расходов на компенсацию ущерба потребителям, но и за счет уменьшения собственных расходов на эксплуатацию электрических сетей.

Приведенные материалы позволяют производителям оборудования определить разумные продажные цены, а продавцам и покупателям этого оборудования – обосновать затраты на автоматизацию с учетом конкретных местных условий.

---

М.А. Шабад,  
заслуженный энергетик России,  
автора монографии "Делительные  
защиты". (ПЭИПК, 2005)

### ПРИБЫЛЬ ВМЕСТО НАДЕЖНОСТИ

"Системные аварии и меры по их предупреждению" - по материалам статьи Б.А. Алексеева ("Электрические станции" 2005, № 4) и комментарий московской аварии 25.05.2005 г.

За последние десятилетия произошло несколько развалов крупнейших энергообъединений, которые принесли огромный ущерб и привели к разработке специальных мероприятий против системных аварий.

Одной из первых системных аварий, вызвавших тяжелые последствия, была авария 13.07.1977 г. в Восточном энергообъединении США с потерей мощности около 6000 МВт. Во время этой аварии, например, только в Нью-Йорке отключение энергоснабжения на многие часы вызвало волну грабежей, были арестованы более 3000 чел.

В конце прошлого века были аварийно отключены мощности по 10 тыс. МВт: в Швеции 27.11.83, Франции 12.01.87 г., Калифорнии 10.07.96 г., Италии 24.07.94 г. и др. Общей первопричиной этих аварий является неудачный подход к либерализации рынка электроэнергии, когда **"прибыль ставится выше надежности"**. Большое число аварий произошло и в 2003 г.: Рим, Хельсинки, Лондон, Афины и другие крупные города были надолго лишены электроэнергии, а следовательно, и воды, канализации, газа, электротранспорта, в том числе метро, работы лифтов.

Увеличение числа аварий при неуклонном росте мощности энергообъединений вызывает опасения во всех странах мира с развитой энергетикой. В них подробно анализируются причины аварий, их развитие и восстановление работы энергосистем; разрабатываются методы защиты от таких аварий; особое внимание уделяется ситуации в энергообъединениях, возникающей с либерализацией рынка электроэнергии и обострением конкурентной борьбы в отрасли.

Приводится анализ самых крупных аварий 2003 г. В числе причин: пожар в зарослях на трассах ЛЭП, падение деревьев, неправильные действия релейной защиты. Вследствие этого происходили глубокие падения напряжения, большие качания в энергосистеме, каскадное отключение ЛЭП и генераторов электростанций.

Разбор *причин* системных аварий привел к выработке конкретных *мероприятий* по их предотвращению, которые включают:

- анализ и периодические проверки состояния сети и систем защиты;
- непрерывный контроль и диагностику оборудования;
- расширение возможностей центров управления;
- ограничение режимов по условиям надежности;
- проверку надежности и координации действий РЗ;*
- оценку устойчивости по напряжению и динамической устойчивости;

учет старения оборудования и улучшение профилактики.

Должна быть разработана программа *восстановления* работы энергосистемы после аварии.

Доаварийные подготовительные меры включают определение параметров электростанций и крупных потребителей с точки зрения их работы в энергосистеме в нормальных и аварийных условиях.

Действия в *аварийных* условиях – это оценка состояния энергосистемы по всей схеме, *деление сети* (см. "Делительные защиты"), образование *выделенных систем*, *обратное соединение сети*.

Действия при разборе аварии – это оценка эффективности программы восстановления, поправки к программе, принятие новой стратегии восстановления, в частности *отношение к частотной разгрузке*, учет динамических характеристик частей системы.

**ВЫВОДЫ.** Происшедшие в последнее время крупные системные аварии в ряде стран объясняются ситуацией, когда при росте потребления электроэнергии *не хватает пропускной способности сетей*; большое влияние оказывает также *старение оборудования* электрических станций и сетей.

Одной из причин учащения системных аварий может служить либерализация рынка электроэнергии и связанная с ней конкурентная борьба. Необдуманное, без учета возможных последствий, проведение либерализации может привести к формулировке **"прибыль вместо надежности"**. Способствуют снижению надежности работы энергообъединений свойственные такому подходу следствия: *снижение инвестиций в электрические сети*, *снижение аварийного резерва мощности*, *некоординированность действий сетевых операторов разных компаний*, *сокращение расходов на профилактику и обновление оборудования*.

В рассмотренной выше статье Б.А. Алексеев делает оптимистический вывод о том, что "структура сетей ЕЭС России и система их противоаварийной автоматики соответствует высокому уровню надежности" и, следовательно, подобные иностранным системные аварии у нас маловероятны.

Однако не успели мы получить апрельский номер журнала с этой статьей, как 25 мая 2005 г. произошла известная московская системная авария, уже получившая определение "техногенной катастрофы".

Москва и прилегающие территории остались без электричества почти на сутки. Без воды и света остались, по разным оценкам, *два или три миллиона человек*. Многие из этих людей попали в многочасовые транспортные заторы. Около 20 тыс. человек в столице оказались *заблокированы в метро*, и их в срочном порядке пришлось эвакуировать. В результате отключений только в Москве оказались *заблокированы в лифтах полторы тысячи человек*. Отключение электроэнергии в ряде районов Москвы привело к частичной остановке движения поездов на Курском, Павелецком, Киевском, Белорусском направлениях Московского железнодорожного узла и части Большой московской окружной дороги. На ряде предприятий Москвы, Московской и Тульской областей из-за внезапного отключения энергии приостановился технологический процесс, в результате чего было испорчено ценное оборудование и впустую израсходованы сырье и материалы, Во многих местах в Москве не работали телефонная связь и Интернет. Так или иначе, от последствий аварии различные неудобства и потери понесли почти все москвичи и жители указанных субъектов РФ. «Это беспрецедентная ситуация. Такой крупной аварии

давно не было», — заявил по этому поводу министр промышленности и энергетики Виктор Христенко.

Что же такого упустили наши инженеры и управленцы РАО «ЕЭС России», из-за чего в регионе, где проживает около 20% населения страны, замаячил экономический и общественный коллапс? ("Эксперт". 2005. № 20.).

Прежде чем ответить на этот трудный вопрос, надо еще раз обратиться к статье Б.А. Алексеева, где дважды указывается общая первопричина подобных аварий: "**Прибыль вместо надежности**". Эта формулировка говорит о том, что очевидно, выгоднее покупать более дешевую электроэнергию у ГЭС и АЭС, чем у менее рентабельных городских ТЭЦ. Но дешевая электроэнергия далеко и ее надо транспортировать по высоковольтным ЛЭП большой протяженности. Аварии на двух из семи "ключевых" подстанциях 500 кВ Мосэнерго и явились первопричиной данной катастрофы, ограничив поток дешевой электроэнергии от ГЭС и АЭС в Москву.

Но что же произошло с местными ТЭЦ (их в Мосэнерго много)? В отчете по расследованию данной аварии четкого ответа я не нашел.

Предполагаю, что все эти ТЭЦ переведены на *газовое* топливо (вместо угля, торфа) так же, как это сделано и в Ленэнерго, где я работал с 1951 года, и на моих глазах угольные электростанции переводились на газ, что считалось большим благом.

Однако в процессе московской (и подобной) аварии имели место глубокие падения напряжения и частоты, и можно предположить, что необходимого для городских ТЭЦ газа уже не было в магистральных газопроводах в достаточном объеме потому, что синхронные моторы газокompрессорных станций (КС) были автоматически отключены "защитой от потери электропитания" (она рассмотрена в этой монографии). Так ли это было, мне не известно.

Как следует из описания процесса Московской аварии, из-за критического падения частоты в энергосистеме на московских ТЭЦ работала частотная автоматика, она отключала непосредственно турбогенераторы и не сохранила их для поддержки нагрузки прилегающих районов и своих собственных нужд.

Можно сделать печальный вывод: если ТЭЦ не имеют резервного топлива (уголь, торф, мазут), они не могут считаться *автономными резервными* источниками электроэнергии в аварийных условиях, поскольку подача основного и единственного топлива (газа) прекращается КС газопроводов.

Выводы из статьи Б.А. Алексеева: усилить пропускную способность электросетей для надежной передачи дешевой электроэнергии от ГЭС и АЭС в районы потребления, будь то Москва, Петербург, Стокгольм или Рим.

Разумеется, очень важна и автоматизация, например для аварийного отключения нагрузки с целью разгрузки электрической сети при глубоком снижении напряжения и перегрузках линий электропередачи (АОСН, САОН). Но в Мосэнерго такой автоматики нет и не существовало никогда ранее (из отчета по расследованию данной аварии 25.05.2005 г.).

Важны и другие средства автоматизации электрических сетей, частично описанные в этой монографии "Делительные защиты", но они, конечно, не могут дать универсального решения важнейшей комплексной проблемы, какой является надежность электроснабжения страны ради ее блага и безопасности.

---

## Газ или уголь

С 18 января в ряде регионов России снова действует так называемый График №1, который предусматривает частичный перевод потребителей газа на резервные виды топлива.

В конце января «Газпром» подвел итог 9-дневной работы в условиях первой волны морозов. Из подлежащих высвобождению 211,5 млн. куб. м газа в сутки «Газпрому» удавалось ежедневно экономить лишь 45 млн. куб. м. Основная причина — отсутствие на предприятиях заготовленных резервов альтернативных видов топлива. Возникла парадоксальная для России ситуация — дефицит энергоносителей. Очень яркий симптом — резкий рост цен на мазут. В недавнем интервью глава РАО ЕЭС Анатолий Чубайс указал, что стоившая до холодов 3,5 тыс. рублей тонна мазута резко подорожала — до 6–8 тыс.

Однако в возникшей проблеме аналитики усматривают нечто большее, нежели халатный недосмотр «резервистов». Дело в том, что в России до сих пор не существует конкурентного рынка энергоносителей. Цены на газ государство удерживает на заниженном уровне, а на мазут и уголь они формируются рынком. Это приводит к тому, что большинство электростанций в европейской части России ориентировано на потребление именно «голубого топлива».

Уголь по большей части используется в Сибири и на Дальнем Востоке. Энергетический комплекс здесь надежен и экономически эффективен. О надежности убедительнее всего говорит то, что эти регионы ежегодно случающиеся «экстремальные» морозы переживают достаточно легко. Отключений электричества здесь не наблюдается. В случае необходимости местные разрезы поставляют на электростанции уголь в любом количестве — даже в случае резкого роста потребления топлива.

Но в целом по России на угле производится не более 20% электроэнергии. В этом отношении наша страна радикально отличается от большинства других промышленно развитых стран. Там уголь никогда не отодвигался на задворки энергетического бизнеса. Сейчас доля угля в выработке электроэнергии в Западной Европе превышает 40%, а в США уголь генерирует свыше 50% необходимой стране энергии. А в последние годы на фоне сохранения высоких цен на нефть и газ наметилась четкая тенденция еще более активного использования угля. Евросоюз планирует выделить 72 млрд. евро на внедрение в энергетику современных угольных технологий на период до 2013 года.

У нас же пока таких тенденций не наблюдается. Более того, если посмотреть на параметры роста оптовых цен на газ в прогнозах МЭРТа, становится понятно, что ценовое преимущество газа по отношению к углю до 2010 года сохраняется на текущем уровне.

К чему это приведет — гадать не надо. Еще несколько лет назад разработчики Энергетической стратегии России писали: «Деформация соотношения цен на энергоресурсы привела к структуре спроса, характеризующейся чрезмерной ориентацией на газ и снижением доли угля. Эта политика может иметь следствием нарастание дефицита энергоресурсов...». И этот дефицит уже становится явным. Как будет реагировать правительство, пока непонятно. А каждый год промедления, по-видимому, будет многократно повышать риск коллапса в энергетике Европейской части страны.

*По материалам газеты  
«Финансовые известия»  
Владимир ТОЛСТЫХ*



### Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – 15-е изд. – М.: 1996.
2. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
3. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей – СПб.: ПЭИПК, 2007.
4. Шабад М.А., Шевелев В.С. Опыт использования цифровых реле серии SPAC-800 в сетях электроснабжения России // Энергетик. 1998. № 12.
5. Шмурьев В.Я. Цифровые реле защиты. – М.: НТФ “Энергопрогресс”, 1999 (Библиотечка электротехника, приложение к журналу “Энергетик”. Вып. 5).
6. Шабад М.А. Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серии SPACOM – СПб.: ПЭИПК, 2007.
7. Александров А.М. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. – М.: НТФ “Энергопрогресс”, 1998 (Библиотечка электротехника, приложение к журналу “Энергетик”. Вып.2).
8. Евдокунин Г.А. и др. Выбор способа заземления нейтрали в сетях 6–10 кВ // Электричество. 1998. №12., Новости электротехники. 2003. № 6.
9. Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ – СПб.: ПЭИПК, 2008.
10. Сарычев С.С. Катушка Роговского для целей релейной защиты и измерений. // Энергетик. 1999. № 4.
11. Будзко И.А., Зуль Н.М. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Агропромиздат, 1984.
12. Головкин П.И. Энергосистема и потребители электрической энергии – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
13. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. – Л.: Энергоатомиздат, 1990.
14. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
15. Козлов В.А. К решению проблемы надежности электроснабжения потребителей в современных условиях // Электрические станции. 1998. № 9.
16. Шабад М.А. Техничко-экономические обоснования автоматизации распределительных сетей // Энергетик. 1998. № 9.
17. Труб И.И. Гидравлический указатель короткого замыкания // Энергетик. 1998. № 12.
18. Шабад М.А. Стратегия автоматизации распределительных сетей в России и США и ее экономические обоснования // Энергетик. 2002. № 3.



**Оглавление**

Введение	3
1. Существующие схемы распределительных сетей и устройства релейной защиты и автоматики.....	5
2. Современные цифровые реле: функции защиты от междуфазных КЗ и однофазных замыканий на землю.....	15
3. Автоматизация распределительных сетей с использованием цифровых реле.....	20
4. Экономические обоснования внедрения цифровой техники РЗА в распределительных сетях 6–35 кВ.....	31
Заключение.....	49
Список литературы.....	50

**Об авторе**

**Михаил Абрамович Шабад** (1926-2008) – заслуженный энергетик Российской Федерации, профессор, известный специалист по релейной защите и электроавтоматике. Награжден тремя медалями ВДНХ СССР.

**Michael SHABAD** - Ph.D. (Tech.), Merit energyer of Russia, professor, Head of chair of relay protection and automation of energy systems. He is author of more then 100 books and articles in the field of relay protection including the book entitled «Calculations of setting values for different types of relay protection and automation of distribution networks», which is «the book I am never without» for the electric personnel.

М. А. Шабад – автор более 100 книг, брошюр и статей, в числе которых «Делительные защиты» (1967 г.), «Защита трансформаторов» (1981 г.), «Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей» - книга, выдержавшая четыре издания (1972, 1976, 1985, 2003 гг.), несколько брошюр, выпущенных в серии «Библиотека электромонтера» («Энергоатомиздат») и в серии «Библиотечка электротехника» – приложения к журналу «Энергетик» (1998 – 2002 гг.).

М.А. Шабад начал преподавательскую деятельность в 1964 г. С 1988 г. по 2006 г. заведовал вновь созданной кафедрой «Релейная защита и автоматика электрических станций, сетей и энергосистем» Петербургского энергетического института повышения и квалификации. До 2008 г. преподавал в должности профессора кафедры РЗА ПЭИПК.

*Учебное издание*

Шабад Михаил Абрамович

**Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле.**

Конспект лекций.

Редактор Е.Б. Никанорова

Ризограф. Объем 2,1. печ.л. Тираж экз.

Заказ №

ПЭИПК, 196135, Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23