

В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, Д.В. Петров

# **ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

*Допущено  
Министерством сельского хозяйства  
Российской Федерации в качестве учебного пособия  
для студентов высших учебных заведений по специальности  
140211 – Электроснабжение*

Ростов-на-Дону  
«Терра Принт»  
2009

УДК 621. 313. 004. 67  
ББК 40. 76я 73  
Х 81

### **Рецензенты:**

Д-р техн. наук **Ю.Г. Кононов** (зав. кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения Северо–Кавказского государственного технического университета);

Д-р экон. наук, профессор **Питерская Л.Ю.** (зав. кафедрой денежного обращения и кредита Кубанского государственного аграрного университета)

Х 81 [Хорольский В.Я.](#), [Таранов М.А.](#), Петров Д.В. **Технико - экономические расчеты распределительных электрических сетей.** – Ростов-на-Дону: «Терра Принт», 2009. – 132 с.

ISBN

В учебном пособии изложены теоретические и практические положения по проведению технико-экономических расчетов распределительных электрических сетей. Рассмотрены вопросы оценки частных и обобщенного показателей качества сетей, методические положения по проведению оптимизационных расчетов. Экономические расчеты базируются на общепринятой в мировой практике системе показателей для оценки инвестиционных проектов в условиях рыночной экономики. Разработанные рекомендации подкреплены рассмотрением примеров по расчету технико-экономических показателей.

**ББК 40. 76я 73**  
**ISBN**

© В.Я. Хорольский, [М.А. Таранов](#), Д.В. Петров, 2009  
© Азово-Черноморская государственная агроинженерная академия

## ВВЕДЕНИЕ

Переход народного хозяйства нашей страны на рыночные отношения остро ставит вопрос обеспечения высокого качества продукции.

Применительно к системам электроснабжения эта проблема заключается в бесперебойном и качественном электроснабжении потребителей.

В настоящее время электроэнергетика Российской Федерации находится в стадии реформирования и модернизации. Основное направление работ в этой отрасли помимо изменения организационной структуры связано с применением линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами, установкой нового коммутационного оборудования на подстанциях, использованием принципиально новых устройств релейной защиты и автоматики, широким внедрением диагностических систем.

Новая техника должна иметь не только эксплуатационные характеристики, соответствующие лучшим мировым стандартам, но и быть экономически выгодной. В связи с этим повышается роль и значение теоретических и практических навыков проведения технико-экономических расчетов, умение делать научно-обоснованное заключение о целесообразности внедрения разработанных устройств и технологических процессов.

Необходимо отметить, что в связи с переходом России на рыночные отношения устарел применявшийся в СССР методический подход оценки экономической эффективности инвестиций. На данном этапе рекомендуется рассматривать общепринятую в мировой практике систему экономических показателей инвестиционных проектов, включающую чистый дисконтированный доход, индекс доходности, внутреннюю норму доходности и срок окупаемости.

Разработанные в учебном пособии методические рекомендации по проведению технико-экономической оценки распределительных электрических

сетей подкреплены решением примеров, а в приложениях приводятся необходимые справочные данные для выполнения расчетов.

# **1 ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ ОБОСНОВАНИЮ ДИПЛОМНЫХ ПРОЕКТОВ (РАБОТ)**

## **1.1 Методические указания по проведению технико-экономического обоснования**

Технико-экономическая оценка является обязательной составной частью дипломного проекта студентов всех технических и экономических специальностей.

Основной задачей технико-экономического обоснования дипломного проекта является определение величины экономического эффекта от использования в общественном производстве основных и сопутствующих результатов, получаемых при решении поставленных задач.

Оценка эффективности принимаемых научно-технических решений должна быть комплексной и учитывать все технические, экономические, социальные, экологические и другие аспекты использования полученных результатов. При этом необходимые расчеты должны выполняться поэтапно в соответствующих разделах проекта. Так, во введении целесообразно рассмотреть значение исследуемых вопросов для отрасли или предприятия, современное состояние рассматриваемой проблемы, сущность предлагаемых технических решений. В основных разделах принимаемые решения базируются на использовании функционально-стоимостного анализа. Специальный раздел «Технико-экономическое обоснование дипломного проекта» является обобщающим. В нем сводятся воедино полученные ранее технико-экономические показатели, выполняются дополнительные расчеты, выбира-

ется предпочтительное решение при наличии нескольких возможных альтернативных вариантов. Объем данного раздела не должен превышать 10...15 процентов общего объема дипломного проекта.

Результаты технико-экономической оценки должны быть отражены и в заключении. При этом следует указать степень решения поставленных в задании на дипломное проектирование вопросов, отразить рациональные области использования полученных технических решений.

Основные результаты технико-экономической оценки рассматриваемой темы дипломного проекта (работы) выносятся на специальный демонстрационный плакат. Помимо экономических показателей (чистый дисконтированный доход, норма доходности, срок окупаемости) на плакате необходимо привести технические показатели (характеристики надежности, протяженность сетей, расчетная нагрузка и проч.) из тех, что рассчитывались в дипломном проекте. Методические рекомендации по расчету показателей надежности приведена в разделе 2 настоящего пособия.

Выполняемые по технико-экономическому обоснованию расчеты должны сопровождаться необходимыми пояснениями. Обязательной является нумерация формул, расшифровка условных обозначений, ссылки на источники получения исходных данных. При проведении технико-экономических расчетов рекомендуется использовать действующие оптовые, розничные цены и тарифы на продукцию, работы и услуги. Экономическую оценку целесообразно проводить в рублях, используя реальные цены на момент проведения расчетов.

Большинство расчетов желательно представлять в табличной форме. Пояснительная записка дипломного проекта в целом и раздел с технико-экономическим обоснованием в частности должны выполняться в соответствии с требованиями ЕСКД.

## 1.2 Теоретические предпосылки использования нового методического подхода к технико-экономической оценке дипломных проектов

Выпущенные в свое время в СССР учебные пособия и методические материалы с рекомендациями по проведению технико-экономических расчетов при проектировании были ориентированы на преимущественное выполнение экономических расчетов с рассмотрением отдельных технических характеристик в необходимых случаях. В большинстве из них практически не содержится рекомендаций по введению результирующей целевой функции качества проекта и сведению частных показателей качества в обобщенный.

Экономическая оценка, как правило, выполнялась путем сопоставления нескольких вариантов. В качестве основного критерия экономической эффективности сравниваемых вариантов принимались приведенные годовые затраты. Для  $i$ -го варианта проекта приведенные затраты  $I_i$ , определялись по формуле

$$I_i = EK_i + Z_i \rightarrow \min, \quad (1.1)$$

где  $E$  – нормативный коэффициент эффективности;

$K_i$  – капитальные вложения;

$Z_i$  – ежегодные эксплуатационные расходы.

Значения нормативного коэффициента капитальных вложений были дифференцированы по отраслям народного хозяйства и колебались от 0,07 до 0,27.

Одним из недостатков оценок по данной формуле является то, что величина  $E$  в нынешних экономических условиях России является заниженной. Для рыночных отношений значение  $E$  должно изменяться с учетом уровня

инфляции и быть на уровне банковской процентной ставки или другого аналогичного критерия, например, ставки дивидендов.

Годовой экономический эффект от реализации лучшего варианта определялся по формуле

$$\Delta = (I_1 - I_2) = (C_1 - C_2) - E(K_2 - K_1), \quad (1.2)$$

где  $I_1, I_2$  – приведенные затраты по вариантам;

$C_1, C_2$  – себестоимость продукции по вариантам;

$K_1, K_2$  – капитальные вложения по вариантам.

Помимо приведенных затрат обычно проводился расчет срока окупаемости капитальных вложений:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2}. \quad (1.3)$$

Если капитальные вложения вкладывались в разное время, то рекомендовалось применять коэффициент приведения:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^m}, \quad (1.4)$$

где  $m$  – период приведения.

Капитальные вложения в этом случае приводились или к началу осуществления проекта (путем деления на этот коэффициент) или к концу осуществления проекта (путем умножения на этот коэффициент).

Основной недостаток методики сравнительной эффективности капитальных вложений заключается в том, что в качестве критерия выбора наилучшего варианта используются приведенные затраты, а не прибыль, которая в наибольшей степени отвечает требованиям рыночной экономики. Кроме

этого такой методический подход не может быть использован для проектов, направленных на улучшение качества продукции (работ, услуг), так как в этом случае увеличиваются издержки на производство и реализацию продукции за счет применения более качественных и дорогостоящих материалов, путем использования более высококвалифицированного труда и других факторов. Если применять его для этого случая, то результат будет однозначно отрицательный.

Рассмотренные выше показатели – минимум приведенной стоимости и срок окупаемости дополнительных капитальных вложений применимы при статической постановке задачи, которая не учитывает динамику затрат и эффектов во времени. Так принимается, что капитальные вложения осуществляются однократно (т.е. делаются один раз перед началом эксплуатации), себестоимость, текущие эксплуатационные расходы постоянны и по годам не меняются. Эти показатели применимы при одинаковых по сравниваемым вариантам объемах продукции.

Таким образом, с переходом России на рыночные отношения устарела методическая база по экономическому обоснованию инвестиций, наработанная в бытность плановой экономики.

Наиболее общей постановкой задачи по определению эффективности инвестиций является динамическая, которая учитывает распределение во времени чистого притока и оттока капитала в течение срока эксплуатации объекта, поскольку прибыль, полученная в начальный период, предпочтительнее прибыли, полученной на более поздней стадии.

В настоящее время введены в действие «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и отбору их для финансирования» [13], в которых используются основные принципы, а также сложившиеся и апробированные в мировой практике подходы к оценке эффективности инвестиционных проектов, адаптированные к рыночной экономике.

Основные принципы, которые заложены в этих рекомендациях, сводятся к следующему:

- рассмотрение проекта на протяжении всего расчетного периода;
- определение эффективности инвестиционных проектов на основе денежного потока, учитывающего поступления и платежи при реализации проекта для всего расчетного периода;
- обязательное приведение к начальному моменту стоимости как инвестируемого капитала, так и суммарных денежных потоков;
- выбор дифференцированной ставки процента (дисконтной ставки) в процессе дисконтирования денежного потока для различных инвестиционных проектов и вариаций формы используемой ставки в зависимости от целей оценки.

Новый методический подход требует введения новых показателей экономической эффективности инвестиционных проектов.

Вместе с тем не исключается использование ранее применявшейся методики с расчетом приведенных затрат и срока окупаемости капитальных вложений для проектов краткосрочного характера с учетом статической постановки задачи определения экономической эффективности инвестиций.

## **2 УЧЕТ ФАКТОРА НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ**

### **2.1 Задачи оценки надежности электрических сетей**

Надежность является одним из наиболее важных критериев технико-экономической оценки разрабатываемых и реконструируемых объектов.

Как известно, основной функцией системы электроснабжения является обеспечение всех потребителей электрической энергией в необходимом количестве и надлежащего качества. Поэтому, применительно к системам электроснабжения, наиболее обоснованным является такое определение понятия надежности электроснабжения – это способность электрической системы снабжать присоединенных к ней потребителей электрической энергией требуемого качества в соответствии с заданным графиком нагрузки.

Надежность участка сети определяется надежностью и параметрами, входящих в ее состав элементов (трансформаторов, линий электропередачи, коммутационной аппаратуры и др.).

В случае отказа отдельных элементов сети может произойти (в зависимости от схемы соединения) отказ участка сети, приводящий к нарушению электроснабжения потребителей; полное прекращение питания; частичное прекращение питания отдельных электроприемников; отклонение напряжения от допустимых норм. Особенностью функционирования электрических сетей является то обстоятельство, что отказ отдельного элемента может не локализоваться в нем самом, а привести к отключению не отказавших элементов и коммутационных устройств. Поэтому структурная схема надежности отличается от электрической схемы и ее построение выливается в самостоятельную задачу.

Количественные расчеты, связанные с оценкой надежности электрических сетей могут возникнуть в следующих случаях:

- при проверке выбранного варианта электроснабжения на соответствие требованиям руководящих документов;
- при сопоставлении различных мероприятий, обеспечивающих уровень надежности, задаваемый потребителями;
- при обосновании экономической целесообразности повышения надежности сверх нормативных требований.

Принципиально известно два подхода к учету надежности электроснабжения при проектировании и модернизации электрических сетей [1]: нормативный и экономический.

Нормативный метод опирается на требования по надежности изложенные в ПУЭ [12]. Хотя в этом нормативном документе требования даются применительно к электроприемникам, их можно распространить и на обобщенных потребителей, представляющих некоторую совокупность электроприемников. В частности, в качестве обобщенного потребителя может выступать нагрузка, подключенная к шинам трансформаторной подстанции (ТП) 10/0,4 кВ.

В соответствии с ПУЭ электроприемники разделяются на три категории. К электроприемникам I категории относятся такие, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Электроприемники I категории должны иметь питание от двух независимых, взаимно резервируемых источников питания. При этом перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания от другого источника. Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, безаварийная работа которых необходима для исключения остановки производства, из-за угрозы для жизни людей,

взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. Для таких электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника питания (местные электростанции, аккумуляторные батареи и т.д.)

К электроприемникам II категории отнесены электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроснабжение этих электроприемников рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников питания. При этом для них допустим перерыв в электроснабжении на время, необходимое для включения питания действиями оперативного персонала. Питание электроприемников данной категории допускается по одной воздушной линии, либо по одной кабельной линии с двумя и более кабелями, либо через один трансформатор, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта линии или замены трансформатора за время не более одних суток.

Остальные электроприемники отнесены к III категории. Их электроснабжение может выполняться от одного источника питания, если время для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения не превышает одних суток.

Реализация этого подхода при формировании схем электрических сетей формально не представляет затруднений, однако имеет ряд особенностей, заключающихся в следующем.

Во-первых, задаваемые требования по надежности электроснабжения могут быть обеспечены различными способами, следовательно, необходимо рассмотреть несколько вариантов построения схемы электроснабжения. Во-вторых, в состав обобщенного потребителя могут входить электроприемники, относящиеся к различным категориям по надежности электроснабжения. В этой ситуации возникают следующие противоречия. Если выбирать наиболее простую и, следовательно, наиболее дешевую схему, то не будут обеспе-

чены требования по надежности более ответственных потребителей. Если же при выборе схемы электроснабжения ориентироваться на таких потребителей, то это может привести к неоправданному усложнению и удорожанию схемы, хотя электроприемники более низких категорий будут в этом случае обеспечены гарантированным питанием.

Еще одна проблема связана с переходом нашей страны на рыночные отношения. Требования ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей были сформулированы исходя из глобальных народнохозяйственных интересов. В условиях рыночных отношений эти требования должны быть сохранены применительно, по крайней мере, к случаям перерывов электроснабжения, которые приводят к опасности для жизни людей и животных, взрывам, пожарам и другим аварийным ситуациям с тяжелыми последствиями. Но, в целом, идеология обеспечения надежности электроснабжения потребителей нуждается в корректировке.

В нынешних условиях, при наличии негосударственных форм собственности, потребителям выгодно требовать от электроснабжающей организации как можно более высокой степени надежности электроснабжения, не неся при этом каких-либо финансовых затрат. В то же время электроснабжающая организация вынуждена нести дополнительные капитальные затраты и ежегодные издержки на мероприятия по резервированию. При этом, как правило, в нормальном режиме не используется вся пропускная способность сети, что фактически приводит к «омертвлению» капиталовложений.

В сложившейся ситуации в практике взаимоотношений электроснабжающей организации и потребителей все большее распространение должны находить договорные отношения. При таком подходе потребитель выбирает необходимый уровень надежности и возмещает соответствующие затраты на проведение мероприятий по бесперебойной подаче электроэнергии. В случае невыполнения договорных обязательств электроснабжающая организация уплачивает штраф.

Второй подход предполагает экономическую (количественную) оценку надежности. Его следует применять, прежде всего, в тех случаях, когда сравниваемые варианты схем сети существенно отличаются по надежности электроснабжения, а также для оценки мероприятий, направленных на повышение надежности. Недостатки такого подхода заключаются в неоднозначности численных значений удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям.

## **2.2 Задачи оценки надежности электроснабжения потребителей**

Расчет надежности систем электроснабжения сводится к определению одного или нескольких количественных показателей на основе исходных характеристик надежности оборудования. Однако, несмотря на кажущуюся простоту такой постановки задачи, проблемы расчета надежности систем электроснабжения связаны с решением достаточно сложных теоретических и практических задач. Для расчета надежности необходимо:

- составить математическое описание явлений, связанных с ненадежной работой оборудования;
- принять некоторые характеристики в качестве меры надежности;
- составить математическую модель для расчета;
- провести необходимые расчеты;
- показать адекватность этой модели рассматриваемым процессам.

Известно, что системы электроснабжения относятся к человеко-машинным системам, предназначенным для производства, передачи и распределения электроэнергии и имеют специфические особенности:

- непрерывное и неразрывное единство производства, распределения и потребления электроэнергии;
- многоцелевое использование электроэнергии и невозможность ее складирования;

- наличие большого количества источников и потребителей электроэнергии;
- непрерывное развитие систем электроснабжения.

Эти особенности электроэнергетических систем делает невозможным постановку в широком масштабе экспериментальных исследований, и предопределяют использование теоретических методов с применением исходной информации по материалам эксплуатации.

При проведении таких исследований необходимо учитывать специфику сельских электрических сетей – большую протяженность, разветвленность и малую плотность нагрузок, что усложняет задачу повышения надежности. Большое число глухих ответвлений не секционированных сетей приводит к отключению всей линии при повреждении в любой точке. Указанное обстоятельство диктует необходимость рационального размещения средств секционирования с целью локализации поврежденного участка сети.

Следует отметить также недостаточное использование в проектных и эксплуатационных организациях расчетных данных о надежности и отсутствии полной и достоверной информации о повреждаемости элементов на местах. Данные о надежности сетей напряжением до 1000 В вообще практически отсутствуют.

В настоящее время имеются технические средства для обеспечения необходимого уровня надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. Однако широкое их использование сдерживается из-за больших затрат. Сетевое резервирование в условиях сельских сетей чаще всего экономически нецелесообразно и не применяется. Кольцевые переемы между линиями соседних районных подстанций лишь отчасти решают задачу сетевого резервирования, и их строительство во многих случаях также не всегда оправдано.

Проблему повышения надежности следует рассматривать как технико-экономическую, сопоставляя затраты на проведение дополнительных мер с уменьшением ущерба от перерывов электроснабжения.

Исследование проблемы надежности систем электроснабжения связано с выбором методов расчета. При этом необходимо учитывать то обстоятельство, что структура является одним из основных факторов, обуславливающих надежность современных систем.

Исследование структуры системы электроснабжения предполагает выделение в ней как в едином целом отдельных элементов, самостоятельных в смысле надежности. Такой подход к надежности предполагает применение элементных методов расчета и анализа надежности, которые получили широкое распространение не только в энергетике, но и в других областях техники. Применение элементных методов расчета связано также с тем, что они отражают реальные особенности функционирования систем и позволяют решать широкий круг задач по исследованию надежности.

Особенностью функционирования систем электроснабжения является то обстоятельство, что отказ элемента системы может не локализоваться в нем самом, а может привести к отключению не отказавших элементов и коммутационных устройств. Поэтому структурная схема надежности отличается от электрической схемы и возникает самостоятельная задача по составлению расчетных схем сложных систем.

Второй составляющей надежности системы электроснабжения является функциональная надежность, обусловленная особенностями режимных реализаций в электрической схеме, ограничениями режимов и пропускных способностей элементов при изменении структуры в различных состояниях.

Деление на структурную и функциональную составляющие носит условный характер ввиду их взаимосвязи и взаимной обусловленности.

Преимущественное распространение в практике работы проектных и эксплуатационных организаций получили элементные методы расчета надежности.

Основным способом повышения надежности систем электроснабжения является введение избыточности. Этот фактор следует учитывать при расчетах надежности.

На практике избыточность электрических сетей выступает в следующих формах:

1. Резервирование, т.е. повышение надежности путем введения структурной (дублирование элементов), функциональной (дублирование функциональных связей), временной (предоставление дополнительного времени для выполнения задания), информационной избыточности.

2. Совершенствование схемно-конструктивных решений и качества применяемых электротехнических изделий.

3. Совершенствование системы планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний электрооборудования.

4. Разработка и внедрение автоматизированных систем контроля и управления процессами в электроэнергетических системах.

В системах электроснабжения используется широкий спектр технических решений, обеспечивающих введение избыточности: автоматическое повторное включение (АПВ), автоматическое включение резерва (АВР), дублирование генераторных мощностей, увеличение пропускной способности межсистемных связей, использование резервных дизельных электростанций (ДЭС) и т.д.

При этом учитывается ряд особенностей построения и функционирования систем электроснабжения.

Поскольку системы электроснабжения состоят из высоконадежных элементов, отказы более двух из них при наличии избыточности являются событиями мало вероятными. Если схема выбирается с резервированием, то, как правило, дублирующий элемент (линия электропередачи, трансформатор) полностью выполняет функции другого элемента при отказе. Если это условие не выполняется, например, при значительном росте нагрузки, то предусматривается отключение части потребителей. Поэтому, в большинстве случаев полный отказ в системах электроснабжения при наличии резервирования возможен в случае выхода из строя не менее двух независимых элементов.

В электрических сетях напряжением менее 35 кВ резервирующие элементы выбирают таким образом, что при отказе одного элемента в другом обычно не возникает недопустимых изменений параметров, и он полностью обеспечивает выполнение функций обоих элементов.

Для большей части практических задач, например, при проектировании нет необходимости рассматривать показатели надежности на коротких интервалах времени, поэтому можно не учитывать начальные состояния элементов.

При расчетах структурной надежности целесообразно использовать простые вероятностные модели, приняв при этом условие, что отказы элементов независимы и поток отказов является простейшим, а время безотказной работы во много раз больше времени восстановления.

При оценке структурной надежности целесообразно ввести понятие «расчетный элемент», который может отличаться от понятия «элемент системы». Под расчетным элементом будем понимать объект или группу объектов системы электроснабжения, отказ которых снижает уровень надежности. В первую очередь к такой категории относятся такие электротехнические изделия как генераторы, трансформаторы, выключатели, отделители, короткозамыкатели, сборные шины распределительных устройств. Несколько условно к элементам относятся линии электропередач. Для упрощения расчетов элементы могут объединяться.

В проектных расчетах обычно анализируется система относительно небольшого размера, а общая система проектируется по частям. В эксплуатации чаще возникает задача оценки надежности схем большого размера, содержащих сотни, а иногда и тысячи элементов.

К настоящему времени методы расчета надежности достаточно хорошо разработаны для использования в проектной и эксплуатационной практике.

## 2.3 Показатели надежности электрических сетей

Показателем надежности назовем величину, характеризующую одну или несколько свойств, определяющих надежность системы.

Нормативные документы [10, 11] предусматривают рассмотрение единичных показателей безотказности, ремонтпригодности, долговечности и сохраняемости, а также комплексных показателей, таких как коэффициент готовности, коэффициент оперативной готовности, коэффициент технического использования, характеризующих два или более свойств.

Ряд показателей электрических сетей приводятся в разработках ОАО «Фирма ОРГРЭС» и другой технической литературе [1, 2, 7, 8]. Имеющиеся данные составлены на основе материалов эксплуатации электрических сетей и предназначены для проведения сравнительных расчетов и оценки вариантов сетей, оценки уровня надежности различных схем, определения целесообразности использования средств повышения надежности. Выборки обычно фиксировались за срок не менее 6 лет. При этом тенденция по значительному изменению показателей надежности не выявлена.

В качестве показателей, количественно характеризующих надежность участка сети и ее элементов, рекомендуется использовать:

1. Параметр потока отказов  $\omega$  (при простейшем параметре потока отказов  $\omega = \lambda$ ), т.е. среднее количество отказов в единицу времени (обычно год), отнесенные к одному элементу, отказ/год. Для линий электропередачи параметр потока отказов может относиться к 1 км линии и измеряться в отказ/(км·год).

2. Среднее время восстановления (аварийного ремонта)  $T_{в}$ , год/отказ.

3. Параметр потока преднамеренных (плановых) отключений  $\omega_{п}$ , простой/год.

4. Средняя продолжительность одного преднамеренного отключения  $T_{п}$ , год/простой.

5. Коэффициент готовности (вероятность работоспособного состояния в промежутках между плановыми ремонтами)  $K_r$ , о.е.

6. Вероятность вынужденного простоя (вероятность неработоспособного состояния в промежутках между плановыми простоями)  $K_v$ , о.е.

7. Вероятность безотказной работы (вероятность того, что в пределах заданного времени или наработки не произойдет отказа)  $P(t)$ , о.е. Вероятность безотказной работы применяется для невосстанавливаемых систем. Для сетей его рекомендуется использовать до первого отказа, при этом  $t$  принимается равным году.

Перечисленные показатели надежности являются техническими характеристиками и позволяют сопоставлять между собой надежность нескольких альтернативных вариантов построения сети, а также проверять соответствие уровня надежности рассматриваемого варианта требованиям технического задания на проектирование объекта.

Из рассматриваемых показателей параметр потока отказов, параметр потока преднамеренных отключений, среднее время плановых и аварийных отключений, являются базовыми и позволяют рассчитать другие показатели. Ниже, в таблице 2.1 приведены усредненные данные по указанным показателям.

**Таблица 2.1 – Показатели надежности элементов электрических сетей**

Элементы сети	U <sub>ном</sub> , кВ	ω, отказ/год	T <sub>в</sub> ·10 <sup>-3</sup> год/отказ	ω <sub>п</sub> , простой/год	T <sub>п</sub> ·10 <sup>-3</sup> год/простой
Воздушные ЛЭП (число аварийных отключений на 100 км, число плановых отключений на 1 линию)	До 1	25	0,2	0,17	0,7
	10	7,6	0,5	0,17	0,9
	35	1,6/0,4*	1,2/1,3	4/0,3	1,5/1,3
	110	3,9/0,9	1,0/1,5	3,8/0,4	1,3/1,5
- на металлических опорах	35	2	1,8	2,2	1,9
	110	3,9	1,5	2,9	1,7
Трансформаторы и автотрансформаторы	10	0,016	6	0,25	0,5
	35	0,01	8	0,25	3
	110	0,015	8	0,5	3,2
Выключатели: - воздушные	10	0,04	1,7	0,2	1
	35	0,01	1,7	0,2	1
	110	0,03	3	0,2	6
-масляные баковые	35	0,01	1,7	0,14	1
	110	0,02	3	0,14	6
-маломасляные	10	0,09	1,7	0,14	1
	35	0,03	1,7	0,14	1
	110	0,06	3	0,14	6
Отделители и короткозамыкатели	35	0,1	0,7	0,2	0,8
	110	0,01	0,8	0,2	1
Сборные шины (на 1 присоединение)	10	0,03	0,8	0,2	0,5
	35	0,02	0,8	0,17	0,5
	110	0,016	0,6	0,17	0,5

\* В числителе дроби – для одной цепи, в знаменателе – для двух цепей.

Рассмотренные базовые показатели надежности зависят от технического состояния электрической сети и для конкретного объекта могут отличаться от данных, приведенных в таблице 2.1. Более достоверной является информация, получаемая по материалам эксплуатации на данном конкретном электросетевом предприятии.

С целью получения необходимых исходных данных из журналов, которые ведутся в РЭС, необходимо сделать выборки по каждой из отключаемых линий. Статистический материал оформляется следующим образом: отключаемый участок или линия, дата, время отключения, протяженность отключаемого участка или мощность отключаемой ТП, цель отключения с указанием плановый или аварийный ремонт.

В качестве примера ниже (таблица 2.2) приводится фрагмент такой таблицы, построенный на основе данных РЭС. Такие выборки необходимо выполнить по всем эксплуатируемым линиям. При этом удобна компьютерная реализация.

Последующая обработка составленных таблиц направлена на обобщение информации с целью получения в последующем удельных показателей. Вычисление данных по числу отключений не представляет определенных трудностей и выполняется путем суммирования данных по формуле

$$\omega = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta r_i}{L_i}}{n}, \quad (2.1)$$

где  $\Delta r$  – число отключений  $i$ -й линии;

$L_i$  – длина линии, км;

$n$  – число лет.

Результаты такой обработки по линиям электропередачи применительно к одному из районов электрических сетей приведены в таблице 2.3.

**Таблица 2.2 – Исходные данные для оценки эксплуатационной надежности ЛЭП**

Дата возникновения отказа	Время отключения	Продолжительность отключения, ч		Протяженность отключенного участка ЛЭП (мощность отключенной ТП)	Цель отключения	Тип отключения
		Плановое	Фактическое			
1	2	3	4	5	6	7
2007 г.						
13.01	15.28-16.04	2	0,6	500	Подключение нового участка ЛЭП, после реконструкции	Плановое
12.02	8.35-8.52	0,5	0,3	240	Отсоединение участка ЛЭП	Плановое
19.02	15.00-16.00	1	1	220	Устройство пересечения	Плановое
20.02	14.50-15.20	2	0,5	140	Установка опоры	Неплановое
25.02	14.37-16.10	1,5	1,5	950	Работа МК-2 в охранной зоне	Плановое
30.03	9.23-9.50	1	0,7	320	Отключение ТП12 (демонтаж)	Плановое
05.04	14.00-16.30	3	2,5	140	Обрезка деревьев, замена изоляторов	Плановое
25.04	9.30-10.55	2	1,4	260	Установка конструкции под КТП	Плановое

**Таблица 2.3 – Результаты обработки статистических данных по числу отключений**

РЭС (n = 68 линий)				
Преднамеренные отключения				
Год	2005	2006	2007	Среднее значение $\omega$ – $\omega_c = 0,126$ простой/км·год
$\Delta t$	6,8	9,82	8,66	
$\omega$	0,1	0,149	0,129	
Аварийные отключения				
Год	2005	2006	2007	Среднее значение $\omega$ – $\omega_c = 0,085$ отказ/км·год
$\Delta t$	6,5	5,23	2,87	
$\omega$	0,095	0,077	0,042	

Несколько сложнее выполняется обработка статистических материалов по таким случайным величинам как наработка до отказа или время перерывов электроснабжения.

Наиболее типичная постановка задачи при экспериментальной оценке надежности – определение вида функции распределения и параметров распределения исследуемой случайной величины.

Обработка полученного статистического материала ведется в следующей последовательности. Сначала составляется таблица потока отказов, а затем исходные данные группируют в вариационный ряд в порядке возрастания значений случайной величины.

**Пример 2.1.** Построить вариационный ряд для потока отказов, приведенного в таблице 2.4.

**Таблица 2.4 – Поток отказов**

Номер отказа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Наработка, ч	65	97	165	119	36	272	77	96	194	8

**Р е ш е н и е.** Расположим значения случайной величины наработки до отказа в порядке возрастания, получим вариационный ряд, представленный ниже в таблице 2.5.

**Таблица 2.5 – Вариационный ряд**

Номер отказа	10	5	1	7	8	2	4	3	9	6
Наработка, ч	8	36	65	77	96	97	119	165	194	272

При большом числе наблюдений (порядка сотен) вариационный ряд перестает быть удобной формой записи статистического материала. Для удобства его использования он подвергается дополнительной обработке. Весь диапазон полученных значений случайной величины делится на интервалы и подсчитывается количество членов выборки, приходящихся на каждый интервал. Это число делится на общее число наблюдений и определяется частота, соответствующая данному разряду. Сумма частот всех разрядов должна быть равна единице.

Полученный статистический ряд оформляется в виде гистограммы, которая строится следующим образом. По оси абсцисс откладываются разряды, и на каждом из них строится прямоугольник, площадь которого равна частоте данного разряда.

**Пример 2.2.** Проведено обследование длительности внезапных отключений воздушных линий 10 кВ района электрических сетей. Результаты сведены в статистический ряд (таблица 2.6).

**Таблица 2.6 – Статистический ряд длительности отключений воздушных линий 10 кВ**

$\Delta t_i$ , ч	0 – 1	1 – 2	2 – 3	3 – 4	4 – 5	5 – 6	6 – 7	7 – 8
$\Delta n_i$	66	41	30	18	9	6	4	2
$p_i^*$	0,38	0,23	0,17	0,1	0,051	0,034	0,022	0,011

Построить гистограмму.

Решение. 1. Вычисляем частоты для каждого  $i$ -го разряда по формуле

$$p_i^* = \Delta n_i / N,$$

где  $N = 176$  – общее число наблюдений;

$\Delta n_i$  – число отключений в данном интервале.

Результаты расчетов  $p_i^*$  приведены в таблице 2.6.

2. Строим гистограмму (рисунок 2.1).

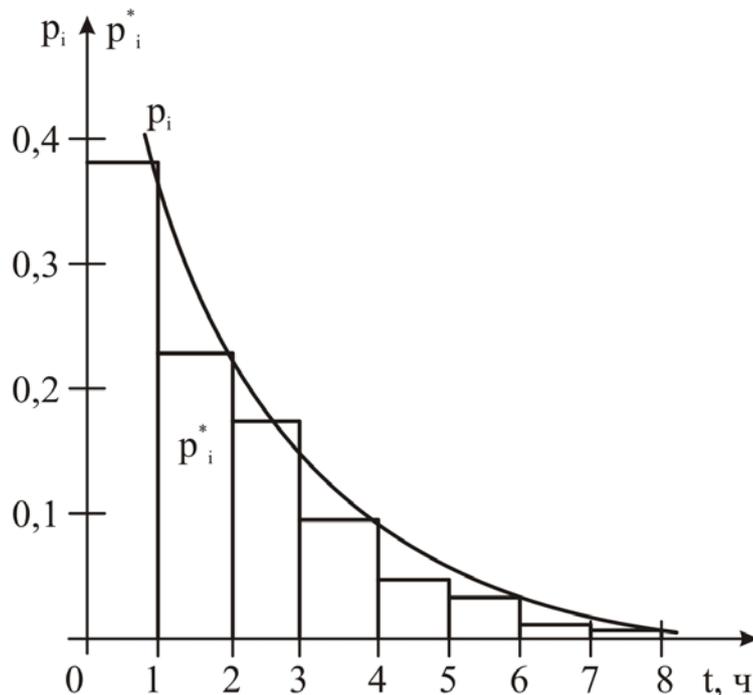


Рисунок 2.1 – Гистограмма длительности отключений линий 10 кВ

По виду гистограммы выдвигают гипотезу о предполагаемом законе распределения случайной величины и определяют его параметры.

Рассчитывают теоретические вероятности попадания исследуемой величины в каждый интервал, строят теоретическую кривую.

Между гистограммой и теоретической кривой может быть расхождение. На практике такое расхождение всегда неизбежно. Следовательно, возникает вопрос о согласовании теоретического и статистического распределений. Такая проверка осуществляется по критериям согласия. Наиболее часто используется критерий Колмогорова и  $\chi^2$ -Пирсона.

При применении критерия Колмогорова в качестве меры расхождения между теоретическим и статистическим распределениями рассматривается максимальное значение модуля разности между теоретической и экспериментальной функциями. Условие соответствия определяется формулой

$$\Delta x = \Delta F \sqrt{N} \leq 1, \quad (2.2)$$

где  $\Delta F = \max|F^*(t) - F(t)|$  – наибольшее отклонение экспериментальной кривой от теоретической;

$N$  – количество экспериментальных данных.

Недостаток рассматриваемого критерия – необходимость иметь не только вид функции распределения, но и ее параметры, что не всегда встречается на практике. Использование только статистических данных может дать неверные результаты.

Критерий  $\chi^2$  – Пирсона не требует построения самого закона распределения. Достаточно задаться только общим видом функции  $F(t)$ , а входящие в нее числовые параметры определяются по данным эксперимента. При использовании критерия согласия  $\chi^2$  – Пирсона определяется мера расхождения:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(\Delta n_i - N p_i)^2}{N p_i}, \quad (2.3)$$

где  $k$  – число интервалов статистического ряда;

$p_i$  – вероятность попадания случайной величины в  $i$ -й интервал, вычисленная для теоретического распределения;

$N$  – число испытаний.

Для применения критерия  $\chi^2$  – Пирсона необходимо, чтобы  $N \geq 50 \dots 60$ ,  $k > 6 \dots 8$ . Распределение  $\chi^2$  зависит от числа степеней свободы  $s = k - z - 1$ , где  $z$  – число вычисляемых параметров распределения. По таб-

лицам, приводимым в литературе по теории вероятностей и математической статистике, для каждого значения  $\chi^2$  и  $s$  можно найти вероятность того, что за счет случайных причин мера расхождения теоретического и экспериментального распределения будет не меньше, чем фактическое значение  $\chi^2$ . Если  $P_s > 0,1$ , то обычно считают, что теоретическое распределение не противоречит экспериментальным данным.

**Пример 2.3.** По данным вариационного ряда (таблица 2.6) проверить гипотезу об экспоненциальном распределении времени восстановления, используя критерий  $\chi^2$  – Пирсона.

**Решение.** 1. Определяем среднее время восстановления:

$$T_b^* = \sum_{i=1}^k \bar{t}_i p_i^* = 0,38 \cdot 0,5 + 0,23 \cdot 1,5 + 0,17 \cdot 2,5 + 0,1 \cdot 3,5 + 0,051 \cdot 4,5 + 0,034 \cdot 5,5 + 0,022 \cdot 6,5 + 0,011 \cdot 7,5 = 1,95 \text{ ч.}$$

2. Вычисляем значения теоретической кривой по формуле

$$F(t) = Q(t) = 1 - e^{-\frac{t}{T_b^*}}.$$

3. Последовательно определяем промежуточные величины, необходимые для получения  $\chi^2$  (таблица 2.7). При этом величины  $p_i$  берутся равными приращению функции распределения  $F(t)$  на  $i$ -м участке.

4. По формуле  $\chi^2 = \sum_{i=1}^8 \frac{(\Delta n_i - N p_i)^2}{N p_i}$  определяем:

$$\chi^2 = 0,23 + 0,02 + 1 + 0,6 + 0,2 = 2,03.$$

5. Для  $s = 8 - 1 - 1 = 6$  и  $\chi^2 = 2,03$  (Приложение А, таблица 1) находим  $P_s = 0,91$ . Эта величина малой не является, и следовательно, гипотезу о том, что время восстановления подчинено экспоненциальному закону, можно считать правдоподобной.

**Таблица 2.7 – Результаты расчетов для определения критерия  $\chi^2$  – Пирсона**

$\Delta t_i, \text{ч}$	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8
$\Delta n_i$	66	41	30	18	9	6	4	2
$F(t)$	0,4	0,64	0,785	0,871	0,92	0,95	0,97	0,982
$p_i$	0,4	0,24	0,145	0,086	0,05	0,03	0,022	0,011
$Np_i$	70	42	25	15	9	5	4	2
$(\Delta n_i - Np_i)^2$	16	1	25	9	0	1	0	0
$\frac{(\Delta n_i - Np_i)^2}{Np_i}$	0,23	0,02	1	0,6	0	0,2	0	0

**Пример 2.4.** Данные о наработке до отказа 201 потребительской ТП сгруппированы в интервалы статистического ряда и приведены в таблице 2.8. Требуется оценить с помощью критерия  $\chi^2$  – Пирсона гипотезу о согласии принятого нормального распределения с экспериментальными данными.

**Таблица 2.8 – Данные о наработке до отказа**

Интервал	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\Delta t_i, \text{ч}$	0-1000	1000-2000	2000-2500	2500-3000	3000-3500	3500-4000	4000-4500	4500-5000	5000-6000
$\Delta n_i$	5	15	22	35	43	37	20	15	9
$p_i^*$	0,025	0,075	0,11	0,174	0,214	0,184	0,1	0,075	0,045
$p_i$	0,017	0,097	0,12	0,168	0,187	0,169	0,122	0,07	0,045
$Np_i$	3,4	19,5	23,9	33,8	37,6	34	24,5	14,1	9
$\frac{(\Delta n_i - Np_i)^2}{Np_i}$	0,75	1,04	0,15	0,04	0,79	0,26	0,82	0,06	0

**Решение.** 1. Вычисляем частоты  $p_i^* = \Delta n_i / N$  попадания случайной величины наработки до отказа в  $i$ -й интервал ( $i = 1, 2, \dots, k$ ) статистического ряда. Результаты заносим в таблицу 2.8. Для каждого интервала определяем значение  $\bar{t}_i$  – середины интервала.

2. Вычисляем математическое ожидание и дисперсию случайной величины по данным статистического распределения:

$$m_t^* = \sum_{i=1}^k \bar{t}_i p_i^* \approx 3260 \text{ ч.} \quad D_t^* = \sum_{i=1}^k (\bar{t}_i - m_t^*)^2 p_i^* .$$

$$\sigma_i^* = \sqrt{D_i^*} = 1056 \text{ ч.}$$

3. Находим теоретические вероятности попадания случайной величины в интервалы статистического ряда по формуле

$$p_i = 1/2\{\Phi_0[(t_{i+1} - m_t^*)/0,672\sigma_t^*] - \Phi[(t_i - m_t)/0,672\sigma_t^*]\},$$

где  $\Phi_0(x)$  – приведенная функция Лапласа (Приложение А, таблица 2);

$t_i, t_{i+1}$  – границы интервала.

Полученные данные заносим в таблицу 2.8.

4. Проводим вычисление промежуточных данных  $Np_i$  и  $(\Delta n_i - Np_i)^2/Np_i$ , необходимых для определения  $\chi^2$ , результаты заносим в таблицу 2.8.

5. Определяем  $\chi^2$ :

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^9 \frac{(\Delta n_i - Np_i)^2}{Np_i} = 3,91.$$

6. Число степеней свободы  $s = k - u - 1 = 9 - 2 - 1 = 6$ .

Из Приложения А для значения  $\chi^2 = 3,91$  и числа степеней свободы  $s = 6$  находим  $P_s = 0,7$ . Так как  $P_s > 0,1$ , то можно считать, что нормальное распределение не противоречит экспериментальным данным.

## 2.4 Расчет показателей надежности электрических сетей

Для расчета показателей надежности электрической сети при проектировании необходимо составить структурную схему надежности. Структурная схема надежности – условная схема, которая учитывает влияние отказов элементов и связей между ними на работу системы в целом.

Для расчета показателей надежности электроснабжения нагрузочного узла анализируется схема замещения сети на участке между источником питания и рассматриваемым узлом. В схеме последовательно соединяются элементы, отказ любого из которых вызывает простой всей данной ветви, а параллельно соединяются ветви, отключение любой из которых не приводит к от-

ключению других. В последовательную цепь кроме элементов данной ветви вводятся такие смежные выключатели, повреждение которых с развитием аварии приведет к отключению участков сети, например, выключатели всех присоединений секций шин, к которым подключается анализируемая цепь.

При проектировании для расчета надежности сети может составляться упрощенная структурная схема надежности, состоящая только из таких элементов как ВЛ, трансформатор, выключатель.

Для расчета других показателей надежности, кроме базовых, необходимо вначале определить коэффициенты вынужденного и преднамеренного (планового) простоев

$$K_B = \omega T_B, \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \omega_{\Pi} T_{\Pi}, \quad (2.5)$$

где  $\omega$  – параметр потока отказов, отказ/год;

$\omega_{\Pi}$  – средняя частота преднамеренных отключений, простой/год;

$T_B$  – среднее время восстановления, год/отказ;

$T_{\Pi}$  – среднее время преднамеренных отключений, год/простой.

Кроме этого могут потребоваться такие показатели как коэффициенты ограничения мощности

$$\varepsilon_B = \frac{P_{a.откл}}{P_{max}}, \quad \varepsilon_{\Pi} = \frac{P_{\Pi.откл}}{P_{max}}, \quad (2.6)$$

где  $P_{a.откл}$ ,  $P_{\Pi.откл}$  – отключаемая часть нагрузки на время устранения аварийных повреждений и при проведении плановых ремонтов электрических сетей;

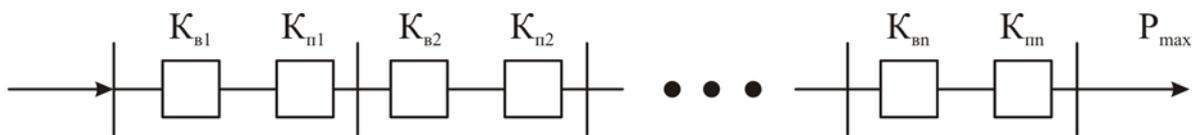
$P_{max}$  – наибольшая потребляемая мощность.

При полном перерыве электроснабжения  $\varepsilon_B = 1$  и  $\varepsilon_{\Pi} = 1$ .

Элементы в структурной схеме надежности могут соединяться последовательно и параллельно.

### Последовательное соединение элементов

Структурная схема надежности в этом случае выглядит следующим образом (рисунок 2.2)



**Рисунок 2.2 – Структурная схема надежности при последовательном соединении элементов**

Показатели надежности для схемы, показанной на рисунке 2.2, определяются по формулам

$$\omega = \sum_{i=1}^n \omega_i \quad (2.7)$$

$$K_B = \sum_{i=1}^n K_{Bi} \quad (2.8)$$

$$K_{п} = \max\{K_{пi}\} \quad (2.9)$$

где  $i = 1, 2, \dots, n$  – порядковый номер элементов сети в последовательной цепочке.

При определении  $K_{п}$  следует полагать, что плановые ремонты элементов, включенных в последовательную цепь, выполняются одновременно.

Поскольку отказ любого элемента сети в последовательной цепи приводит к полному отключению потребителей, то в этом случае  $\varepsilon_B = 1$  и  $\varepsilon_{п} = 1$ .

Коэффициент готовности для последовательной цепочки рассчитывается по формуле

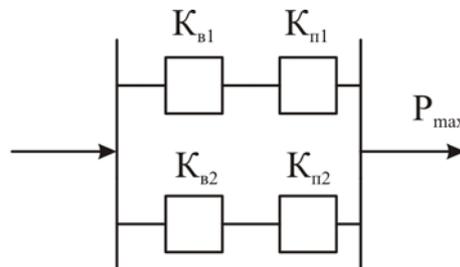
$$K_r = \frac{1 - (K_{\pi} + K_B)}{1 - K_{\pi}}, \quad (2.10)$$

а вероятность безотказной работы в течение года по выражению

$$P(t) = e^{-\omega}. \quad (2.11)$$

### П а р а л л е л ь н о е   с о е д и н е н и е   э л е м е н т о в

Структурная схема такого соединения показана на рисунке 2.3



**Рисунок 2.3 – Структурная схема надежности при параллельном соединении элементов**

Параметр потока отказов при таком соединении элементов

$$\omega = \omega_1 K_{B2} + \omega_2 K_{B1}. \quad (2.12)$$

Коэффициент вынужденного простоя при параллельном соединении элементов определяется из выражения

$$K_B = K_{B1} K_{B2} + K_{B1} K_{\pi2} + K_{B2} K_{\pi1}. \quad (2.13)$$

В этом выражении первое слагаемое характеризует наложение отказа одного элемента на отказ другого элемента, а второе и третье слагаемые – наложение отказа одного элемента на плановый ремонт другого. Данная форму-

ла является приближенной, но ее точности хватает для проведения проектных расчетов [1].

При отсутствии ограничений пропускной способности в параллельных цепях, т.е. когда каждая цепь рассчитана на максимальную нагрузку  $K_{\pi} = 0$  и  $\varepsilon_{\pi} = 0$  и формула (2.13) будет содержать только слагаемые, определяемые аварийными отказами первого и второго элементов:

$$K_{\text{в}} = K_{\text{в1}} K_{\text{в2}}. \quad (2.14)$$

Коэффициент совместного вынужденного простоя одного элемента и планового ремонта определяется по формулам

$$K_{\text{в}} = 0,5\omega_{\text{пл}} K_{\pi} T_{\text{п2}} \text{ при } T_{\text{п2}} \geq T_{\text{п1}}, \quad (2.15)$$

$$K_{\text{в}} = (K_{\text{п2}} - 0,5T_{\text{в1}}\omega_{\text{п2}}) \text{ при } T_{\text{п2}} > T_{\text{в2}}. \quad (2.16)$$

Коэффициент готовности при параллельном соединении элементов рассчитывается по формуле

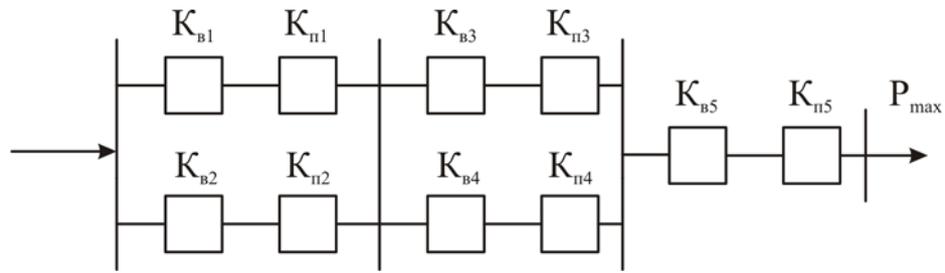
$$K_{\text{г}} = 1 - K_{\text{в}}, \quad (2.17)$$

а вероятность безотказной работы в течение года:

$$P(t) = e^{-\omega}.$$

#### П о с л е д о в а т е л ь н о – п а р а л л е л ь н о е с о е д и н е н и е э л е м е н т о в

При смешанном соединении элементов структурная схема надежности включает элементы, соединенные последовательно и параллельно (рисунок 2.4).



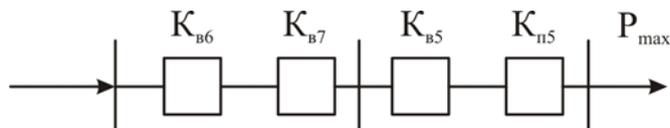
**Рисунок 2.4 – Структурная схема надежности, содержащая последовательное и параллельное соединение элементов**

Примем исходное условие: параллельные элементы взаимно резервируют друг друга. В этом случае  $K_{П1} = K_{П2} = K_{П3} = K_{П4} = 0$  и  $\varepsilon_{П} = 0$ .

Коэффициенты вынужденного простоя для параллельных элементов будут определяться по формулам

$$K_{B6} = K_{B1}K_{B2}, \quad K_{B7} = K_{B3}K_{B4}. \quad (2.18)$$

Схему, показанную на рисунке 2.4 можно заменить на более простую (рисунок 2.5).



**Рисунок 2.5 – Преобразованная схема для определения показателей надежности**

Коэффициент вынужденного простоя для схемы рисунка 2.5 определяется по выражению

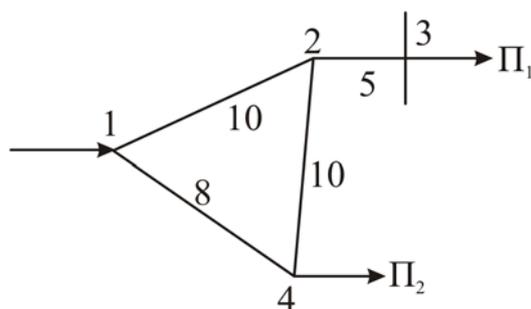
$$K_B = K_{B6} + K_{B7} + K_{B5}. \quad (2.19)$$

При рассмотрении двухцепных ЛЭП могут возникнуть различные ситуации, связанные с возможным выходом из строя обеих цепей, взаимным

наложением аварии одной цепи на аварию другой. Может иметь место также ограничение по пропускной способности.

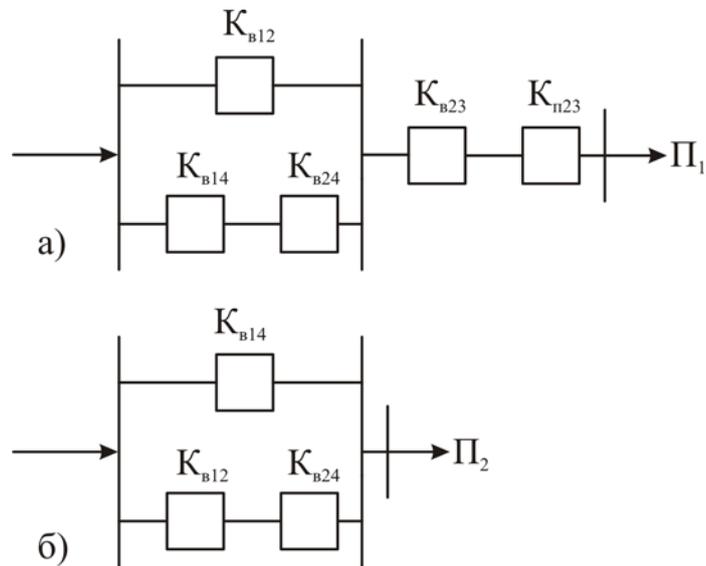
Необходимо отметить еще одну особенность рассмотрения структурных схем надежности электрических сетей. На некоторых участках сети может оказаться множество параллельных ветвей (3, 4 и более). Вероятность выхода из строя такого участка не велика и при отсутствии ограничений по мощности такой участок может быть исключен из рассмотрения.

**Пример 2.5.** В электрической сети 10 кВ выполнено мероприятие по повышению надежности: смонтирована перемычка между двумя линиями. В результате схема участка электрической сети стала иметь вид, показанный ниже на рисунке 2.6. Все линии участка сети смонтированы на железобетонных опорах. Расстояния отдельных участков линий указаны в км. Определить коэффициент вынужденного простоя потребителей  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  при условии, что плановые отключения линий 12, 14, 24 не вызывают отключений потребителей  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ .



**Рисунок 2.6 – Исходная расчетная схема участка сети**

**Р е ш е н и е.** 1. Составим структурные схемы для расчета надежности электроснабжения потребителей  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  (рисунок 2.7).



**Рисунок 2.7 – Структурные схемы расчета надежности потребителей:**  
**а) – потребителя П<sub>1</sub> б) – потребителя П<sub>2</sub>**

2. Из таблицы 2.1 найдем среднее время простоя при аварии ЛЭП  $T_B = 0,5 \cdot 10^{-3}$  год/отказ, и среднее время простоя при преднамеренных отключениях  $T_{П} = 0,9 \cdot 10^{-3}$  год/простой, а также среднюю частоту параметра потока отказов на 100 км линии  $\omega = 7,6$  отказ/год и простоя при преднамеренных отключениях  $\omega_{П} = 0,17$  простой/год.

3. Вычислим коэффициент преднамеренных отключений линии 23:

$$K_{П23} = \omega_{П} T_{П} = 0,17 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} = 0,15 \cdot 10^{-3}.$$

4. Найдем коэффициенты вынужденного простоя всех линий с учетом их длины:

$$K_{B12} = \omega T_B = 7,6 \cdot \frac{10}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,38 \cdot 10^{-3}.$$

$$K_{B14} = 7,6 \cdot \frac{8}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,3 \cdot 10^{-3}.$$

$$K_{B24} = 7,6 \cdot \frac{10}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,38 \cdot 10^{-3}.$$

$$K_{B23} = 7,6 \cdot \frac{5}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,19 \cdot 10^{-3}.$$

5. Используя структурные схемы надежности (рисунок 2.7), определим коэффициент вынужденного простоя при отключении потребителей П<sub>1</sub> и П<sub>2</sub>.

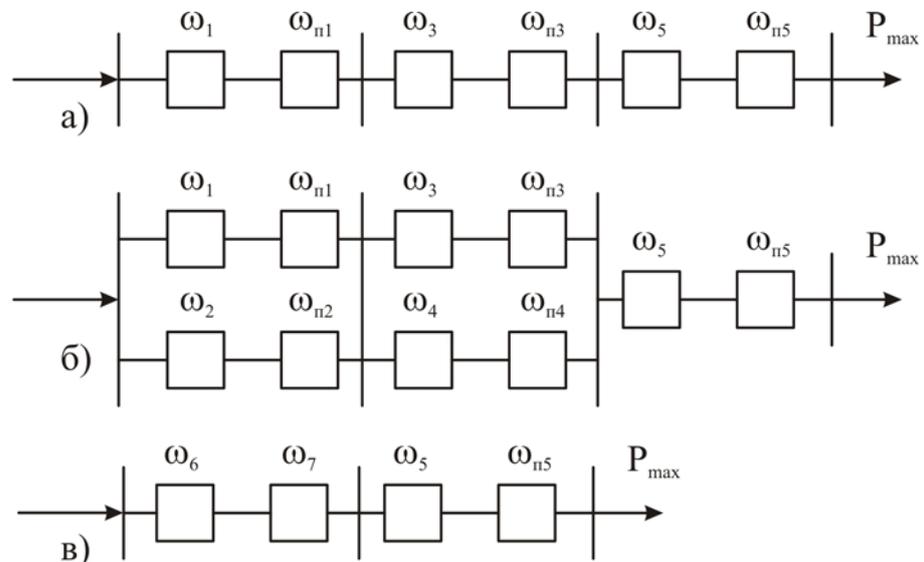
$$K_{B1} = K_{B12}(K_{B14} + K_{B24}) + K_{B23} + K_{П23} =$$

$$= 0,38 \cdot (0,3 + 0,38) \cdot 10^{-3} + 0,19 \cdot 10^{-3} = 0,45 \cdot 10^{-3}.$$

$$K_{B2} = K_{B14}(K_{B12} + K_{B24}) = 0,3 \cdot (0,38 + 0,38) \cdot 10^{-3} = 0,23 \cdot 10^{-3}.$$

**Пример 2.6.** Для повышения надежности электроснабжения потребителей на ТП 10/0,4 кВ выполнена установка резервного трансформатора и ячейки с маломасляным автоматическим выключателем. Мощность эксплуатируемого и установленного трансформаторов одинакова и равна 320 кВ·А. Мощность каждого из трансформаторов достаточна для обеспечения максимальной нагрузки потребителей. Определить вероятность безотказной работы ТП в течение года до и после реконструкции, считая устройство автоматического включения резерва абсолютно надежным.

**Решение.** 1. Составим структурные схемы надежности ТП, предполагая, что в упрощенную схему надежности будут входить три элемента: трансформатор, выключатель и нерезервированные шины.



**Рисунок 2.8 – Структурная схема надежности ТП: а) – без резервирования, б) – с резервированием, в) – с резервированием после преобразования**

2. Из таблицы 2.1 найдем показатели надежности элементов, входящих в систему:

трансформатор:  $\omega = 0,016$  отказ/год,  $\omega_{\text{п}} = 0,25$  простой/год,  
 $T_{\text{в}} = 6 \cdot 10^{-3}$  год/отказ,  $T_{\text{п}} = 0,5 \cdot 10^{-3}$  год/простой;

выключатель:  $\omega = 0,09$  отказ/год,  $\omega_{\text{п}} = 0,14$  простой/год,  
 $T_{\text{в}} = 1,7 \cdot 10^{-3}$  год/отказ,  $T_{\text{п}} = 1 \cdot 10^{-3}$  год/простой;

шины:  $\omega = 0,03$  отказ/год,  $\omega_{\text{п}} = 0,2$  простой/год,  $T_{\text{в}} = 0,8 \cdot 10^{-3}$  год/отказ,  
 $T_{\text{п}} = 0,5 \cdot 10^{-3}$  год/простой.

3. Определим вероятность безотказной работы для нерезервированной ТП. При условии, что профилактические работы на ТП проводятся одновременно для всего оборудования  $\omega_{\text{п}} = \max \omega_{\text{п}i}$ . В нашем случае  $\omega_{\text{п}} = \omega_{\text{п}1} = 0,25$  простой/год. Структурная схема надежности (рисунок 2.8 а) в этом случае упростится. Параметр потока отключений для упрощенной схемы

$$\omega = \sum_{i=1}^n \omega_i = \omega_1 + \omega_{\text{п}1} + \omega_3 + \omega_5 = 0,016 + 0,25 + 0,09 + 0,03 = 0,386.$$

Вероятность безотказной работы в течение года:

$$P(t) = e^{-\omega} = e^{-0,386} = 0,68.$$

4. Определим вероятность безотказной работы для резервированной ТП.

Для определения параметра потока отключений схемы, приведенной на рисунке 2.8 б, вначале необходимо определить коэффициенты вынужденного простоя параллельно соединенных элементов:

$$K_{\text{в}1} = \omega_1 T_{\text{в}1} = 0,016 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 0,096 \cdot 10^{-3},$$

$$K_{\text{в}2} = K_{\text{в}1}, \text{ т.к. трансформаторы идентичны,}$$

$$K_{\text{в}3} = \omega_3 T_{\text{в}3} = 0,09 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 0,15 \cdot 10^{-3}, \quad K_{\text{в}4} = K_{\text{в}3}.$$

Поскольку при параллельном соединении элементы взаимно резервируют друг друга  $K_{\text{п}1} = K_{\text{п}2} = K_{\text{п}3} = K_{\text{п}4} = 0$ .

Для параллельного соединения двух элементов суммарный поток отключений определяется по формуле  $\omega_{\Sigma} = \omega_1 K_{\text{в}2} + \omega_2 K_{\text{в}1}$ , тогда

$$\omega_6 = \omega_1 K_{\text{в}2} + \omega_2 K_{\text{в}1} = 0,016 \cdot 0,096 \cdot 10^{-3} + 0,016 \cdot 0,096 \cdot 10^{-3} = 0,3 \cdot 10^{-5},$$

$$\omega_7 = \omega_3 K_{B4} + \omega_4 K_{B3} = 0,09 \cdot 0,15 \cdot 10^{-3} + 0,09 \cdot 0,15 \cdot 10^{-3} = 0,27 \cdot 10^{-4} .$$

Структурную схему надежности (рисунок 2.8 б) можно преобразовать к виду, показанному на рисунке 2.8 в. Для указанной схемы суммарный поток отключений:

$$\omega = \sum_{i=1}^n \omega_i = \omega_6 + \omega_7 + \omega_5 + \omega_{П5} = 0,3 \cdot 10^{-5} + 0,27 \cdot 10^{-4} + 0,03 + 0,2 = 0,23 .$$

Вероятность безотказной работы, при наличии резерва:

$$P(t) = e^{-\omega} = e^{-0,23} = 0,79 .$$

## **3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧАСТНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

### **3.1 Расчет капитальных затрат**

Капитальные затраты – это единовременные денежные средства, которые необходимы для строительства новых объектов, развития и реконструкции действующих электрических сетей.

Капитальные затраты формируются из затрат на изыскательские, проектные и подготовительные работы; стоимости оборудования; стоимости строительных и монтажных работ; затрат на эксплуатацию строительных механизмов; стоимости отчуждения земли и переустройства других объектов.

Существует несколько подходов для определения капитальных вложений в объекты электроснабжения.

Наиболее полным и достоверным является составление сметной документации. Объектные и локальные сметы и расчеты проводятся по рабочим чертежам и спецификациям. Они определяют стоимость отдельных объектов и видов работ, затрат на электросетевое строительство.

Однако составление сметной документации сопряжено со значительными трудностями, поскольку необходимо располагать обширной нормативно-справочной документацией. Поэтому на начальных этапах проектирования (при разработке курсовых и дипломных проектов) допускается упрощенный подход, базирующийся на использовании укрупненных показателей, полученных на основе опыта проектирования и строительства различных объектов электрических сетей.

Поскольку электрические сети состоят из нескольких элементов, необходимо учитывать капитальные вложения в каждый из них.

$$K = K_{\text{пл}} + K_{\text{ртп}} + K_{\text{рл}} + K_{\text{тп}} + K_{\text{вл0,38}}, \quad (3.1)$$

где  $K_{\text{пл}}$  – капитальные вложения в питающие линии 35 и 110 кВ;  
 $K_{\text{ртп}}$  – капитальные вложения в районную трансформаторную подстанцию напряжением 35, 110 кВ;  
 $K_{\text{рл}}$  – капитальные вложения в распределительные линии 10(6) кВ;  
 $K_{\text{тп}}$  – капитальные вложения в потребительские трансформаторные подстанции напряжением 10(6)/(0,4) кВ;  
 $K_{\text{вл0,38}}$  – капитальные вложения в линии 0,38 кВ.

Стоимость каждого элемента системы, входящего в формулу 3.1 определяется многочисленными факторами. Так на стоимость сооружения воздушных линий влияют: номинальное напряжение и площадь сечения проводов, число цепей, тип и материал опор, климатический район сооружения линии по гололеду и ветру, характер рельефа местности и условия прохождения трассы линии (населенная и ненаселенная местность), удаленность от производственных баз и др.

На начальных стадиях принятия решений обычно неизвестными (варьируемыми) факторами являются номинальное напряжение и площадь сечения проводов фазы линии. Остальные параметры считаются заданными. Необходимые данные для расчета по укрупненным показателям приводятся в таблицах Приложения Б.

Капитальные вложения в питающие и распределительные линии электропередачи, в том числе и в ЛЭП 0,38 кВ определяются по формулам

$$K_{\text{пл}} = L_{\text{пл}} q_{\text{пл}}; \quad K_{\text{рл}} = L_{\text{рл}} q_{\text{рл}}; \quad K_{\text{вл0,38}} = L_{\text{нл}} q_{\text{нл}}, \quad (3.2)$$

где  $L_{\text{пл}}$ ,  $L_{\text{рл}}$ ,  $L_{\text{нл}}$  – протяженность соответственно питающих, распределительных и низковольтных линий, км;

$q_{пл}$ ,  $q_{рл}$ ,  $q_{нл}$  – удельные стоимости сооружения соответственно питающих, распределительных и низковольтных линий электропередачи, руб/км.

Для воздушных линий 10 – 110 кВ удельные показатели стоимости приведены с учетом особенности района, климатических условий и сечения проводов. При этом показатели стоимости воздушной линии учитывают как прохождение по заселенной местности, так и незаселенной.

По данным «Сельэнергопроекта» удельная стоимость линий электропередачи зависит от длины линии (более короткие линии дороже из-за большого количества сложных опор). Поэтому величина капитальных вложений в короткие линии (до 5 км) будет определяться по формулам

$$\text{для ВЛ 10 кВ } K_{рл10} = q_{рл10} \left( 0,86 + \frac{L}{L + 10} \right) L, \quad (3.3)$$

$$\text{для ВЛ 35 кВ } K_{пл35} = q_{пл35} \left( 0,8 + \frac{L}{L + 35} \right) L, \quad (3.4)$$

где  $q_{вл10}$ ,  $q_{вл35}$ , – удельная стоимость строительства линии 10 и 35 кВ соответственно, руб/км;

$L$  – длина линии, км.

Величина капитальных вложений в трансформаторные подстанции с высшим напряжением (35 и 110 кВ) определяется в зависимости от схемы соединений, числа и мощности силовых трансформаторов.

Укрупненные показатели стоимости оборудования ТП 10/0,4 кВ даются в зависимости от условий установки, конструктивного исполнения и мощности трансформатора.

Цены 1991 года, которые заложены в укрупненные показатели, приводимые в Приложении Б, с течением времени существенно изменились и продолжают изменяться. Это вызывает серьезные затруднения при проведении технико-экономических расчетов.

Обобщенный анализ изменения цен позволил перейти от стоимости в ценах до 1991 года к стоимости в Российских рублях на уровне 2009 года, путем введения поправочного коэффициента, равного 100.

При этом необходимо подчеркнуть, что такой коэффициент не остается постоянным, вводится в учебных целях для проведения сравнительной технико-экономической оценки. Аналогичный подход рекомендуется и в другой технической литературе [1, 2, 3].

**Пример 3.1.** Система электроснабжения поселка, расположенного в Северо-Кавказском регионе включает трансформаторную подстанцию напряжением 35/10 кВ, мощностью 1600 кВ·А с выключателями, линию электропередачи напряжением 35 кВ выполненную проводом АС-70, протяженностью 20 км; 10 км воздушных ЛЭП 10 кВ, выполненных проводом АС-50 на опорах железобетонного типа и 7 однотрансформаторных КТП 120/0,4 кВ, мощностью 160 кВ·А каждая (3 проходных и 4 тупиковых подстанции). Определить капитальные вложения в систему электроснабжения.

**Р е ш е н и е.** Расчет проведем в Российских рублях в ценах 2009 г.

1. Капитальные вложения в линию 35 кВ на железобетонных опорах вычислим для 4 климатического района по гололеду:

$$K_{пл} = L_{пл} q_{пл} = 6,7 \cdot 100 \cdot 20 = 13400 \text{ тыс. руб.}$$

2. Определим стоимость ТП 35/10 кВ. По таблице 8 Приложения Б:

$$K_{рtp} = 34,5 \cdot 100 = 3450 \text{ тыс. руб.}$$

3. Рассчитаем стоимость воздушных ЛЭП 10 кВ. Поскольку Северо-Кавказский регион в весенний период отличается сильными ветрами, примем IV район по ветру. Кроме этого учитывается, что общая протяженность линий 10 кВ равна 10 км и распределена между 7 ТП, т.е. участки ЛЭП будут короткими, менее 5 км. Тогда:

$$K_{рл10} = q_{рл10} \left( 0,86 + \frac{L}{L+10} \right) L = 2,5 \cdot 100 \left( 0,86 + \frac{10}{10+10} \right) 10 = 3400 \text{ тыс. руб.}$$

4. Капитальные затраты на строительство потребительских ТП согласно таблицы 9 Приложения Б:

$$K_{\text{тп}} = 2,06 \cdot 100 \cdot 4 + 6,17 \cdot 100 \cdot 3 = 2675 \text{ тыс. руб.}$$

Полные капитальные затраты на систему электроснабжения составят:

$$K = 13400 + 3450 + 3400 + 2675 = 22925 \text{ тыс. руб.}$$

Существует и другой методический подход расчета капитальных вложений в электросетевое хозяйство [1]. Он основан на аппроксимации укрупненных показателей стоимости отдельных элементов сетей.

В этом случае стоимость представляется в виде зависимости от выбираемых параметров. Например, для линии электропередачи от площади сечения проводов или напряжения и сечения проводов. Известно, что при фиксированном напряжении стоимость 1 км линии от площади сечения  $F$  описывается линейной зависимостью:

$$K_{\text{л}} = a + bF, \quad (3.5)$$

где  $a, b$  – коэффициенты аппроксимации.

Зависимость стоимости 1 км линии от сечения проводов и напряжения  $U$  одновременно можно определить по аналитическому выражению вида:

$$K_{\text{л}} = A_{\text{л}} + B_{\text{л}} U_{\text{ном}}^2 + C_{\text{л}} F, \quad (3.6)$$

где  $A_{\text{л}}, B_{\text{л}}, C_{\text{л}}$  – коэффициенты аппроксимации.

Значения коэффициентов аппроксимации  $A_{\text{л}}, B_{\text{л}}, C_{\text{л}}$  для воздушных линий электропередачи приведены в таблице 3.1 [1].

**Таблица 3.1 – Коэффициенты аппроксимации для расчета стоимости воздушных линий 35 и 110 кВ (в ценах до 1991 года)**

Климатический район по гололеду	Число цепей	Опора	Коэффициенты		
			$A_{л,}$ тыс. руб/км	$B_{л} \cdot 10^{-6},$ тыс.руб/(км·кВ) <sup>2</sup>	$C_{л,}$ тыс.руб/(км·мм) <sup>2</sup>
II	1	Стальная,	9,63	87,5	13
		ж/б	6,44	71,3	16
	2	Стальная,	11,04	255	29
		ж/б	8,7	214	36
IV	1	Стальная,	12,2	88	16
		ж/б	5,72	69	21
	2	Стальная,	15,74	322	22
		ж/б	14,83	126	26

Известно, что стоимость ТП укрупнено может быть представлена в следующем виде:

$$K_{\text{ТП}} = \sum_{i=1}^I K_{\text{тi}} n_{\text{тi}} + \sum_{j=1}^J K_{\text{яj}} n_{\text{яj}} + \sum_{r=1}^R K_{\text{куг}} n_{\text{куг}} + K_{\text{п}}, \quad (3.7)$$

где  $K_{\text{тi}}, K_{\text{яj}}, K_{\text{куг}}$  – стоимость однотипных трансформаторов, ячеек РУ и компенсирующих устройств;

$n_{\text{тi}}, n_{\text{яj}}, n_{\text{куг}}$  – число однотипных элементов;

$K_{\text{п}}$  – постоянная составляющая капитальных затрат.

При этом под ячейкой подразумевается набор оборудования для присоединения линии, трансформатора или шин, состоящий из выключателя, разъединителя, трансформаторов тока и напряжения и др.

В стоимость ТП входит также постоянная составляющая капитальных затрат  $K_{\text{п}}$ , включающая стоимость здания, щита управления, устройств ре-

лейной защиты и автоматики, оборудования собственных нужд ТП, водоснабжения, теплоснабжения, ограждения, дорог, освещения территории и т.п.

Для оборудования ТП также можно использовать аппроксимирующие зависимости. При этом стоимость одного трансформатора можно определить по формуле

$$K_T = A_T + B_T U_{\text{ном}}^2 + C_T S_{T,\text{ном}}. \quad (3.8)$$

Стоимость одной ячейки с выключателем:

$$K_{\text{я}} = A_{\text{я}} + B_{\text{я}} U_{\text{ном}}^2. \quad (3.9)$$

Стоимость компенсирующих устройств (батарей конденсаторов, шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов) укрупнено определяется с учетом их мощности:

$$K_{\text{ку}} = A_{\text{ку}} Q_{\text{ку}}. \quad (3.10)$$

где  $Q_{\text{ку}}$  – мощность компенсирующего устройства, Мвар.

Постоянную часть затрат на ТП приближенно можно определить по выражению:

$$K_{\text{п}} = A_{\text{п}} + B_{\text{п}} U_{\text{ном}}^2. \quad (3.11)$$

В приведенных формулах (3.8 – 3.11)  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – коэффициенты аппроксимации с индексом, указывающим конкретный вид оборудования. Значения коэффициентов аппроксимации приведены в таблице 3.2 [1].

**Таблица 3.2 – Значения коэффициентов аппроксимации для расчета стоимости подстанций (в ценах до 1991 г.)**

Коэффициент	Среднее значение
$A_T$ , тыс. руб.	20
$B_T$ , тыс. руб/кВ <sup>2</sup>	$1,43 \cdot 10^{-3}$
$C_T$ , тыс. руб/МВ·А	0,886
$A_я$ , тыс. руб.	15
$B_я$ , тыс. руб/кВ <sup>2</sup>	$2,1 \cdot 10^{-3}$
$A_{ку}$ , тыс.руб/Мвар:	
- для батарей конденсаторов при напряжении, кВ:	
10	5,1
35	4,6
110	4,2
- для шунтирующих реакторов в сетях 110 кВ	1,7
$A_п$ , тыс. руб.	50
$B_п$ , тыс. руб/кВ <sup>2</sup>	$13 \cdot 10^{-3}$

**Пример 3.2.** Определить капитальные затраты на строительство ТП 110/35 кВ с двумя трансформаторами мощностью 6300 кВ·А, двумя ячейками 110 кВ и двумя ячейками 35 кВ, при наличии продольной емкостной компенсации каждой из отходящих линий с помощью конденсаторов мощностью 1 Мвар.

**Р е ш е н и е.** Затраты определяем в ценах до 1991 года.

1. Определяем стоимость элементов, находящихся на ТП:

Стоимость 1 трансформатора 110/35 кВ, мощностью 6300 кВ·А

$$K_T = A_T + B_T U_{\text{ном}}^2 + C_T S_{T,\text{ном}} = 20 + 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 + 0,886 \cdot 6,3 = 42,9 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость 1 ячейки 110 кВ:

$$K_{я110} = A_{я} + B_{я} U_{ном}^2 = 15 + 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 = 40,4 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость 1 ячейки 35 кВ:

$$K_{я35} = 15 + 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 = 17,6 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость компенсирующего устройства на 1 линию:

$$K_{ку} = A_{ку} Q_{ку} = 4,6 \cdot 1 = 4,6 \text{ тыс. руб.}$$

Постоянные затраты:

$$K_{п} = A_{п} + B_{п} U_{ном}^2 = 50 + 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 = 65,7 \text{ тыс. руб.}$$

2. Определяем суммарные затраты по выражению 3.7.

$$K_{тп} = 42,9 \cdot 2 + 40,4 \cdot 2 + 17,6 \cdot 2 + 4,6 \cdot 2 + 65,7 = 276,7 \text{ тыс. руб.}$$

В ценах на 2009 год стоимость ТП составит 27670 тыс. руб.

### **3.2 Определение эксплуатационных затрат на обслуживание электрической сети**

Годовые эксплуатационные издержки включают затраты, связанные с поддержанием электрической сети в нормальном техническом состоянии, а также стоимость потерь электроэнергии в элементах электрической сети.

Ежегодные издержки включают следующие статьи расходов:

- отчисления на амортизацию объектов электрической сети;
- расходы на поддержание технического состояния электрической сети (технические обслуживания и текущие ремонты);
- стоимость потерь электроэнергии в элементах электрической сети.

В соответствии с этим эксплуатационные расходы можно определить по формуле

$$I_{г} = I_{а} + I_{о} + I_{п}, \quad (3.12)$$

где  $I_a$  – амортизационные отчисления;  
 $I_o$  – издержки на обслуживание электрических сетей;  
 $I_{\Pi}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в элементах сети.

### А м о р т и з а ц и о н н ы е о т ч и с л е н и я

Необходимость накопления амортизационных отчислений обусловлена тем, что каждый элемент электрической сети рассчитывается на определенный срок службы  $t_c$ . В процессе эксплуатации по истечении определенного времени электрические сети приходят в негодность. Если ставится задача создания нового электросетевого объекта или перевооружения действующего по окончании срока службы оборудования, то за этот период должны быть накоплены соответствующие средства.

Амортизационные отчисления включают затраты на капитальный ремонт и средства на полное восстановление (реновацию) электрической сети, и обычно рассчитываются исходя из нормы отчислений на амортизацию:

$$I_a = \sum_{i=1}^n K_i \frac{P_{ai}}{100}, \quad (3.13)$$

где  $P_{ai}$  – годовая норма отчислений на амортизацию по  $i$ -му элементу сети, %;  
 $K_i$  – капитальные вложения в  $i$ -й элемент сети;  
 $n$  – количество элементов сети.

Годовая норма амортизационных отчислений дифференцирована по элементам электрической сети и приведена в таблице 3.3.

Аналитическое выражение для определения годовой нормы отчислений на амортизацию имеет вид:

$$P_a = \frac{K - K_{\text{л}}}{K t_c}, \quad (3.14)$$

где  $K$  – капитальные вложения;

$K_{л}$  – ликвидационная (остаточная) стоимость объекта после прекращения его функционирования, включая стоимость материалов и оборудования, которые могут быть использованы по другому назначению после ликвидации данного объекта;

$t_c$  – расчетный срок службы объекта.

Из приведенного выражения видно, что норма на амортизацию обратно пропорциональна сроку службы.

**Таблица 3.3 – Нормы амортизационных отчислений (утверждены Постановлением Правительства РФ от 1.01.2002 г. №1 [2])**

Наименование элементов электрических сетей	Срок полезного использования, лет	Коэффициент амортизации, $P_a$ , %
Трансформаторы, выключатели, разъединители, отделители, преобразователи статические	от 15 до 20	6,7 ... 5
Синхронные компенсаторы	от 25 до 30	4 ... 3,3
ВЛ на металлических опорах	от 10 до 15	10 ... 6,7
В Л на железобетонных опорах	от 15 до 20	6,7 ... 5
Кабели с медными жилами	свыше 30 лет	свыше 3,3
Провода и другие кабели	от 20 до 25	5 ... 4

При установлении величины расходов на амортизацию следует учитывать как физический, так и моральный износ оборудования. При этом под моральным износом понимается ситуация, когда с течением времени выпускается новое оборудование, обладающее улучшенными техническими характеристиками, например, вакуумные и элегазовые выключатели по сравнению с масляными аппаратами.

Согласно [2] для распределительных электрических сетей рекомендуется принимать  $t_c = 5 \dots 8$  лет.

## Затраты на обслуживание электрических сетей

Указанная статья эксплуатационных расходов включает: стоимость израсходованного сырья, топлива, энергии и других материальных средств; заработную плату персоналу; затраты на техническое обслуживание и текущий ремонт.

Эксплуатационные расходы зависят от напряжения сети, конструкции ЛЭП и ТП.

Наиболее точные данные по таким затратам можно получить путем составления сметы, что сопряжено со значительными трудностями из-за недостатка информации на начальных этапах проектирования.

Для высоковольтных сетей в этой ситуации можно использовать методический подход определения затрат на эксплуатацию в долях от капитальных затрат [2]:

$$I_0 = P_0 K. \quad (3.15)$$

Ежегодные издержки на ремонты и обслуживание электрических сетей в процентах от капитальных затрат приведены в таблице 3.4.

**Таблица 3.4 – Процентные соотношения эксплуатационных расходов и капитальных затрат**

Наименование элемента электрических сетей	Затраты на обслуживание	Затраты на ремонт	Общие расходы
Электрооборудование и распределительные устройства до 150 кВ	3,0	2,9	5,9
Воздушные ЛЭП 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	0,4	0,4	0,8
Воздушные ЛЭП 35 на деревянных опорах	0,5	1,6	2,1
Кабельные линии до 10 кВ, проложенные в земле и помещениях	2,0	0,3	2,3

Как видим, укрупненные расчеты затрат на обслуживание электрических сетей по выражению (3.15) принципиально возможны, однако в таблице 3.4 не хватает необходимых исходных данных. Отсутствуют данные по линиям электропередачи 10(6) и 0,38 кВ.

Применительно к сельским электрическим сетям [3, 5] рекомендуется определять эксплуатационные расходы на ремонт и обслуживание электросетевого хозяйства через условные единицы (у.е.). Указанные условные единицы дифференцированы для различных элементов сетей и приводятся в Приложении В.

С учетом этого затраты на обслуживание электрической сети можно определить по формуле

$$I_o = \gamma_c \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (3.16)$$

где  $\gamma_c$  – стоимость эксплуатационных работ, соответствующая 1 у.е. (переходя к ценам на 01.01.2009 г. можно принять  $\gamma_c = 2800$  руб/у.е.);

$Q_i$  – объем работ по обслуживанию  $i$ -го элемента сети, у.е.

При подсчете числа у.е. следует учитывать количество присоединений различного напряжения на ТП, число трансформаторов и других элементов в сети, поскольку у.е. приводятся как на 1 км линий, так и на единицу оборудования ТП.

#### Издержки от потерь электроэнергии в сети

Издержки от потерь электроэнергии определяются как сумма издержек для различных элементов

$$I_n = \sum_{i=1}^n I_{ni}. \quad (3.17)$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии в звеньях электрической сети, тыс. руб., определяют по следующим формулам для линий электропередачи:

$$I_{пл} = \sum_{z=1}^Z (S_{pz} / U_{ном})^2 R_{0z} L_z \tau_z c_{лз} \cdot 10^{-5}, \quad (3.18)$$

где  $Z$  – число участков линии электропередачи;

$S_{pz}$  – расчетная максимальная нагрузка участка линии, кВ·А;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение, кВ;

$R_{0z}$  – удельное активное сопротивление проводов участка линии, Ом/км (Приложение Г);

$L_z$  – длина участка линии электропередачи, км;

$\tau_z$  – время потерь, ч/год;

$c_{лз}$  – удельные затраты, обусловленные потерями электроэнергии в линии данного напряжения, коп/(кВт·ч).

для трансформаторов:

$$I_{пт} = [(S_p / S_{ном})^2 p_k \tau c_k + p_x t_b c_x] 10^{-5} \quad (3.19)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$p_k$  и  $p_x$  – потери короткого замыкания и холостого хода трансформатора, кВт (Приложение Г);

$c_k$  и  $c_x$  – стоимость потерь короткого замыкания и холостого хода, коп/(кВт·ч);

$t_b$  – время включенного состояния трансформатора (при работе круглый год  $t_b = 8760$  ч).

Удельные затраты на покрытие потерь электроэнергии в  $z$ -м элементе электрической сети определяются по формуле

$$c_z = \varphi_z + \psi_z / h_z, \quad (3.20)$$

где  $\varphi_z$  и  $\psi_z$  – коэффициенты для элементов сети;

$h_z$  – показатель режима нагрузки.

Средние значения показателей  $\varphi_z$  и  $\psi_z$  даны в таблице 3.5.

**Таблица 3.5 – Средние значения показателей  $\varphi_z$  и  $\psi_z$  (в ценах на 01.01.91 г.)**

Элемент сети	Европейская часть России		Сибирь	
	$\varphi_z$ , коп/кВт·ч	$\psi_z$ , коп/кВт·ч	$\varphi_z$ , коп/кВт·ч	$\psi_z$ , коп/кВт·ч
Линия 110 кВ	0,79	3270	0,69	1290
Подстанция 110 кВ и линия 35 кВ	0,82	4200	0,73	2350
Подстанция 35 кВ	0,83	4500	0,74	2600
Линия 10 кВ	0,84	5000	0,75	3100
Подстанция 10 кВ	0,89	6100	0,77	4100
Линия 0.38 кВ	0,9	6800	0,84	4750

Показатель режима нагрузки, [5]:

$$h_z = \tau_z / k_{MZ}, \quad (3.21)$$

где  $\tau_z$  – усредненное значение времени потерь;

$k_{MZ}$  – коэффициент участия максимума потерь в максимуме нагрузки энергосистемы.

Для потерь холостого хода трансформаторов  $h_z = t_b$ . Характеристики смешанных нагрузок линий электропередачи и трансформаторных подстанций приведены в таблице 3.6.

**Таблица 3.6 – Средние годовые значения показателей для расчета потерь электроэнергии**

Элементы сети, z	Вид нагрузки	$\tau_z$ , ч	$k_{MZ}$	$h_z$ , ч
Линия 110 кВ	Смешанная (производственная и коммунально-бытовая)	3100	0,85	3600
Подстанция 110 кВ	То же	3000	0,85	3500
Линия 35 кВ	-  -	2500	0,82	3500
Подстанция 35/10 кВ	-  -	2000	0,8	2500
Линия 10 кВ	Смешанная	1900	0,7	2700
Подстанция 10/0,4 кВ	Коммунально-бытовая	1100	0,64	1700
	Производственная	1500	0,4	3700
	Смешанная	1800	0,65	2800

**Пример 3.3.** Определить экономические показатели при выборе числа трансформаторов для трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ, сооружаемой во II климатическом районе по гололеду и давлению ветра в центральном районе европейской части России. К подстанции будет подключена смешанная нагрузка максимальной мощностью 3400 кВ·А. Проведенные расчеты показали, что следует рассмотреть два варианта ТП. Первый вариант с одним трансформатором ТМН мощностью 4000 кВ·А и второй вариант – с двумя трансформаторами типа ТМН мощностью по 1600 кВ·А. Для обеспечения надежности электроснабжения при использовании 1-го варианта необходимо построить две дополнительные перемычки ВЛ 10 кВ: одну длиной 4 км, проводом А-50, и другую длиной 3 км, проводом АС-35. Опоры ВЛ

железобетонные. Должна быть обеспечена одинаковая надежность электро-снабжения потребителей.

**Р е ш е н и е.** Расчеты выполнены в ценах на 01.01.2009.

1. Рассмотрим 1-й вариант ТП:

Капитальные вложения

$$K_1 = K_{\text{тп}} + \sum K_{\text{вл}}.$$

$$K_1 = 40 \cdot 100 + 2,1 \cdot 100 \left( 0,86 + \frac{4}{4+10} \right) 4 + 2 \cdot 100 \left( 0,86 + \frac{3}{3+10} \right) 3 = 5617 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию рассчитаем по формуле (3.12), при этом

амортизационные отчисления:

$$I_a = \sum_{i=1}^n K_i \frac{P_{ai}}{100} = 4000 \cdot \frac{6}{100} + 962 \cdot \frac{6}{100} + 655 \cdot \frac{6}{100} = 337,0 \text{ тыс. руб.}$$

затраты на обслуживание:

$$I_o = \gamma_c \sum_{i=1}^n Q_i = \gamma_c [Q_{\text{тп}} + (4+3)Q_{\text{вл}}] = 2800(145,8 + 7 \cdot 1,7) = 441,6 \text{ тыс. руб.}$$

удельные затраты на покрытие потерь электроэнергии в сети:

$$c_z = \varphi_z + \psi_z / h_z$$

для ТП  $c_{\text{тп}} = 83 + 450000 / 2500 = 263$  коп/кВт·ч.

Учитывая, что секционирующие линии включаются только на время аварийных ситуаций, потерями энергии в них пренебрегаем.

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе:

$$\begin{aligned} I_{\text{пт}} &= [(S_p / S_{\text{ном}})^2 p_k \tau c_k + p_x t_b c_x] 10^{-2} = \\ &= [(3400 / 4000)^2 \cdot 33,5 \cdot 2000 \cdot 263 + 6,7 \cdot 8760 \cdot 263] \cdot 10^{-5} = 281,7 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Суммарные годовые эксплуатационные издержки по первому варианту ТП:

$$I_1 = I_a + I_o + I_{\text{пт}} = 337,0 + 441,6 + 281,7 = 1060,3 \text{ тыс. руб.}$$

2. Определим экономические показатели по второму варианту

Капитальные затраты по Приложению Б:

$$K_2 = K_{\text{тп}} = 3450 \cdot 2 = 6900 \text{ тыс. руб.}$$

Составляющие ежегодных эксплуатационных расходов:

$$I_a = 6900 \cdot \frac{6}{100} = 414,0 \text{ тыс. руб.}$$

затраты на обслуживание:

$$I_o = 2800 \cdot 307,9 = 862,1 \text{ тыс. руб.}$$

стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\text{пт}} = \left[ (3400/3200)^2 \cdot 2 \cdot 23,5 \cdot 2000 \cdot 263 + 5,1 \cdot 2 \cdot 8760 \cdot 263 \right] \cdot 10^{-5} = 514,1 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные годовые эксплуатационные расходы по второму варианту

$$I_2 = 414,0 + 862,1 + 514,1 = 1790,2 \text{ тыс. руб.}$$

Как видим, и по капитальным затратам, и эксплуатационным расходам первый вариант предпочтительнее.

### **3.3 Определение вероятного ущерба от перерывов электроснабжения**

Ущерб от возможных внезапных перерывов электроснабжения при аварийных отключениях электрической сети следует учитывать при рассмотрении нескольких альтернативных вариантов организации электроснабжения, отличающихся по надежности, или при оценке мероприятий по повышению надежности. К вопросу оценки ущерба от преднамеренных отключений электрической сети следует подходить дифференцированно, поскольку в большинстве случаев потребители предупреждаются о времени и продолжительности отключений и могут принять соответствующие меры по недопущению дополнительных потерь.

Перерывы в электроснабжении могут привести к недоотпуску и порче продукции, нарушению и прекращению технологических процессов, отрицательному влиянию на состояние животных.

В практике проектирования электрических сетей оценке ущерба обычно уделяется недостаточное внимание. Чаще всего рассматриваются такие показатели как сечение проводов ЛЭП, мощность ТП и т.д. Практически не рассматривается эта характеристика и в договорах на электроснабжение потребителей.

При расчетах ущерба от перерывов электроснабжения удобно использовать такой показатель как средний вероятный ущерб, отнесенный к 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии. При этом необходимо располагать среднестатистическими значениями продолжительности отключений в расчете на 1 км линии и 1 ТП.

В результате аналитическое выражение для определения ущерба будет иметь вид:

$$Y = y_0 W_{п.э}, \quad (3.22)$$

где  $y_0$  – удельный ущерб от недоотпуска 1 кВт·ч электроэнергии;

$W_{п.э}$  – количество недоотпущенной электроэнергии за время перерывов электроснабжения потребителей.

Удельный ущерб учитывает ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителю и ущерб энергосистемы, вызываемый недоиспользованием оборудования, а также затраты на ремонтно-восстановительные работы.

В настоящее время в России отсутствуют рекомендации регулирующих органов по величине удельной стоимости компенсации ущерба. В зарубежной практике такой показатель регламентируется на уровне 2...4,5 долл/кВт·ч. При проведении технико-экономических расчетов электрических сетей до установления экономически обоснованной величины удельных потерь Правительство РФ рекомендует с учетом зарубежного опыта этот коэффициент принимать равным 1,5 ... 4 долл/кВт·ч, т.е. в ценах 2009 г. это будет 50 ... 140 руб/кВт·ч.

Эти данные являются усредненными и могут использоваться для ориентировочной оценки ущерба от перерывов электроснабжения в электрических сетях общего использования с различным составом потребителей.

Вместе с тем, значительное влияние перерывов электроснабжения на эффективность работы технологических установок приводит к тому, что в практике взаимоотношений энергоснабжающих организаций и потребителей все большее использование находят договорные отношения. При таком подходе потребитель выбирает необходимый уровень надежности и возмещает соответствующие затраты на проведение мероприятий по бесперебойной подаче электроэнергии. В случае невыполнения договорных обязательств энергоснабжающая организация уплачивает штраф.

Объем недоотпуска электроэнергии за время перерывов в электроснабжении зависит от потребляемой мощности и продолжительности перерывов.

Для проектируемой сети он складывается из величин недоотпущенной электроэнергии по отдельным участкам сети в связи с авариями и плановыми отключениями:

$$W_{п.э} = \sum_{z=1}^Z P_z k_{oz} \tau_{пз} , \quad (3.23)$$

где  $Z$  – количество расчетных участков сети;

$P_z$  – мощность трансформаторных подстанций по  $z$ -му участку сети, кВт;

$k_{oz}$  – коэффициент одновременности включения электроприемников по  $z$ -му участку сети (при отсутствии реальных данных  $k_{oz} = 0,6$ );

$\tau_{пз}$  – суммарная продолжительность отключений за год по  $z$ -му участку сети, ч.

В общем случае для системы электроснабжения суммарную продолжительность отключений во всех элементах сети за год можно определить по формуле

$$\tau_{\Sigma} = \tau_{п.л} + \tau_{р.л} + \tau_{п.п} + \tau_{п.н}, \quad (3.24)$$

где  $\tau_{п.л} = \Delta\tau_{п.л} l_{п.л}$  – длительность перерывов питания в питающих линиях 110, 35 кВ, ч;

$\tau_{р.л} = \Delta\tau_{р.л} l_{р.л}$  – длительность перерывов питания в распределительных линиях, ч;

$\tau_{п.п}$  – длительность перерывов питания при отказе трансформаторных подстанций, ч;

$\tau_{п.н} = \Delta\tau_{п.н} l_{п.н}$  – длительность перерывов из-за отключений низковольтной сети, ч;

$\Delta\tau_{п.л}$ ,  $\Delta\tau_{р.л}$ ,  $\Delta\tau_{п.н}$  – среднестатистические годовые удельные продолжительности отключений на 1 км линии, соответственно в питающих, распределительных и низковольтных сетях, ч/км (таблица 2.1);

$l_{п.л}$ ,  $l_{р.л}$ ,  $l_{п.н}$  – длина питающей, распределительной и низковольтной линий электропередачи, км.

**Пример 3.4.** Для электроснабжения птицефабрики использовалась воздушная линия 10 кВ на железобетонных опорах протяженностью 10 км и трансформаторная подстанция мощностью 630 кВ·А. С целью повышения надежности электроснабжения дополнительно построена резервная ЛЭП 10 кВ от другой трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ такой же протяженности, что и существующая. Определить годовой ущерб от аварийных перерывов электроснабжения до и после модернизации.

**Р е ш е н и е.** Расчеты выполним в ценах 2009 года.

1. По таблице 2.1 находим необходимые данные для расчета:

$$\omega_1 = \omega_2 = 7,6 \text{ откл/год (на 100 км)}, T_B = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ год/отказ (4,4 ч/год)}.$$

2. Коэффициент вынужденного простоя для существующей ЛЭП:

$$K_{в1} = \omega_1 T_B = 7,6 \cdot \frac{10}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,38 \cdot 10^{-3}.$$

3. Коэффициент вынужденного простоя для вновь вводимой ЛЭП:

$$K_{в2} = 7,6 \cdot \frac{10}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,38 \cdot 10^{-3}.$$

4. Параметр потока отказов при параллельном соединении элементов:

$$\omega = \omega_1 K_{в2} + \omega_2 K_{в1} = 7,6(0,38 + 0,38) \cdot 10^{-3} = 5,8 \cdot 10^{-3} \text{ откл/год.}$$

5. Примем за расчетную нагрузку мощность 400 кВт.

6. Недоотпуск электроэнергии при аварийных простоях:

$$\text{- в исходном варианте } W_{п.э1} = 7,6 \cdot \frac{10}{100} \cdot 4,4 \cdot 400 = 1338 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

$$\text{- после модернизации } W_{п.э2} = 5,8 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{20}{100} \cdot 4,4 \cdot 400 = 2,0 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

7. Принимая  $y_0 = 60$  руб/кВт·ч рассчитаем ущерб от аварийных отключений:

- в исходном варианте электроснабжения

$$Y_1 = y_0 W_{п.э1} = 60 \cdot 1338 = 80280 \text{ руб.}$$

- после модернизации электрической сети

$$Y_2 = 60 \cdot 2,0 = 120 \text{ руб.}$$

### **3.4 Определение притока денежных средств при эксплуатации электрических сетей**

Основным источником дохода при эксплуатации электрических сетей является выручка от реализации электрической энергии потребителям.

Для определения указанного показателя необходимо рассчитать количество потребляемой электроэнергии, знать тариф на электроэнергию для потребителей и иметь информацию по распределению этого тарифа по участкам сети.

Годовой объем электропотребления можно рассчитать по формуле

$$W_{\Gamma} = P_{p.\max} T_{\max}, \quad (3.25)$$

где  $P_{p.\max}$  – расчетная максимальная нагрузка, кВт;

$T_{\max}$  – время использования максимальной нагрузки, ч.

При определении максимальной нагрузки можно воспользоваться результатами расчетов в других разделах проекта, а при их отсутствии – ориентироваться на мощность трансформаторных подстанций. Значения  $T_{\max}$  для различных видов нагрузки приведены в Приложении Г.

Строгая идеология ценообразования на рынке электроэнергии для различных потребителей в настоящее время отсутствует. Постановлением Правительства РФ от 31.08.2006 г. № 530 утверждены «Правила функционирования розничных рынков электроэнергии в переходный период реформирования электроэнергетики». Согласно этому документу розничные цены на электроэнергию формируются как сумма конкурентной цены на электроэнергию на оптовом и розничном рынках и стоимости регулируемых услуг, тарифы на которые устанавливаются органом государственного регулирования.

Структура расчетного суммарного тарифа на электроэнергию при выходе на оптовый рынок электроэнергии следующая:

$$\Pi_p = \Pi_{\text{орэ}} + \Pi_y + \Pi_{\text{п}} + \Pi_{\text{к}}, \quad (3.26)$$

где  $\Pi_{\text{орэ}}$  – тариф на электроэнергию в регулируемом и конкурентном секторах ФОРЭМ;

$\Pi_y$  – суммарный тариф ОАО «СО-ЦДУ ЕС», НП «АТС», ЗАО «ЦЦР ФОРЭМ» и другим организациям;

$\Pi_{\text{п}}$  – тариф на услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям;

$\Pi_{\text{к}}$  – тариф на услуги по передаче электрической энергии по сетям других электросетевых организаций (коммунальные, ведомственные и др.).

В выражении (3.26) нас интересуют, в первую очередь, доля затрат на передачу электроэнергии по электрическим сетям и распределение ее по сетям различного напряжения.

Анализ имеющихся данных [2, 14] позволил установить процентные соотношения стоимости услуг по передаче электроэнергии для электрических сетей различного напряжения (таблица 3.7).

Зная цену на электроэнергию для потребителей, долю затрат на передачу ее для данного участка сети и величину годовых эксплуатационных расходов можно определить прибыль, которую получит электросетевое предприятие:

$$\Pi = C_0 V W_r - I_r, \quad (3.27)$$

где  $C_0$  – цена 1 кВт·ч электроэнергии для потребителей;

$V$  – доля затрат данной сети в общей цене на электроэнергию (таблица 3.7);

$W_r$  – годовое потребление электроэнергии;

$I_r$  – годовые эксплуатационные расходы для данной сети.

**Таблица 3.7 – Распределение цены на электроэнергию по участкам электрической сети**

Участок электрической сети	Затраты на передачу электроэнергии в % от ее цены для потребителей
Питающая компания	30
Сеть 110 кВ	28
Сеть 35 кВ	5
Сеть 10 кВ	18,5
Сеть 0,38 кВ	18,5

**Пример 3.5.** Для электроснабжения поселка используется электрическая сеть, состоящая из 10 км воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ и двух трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ по 250 кВ·А каждая. Линии 10 кВ проходят в 4-м климатическом районе, выполнены на железобетонных опорах проводом марки А-50. Максимальная нагрузка на каждую ТП составляет 200 кВ·А. Определить годовую сбытовую прибыль, которую получит электросетевое предприятие, исходя из цены 1 кВт·ч электроэнергии для потребителей 2 руб. 50 коп.

**Решение.** Расчет выполним в ценах 2009 г.

1. Определяем капитальные затраты на строительство ЛЭП и ТП:

$$K_{л} = L_{л} q_{л} = 2,5 \cdot 10 \cdot 100 = 2500 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{тп} = 2 \cdot 4,97 \cdot 100 = 994 \text{ тыс. руб.}$$

2. Определяем эксплуатационные расходы:

- амортизационные отчисления

$$И_a = \sum_{i=1}^n K_i \frac{P_{ai}}{100} = (2500 + 994) \frac{6}{100} = 209,6 \text{ тыс. руб.}$$

- затраты на обслуживание

$$И_o = \gamma_c \sum_{i=1}^n Q_i = 2800(4 + 1,7 \cdot 10) = 58,8 \text{ тыс. руб.}$$

-стоимость потерь электроэнергии в элементах сети:

вначале определим коэффициенты  $c_{зл}$  и  $c_{зт}$

$$c_{зл} = \varphi_z + \psi_z / h_z = (0,84 + 5000 / 2700)100 = 269 \text{ коп/кВт·ч,}$$

$$c_{зт} = (0,87 + 6100 / 1700)100 = 446 \text{ коп/кВт·ч,}$$

$$И_{пл} = \sum_{z=1}^Z (S_{pz} / U_{ном})^2 R_{0z} L_z \tau_z c_{лз} \cdot 10^{-5} =$$

$$= \left[ \left( \frac{200}{10} \right)^2 \cdot 0,64 \cdot 10 \cdot 1100 \cdot 269 \right] \cdot 10^{-5} = 7,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\text{ит}} = [(S_p / S_{\text{ном}})^2 p_k \tau c_k + p_x t_B c_x] 10^{-5} =$$
$$= 2 \cdot [(200 / 250)^2 \cdot 3,7 \cdot 1100 \cdot 446 + 0,82 \cdot 8760 \cdot 446] \cdot 10^{-5} = 87,3 \text{ тыс. руб.}$$

4. Сумма годовых эксплуатационных затрат:

$$I_{\Gamma} = 209,6 + 58,8 + 7,6 + 87,3 = 363,3 \text{ тыс. руб.}$$

5. Приток денежных средств от продажи электроэнергии:

$$D_{\Gamma} = P_{\text{max}} T_{\text{max}} \Pi_{\text{э}} V = 320 \cdot 3400 \cdot 2,5 \cdot 0,185 = 503,2 \text{ тыс. руб.}$$

6. Годовая прибыль от продажи электроэнергии:

$$\Pi_{\Gamma} = D_{\Gamma} - I_{\Gamma} = 503,2 - 363,3 = 139,9 \text{ тыс. руб.}$$

## **4 ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЕТА**

### **4.1 Условия сопоставимости проектируемых вариантов электрических сетей**

В большинстве случаев организация электроснабжения потребителей может быть выполнена с использованием нескольких вариантов. Для таких ситуаций необходимо проводить сравнительный анализ экономической эффективности альтернативных вариантов построения сети.

Рассматриваемые варианты должны удовлетворять условиям технической, экономической и социальной сопоставимости и обеспечивать:

- учет требований нормативных документов и руководящих указаний по проектированию электрических сетей;
- требуемый уровень полезно отпускаемой электроэнергии в течение каждого года рассматриваемого периода;
- выполнение требований по надежности и качеству электроэнергии (при этом, если уровень надежности по вариантам различен, но не ниже нормируемого, выравнивание вариантов по надежности не обязательно);
- выполнение требований по охране окружающей среды и социальным условиям.

Все экономические показатели сравниваемых вариантов определяются в ценах одного временного уровня по источникам равной достоверности. Стоимостные показатели формируются в соответствии с реально сложившимися отчетными и прогнозируемыми на перспективу ценами на электроэнергию, электрооборудование, материалы, строительные и монтажные работы. Выбранный вариант должен удовлетворять условию, при котором его эконо-

мическое преимущество устойчиво сохраняется при небольшом изменении исходных показателей в пределах вероятного диапазона их значений.

## **4.2 Система показателей для оценки экономической эффективности**

Основные теоретические положения и методические подходы оценки экономической эффективности инвестиционных проектов рассмотрены в «Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования».

Показатели экономической эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные решения, принимаемые в проекте.

Эффективность инвестиционного проекта должна определяться на основе денежного потока, представляющего собой зависимость от времени денежных поступлений и платежей для всего расчетного периода.

При проведении экономических обоснований за расчетный период принимается временной интервал от начала действия проекта до его окончания. Расчетный период целесообразно разбить на шаги  $(0, 1, \dots, m, \dots, n)$ , используемые для оценки финансовых показателей. Разбивка обычно ведется для временного интервала год (квартал, месяц). Время в расчетном периоде измеряется в годах или долях года и отсчитывается от фиксированного момента времени  $t_0 = 0$ , принимаемого за базовый. Обычно в качестве базового выбирается начало нулевого шага, а момент начала шага  $m$  обозначается  $t_m$ . При сравнении нескольких проектов базовый момент рекомендуется выбирать одним и тем же.

Значение денежного потока обозначается  $\Phi(t)$ , если оно относится к моменту времени  $t$  или  $\Phi(m)$ , если оно относится к  $m$ -му шагу.

На каждом шаге значение денежного потока характеризуется: притоком, равным размеру денежных поступлений (результатов в стоимостном

выражении) и оттоком, равным платежам на этом шаге. К притокам обычно относится выручка от реализации продукции, а также другие поступления. К оттокам – производственные издержки и налоги.

Согласно методическим рекомендациям при оценке инвестиционных проектов приведение разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений денежного потока к ценности на начальный период  $t_0 = 0$  осуществляется путем дисконтирования. При этом, в принципе, момент приведения может и не совпадать с базовым.

Термин «дисконтирование» широко употребляется в финансовой практике. Под ним можно понимать способ приведения разновременных значений денежных потоков (денежных поступлений, капитальных вложений и пр.) к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения. Как правило, таким моментом является начало осуществления капитальных вложений.

Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется норма дисконта ( $E$ ), равная норме дохода на капитал и выраженная в долях единицы или процентах в год.

Технически приведение денежного потока к базисному (обычно начальному) моменту времени осуществляется путем умножения его на коэффициент дисконтирования  $\alpha_m$ , определяемый для постоянной нормы дисконта  $E$ :

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^m}, \quad (4.1)$$

где  $m$  – номер шага расчета ( $m = 1, 2, \dots, n$ ).

В отдельных случаях значение нормы дисконта может выбираться различным для разных шагов расчета (переменная норма дисконта). Это может быть целесообразно в случаях:

- переменного во времени риска;

- переменной по времени структуры капитала при оценке коммерческой эффективности ИП.

В этом случае коэффициент дисконтирования определяется по формуле:

$$\alpha_0 = 1;$$
$$\alpha_m = \frac{1}{\prod_{k=1}^m (1 + E_k)} \quad \text{при } t > 0. \quad (4.2)$$

В рыночной экономике при использовании собственного капитала норма дисконта определяются исходя из депозитного процента по вкладам, а на практике она выше этого процента за счет инфляции и риска, связанного с инвестициями. В случае, когда весь капитал заемный, норма дисконта представляет собой соответствующую процентную ставку, определяемую условиями процентных выплат и погашений по займам.

Норма дисконта, выражаемая в долях единицы или процентах в год – основной экономической норматив, используемый при дисконтировании. Норма дисконта является экзогенно задаваемым основным экономическим нормативом, используемым при оценке эффективности инвестиционного проекта.

Различаются следующие нормы дисконта: коммерческая, участника проекта, социальная и бюджетная.

Коммерческая норма дисконта применяется при оценке коммерческой эффективности проекта; она определяется с учетом альтернативной (т.е. связанной с другими проектами, как правило, вложение капитала в банк) эффективности использования капитала.

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий (или иных участников). Она выбирается самими участниками. При отсутствии четких предпочтений в качестве нее можно использовать коммерческую норму дисконта.

Социальная (общественная) норма дисконта применяется при расчетах показателей общественной эффективности и характеризует минимальные требования общества к общественной эффективности проектов. Она считается национальным параметром и должна устанавливаться централизованно органами управления экономикой России в увязке с прогнозами экономического и социального ее развития.

Временно до централизованного установления социальной нормы дисконта в качестве нее может выступать коммерческая норма дисконта, используемая для оценки эффективности проекта в целом.

В расчетах региональной эффективности социальная норма дисконта может корректироваться органами управления региона.

Бюджетная норма дисконта используется при расчетах показателей бюджетной эффективности и отражает альтернативную стоимость бюджетных средств. Она устанавливается органами (федеральными или региональными), по заданию которых оценивается бюджетная эффективность ИП.

Очевидно, что в нашем случае необходимо использовать коммерческую норму дисконта. В нормативной литературе указывается необходимость учета темпов инфляции и рисков при расчете нормы дисконта.

При этом норму дисконта можно определить по следующей формуле

$$E = \frac{1+r}{1+i} + p - 1, \quad (4.3)$$

где  $r$  – ставка рефинансирования, установленная Центробанком на текущий год;

$i$  – темпы инфляции;

$p$  – поправка на риск.

Приблизительная поправка на риск, в зависимости от целей инвестиционного проекта, оценена экспертным путем и представлена в таблице 4.1.

Величина  $\frac{1+r}{1+i}$  в формуле (4.3) меняется по годам незначительно, следовательно норма дисконта  $E$  зависит прежде всего от «рисковости» проекта.

**Таблица 4.1 – Среднестатистическая поправка на риск**

Величина риска	Пример цели проекта	$p$
Низкий	Вложения при интенсификации производства на базе освоенной техники	0,03 ... 0,05
Средний	Увеличение объема продаж существующей продукции или услуг	0,08 ... 0,1
Высокий	Производство и продвижение на рынок нового продукта (нового вида услуг)	0,13 ... 0,15
Очень высокий	Вложения в исследования и инновации	0,18 ... 0,2

Таким образом, норму дисконта можно определить как минимальный уровень доходности инвестиционного проекта, при котором он представляет экономический интерес.

В мировой практике наибольшее распространение получил метод оценки экономической эффективности инвестиционного проекта с использованием следующих четырех показателей: чистого дисконтированного дохода, индекса доходности, внутренней нормы доходности и срока окупаемости капитальных вложений.

Наиболее общим и правильным является использование всех четырех взаимосвязанных показателей. При этом чистый дисконтированный доход – один из важнейших показателей и критериев эффективности, который в ряде случаев выступает как самостоятельная и единственная характеристика.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта с учетом неравномерности эффектов (затрат, результатов), относящихся к различным моментам времени.

Основой для исчисления чистого дисконтированного дохода является «План денежных потоков», который строится путем анализа денежных притоков и оттоков. Чистый дисконтированный доход рассчитывается по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=0}^n \Phi_m \alpha_m . \quad (4.4)$$

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора, необходимо, чтобы чистый дисконтированный доход (cash-flows) проекта был положительным. При проведении сравнительной оценки предпочтение следует отдать проекту с большим значением ЧДД (при выполнении условия его положительности). Очевидно, что при  $\text{ЧДД} > 0$  проект следует принять, поскольку его доходность выше  $E$ , при  $\text{ЧДД} < 0$  отвергнуть, а при  $\text{ЧДД} = 0$  проект не прибылен, но и не убыточен.

Необходимо отметить, что ЧДД отражает прогнозную оценку изменения экономического потенциала предприятия в случае принятия рассматриваемого проекта. Этот показатель аддитивен во временном аспекте. Это очень важное свойство, выделяющее этот критерий из совокупности всех остальных и позволяющее использовать его в качестве основного при анализе оптимальности инвестиционного проекта.

Аналитическое выражение для определения ЧДД имеет следующий вид:

$$\text{ЧДД} = \frac{\Pi_1}{(1+E)} + \frac{\Pi_2}{(1+E)^2} + \dots + \frac{\Pi_n}{(1+E)^n} - K, \quad (4.5)$$

где  $K$  – инвестиции, необходимые для реализации проекта;

$\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_n$  – чистые денежные поступления, получаемые по отдельным годам от реализации проекта;

$E$  – норматив приведения затрат к единому моменту времени (норма дисконта).

Если капитальные вложения вносятся разновременно:

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=0}^n \frac{P_m}{(1+E)^m} - \sum_{m=0}^n \frac{K_m}{(1+E)^m}, \quad (4.6)$$

где  $P_m$  – чистые денежные поступления, получаемые на  $m$ -том шаге;

$E$  – норма дисконта;

$K_m$  – капитальные вложения на  $m$ -том шаге.

Расчеты по указанной формуле не представляют значительной сложности.

**Пример 4.1.** Для реализации проекта требуются инвестиции (капиталовложения), вносимые единовременно в размере 500 тыс. руб. Чистые денежные притоки по годам ориентировочно составят (тыс. руб.) 1-й год – 200; 2-й год – 225; 3-й год – 260; 4-й год – 320. Ставку дисконта принимаем 20%. Сделать вывод об экономической целесообразности проекта на основе ЧДД.

**Р е ш е н и е.** Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} = \frac{200}{(1+0,2)} + \frac{225}{(1+0,2)^2} + \frac{260}{(1+0,2)^3} + \frac{320}{(1+0,2)^4} - 500 = 127,8 \text{ тыс. руб.}$$

Поскольку ЧДД положителен, целесообразна реализация проекта.

Применительно к электрическим сетям, учитывая, что ранее в качестве частных показателей рассматривались такие характеристики как капитальные вложения, доход от продажи электроэнергии, эксплуатационные расходы ЧДД может быть определен по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=0}^n \frac{D_m - I_m - K_m}{(1+E)^m}, \quad (4.7)$$

где  $D_m$  – суммарный доход в год  $m$ , включающий плату за электроэнергию;

$I_m$  – годовые эксплуатационные расходы в год  $m$ ;

$K_m$  – капитальные вложения в год  $m$ ;

$n$  – расчетный срок инвестиционного проекта.

При этом, если вести проектирование элемента сети с условием, что после окончания его срока службы он будет не нужен, то из формулы ежегодных издержек исключаются амортизационные отчисления.

Если расчетный срок службы  $n$  не ограничивать сроком службы объекта, то в эксплуатационные расходы должны включаться амортизационные отчисления. Такие условия характерны для задач систем передачи и распределения электроэнергии, которые непрерывно развиваются, модернизируются и для них невозможно установить конкретный срок службы.

Если рассматривать развитие электросетевого объекта путем строительства дополнительной линии электропередачи с заранее заданными техническими параметрами, такими как номинальное напряжение и сечение проводов ЛЭП, к которой будут подключаться новые потребители, то в качестве обобщающего показателя достаточно рассмотреть одну характеристику – чистый дисконтированный доход, определяемый по выражению (4.7).

В этом случае эффективность от сооружения линии получается за счет продажи системой дополнительного количества электроэнергии. Целесообразность такой модернизации подтверждается выполнением условия ЧДД > 0.

Вместе с тем, в большинстве случаев рассматривается несколько вариантов построения сети. В этом случае необходимо определять ЧДД для каждого варианта, и лучшим будет тот из вариантов, у которого ЧДД наибольший. Расчет следует вести по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=0}^n \frac{D_{mi} - I_{mi} - K_{mi}}{(1 + E)^m} \rightarrow \max, \quad (4.8)$$

где  $i$  – номер варианта;

$D_{mi}$  – сумма дохода за год  $m$  для  $i$ -го варианта сети;

$I_{mi}$  – издержки в год  $m$  с учетом амортизационных отчислений;

$K_{mi}$  – капитальные затраты в год  $m$  для  $i$ -го варианта сети;

$n$  – расчетный срок службы, не ограниченный сроком службы объекта, в пределах  $n = \infty$ .

Тем самым мы решаем задачу сравнительной экономической эффективности.

Если в качестве расчетного срока  $n$  принимать период от начала капиталовложений до завершения срока службы объекта, то в формуле (4.8) следует учесть ликвидационную стоимость отслужившего оборудования ( $K_{л}$ ):

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=0}^n \frac{D_{mi} - I_{mi} - K_{mi}}{(1 + E)^m} + \frac{K_{л}}{(1 + E)^m} \rightarrow \max. \quad (4.9)$$

Ликвидационную стоимость основных фондов ориентировочно можно определить по формуле

$$K_{л} = \sum_{j=1}^J C_j (1 - a_j t / 100), \quad (4.10)$$

где  $j = \overline{1, J}$  – перечень имеющихся основных фондов (здания, оборудование и т.д.);

$C_j$  – первоначальная стоимость основных фондов  $j$ -го вида;

$a_j$  – норма амортизационных отчислений по  $j$ -му основному фонду, %;

$t$  – срок службы, лет.

ЧДД, получаемый по выражениям (4.8) и (4.9), позволяет сравнивать между собой варианты с различным экономическим эффектом. Однако, в ряде задач по проектированию систем электроснабжения рассматриваются варианты построения сетей с одинаковым производственным эффектом, которые удовлетворяют требованиям одинаковой пропускной способности (передаваемой мощности), одинаковой надежности и т.д. В таких случаях доход  $D_i$

остается одинаковым и, поэтому, от критерия ЧДД можно перейти к критерию ежегодных приведенных затрат:

$$Z_i = \sum_{m=0}^n \frac{I_{mi} - K_{mi}}{(1 + E)^m} \rightarrow \max. \quad (4.11)$$

Такой критерий может быть, например, применен при строительстве линии электропередачи для электроснабжения потребителя, технологический режим работы которого не изменяется по годам после ввода его в эксплуатацию.

И н д е к с д о х о д н о с т и (ИД) представляет отношение суммы приведенных эффектов к величине капитальных вложений.

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{m=0}^n \frac{\Pi_m}{(1 + E)^m}}{\sum_{m=0}^n \frac{K_m}{(1 + E)^m}}. \quad (4.12)$$

Или в более общей форме:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД} + K}{K}. \quad (4.13)$$

Показатель индекс доходности тесно связан с ЧДД. При этом, если  $\text{ЧДД} > 0$ , то  $\text{ИД} > 1$ ; и наоборот: если  $\text{ЧДД} < 0$  –  $\text{ИД} < 1$ . Он строится из тех же элементов, что и ЧДД и является его выражением в относительной форме. Это означает, что как критериальный показатель из двух рассмотренных (чистый дисконтированный доход и индекс доходности) можно использовать один. В дальнейшем ограничимся использованием ЧДД. Индекс доходности необходимо рассчитывать, если из ряда потенциальных инвестиционных

проектов, в силу ограниченности финансовых ресурсов, необходимо выбрать несколько наиболее перспективных. Приоритет в данном случае отдается проектам с наиболее высоким уровнем ИД.

**Внутренняя норма доходности** (норма рентабельности инвестиций). Под внутренней нормой доходности (ВНД) понимают значение ставки дисконтирования  $E = E_{\text{вн}}$ , при которой ЧДД проекта равен нулю. Схема расчета этого коэффициента при анализе инвестиционных проектов заключается в следующем: ВНД показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть вложены в данный проект. Например, если проект финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение ВНД показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным.

На практике инвестиционный проект может финансироваться из различных источников. В этом случае смысл показателя ВНД заключается в том, что разработчик должен сравнить полученное значение ВНД с ценой привлекаемых финансовых ресурсов (СС).

Если  $\text{ВНД} > \text{СС}$ , то проект следует принять, если  $\text{ВНД} < \text{СС}$ , то проект следует отвергнуть, если  $\text{ВНД} = \text{СС}$  – проект не прибыльный и не убыточный.

Чтобы определить ВНД нужно решить приводимое ниже уравнение относительно  $E_{\text{вн}}$ :

$$\sum_{m=0}^n \frac{\Pi_m}{(1 + E_{\text{вн}})^m} - K = 0 , \quad (4.14)$$

где  $K$  – дисконтированные капиталовложения;

$\Pi_m$  – прибыль на  $m$ -м шаге.

$E_{\text{вн}}$  достаточно просто можно получить, если имеется одно поступление денежных средств и один платеж. Если же имеется ряд притоков и оттоков и

они дисконтированы уравнение относительно  $E_{\text{вн}}$  не решается, а оценивается приближенно. Для этого используется специальный финансовый калькулятор. При его отсутствии может быть использован метод последовательных итераций с применением табулированных значений дисконтных множителей.

Расчет ведется с использованием уравнения

$$\text{ВНД} = E_1 + \frac{\text{ЧДД}(E_1)}{\text{ЧДД}(E_1) - \text{ЧДД}(E_2)} (E_2 - E_1), \quad (4.15)$$

где  $E_1$  – значение процентной ставки в дисконтном множителе минимизирующее положительное значение показателя ЧДД;

$E_2$  – значение процентной ставки в дисконтном множителе максимизирующее отрицательное значение ЧДД.

Сущность метода заключается в следующем:

Ориентируясь на существующие в момент анализа процентные ставки на ссудный капитал, выбирают два значения нормы дисконта  $E_1$  и  $E_2$  таким образом, чтобы в интервале  $(E_1, E_2)$  функция  $\text{ЧДД} = f(E)$  меняла свое значение с «+» на «-» или наоборот.

Далее, используя формулу (4.15), производят необходимые расчеты по определению  $E_{\text{вн}}$ . Точность вычислений обратна длине интервала  $(E_1, E_2)$ . Поэтому наименьшая аппроксимация достигается в случае, когда длина интервала составляет 1%.

**Пример 4.2.** Требуется определить значение ВНД для проекта, рассчитанного на 3 года, требующего инвестиций в размере 200 тыс. руб. и имеющего предполагаемый приток денежных средств по годам:  $\Pi_1 = 60$  тыс. руб.,  $\Pi_2 = 80$  тыс. руб.,  $\Pi_3 = 140$  тыс. руб.

**Решение.** Возьмем два произвольных значения процентной ставки  $E_1 = 15\%$  и  $E_2 = 20\%$ .

Составим таблицу потока денежных средств и расчета ЧДД (таблица 4.2).

**Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета ВНД**

Шаги рас- четно- го пе- риода, m	Денеж- ный по- ток $\Phi(m)$ , тыс. руб.	Расчет для $E_1$		Расчет для $E_2$	
		$E_1 = 15\%$ , $\alpha = \frac{1}{(1+0,15)^m}$	ЧДД = $= \sum_{m=0}^n P_m \alpha_m - K$	$E_2 = 20\%$ , $\alpha = \frac{1}{(1+0,2)^m}$	ЧДД = $= \sum_{m=0}^n P_m \alpha_m - K$
0	-200	1,0	-200	1,0	-200
1	60	0,8696	-147,824	0,8333	-150,00
2	80	0,7561	-87,339	0,6944	-94,45
3	140	0,6575	4,711	0,5787	-13,432

По данным таблицы 4.2 определим значение ВНД:

$$\text{ВНД} = 15 + \frac{4,714}{4,714 - (-13,432)}(20 - 15) = 16,3\%.$$

Для более точного определения ВНД уменьшим диапазон между процентными ставками до 1 %. Возьмем  $E_1' = 16\%$  и  $E_2' = 17\%$ . Произведем аналогичные расчеты и результаты представим в таблице 4.3.

**Таблица 4.3 – Исходные данные для более точного расчета ВНД**

Шаги рас- четно- го пе- риода, m	Денеж- ный по- ток $\Phi(m)$ , тыс. руб.	Расчет для $E_1$		Расчет для $E_2$	
		$E_1' = 16\%$ , $\alpha = \frac{1}{(1+0,16)^m}$	ЧДД = $= \sum_{m=0}^3 P_m \alpha_m - K$	$E_2' = 17\%$ , $\alpha = \frac{1}{(1+0,17)^m}$	ЧДД = $= \sum_{m=0}^3 P_m \alpha_m - K$
0	-200	1,0	-200	1,0	-200
1	60	0,8662	-148,028	0,8547	-148,718
2	80	0,7432	-88,572	0,7305	-90,278
3	140	0,6407	1,126	0,6244	2,862

В результате:

$$\text{ВНД}' = 16 + \frac{1,26}{1,126 - (-2,862)}(17 - 16) = 16,28\%.$$

Внутренняя норма доходности равная 16,28 % является верхним пределом ставки, по которой можно брать кредит в банке для финансирования проекта. Для получения прибыли нужно брать кредит под меньшую ставку.

**С р о к о к у п а е м о с т и.** Сроком окупаемости называется время, за которое поступления от производственной деятельности предприятия покрывают затраты на инвестиции. Срок окупаемости измеряется в годах или месяцах.

Результаты и затраты, связанные с осуществлением проекта можно вычислять с дисконтированием и без него. Срок окупаемости с учетом дисконтирования называется периодом динамической амортизации и является наиболее точным. При расчетах срока окупаемости рекомендуется использовать дисконтирование как для притока, так и оттока денежных средств.

Алгоритм расчета срока окупаемости зависит от равномерности распределения прогнозируемых доходов от инвестиций. Если доходы распределены по годам равномерно, то срок окупаемости ( $T_{ок}$ ) рассчитывается делением единовременных затрат на величину годового дохода, обусловленного ими:

$$T = \frac{K}{\Pi}, \quad (4.16).$$

Если доход по годам распределяется неравномерно, то срок окупаемости рассчитывается прямым подсчетом числа лет, в течение которых инвестиции будут погашены кумулятивным доходом.

**Пример 4.3.** В электросетевом предприятии проведена реконструкция, на осуществление которой израсходовано 500 тыс. руб. В результате доход за расчетный период по годам составил соответственно 120; 180; 200; 250; 150 тыс. руб. Ставка дисконта принята 20%. Требуется определить срок окупаемости с использованием различных методов.

**Р е ш е н и е.** 1. Определим срок окупаемости без учета дисконтирования денежных поступлений на основе среднегодовой величины притока денежных средств.

Среднегодовая величина денежных поступлений составит:

$$\bar{\Phi} = \frac{120 + 180 + 200 + 250 + 150}{5} = 180 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = 500 / 180 = 2,78 \text{ года.}$$

2. Рассчитаем срок окупаемости с учетом дисконтирования денежных средств при норме дисконта  $E = 0,2$ .

Поток поступления денежных средств по годам составит:

$$\Phi(1) = \frac{120}{(1 + 0,2)} = 100 \text{ тыс. руб.}; \quad \Phi(2) = \frac{180}{(1 + 0,2)^2} = 125 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Phi(3) = \frac{200}{(1 + 0,2)^3} = 116 \text{ тыс. руб.}; \quad \Phi(4) = \frac{250}{(1 + 0,2)^4} = 120 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Phi(5) = \frac{150}{(1 + 0,2)^5} = 60 \text{ тыс. руб.}$$

На основании полученных данных денежного потока, определим среднегодовую величину его:

$$\bar{\Phi} = \frac{100 + 125 + 116 + 120 + 60}{5} = 104,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Срок окупаемости: } T_{\text{ок}} = \frac{500}{104,2} = 4,79 \text{ года.}$$

Более точную цифру можно получить, используя нарастание дисконтированных денежных поступлений. При этом формула для вычисления срока окупаемости будет иметь следующий вид:

$$T_{\text{ок.д}} = N - 1 + \frac{K - \sum_{N-1} \Phi}{\Phi(N)}, \quad (4.17)$$

где  $N$  – шаг расчетного периода, на котором суммарные дисконтированные денежные поступления ( $\Phi$ ) превысили капитальные вложения;

$K$  – капитальные вложения;

$\sum_{N-1} \Phi$  – сумма дисконтированных денежных поступлений за  $N - 1$  шагов;

$\Phi(N)$  – дисконтированное денежное поступление на  $N$  – ом шаге, перекрывающее величину капитальных вложений

Величина дохода за первые 4 года составит:

$$\sum_m \mathcal{E}_4 = 100 + 125 + 116 + 120 = 461 \text{ тыс. руб.} < 50 \text{ тыс. руб.}$$

Величина дохода за 5 лет будет:

$$\sum_m \mathcal{E}_5 = 100 + 125 + 116 + 120 + 60 = 521 \text{ тыс. руб.} > 50 \text{ тыс. руб.}$$

Допуская линейную зависимость роста доходов от времени, срок окупаемости, при условии что доход может выплачиваться за часть года, составит:

$$4 + (500 - 461) / 60 = 4,65 \text{ года.}$$

Полученные результаты свидетельствуют о следующем: сроки окупаемости капитальных вложений, исчисленные на основе различных методов, существенно разнятся. Срок окупаемости, рассчитанный без учета дисконтирования, имеет явно заниженное значение.

# 5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ПРОЕКТОВ

## 5.1 Методический подход комплексной оценки качества технических решений

Влияние улучшения или ухудшения многих технических показателей в проектных разработках на экономическую эффективность их реализации носит, зачастую, опосредованный характер. Например, повышение надежности систем электроснабжения влечет за собой снижение количества и продолжительности отказов оборудования, что в свою очередь, предотвращает возможный экономический ущерб, точно определить который невозможно. Или повышение унифицируемости оборудования снижает затраты на его текущие и капитальные ремонты на 30 – 60 %. Таким образом, при технико-экономическом обосновании необходимо проводить расчеты по комплексной оценке технического совершенства или качества вариантов сетей.

Существует несколько подходов к оценке проектных разработок как объекта исследований. В зависимости от целей разработки может рассматриваться один вариант, подвергаться анализу несколько альтернативных вариантов, проводится сопоставление проектируемого варианта с базовым.

Характерными особенностями методических подходов, применяемых в настоящее время при выполнении проектов являются:

- рассмотрение ограниченного числа частных показателей качества, преимущественно экономических, не позволяющих проводить всестороннюю оценку технического совершенства проектов;
- явно выраженный детерминистический характер расчета технических и экономических показателей;
- отсутствие методик для проведения всесторонней технико-экономической оценки;

- выбор предпочтительного решения на эвристической основе.

К этому можно добавить, что возможное множество технических решений не формируется и не анализируется, так как не разработаны автоматизированные методы составления и отбраковки исходного списка альтернативных вариантов.

В проектной практике на стадии эскизного проекта должны рассматриваться несколько вариантов возможных решений и выбираться оптимальные из них.

При этом на указанном этапе проектирования ставится и решается задача структурного синтеза по формированию возможных вариантов технических решений проектируемого изделия. Задачи структурного синтеза относятся к наиболее трудно формализуемым и в большинстве случаев решаются на эвристической основе. Различные методические подходы к решению подобных задач формализованным способом приводятся в [15]. Определенными преимуществами, на наш взгляд, обладает морфологический метод синтеза структур [15], существо которого сводится к разбиению разрабатываемого устройства на ряд подсистем и формированию структур из этих подсистем с учетом ограничений на технические характеристики.

В основе комплексной оценки эффективности проектных разработок лежит рассмотрение совокупности частных показателей качества.

Вопросу выбора частных показателей качества и результирующей целевой функции технических систем посвящена обширная литература. Вместе с тем, существование большого разнообразия форм критериев качества, с помощью которых может решаться задача выбора для одной и той же системы настораживает. Если же учесть, что большинство предлагаемых показателей вводится без достаточных оснований, чисто эвристически, то возможность получения действительно оптимального решения затруднена.

Основная трудность многокритериальной оптимизации обусловлена противоречивостью показателей их различной значимостью, несоизмерением масштабов.

Наиболее часто применяемый в проектной практике подход комплексной оценки эффективности проектных решений сводится к следующему:

- уровень качества предлагаемого технического решения выше или равен уровню качества базового (сравниваемого) варианта, если его характеристики выше или аналогичны показателям базового;
- уровень качества предлагаемого технического решения ниже базового варианта, если его характеристики ниже показателей базового (сравниваемого) изделия.

Поскольку не исключается противоречивость частных показателей качества, возможность использования такого метода бывает затруднена.

Разновидностью дифференциального метода является широко применяемый метод, когда из совокупности частных показателей качества выбирается главная характеристика и по ней производится сопоставление проектных решений. При этом должны выполняться ограничения на все остальные частные показатели качества. Главный показатель может быть выбран из совокупности технических характеристик, например, показатели надежности.

В такой постановке задача выбора предпочтительного решения формулируется как задача математического программирования:

$$\max(\min)[K_i(Y_\varphi)], \text{ при } \forall K_q(Y_\varphi) \geq K_q^*, \forall K_c(Y_\varphi) \leq K_c^*, \quad (5.1)$$

$$Y_\varphi \in D_y \quad q = \overline{1, n}, \quad c = \overline{1, m}$$

где  $Y_\varphi$  –  $\varphi$ -е проектное решение;

$K_i$  – показатель, выбираемый в качестве главного;

$K_q, K_c$  – показатели, на которые наложены ограничения;

$K_q^*, K_c^*$  – величина накладываемых ограничений на показатели.

Ограниченность рассматриваемого подхода очевидна, так как фактически осуществляется уход от векторного синтеза. Кроме этого часто не бывает достаточных оснований для выбора в качестве результирующей целевой функции того или иного показателя. Например, выбор в качестве главной ха-

раактеристики системы электроснабжения только показателей надежности приводит к фактическому неучету таких показателей как пропускная способность, качество электроэнергии, протяженность линий электропередачи и др.

Практика исследования и разработки новых технических решений требует, чтобы технико-экономическое сравнение альтернативных вариантов производилось с использованием всего многообразия частных показателей качества, отражающих различные аспекты целевого назначения системы, взаимодействие ее с другими элементами и средой, с учетом своеобразия условий функционирования.

В последние годы все большее распространение получило мнение о необходимости многокритериального подхода к оценке качества сложных технических систем. При этом в соответствии с принципом однозначности результирующая целевая функция, как критерий оптимальности, должна применяться в виде одного обобщенного показателя, включающего все рассмотренные характеристики.

Обобщенный показатель качества технических решений можно представить функцией  $m$  переменных в  $m + 1$  мерном пространстве:

$$K_{m+1} = f_k(k_1, k_2, \dots, k_m), \quad (5.2)$$

Поскольку  $K_{m+1}$  является скалярной величиной, а не вектором, введение такого показателя по существу означает переход от векторной задачи сравнения альтернативных вариантов проекта к скалярной. Такая скаляризация позволяет не только упростить поиск предпочтительного решения, но и сопоставить между собой варианты технических решений трудно сопоставимых из-за противоречивости частных показателей качества.

Обобщенный показатель качества представляет собой функцию от единичных показателей.

Наибольшее распространение при проведении исследований и проектировании получили следующие методы формирования обобщенного показателя качества:

- построение обобщенного показателя качества на основе физических зависимостей частных показателей качества;
- интегральный показатель качества;
- мультипликативная и аддитивная формы свертки частных показателей качества;
- получение обобщенного показателя качества путем экспертного опроса.

При этом наиболее строгим и точным выражением качества принимаемых технических решений является получение обобщенного показателя через физические зависимости выходных характеристик внутри рассматриваемой системы и сложного технического комплекса, включающего данную систему. Однако такой подход весьма сложен и не всегда осуществим.

Интегральный показатель применяют, когда установлен полезный суммарный эффект от эксплуатации изделия и известны суммарные затраты на его создание и эксплуатацию. Методика расчета подобных показателей рассмотрена ранее при оценке экономических характеристик проекта.

В ряде случаев результирующую целевую функцию строят на основе аддитивных или мультипликативных преобразований над выбранной системой выходных характеристик. Такой подход применяется в тех случаях, когда затруднено установление функциональной зависимости обобщенного показателя качества от исходных показателей.

При использовании аддитивных преобразований:

$$K_{m+1} = d_1 k_1^* + d_2 k_2^* + \dots + d_i k_i^* + \dots + d_n k_n^*, \quad (5.3)$$

где  $k_i^*$  – единичный критерий качества  $i$ -го показателя;

$d_i$  – весовой коэффициент, характеризующий важность  $i$ -го показателя.

При использовании мультипликативных преобразований:

$$K_{m+1} = \prod_{i=1}^n (k_i^*)^{d_i}, \quad (5.4)$$

где  $d_i$  – показатель важности.

Основным недостатком рассматриваемой группы обобщенных показателей качества является возможность взаимной компенсации разнородных компонентов. При этом аддитивная свертка имеет наиболее простую математическую структуру, что облегчает решение задачи, однако при этом возникает проблема определения коэффициентов  $d_1, d_2, \dots, d_n$ . Проблеме определения весовых коэффициентов частных показателей качества посвящено большое количество научных и методических работ.

В практике квалиметрических анализов коэффициенты весомости в подавляющем большинстве случаев определяются экспертным методом. При этом часто оказывается, что это единственно применимый метод, поскольку для аналитических методов необходимо располагать большим количеством информации, которую, зачастую, получить просто невозможно.

Экспертные методы для оценки проектных разработок основаны на использовании обобщенного опыта и интуиции специалистов.

Их следует применять, когда определение единичного или обобщенного показателя невозможно или затруднено использование более объективных методов (измерительного, расчетного, установление физической зависимости между параметрами).

Для оценки уровня качества проекта создаются экспертные комиссии. В экспертную группу включаются высококвалифицированные специалисты в области создания и функционирования установок (исследователи, технологи, конструкторы). Используются специалисты, работающие в одной или разных организациях. При этом в комиссию не должны включаться специалисты, имеющие отношение к созданию и изготовлению данной продукции. При заочном опросе верхний предел количества опрашиваемых специалистов не

ограничивается, при очном опросе в группе не должно быть более 20 специалистов.

Одним из наиболее часто применяемых подходов при экспертном определении коэффициентов весомостей – это подход предпочтения в виду своей простоты, когда каждому показателю присваивается место (ранг) в ряду показателей. При его использовании эксперта просят ранжировать все показатели в порядке их предпочтения, затем наиболее важному показателю присваивают номер 1, следующему по важности – номер 2 и т.д.

При этом согласованность мнений экспертов проверяется коэффициентом конкордации Кендалла:

$$W = \frac{12 \cdot S}{m^2(n^3 - n)}, \quad (5.5)$$

где  $S$  – сумма квадратов отклонений всех оценок рангов каждого объекта экспертизы от среднего арифметического суммы рангов;

$m$  – число экспертов;

$n$  – число ранжируемых показателей.

Коэффициент конкордации изменяется в диапазоне  $0 < W < 1$ , причем 0 соответствует полной несогласованности, а 1 соответствует полной согласованности. Если значение  $W$  превышает 0,4 ... 0,5 то качество оценки считается удовлетворительным, если  $W \geq 0,7 \dots 0,8$  – высоким.

Минимальное число экспертов  $m_{\min}$  при этом должно определяться числом оцениваемых параметров, т.е. требованием представительности группы экспертов для принятия решений по множеству из  $n$  событий:

$$m_{\min} \geq \alpha n, \quad (5.6)$$

где  $\alpha = 0,7 \dots 1$ .

При этом вероятность случайного совпадения ранжировок экспертов оценивается по критерию  $\chi^2$  – Пирсона.

Для этого случая  $\chi^2$  находится по формуле

$$\chi^2 = m(n-1)W, \quad (5.7)$$

при числе степеней свободы  $\nu = n - 1$ .

Весовой коэффициент  $i$ -го показателя определяется по результату ранжировок  $n$  экспертов:

$$d_i = \frac{\sum_{j=1}^m (n+1 - w_{ij})}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m w_{ij}}, \quad (5.8)$$

где  $w_{ij}$  – место, на которое  $i$ -ый показатель поставлен при ранжировании  $j$ -м экспертом.

**Пример 5.1.** Проведен экспертный опрос по методу предпочтения для определения коэффициентов весомостей показателей технического уровня нетрадиционного источника электропитания для резервирования электропитания от сети (таблица 5.1). Совокупность основных показателей следующая:

1. Мощность;
2. Коэффициент мощности;
3. Масса;
4. Габариты;
5. Вероятность безотказной работы;
6. Нарботка до отказа;
7. Коэффициент унификации.

**Таблица 5.1 – Экспертная оценка основных технических показателей различных электротехнических устройств.**

Эксперт Показатель	1	2	3	4	5	6	7	Сумма рангов	Отклонение от среднего	Квадрат отклонения
1	1	1	2	2	2	1	1	10	-18	324
2	5	5	5	6	6	2	7	36	8	64
3	6	6	7	7	5	6	6	43	15	225
4	7	7	4	5	4	7	5	39	11	121
5	2	2	6	4	7	3	2	26	-2	4
6	3	3	1	1	1	5	4	18	-10	100
7	4	4	3	3	3	4	3	24	-4	16
$\Sigma$								196	0	854

Определить выражение для обобщенного показателя качества.

Р е ш е н и е. 1. Среднее значение суммы рангов  $\overline{\sum w} = 28$ .

2. Коэффициент конкордации составит:  $W = \frac{12 \cdot 854}{7^2(7^3 - 1)} = 0,622$ ,

т.е. согласованность экспертов удовлетворительная.

3. Оценим вероятность случайного совпадения ранжировок по критерию  $\chi^2$ :

число степеней свободы при этом составит:  $v = 7 - 1 = 6$ .

$\chi^2 = 7(7 - 1)0,622 = 26,1$ , что соответствует при  $v = 6$  вероятности случайного совпадения ранжировок  $P < 1\%$ .

4. Весовые коэффициенты по формуле (5.8) составят:

$$d_1 = \frac{(8 - 1) + (8 - 1) + (8 - 2) + (8 - 2) + (8 - 2) + (8 - 1) + (8 - 1)}{196} = 0,235.$$

Применяя аналогичный подход, получим следующие результаты для остальных коэффициентов весомости:  $d_2 = 0,102$ ;  $d_3 = 0,066$ ;  $d_4 = 0,087$ ;

$d_5 = 0,153$ ;  $d_6 = 0,194$ ,  $d_7 = 0,163$ . Сумма коэффициентов весомости, при этом, всегда равна 1.

Таким образом, наиболее весомым показателем является первый – мощность (0,235), наименее весомым – третий масса (0,066).

5. С учетом найденных коэффициентов обобщенный показатель качества подобного технического решения определится по выражению:

$$K_k = 0,235k_1^* + 0,102k_2^* + 0,066k_3^* + 0,087k_4^* + 0,153k_5^* + 0,194k_6^* + 0,163k_7^*.$$
 При использовании мультипликативной свертки (5.4):

$$K_k = (k_1^*)^{0,235} (k_2^*)^{0,102} (k_3^*)^{0,066} (k_4^*)^{0,087} (k_5^*)^{0,153} (k_6^*)^{0,194} (k_7^*)^{0,163}.$$

При экспертном опросе также широко применяются бальные оценки. Эвристическая формализация заключается в определении зависимости между значением показателей и их бальными оценками, определяемыми в результате эксперимента. Непосредственное назначение бальных оценок производится экспертами независимо друг от друга или в процессе обсуждения.

Вопрос использования метода экспертных оценок и обработки результатов рассмотрим на конкретном примере.

**Пример 5.2.** В качестве объекта исследования была выбрана резервная система электроснабжения сельскохозяйственного объекта. Для оценки эффективности функционирования системы рассматривались показатели надежности, живучести, качества электроэнергии, КПД, массообъемные характеристики и другие показатели.

С учетом рассматриваемого этапа жизненного цикла системы и накопленного опыта специалистов-энергетиков был использован прямой метод оценки. Состав группы экспертов в соответствии с имеющимися в технической литературе рекомендациями был определен в количестве десяти человек. Анализу подвергалось несколько вариантов систем.

Результаты экспертного опроса по определению весовых коэффициентов частных показателей качества приведены в таблице 5.2.

**Таблица 5.2 – Данные экспертного опроса**

Эксперты (j)	Оценка показателей (i)								$\sum_{i=1}^n l_{ij}$
	$l_1$	$l_2$	$l_3$	$l_4$	$l_5$	$l_6$	$l_7$	$l_8$	
1	10	8	9	9	7	9	10	7	69
2	10	10	10	5	2	5	2	3	46
3	10	10	10	10	1	10	10	10	71
4	10	10	8	5	5	7	5	5	55
5	10	8	9	9	7	9	10	7	69
6	10	10	7	5	3	4	3	3	45
7	10	8	5	10	5	10	5	5	58
8	10	9	9	6	4	7	3	6	54
9	10	10	10	7	1	9	6	5	58
10	10	7	7	6	6	8	6	6	56
$\sum_{j=1}^m d_{ij}$	1,76	1,60	1,47	1,22	0,70	1,33	0,98	0,96	---
$d_i$	0,176	0,160	0,147	0,122	0,070	0,133	0,098	0,096	1,002

Записать выражение для обобщенного показателя качества.

**Р е ш е н и е.** 1. Обработку полученных результатов следует начинать с проверки достоверности ответов. Чтобы не заниматься построением рядов предпочтения при использовании метода непосредственной оценки, согласованность мнений экспертов будем проверять по формуле

$$\Phi_i = \frac{\sigma_i}{\bar{l}_i}, \quad (5.9)$$

где  $\Phi_i$  – коэффициент согласия по назначению величины  $i$ -го показателя;  
 $\sigma_i$  – среднеквадратическое отклонение оценок от среднего значения по  $i$ -му показателю;  
 $\bar{l}_i$  - среднеарифметическая оценка  $i$ -го показателя.

Согласованность считается допустимой, если  $\Phi_i$  не превышает 0,15...0,2 по большинству показателей.

Проверка полученных результатов показала, что по большинству показателей мнение экспертов согласуется. Следовательно, можно перейти непо-

средственно к определению значений весовых коэффициентов (в противном случае провести повторный тур опроса).

Обработку полученных данных экспертного опроса рекомендуется проводить в следующей последовательности.

2. Определяется вес каждого  $i$ -го частного показателя качества в системе остальных показателей, данный  $j$ -ым экспертом:

$$d_{ij} = l_{ij} / \sum_{i=1}^n l_{ij}. \quad (5.10)$$

3. Находится среднее значение весового коэффициента  $i$ -го показателя качества:

$$d_i = \frac{\sum_{j=1}^m d_{ij}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m d_{ij}}. \quad (5.11)$$

4. Записывается аналитическое выражение для вычисления обобщенного показателя качества системы:

$$K_k = 0,176k_1^* + 0,160k_2^* + 0,147k_3^* + 0,122k_4^* + 0,070k_5^* + \\ + 0,133k_6^* + 0,098k_7^* + 0,096k_8^*.$$

Приведенный перечень технических показателей, в зависимости от условий, может дополняться или сокращаться. Но при этом должны уточняться и коэффициенты весомости.

Данный подход к определению обобщенного показателя качества (технического уровня) проектных разработок применим для всего спектра инженерных проектов (технологий, АСУ, программных продуктов и т.д.).

## 5.2 Оптимизационные расчеты при проведении технико-экономической оценки электрических сетей

Оптимальными являются такие значения показателей качества, при которых достигается наибольший эффект при заданных затратах на создание, выступающих в роли ограничения. Возможна и иная постановка задачи, когда оптимальное решение находится по минимуму затрат или максимуму дохода, при выполнении заданных ограничений на технические характеристики. Таким образом, в качестве критерия оптимальности выступает либо обобщенный показатель качества, построенный из совокупности технических характеристик, либо экономический показатель. Критерий оптимальности в технической литературе называется также результирующей целевой функцией.

Определение оптимального значения показателей качества имеет смысл, когда установлен критерий оптимизации и указаны ограничения. При этом оптимизация полезна, когда обобщенный показатель качества существенно реагирует на изменения частных показателей.

Оптимальное значение результирующей целевой функции не обязательно относится к реально существующей продукции. Оно может быть получено расчетным путем для вновь разрабатываемой или гипотетической продукции с реально достижимыми показателями.

При проведении оптимизационных расчетов необходимо:

- обосновать обобщенный показатель качества, с помощью которого оценивается эффект от эксплуатации изделия;
- определить систему частных показателей качества, установить предполагаемые области изменения их и влияния этих изменений на результирующую целевую функцию;
- сформулировать оптимизационную задачу;
- выбрать метод решения и провести необходимые расчеты по выбору предпочтительного решения.

Оптимизационные задачи при наличии результирующей целевой функции и ограничений на затраты или эффект решаются методами линейного и нелинейного программирования, динамического программирования, теории игр и статистических решений и другими методами. При этом, можно выделить группу точных методов (прямого перебора, динамического программирования, ветвей и границ) и группу приближенных методов (метод множителей Лагранжа, градиентный метод). Точные методы громоздки, поэтому обычно используются алгоритмы сокращенного перебора, предусматривающие проведение пошаговой оптимизации. Наиболее часто применяется метод наискорейшего спуска. При использовании его процесс оптимизации развивается во времени таким образом, что на каждом шаге отыскивается участок резервирования, подключение к которому одного элемента дает наибольший выигрыш эффекта на единицу затрат, т.е. движение к экстремуму осуществляется по направлению максимальной частной производной.

Рассмотрим систему, состоящую из  $n$  частных показателей качества. Варьирование каждого из них приводит к определенному техническому эффекту и изменению стоимости. Проведение оптимизационных расчетов при использовании метода наискорейшего спуска можно представить в виде следующего многошагового процесса.

Обозначим через  $P_i(m_i)$  эффект по повышению  $i$ -го показателя при проведении  $m$ -го мероприятия ( $m = 1, 2, \dots, M$ ), а через  $C_i$  – стоимость, характеризующую  $i$ -й показатель. Для каждого элемента системы (частного показателя качества) определим удельный прирост эффекта на единицу стоимости, проведя одно мероприятие по повышению эффективности:

$$d_i(m_i) = \frac{[P_i(m_i + 1) - P_i(m_i)]}{C_i P_i(m_i)}, \quad (5.12)$$

а также вычислим обобщенный показатель и стоимость технического решения без проведения мероприятий:

$$P^{(0)} = \prod_{i=1}^n P_i(0), \quad C^{(0)} = \sum_{i=1}^n C_i. \quad (5.13)$$

1-й шаг. Устанавливаем показатель с номером  $k$ , для которого  $d_k(1) = \max d_i$  и проводим мероприятие по повышению эффективности для него. Определяем обобщенный показатель качества и стоимость на первом шаге:

$$P^{(1)} = P^{(0)} P_k(1) / P_k(0), \quad C^{(1)} = C^{(0)} + C_k. \quad (5.14)$$

2-й шаг. Проведя еще одно мероприятие по повышению эффективности  $k$ -го показателя, определим максимальную величину  $d_i(1)$ ,  $i \neq k$ ,  $d_k(2)$  и проводим мероприятие применительно к  $k$ -му показателю, если  $d_k(2) > d_i(1)$  или к ранее рассмотренному показателю, для которого  $d_g(1) = \max d_i(1)$ .

Вычисляем значения:

$$P^{(2)} = P_g(1) P^{(1)} / P_g(0), \text{ если } d_g(1) > d_k(2), \text{ или}$$

$$P^{(2)} = P_k(2) P^{(1)} / P_k(1), \text{ если } d_k(2) > d_i(1), \text{ а также}$$

$$C^{(2)} = C^{(1)} + C_g, \text{ если } d_g(1) > d_k(2), \text{ или}$$

$$C^{(2)} = C^{(1)} + C_k, \text{ если } d_g(1) > d_k(2).$$

На последующих шагах процедуры повторяются. Многошаговый процесс останавливается на шаге  $\xi$ , на котором выполняется условие:

$$C^{(\xi)} < C < C^{(\xi+1)}. \quad (5.15)$$

**Пример 5.3.** Вероятность успешного функционирования системы электроснабжения характеризуется тремя частными показателями качества: вероятностью полного отключения ( $P_1 = 0,5$ ), вероятностью выхода отклонений напряжения за пределы установленных допусков ( $P_2 = 0,7$ ), а также вероятностью

появления ненормированных отклонений частоты ( $P_3 = 0,9$ ), кроме этого заданы значения затрат, при проведении мероприятий по повышению значений рассматриваемых технических характеристик  $C_1 = 1$ ,  $C_2 = 3$ ,  $C_3 = 5$  у.е.

Требуется обеспечить максимальное значение обобщенного показателя качества, представляющего свертку трех частных показателей, при условии, что затраты на повышение эффективности функционирования не превысят 15 у.е.

**Р е ш е н и е.** 1. Определяем удельный прирост эффективности на единицу стоимости для каждого частного показателя качества:

$$d_1(1) = \frac{[P_i(m_i + 1) - P_i(m_i)]}{C_i P_i} = \frac{[1 - (1 - P_1)^2 - P_1]}{C_1 P_1} = \frac{[1 - (1 - 0,5)^2 - 0,5]}{0,5} = 0,5,$$

$$d_2(1) = \frac{[1 - (1 - P_2)^2 - P_2]}{C_2 P_2} = \frac{1 - 0,3^2 - 0,7}{3 \cdot 0,7} = 0,1,$$

$$d_3(1) = \frac{[1 - (1 - P_3) - P_3]}{C_3 P_3} = \frac{1 - 0,1^2 - 0,9}{5 \cdot 0,9} = 0,02.$$

А также определяем суммарные использованные денежные средства:

$$C^{(0)} = C_1 + C_2 + C_3 = 9 \text{ у.е.}$$

Достигнутый уровень эффективности без проведения дополнительных мероприятий:

$$P^{(0)} = P_1 P_2 P_3 = 0,5 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 0,315.$$

2. Максимальное значение повышения эффективности на единицу стоимости имеет первый показатель, поэтому на первом шаге проведем мероприятия по повышению безотказности, связанные с уменьшением числа отключений. Определим значение обобщенного показателя и стоимости на первом шаге:

$$P^{(1)} = \frac{P^{(0)} P_1(1)}{P_1(0)} = \frac{0,315 \cdot (1 - 0,5)^2}{0,5} = 0,473.$$

$$C^{(1)} = C^{(0)} + C_1 = 9 + 1 = 10 \text{ у.е.}$$

3. По формуле (5.12) находим величину  $d_1(2)$ :

$$d_1(2) = \frac{[1 - (1 - P_1)^3 + (1 - P_1)^2 - 1]}{C_1 [1 - (1 - P_1)^2]} = \frac{0,5^2 - 0,5^3}{(1 - 0,5)^2} = 0,167.$$

4. Так как  $d_1(2) > d_2(1)$ , то снова проводим мероприятия по повышению значения  $P_1$ . Определим значение обобщенного показателя качества и стоимость на втором шаге:

$$P^{(2)} = \frac{P^{(1)} P_1(2)}{P_1(1)} = \frac{[1 - (1 - P_1)^3] P^{(1)}}{[1 - (1 - P_1)^2]} = \frac{0,473(1 - 0,5^3)}{1 - 0,5^2} = 0,551.$$

$$C^{(2)} = C^{(1)} + C_1 = 10 + 1 = 11 \text{ у.е.}$$

5. Находим величину:

$$d_1(3) = \frac{[(1 - P_1)^3 - (1 - P_1)^4]}{C_1 [1 - (1 - P_1)^3]} = \frac{0,5^3 - 0,5^4}{1 - 0,5^3} = 0,0174.$$

6. Так как  $d_2(1) > d_1(3)$  и  $d_2(1) > d_3(1)$ , то проводим мероприятия по уменьшению числа ненормированных отклонений напряжения в электроустановке и вычисляем:

$$P^{(3)} = \frac{P^{(2)} P_2(1)}{P_2(0)} = \frac{P^{(2)} [1 - (1 - P_2)^2]}{P_2} = \frac{0,551(1 - 0,3^2)}{0,7} = 0,716.$$

7. Находим величину  $d_2(2)$ :

$$d_2(2) = \frac{[1 - (1 - P_2)^3 + (1 - P_2)^2 - 1]}{C_2 [1 - (1 - P_2)^2]} = \frac{0,3^2 - 0,3^3}{3(1 - 0,3^2)} = 0,023.$$

$$C^{(3)} = C^{(2)} + C_2 = 11 + 3 = 14 \text{ у.е.}$$

8. С учетом того, что  $d_1(3) > d_2(2)$ , проводим мероприятия по сокращению числа отключений электропитания. Определяем  $P^{(4)}$  и  $C^{(4)}$ .

$$P^{(4)} = \frac{P^{(3)} P_1(3)}{P_1(2)} = \frac{[1 - (1 - P_1)^4] P^{(3)}}{[1 - (1 - P_1)^3]} = \frac{0,716(1 - 0,5^4)}{1 - 0,5^3} = 0,767.$$

$$C^{(4)} = C^{(3)} + C_1 = 14 + 1 = 15 \text{ у.е.}$$

На этом расчет закончен.

## 6 ПРИМЕР КОМПЛЕКСНОГО РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Электроснабжение объектов сельскохозяйственного предприятия осуществляется от ТП 35/10 кВ. Схема расположения потребительских ТП 10/0,4 кВ с указанием их мощности и длины участков воздушных линий 10 кВ показана на рисунке 6.1.

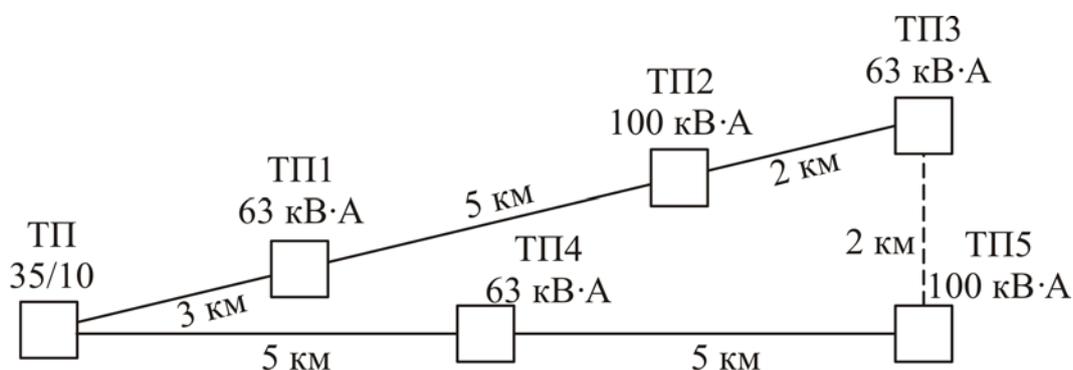


Рисунок 6.1 – Ситуационная схема расположения потребительских трансформаторных подстанций системы электроснабжения

Воздушные линии 10 кВ выполнены на железобетонных опорах проводом А-25. Электрическая сеть расположена в IV климатическом районе, толщина стенки гололеда на проводах – 10 мм.

Однотрансформаторные ТП 10/0,4 кВ комплектного типа с маломасляными выключателями.

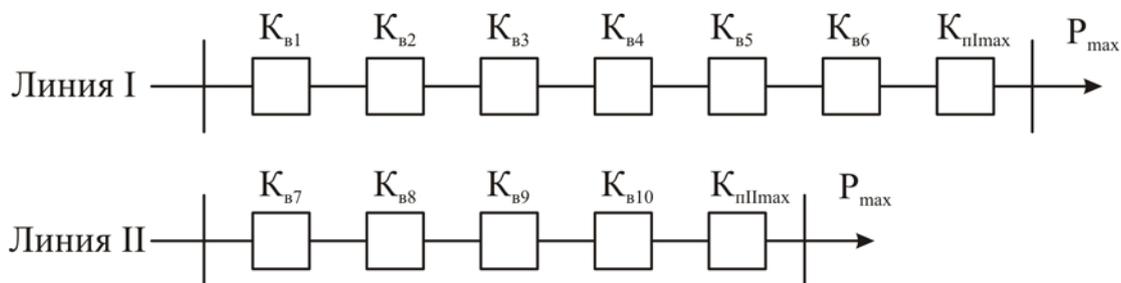
Возможно повышение надежности электроснабжения потребителей путем дополнительного строительства кольцевой перемычки между ТП3 и ТП5.

Оценить показатели надежности и экономические показатели для двух вариантов организации электроснабжения сельскохозяйственного предприятия: 1 вариант – с использованием двух радиальных линий электропередачи 10 кВ, 2 вариант – при наличии кольцевой перемычки между ТП3 и ТП5.

Р е ш е н и е. Расчет проведем в ценах 2009 г.

*Определение показателей надежности и частных экономических показателей для исходного варианта сети без резервирования*

1. Составим структурные схемы для расчета надежности двух радиальных ЛЭП 10 кВ (рисунок 6.2)



**Рисунок 6.2 – Структурные схемы надежности двух радиальных линий электропередачи**

2. Из таблицы 2.1 найдем необходимые исходные данные для расчета показателей надежности. Для аварийных отключений:  $\omega_{\text{лэп}} = 7,6$  отказ/год,  $T_{\text{в}} = 0,5 \cdot 10^{-3}$  год/отказ.

При определении параметров потока внезапных отключений и коэффициента простоя ТП примем состав последовательно включенных элементов ТП: маломасляный выключатель, шины на 2 присоединения, трансформатор. Тогда:

$$\omega_{\text{ТП}} = \sum_{i=1}^n \omega_i = 0,016 + 0,09 + 0,03 \cdot 1 = 0,136 \text{ отказ/год.}$$

$$K_{\text{вТП}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{в}i} = 0,016 \cdot 6 \cdot 10^{-3} + 0,09 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} + 0,032 \cdot 0,8 \cdot 10^{-3} = 0,27 \cdot 10^{-3}.$$

При расчете показателей надежности от преднамеренных отключений за линию примем отходящий от ТП 35/10 фидер с участками ЛЭП 10 кВ и ТП 10/0,4 кВ. Наибольшее значение  $K_{\text{п}}$  для элементов радиальной линии будет у воздушной линии 10 кВ, поэтому будем пользоваться значением  $\omega_{\text{п}} = 0,17$  простой/год,  $T_{\text{п}} = 0,9 \cdot 10^{-3}$  год/простой.

3. Определим показатели надежности для радиальных линий электропередачи (I и II)

$$K_{вI} = \sum_{i=1}^n K_{вi} = 7,6 \cdot \frac{3}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} + 0,27 \cdot 10^{-3} + 7,6 \cdot \frac{5}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} + 0,27 \cdot 10^{-3} + 7,6 \cdot \frac{2}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} + 0,27 \cdot 10^{-3} = 1,19 \cdot 10^{-3}.$$

$$K_{вII} = \sum_{i=1}^n K_{вi} = 7,6 \cdot \frac{5}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} + 0,27 \cdot 10^{-3} + 7,6 \cdot \frac{5}{100} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} + 0,27 \cdot 10^{-3} = 0,92 \cdot 10^{-3}.$$

$$K_{нI} = K_{нII} = 0,17 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} = 0,153 \cdot 10^{-3}.$$

Параметр потока внезапных отключений

$$\omega_I = \sum_{i=1}^n \omega_i = 7,6(3 + 5 + 2)/100 + 3 \cdot 0,136 = 1,17 \text{ отказ/год.}$$

$$\omega_{II} = \sum_{i=1}^n \omega_i = 7,6(5 + 5)/100 + 2 \cdot 0,136 = 1,03 \text{ отказ/год.}$$

4. Исходная структурная схема надежности для радиальных линий может быть упрощена (рисунок 6.3)

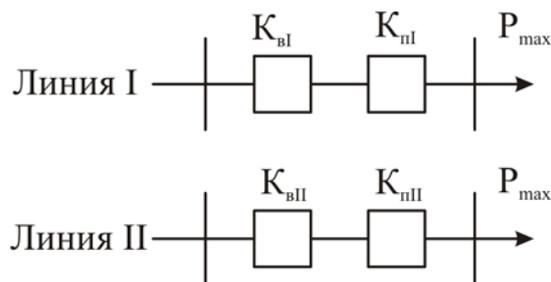


Рисунок 6.3 – Упрощенные структурные схемы надежности радиальных линий

Для указанных схем суммарный поток аварийных и преднамеренных отключений

$$\omega_{\Sigma I} = \omega_I + \omega_{нI} = 1,17 + 0,17 = 1,34 \text{ отказ/год,}$$

$$\omega_{\Sigma II} = \omega_{II} + \omega_{нII} = 1,02 + 0,17 = 1,19 \text{ отказ/год.}$$

5. Определим капитальные затраты на строительство радиальных ЛЭП.

Так как участки ЛЭП между ТП по протяженности не превышают 5 км воспользуемся формулой (3.3) для определения стоимости ВЛ и таблицей 5 Приложения Б

$$K_{\text{вл}10} = q_{\text{вл}10} \left( 0,86 + \frac{L}{L+10} \right) L = 2,1 \cdot 100 \left( 0,86 + \frac{20}{20+10} \right) 20 = 6412 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость строительства ТП согласно таблицы 9 Приложения Б

$$K_{\text{тп}} = (1,28 \cdot 3 + 1,42 \cdot 2) \cdot 100 = 668 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная стоимость первого варианта системы электроснабжения сельскохозяйственного предприятия с радиальными линиями

$$K_1 = K_{\text{вл}} + K_{\text{тп}} = 6412 + 668 = 7080 \text{ тыс. руб.}$$

6. Выполним расчет эксплуатационных расходов. Расчет будем проводить по формуле (3.12.)  $I_{\text{г}} = I_{\text{а}} + I_{\text{о}} + I_{\text{п}}$ .

Амортизационные отчисления

$$I_{\text{а}} = \sum_{i=1}^n K_i \frac{P_{ai}}{100} = 6412 \frac{8}{100} + 668 \frac{6}{100} = 553,0 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на обслуживание ( $Q_{\text{тп}}$  и  $Q_{\text{вл}}$  из Приложения В).

$$I_{\text{о}} = \gamma_c \sum_{i=1}^n Q_i = \gamma_c [Q_{\text{тп}} + 20Q_{\text{вл}}] = 2800(4 \cdot 5 + 20 \cdot 1,7) = 151,2 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на покрытие потерь электроэнергии в сети.

Вначале определим удельную стоимость потерь в элементах сети по формуле  $c_z = \varphi_z + \psi_z / h_z$ .

$$\text{для ВЛ } c_{\text{л}} = 84 + 500000 / 2700 = 269 \text{ коп/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{для ТП } c_{\text{тп}} = 87 + 450000 / 2800 = 247,7 \text{ коп/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Годовые издержки на покрытие потерь электроэнергии в ВЛ по формуле (3.18)

$$I_{\text{пл}} = \sum_{z=1}^Z (S_{pz} / U_{\text{ном}})^2 R_{0z} L_z \tau_z c_{lz} \cdot 10^{-5} = \left( \frac{63}{10} \right)^2 \cdot 1,28 \cdot 2 \cdot 1900 \cdot 269 \cdot 10^{-5} + \\ + \left( \frac{163}{10} \right)^2 \cdot 1,28 \cdot 5 \cdot 1900 \cdot 269 \cdot 10^{-5} + \left( \frac{226}{10} \right)^2 \cdot 1,28 \cdot 3 \cdot 1900 \cdot 269 \cdot 10^{-5} +$$

$$+ \left(\frac{100}{10}\right)^2 \cdot 1,28 \cdot 5 \cdot 1900 \cdot 269 \cdot 10^{-5} + \left(\frac{163}{10}\right)^2 \cdot 1,28 \cdot 5 \cdot 1900 \cdot 269 \cdot 10^{-5} = 31,2 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах (при условии  $S_p = S_{\text{ном}}$ ):

$$\begin{aligned} I_{\text{пт}} &= [(S_p / S_{\text{ном}})^2 p_k \tau c_k + p_x t_b c_x] 10^{-5} = \\ &= 3(1^2 \cdot 1,28 \cdot 1800 \cdot 247,7 + 0,24 \cdot 8760 \cdot 247,7) \cdot 10^{-2} + \\ &+ 2(1^2 \cdot 2,27 \cdot 1800 \cdot 247,7 + 0,33 \cdot 8760 \cdot 247,7) \cdot 10^{-5} = 67,3 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Суммарная стоимость ежегодных потерь

$$I_{\text{п}} = I_{\text{пл}} + I_{\text{пт}} = 31,2 + 67,3 = 98,5 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные расходы за год составят

$$I_r = 553,0 + 151,2 + 98,5 = 802,7 \text{ тыс. руб.}$$

7. Определим ущерб от перерывов электроснабжения.

$$Y = y_0 W_{\text{пэ}}, \quad W_{\text{пэ}} = \omega_{\Sigma} T_b P_{\text{расч}}$$

Проведенные расчеты позволили установить, что  $\omega_{\Sigma} = 2,53$ . По таблице 2.1 примем  $T_b = 4,4$  ч, а  $P_{\text{расч}}$  возьмем равной 325 кВт, поскольку общая полная мощность ТП системы электроснабжения 389 кВт·А. Тогда

$$W_{\text{пэ}} = 2,53 \cdot 4,4 \cdot 325 = 3618 \text{ кВт·ч.}$$

Приняв удельные затраты от перерывов электроснабжения  $y_0 = 60$  руб/кВт·ч, получим

$$Y_1 = 60 \cdot 3618 = 217 \text{ тыс. руб.}$$

8. Суммарные годовые затраты на эксплуатацию системы электроснабжения по первому варианту

$$Z_{r1} = I_r + Y_1 = 802,7 + 217 = 1019,7 \text{ тыс. руб.}$$

*Определение показателей надежности и частных экономических показателей для второго варианта сети при наличии резервной перемычки между ТП3 и ТП5*

1. Показатели надежности радиально-кольцевой схемы.

В качестве исходной структурной схемы рассмотрим упрощенную схему (рисунок 6.3). Примем исходное условие: параллельные элементы взаимно резервируют друг друга. В этом случае  $K_{\text{пI}} = K_{\text{пII}} = 0$ .

При параллельном включении элементов суммарный поток отключений определяется по формуле

$$\omega_{\Sigma} = \omega_1 K_{\text{вII}} + \omega_2 K_{\text{вI}} = 1,17 \cdot 0,92 \cdot 10^{-3} + 1,03 \cdot 1,19 \cdot 10^{-3} = 2,3 \cdot 10^{-3} \text{ отказ/год.}$$

2. Определим капитальные затраты на систему электроснабжения по второму варианту.

Стоимость строительства такой системы электроснабжения будет определяться стоимостью радиальных линий электропередачи плюс стоимость перемычки

$$K_2 = 7080 + 2,1 \cdot 100 \left( 0,86 + \frac{2}{2+10} \right) \cdot 2 = 7511,2 \text{ тыс. руб.}$$

Превышение капитальных затрат к первому варианту

$$\Delta K = K_2 - K_1 = 7511,2 - 7080 = 431,2 \text{ тыс. руб.}$$

3. Эксплуатационные расходы:

амортизационные отчисления

$$I_a = \sum_{i=1}^n K_i \frac{P_{ai}}{100} = 6843,2 \frac{8}{100} + 668 \frac{6}{100} = 587,5 \text{ тыс. руб.}$$

затраты на обслуживание

$$I_o = \gamma_c \sum_{i=1}^n Q_i = \gamma_c [Q_{\text{ТП}} + 22Q_{\text{ВЛ}}] = 2800(4 \cdot 5 + 22 \cdot 1,7) = 160,7 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые издержки на покрытие потерь электроэнергии в сети.

Поскольку секционирующая перемычка включается только во время аварийных ситуаций и проведения плановых ремонтных работ, потерями электроэнергии в этом элементе сети можно пренебречь, следовательно

$$I_{\text{п}} = 98,5 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная величина годовых эксплуатационных расходов по второму варианту электроснабжения

$$I_{\text{г}} = 587,5 + 160,7 + 98,5 = 846,7 \text{ тыс. руб.}$$

4. Ущерб от перерывов электроснабжения

$$Y_2 = y_0 W_{np} = 60 \cdot 2,3 \cdot 10^{-3} \cdot 4,4 \cdot 325 = 197 \text{ руб.}$$

5. Суммарные годовые затраты на эксплуатацию с учетом ущерба от перерывов электроснабжения по второму варианту

$$Z_{r2} = I_r + Y_2 = 846,7 + 0,2 = 846,9 \text{ тыс. руб.}$$

6 Ежегодный экономический эффект от проведения модернизации

$$\Xi = Z_{r1} - Z_{r2} = 1019,7 - 846,9 = 172,8 \text{ тыс. руб.}$$

*Определение общих экономических показателей сравниваемых вариантов электрической сети*

1. Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход за 10 лет существования проекта при норме дисконта  $E = 0,1$  составит

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=0}^{10} \frac{\Xi}{(1+E)^m} - \Delta K = \sum_{m=0}^{10} \frac{172,8}{(1+0,1)^t} - 431,2 = 630,6 \text{ тыс. руб.}$$

2. Индекс доходности проекта

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД} + K}{K} = \frac{630,6 + 431,2}{431,2} = 2,46.$$

3. Внутренняя норма доходности проекта

Методом последовательных подстановок определим диапазон нахождения внутренней нормы доходности (таблица 6.1)

**Таблица 6.1 – Зависимость ЧДД от E**

E	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4
ЧДД, тыс. руб.	630,6	436,0	293,3	185,8	103,0	38,0	-14,1

Как видно из таблицы 6.1 ВНД проекта находится в диапазоне (0,35...0,4). Уточним ее значение итерационным методом.

$$E_{\text{вн}} = E_1 + \frac{\text{ЧДД}(E_1)}{\text{ЧДД}(E_1) - \text{ЧДД}(E_2)} (E_2 - E_1) = 0,35 + \frac{38,0}{38,0 - (-14,1)} (0,4 - 0,35) = 0,386$$

Таким образом, доходность проекта составляет 38,6%.

4 Срок окупаемости. Для расчета срока окупаемости определим приведенные годовые затраты за весь срок действия проекта

$$\Phi_1 = \frac{172,8}{(1+0,1)^1} = 157,1 \text{ тыс. руб.} \quad \Phi_2 = \frac{172,8}{(1+0,1)^2} = 142,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Phi_3 = \frac{172,8}{(1+0,1)^3} = 129,8 \text{ тыс. руб.} \quad \Phi_4 = \frac{172,8}{(1+0,1)^4} = 118,0 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Phi_5 = \frac{172,8}{(1+0,1)^5} = 107,3 \text{ тыс. руб.} \quad \Phi_6 = \frac{172,8}{(1+0,1)^6} = 97,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Phi_7 = \frac{172,8}{(1+0,1)^7} = 88,7 \text{ тыс. руб.} \quad \Phi_8 = \frac{172,8}{(1+0,1)^8} = 80,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Phi_9 = \frac{172,8}{(1+0,1)^9} = 73,3 \text{ тыс. руб.} \quad \Phi_{10} = \frac{172,8}{(1+0,1)^{10}} = 66,6 \text{ тыс. руб.}$$

За первые 3 года сумма приведенных экономических эффектов составит

$$\sum_3 \Phi_m = 157,1 + 142,8 + 129,8 = 429,7 \text{ тыс. руб.}, \text{ что меньше величины до-}$$

полнительных капитальных вложений  $\Delta K = 431,2$  тыс. руб.

За 4 года существования проекта сумма приведенных эффектов составит

$$\sum_4 \Phi_m = 157,1 + 142,8 + 129,8 + 118 = 547,7 \text{ тыс. руб.}, \text{ что больше величи-}$$

ны дополнительных капитальных вложений. Таким образом, срок окупаемости проекта лежит в пределах 3 ... 4 лет. Для более точного его нахождения воспользуемся ранее приведенными рекомендациями

$$T_{\text{ок}} = 3 + \frac{431,2 - 429,7}{118} = 3,01 \text{ года.}$$

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электроэнергии. – Ростов-на-Дону: ФЕНИКС, 2008.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.А. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.А. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2006.
3. Водяников В.Т. Экономическая оценка энергетики АПК. – М.: «ИКФ ЭКМОС», 2002.
4. Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей. – Минск: «Высшая школа», 2005.
5. Будзко И.А., Лещинская Т.Б., Сукманов В.И. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Колос, 2000.
6. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Петров Д.В. Техничко-экономическое обоснование дипломных проектов. – Ставрополь: «АГРУС», 2004.
7. Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности в системах электроснабжения. – М.: Энергия, 1990.
8. Фокин Ю.А. Вероятностные методы в расчетах надежности электрических систем. – М.: МЭИ, 1983.
9. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения. – Ростов-на Дону: «Терра Принт», 2007.
10. ГОСТ 27.002-89 надежность в технике. Основные понятия, термины и определения. – М.: Госстандарт, 1989.
11. Надежность систем энергетики. Терминология. – М.: Наука, 2002.
12. Правила устройства электроустановок. – Новосибирск: Сибирское университетское издание, 2006.
13. Методологические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. – М.: Экономика, 2000.
14. О ценообразовании на розничном рынке электроэнергии. – Краснодар: ОАО «НЭСК-электросети», 2008.

15. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Анализ и синтез систем электроснабжения сельскохозяйственных объектов. – Ростов-на-Дону.: «Терра», 2001.
16. Сырых Н. Н. Эксплуатация электрооборудования сельскохозяйственных предприятий. – М.: Агропромиздат, 1986.
17. Ушаков И. А. Методы решения простейших задач оптимального резервирования. – М.: Советское радио, 1969.
18. Ерошенко Г. П., Медведько Ю. А., Таранов М. А. Эксплуатация энергооборудования сельскохозяйственных предприятий. – Ростов – на – Дону, : «Терра», 2001.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## Приложение А

Таблица 1 – Квантили распределения  $\chi^2$ - Пирсона

s	Вероятность P,							
	0,999	0,995	0,990	0,975	0,950	0,900	0,800	0,700
3	0,024	0,072	0,115	0,216	0,352	0,584	1,00	1,42
4	0,091	0,207	0,297	0,484	0,711	1,06	1,65	2,19
5	0,210	0,412	0,554	0,831	1,15	1,61	2,34	3,00
6	0,381	0,676	0,872	1,24	1,64	2,20	3,07	3,83
7	0,598	0,989	1,24	1,69	2,17	2,83	3,82	4,67
8	0,857	1,34	1,65	2,18	2,73	3,49	4,59	5,53
9	1,15	1,73	2,09	2,70	3,33	4,17	5,38	6,39
10	1,48	2,16	2,56	3,25	3,94	4,87	6,18	7,27
11	1,83	2,60	3,05	3,82	4,57	5,58	6,99	8,15
12	2,21	3,07	3,57	4,40	5,23	6,30	7,81	9,03
13	2,62	3,57	4,11	5,01	5,99	7,04	8,63	9,93
14	3,04	4,07	4,66	5,63	6,57	7,79	9,47	10,08
15	3,48	4,60	5,23	6,26	7,26	8,55	10,03	11,7
16	3,94	5,14	5,81	6,91	7,96	9,31	11,2	12,6
18	4,90	6,26	7,01	8,23	9,39	10,9	12,0	14,4
20	5,92	7,43	8,26	9,59	10,09	12,4	14,6	16,3
22	6,98	8,64	9,54	11,0	12,3	14,0	16,3	18,1
24	8,08	9,89	10,9	12,4	13,8	15,7	18,1	19,9
26	9,22	11,2	12,2	13,8	15,4	17,3	19,8	21,8
28	10,4	12,5	13,6	15,3	16,9	18,9	21,9	23,6
30	11,6	13,8	15,0	16,8	18,5	20,6	23,4	25,5
35	14,7	17,2	18,5	20,6	22,5	24,8	27,8	30,2
40	17,9	20,7	22,2	24,4	26,5	29,1	32,3	34,9
45	21,3	24,3	25,9	28,4	30,6	33,4	36,9	39,6
50	24,7	28,0	29,7	32,4	34,8	37,7	41,4	44,3
60	31,1	35,5	37,5	40,5	43,2	46,5	50,6	53,8
70	39,0	43,3	45,5	48,8	51,7	55,3	59,9	63,3
80	46,5	51,2	53,5	57,2	60,4	64,3	69,2	72,9
90	52,4	59,2	61,8	65,6	69,1	73,3	78,6	82,5
100	61,9	67,3	70,1	74,2	77,9	82,4	87,9	92,1

**Таблица 2 – Приведенная функция Лапласа**

<b>x</b>	<b><math>\Phi_0(x)</math></b>	<b>x</b>	<b><math>\Phi_0(x)</math></b>	<b>x</b>	<b><math>\Phi_0(x)</math></b>	<b>X</b>	<b><math>\Phi_0(x)</math></b>
0,00	0,000	0,58	0,304	1,16	0,566	2,10	0,843
0,02	0,110	0,60	0,314	1,18	0,574	2,15	0,853
0,04	0,021	0,62	0,324	1,20	0,582	2,20	0,862
0,06	0,032	0,64	0,334	1,22	0,589	2,25	0,871
0,08	0,043	0,66	0,344	1,24	0,597	2,30	0,879
0,10	0,054	0,68	0,354	1,26	0,604	2,35	0,887
0,12	0,064	0,70	0,363	1,28	0,612	2,40	0,894
0,14	0,075	0,72	0,373	1,30	0,619	2,45	0,901
0,16	0,086	0,74	0,382	1,32	0,626	2,50	0,908
0,18	0,096	0,76	0,392	1,34	0,634	2,55	0,914
0,20	0,107	0,78	0,401	1,36	0,641	2,60	0,921
0,22	0,118	0,80	0,410	1,38	0,648	2,65	0,926
0,24	0,128	0,82	0,420	1,40	0,665	2,70	0,931
0,26	0,139	0,84	0,429	1,42	0,662	2,75	0,936
0,28	0,149	0,86	0,438	1,44	0,668	2,80	0,941
0,30	0,160	0,88	0,447	1,46	0,675	2,85	0,945
0,32	0,171	0,90	0,456	1,48	0,682	2,90	0,949
0,34	0,181	0,92	0,465	1,50	0,688	2,95	0,953
0,36	0,192	0,94	0,474	1,55	0,704	3,00	0,957
0,38	0,202	0,96	0,483	1,60	0,719	3,20	0,969
0,40	0,212	0,98	0,491	1,65	0,734	3,40	0,978
0,42	0,223	1,00	0,500	1,70	0,748	3,60	0,984
0,44	0,233	1,02	0,508	1,75	0,762	3,80	0,989
0,46	0,244	1,04	0,516	1,80	0,775	4,00	0,993
0,48	0,259	1,06	0,525	1,85	0,787	4,20	0,995
0,50	0,264	1,08	0,534	1,90	0,800	4,40	0,997
0,52	0,274	1,10	0,542	1,95	0,811	4,60	0,998
0,54	0,284	1,12	0,550	2,00	0,822	4,80	0,999
0,54	0,294	1,14	0,558	2,05	0,833	5,00	0,999

## Приложение Б

**Таблица 1 – Укрупненные удельные показатели стоимости строительства ВЛ напряжением 110 кВ**

Опоры ВЛ	Марка и сечение провода (алюминий/сталь)	Стоимость строительства, тыс. руб. за 1 км, в районе по гололеду			
		I	II	III	IV
Железобетонные одноцепные	АС 70/11	6,1	(6,7)	(8)	(8,9)
	АС 95/16	6,3	6,7	(7,9)	(8,6)
	АС 120/19	6,5	6,8	7,7	(8,3)
	АС 150/24	7,2	7,8	7,9	8,3
	АС 185/29	8,0	8,1	8,5	9,2
	АС 240/32	8,8	8,8	9,2	10,0
Железобетонные двухцепные	АС 70/11	10,5	11,5	(13,2)	(14,6)
	АС 95/16	11,3	11,7	13,2	14,4
	АС 120/19	12,1	12,5	13,6	(14,9)
	АС 150/24	13,2	13,2	13,8	14,9
	АС 185/29	14,6	14,6	15,3	16,2
	АС 240/32	15,9	15,9	16,6	17,7
Деревянные двухстоечные (одноцепные)	АС 70/11	5,0	(5,4)	(5,9)	(6,4)
	АС 96/16	(5,3)	(5,6)	(6,0)	(6,4)
	АС 120/19	5,2	5,3	5,7	5,9
	АС 150/24	6,2	6,3	6,6	7,0
	АС 185/29	6,6	6,7	7,0	7,3

Примечания: 1. Здесь и далее все цены, приведённые в книге, можно использовать только для учебных целей. 2. Для линий, стоимость которых приведена в скобках, применять соответствующие провода неэкономично.

**Таблица 2 – Укрупненные удельные показатели стоимости  
строительства ВЛ напряжением 35 кВ**

Опоры ВЛ	Марка и сечение провода (алюминий/сталь)	Стоимость строительства, тыс. руб. за 1 км, в районе по гололеду			
		I	II	III	IV
Железобетонные одноцепные	АЖ 50	4,7	5,3	(6,5)	(7,6)
	АС 50/8	(4,8)	5,3	(6,3)	(7,1)
	АЖ 70	4,9	5,4	(6,3)	(7,1)
	АС 70/11	4,9	5,4	6,1	6,7
	АЖ 95	5,3	5,6	6,2	(7,0)
	АС 95/16	5,3	5,6	(6,3)	6,7
	АЖ 120	5,6	(5,8)	(6,4)	(6,9)
	АС 120/19	(5,7)	5,7	6,1	6,7
	АЖ 150	6,1	6,1	6,5	7,1
	АС 150/24	(6,3)	(6,3)	6,5	7,4
Железобетонные двухцепные	АС 50/8	10,1	11,0	(12,9)	(14,0)
	АС 70/11	10,5	11,1	12,9	13,6
	АС 95/16	(13,1)	11,7	13,0	13,8
	АС 120/19	11,7	12,0	13,0	13,8
	АС 150/24	12,8	12,9	13,7	14,4
Деревянные двухсторонние (одноцепные)	АС 50/8	5,0	(5,5)	(6,0)	(6,6)
	АС 70/11	5,2	5,5	(6,0)	(6,5)
	АС 95/16	5,5	5,8	6,1	6,5
	АС 120/19	5,8	6,0	6,2	6,6
	АС 150/24	6,4	6,5	6,7	7,1

Примечания: Для линий, стоимость которых приведена в скобках, применять соответствующие провода неэкономично.

**Таблица 3 – Укрупненные показатели стоимости кабельной линии напряжением 6 ... 10 кВ, прокладываемой в траншее**

Напряжение, В	Марка кабеля	Стоимость кабельной линии, тыс. руб. за 1 км, при сечении кабеля, мм <sup>2</sup>								
		3×10	3×16	3×25	3×35	3×50	3×70	3×95	3×120	3×150
6	ААБ	2,91	3,13	3,36	3,58	3,97	4,45	5,03	5,73	6,47
	АБ	3,21	3,62	4,10	4,64	5,53	6,62	7,99	9,50	11,23
	АСБ	3,77	4,27	4,65	4,99	5,50	6,07	6,90	7,76	8,80
	СБ	4,51	5,11	5,83	6,55	7,53	8,80	10,31	12,16	14,12
10	ААБ	-	3,59	3,75	3,98	4,36	4,92	5,70	6,33	7,10
	АБ	-	4,05	4,52	5,09	5,99	7,20	8,60	10,10	11,80
	АСБ	-	4,78	5,09	5,41	6,00	6,60	7,30	8,34	9,30
	СБ	-	4,63	6,24	6,99	8,00	9,50	11,00	12,74	14,80

Примечание: стоимость концевой мачтовой муфты – 0,15 тыс.руб.

**Таблица 4 – Укрупненные показатели стоимости кабельной линии напряжением 0,38 кВ, прокладываемой в траншее**

Марка кабеля	Стоимость кабельной линии, тыс. руб. за 1 км, при сечении кабеля, мм <sup>2</sup>							
	3×10	3×10+1×6	3×16+1×16	3×25+1×16	3×35+1×16	3×50+1×25	3×70+1×25	3×95+1×35
АБ	2,00	2,10	2,33	2,64	2,87	3,23	3,64	4,12
СБ	2,53	2,60	2,66	2,97	3,32	3,80	4,37	4,96

Примечание: При необходимости следует дополнительно учитывать стоимость концевой мачтовой муфты 0,05 тыс. руб.

**Таблица 5 – Укрупненные удельные показатели стоимости ВЛ  
напряжением 10 кВ на железобетонных опорах, тыс. руб. за км**

Марка и сечение проводов ВЛ (алюминий/сталь)	Районы по ветру															
	I-II				III				IV				V			
	Толщина стенки гололёда, мм															
	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
АС 25/4,2	1,7	1,9	(2,5)	2,8	(1,8)	(2,0)	(2,5)	2,8	1,8	2,1	(2,4)	3,0	(2,1)	(2,3)	(2,6)	3,0
АЖ 25	1,7	1,9	2,3	(3,2)	1,7	1,9	2,3	(3,2)	1,8	2,0	2,3	(3,2)	1,9	2,1	2,4	(3,2)
АС 35/6,2	(1,9)	(2,0)	2,3	2,7	(2,1)	(2,1)	2,3	2,7	(2,2)	(2,2)	2,3	2,8	(2,5)	(2,5)	(2,6)	(3,0)
АН 35	1,8	(2,0)	-	-	1,9	2,0	-	-	(2,5)	(2,5)	-	-	-	-	-	-
АЖ 35	1,8	1,8	2,3	(2,8)	(2,0)	2,0	2,3	(2,8)	2,0	2,0	2,3	2,8	2,3	2,3	2,4	2,0
АС 50/8	(2,1)	2,1	2,5	(2,8)	(2,4)	(2,4)	2,5	(2,8)	(2,5)	(2,5)	2,5	2,8	(2,8)	(2,8)	(2,8)	3,1
АН 50	2,0	2,1	(2,6)	2,6	2,2	2,2	(2,6)	2,7	2,3	2,3	2,5	2,8	-	-	-	-
АЖ 50	(2,1)	2,1	2,5	(2,8)	(2,4)	(2,4)	2,5	(2,8)	(2,4)	(2,4)	2,5	2,8	(2,7)	(2,7)	2,7	3,1
А 70	2,4	2,4	2,6	2,9	2,6	2,6	2,6	3,1	2,7	2,7	2,7	3,1	3,0	3,0	3,0	3,2
А 95	2,7	2,7	3,0	3,3	3,0	3,0	3,0	3,3	3,2	3,2	3,2	3,4	3,6	3,6	3,6	3,6

Примечания: Для линий, стоимость которых приведена в скобках, применять соответствующие провода неэкономично.

**Таблица 6 – Укрупненные показатели стоимости ВЛ  
напряжением 0,38 кВ**

Тип опор	Район по гололёду	Стоимость строительства, тыс. руб. за 1 км, при марке и числе проводов									
		2×A16	3×A16	4×A16	5×A16	4×A25	5×A25	5×A35	5×A35	4×A50	5×A50
Железобетонные опоры	I-II	2,73	2,83	2,93	3,03	2,99	3,1	3,19	3,35	3,45	3,68
	III	2,84	2,94	3,05	3,15	3,15	3,28	3,3	3,47	3,55	3,78
	IV	-	-	-	-	-	-	4,2	4,36	4,45	4,68
	Особый	-	-	-	-	-	-	4,56	4,73	4,82	5,25
Деревянные опоры с цельными приставками	I-II	1,96	2,06	2,16	2,26	2,22	3,33	2,41	2,57	2,67	2,9
	III	1,97	2,08	2,18	2,37	2,36	2,66	2,68	2,85	2,94	3,06
	IV	-	-	-	-	2,85	3	3,13	3,3	3,39	3,62
	Особый	-	-	-	-	-	3,21	3,34	3,36	3,61	3,84
Деревянные опоры на железобетонных приставках	I-II	2,13	2,22	2,32	2,42	2,38	2,5	2,58	2,74	2,84	3,07
	III	2,14	2,24	2,35	2,53	2,52	2,81	2,83	3	3,03	3,43
	IV	-	-	-	-	3,05	3,33	3,35	3,52	3,61	3,84
	Особый	-	-	-	-	3,43	3,56	3,58	3,75	3,84	4,07
Деревянные опоры на деревянных приставках	I-II	1,76	1,86	1,96	2,06	2,02	2,13	2,21	2,38	2,48	2,71
	III	1,77	1,88	1,99	2,15	2,14	2,39	2,41	2,88	2,67	2,99
	IV	-	-	-	-	2,54	2,78	2,8	2,97	3,06	3,29
	Особый	-	-	-	-	2,84	2,97	2,99	3,16	3,25	3,48

**Таблица 7 – Укрупненные показатели стоимости строительства  
трансформаторных подстанций напряжением 110/35/10 и 110/10 кВ**

<b>Тип подстанции</b>	<b>Число и мощность трансформаторов, кВ·А</b>	<b>Расчетная стоимость, тыс. руб.</b>	<b>Тип подстанции</b>	<b>Число и мощность трансформаторов, кВ·А</b>	<b>Расчетная стоимость, тыс. руб.</b>
КТПБ-110/35/10	1×6300	99,0	КТПБ-110/10	1×16000	96,7
	1×10000	109,4		2×2500	126,4
	1×16000	130,2		2×6300	144,8
	2×6300	194,8		2×10000	164,1
	2×10000	214,8		2×16000	190,2
	2×16000	256,1	Блок отходящей ВЛ 35 кВ	-	3,3
КТПБ-110/10	1×2500	64,9	Шкаф отходящей ВЛ 10 кВ	-	2,1
	1×6300	74,1			
	1×10000	83,7			

**Таблица 8 – Укрупненные показатели стоимости строительства трансформаторных подстанций напряжением 35/10 кВ**

Тип подстанции	Число и мощность трансформаторов, кВ·А	Расчетная стоимость, тыс. руб.	Тип подстанции	Число и мощность трансформаторов, кВ·А	Расчетная стоимость, тыс. руб.
<i>Тупиковые подстанции</i>					
С предохранителями	1×630	21,6	С короткозамыкателями и отделителями	2×4000	77,0
	1×1000	29,9		2×6300	83,3
	2×630	41,6	С выключателями	1×1600	34,5
	2×1000	58,1		1×2500	37,0
С короткозамыкателями и отделителями	1×1600	33,9		1×4000	40,0
	1×2500	36,4		1×6300	43,1
	1×4000	39,4		2×1600	67,2
	1×6300	42,5		2×2500	72,2
	2×1600	66,2	2×4000	78,0	
	2×2500	71,2	2×6300	84,3	
<i>Проходные подстанции</i>					
С предохранителями и отделителями	1×1600	50,6	С выключателями	2×1600	79,7
	1×2500	53,1		2×2500	84,7
	2×1600	78,8		2×4000	90,6
	2×2500	83,8		2×6300	96,9
	2×4000	89,7			
	2×6300	96,0			
	<i>Узловые подстанции с одиночной секционированной системой шин</i>				
	2×1600	98,9		2×4000	109,7
	2×2500	108,9		2×6300	116,0

**Таблица 9 – Стоимость трансформаторных подстанций  
напряжением 10/0,38 и 35/0,38 кВ.**

Напряжение, кВ	Установка	Число трансформаторов	Конструкция	Стоимость, тыс. руб., при мощности трансформатора, кВ·А										
				4	10	25	40	63	100	160	250	400	630	
10/2*0,23	Открытая	1	На опоре ВЛ напряжением 10 кВ однофазная	0,66	0,69	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		1	На П-образной опоре сборного железобетона	-	-	1,24	1,28	1,33	1,45	-	-	-	-	-
		1	На П-образной деревянной опоре с железобетонными приставками	-	-	1,39	1,43	1,48	1,60	-	-	-	-	-
10/0,38	Открытая	1	На АП-образной опоре с железобетонными приставками	-	-	-	-	-	-	2,19	2,35	-	-	
		1	То же, без приставок	-	-	1,36	1,41	1,46	1,58	-	-	-	-	
		1	КТП	-	-	1,17	1,21	1,28	1,42	1,59	-	4,01	5,32	
10/0,38	Закрывающаяся, кирпичное здание	1	1 кабельный ввод	-	-	-	-	-	4,00	4,20	4,48	4,81	-	
		1	1 воздушный ввод	-	-	-	-	-	4,44	4,66	4,97	5,32	-	
		1	2 кабельных ввода	-	-	-	-	-	8,00	8,41	8,95	9,73	-	
10/0,38	Закрывающаяся, здание из армоцемента	1	КТП тупикового типа	-	-	1,39	1,44	1,49	1,75	2,06	2,41	-	-	
		1	КТП проходного типа	-	-	-	-	-	5,93	6,17	6,48	-	-	
		2	3 кабельных ввода	-	-	-	-	-	9,13	9,34	9,62	10,10	11,19	
		2	4 воздушных ввода	-	-	-	-	-	9,80	10,01	10,28	10,62	-	
		2	То же, при наличии счетчика, защиты от ТКЗ и АВР	-	-	-	-	-	14,08	14,49	15,04	15,76	19,00	

10/0,38	Закрытая, здание кирпичное		То же, при наличии статических конденсаторов мощностью 500 кВ·А	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,07
35/0,38	Открытая	1	На АП-образной опоре сборного железобетона	-	-	-	-	-	3,28	3,50	3,89	-	-
		1	На АП-образной деревянной опоре с железобетонны ми приставками	-	-	-	-	3,10	3,34	3,58	-	-	-
		1	То же, с деревянными приставками	-	-	-	-	2,90	3,14	3,38	-	-	-

**Таблица 9 – Открытые распределительные устройства**

Напряжение, кВ	Общее число выключателей в ОРУ	Характеристика ОРУ	Стоимость ячейки, тыс. руб., с одним выключателем	
			воздушным	масляным
35	До 3	Ответвленная, мостик	19	12
	Более 3	Одиночная секционная система шин	12	8
	1	Мостик с одним выключателем в перемычке, ответвление с выключателем	60	50
110	2 ... 4	Мостик с двумя выключателями в перемычке, треугольник, четырехугольник	40	30
	Более 4	Схема со сборными шинами	33	22
	1	Мостик с одним выключателем в перемычке, ответвление с выключателем	110	-
150	2 ... 4	Мостик с двумя выключателями в перемычке, треугольник, четырехугольник	70	-
	Более 4	Схема со сборными шинами	64	-

Примечание: 1. Стоимость ячеек дана для воздушных выключателей с номинальным током до 40 кА и масляных – до 30 кА. 2. При оборудовании линейной ячейки высокочастотной связью приведенные стоимости необходимо увеличить.

**Таблица 10 – Техничко-экономические показатели резервных  
дизельных электростанций, принятых для использования  
в типовых проектах**

Типовой проект №	Число и мощность агрегатов, кВт	Тип электроагрегата	Капиталовложения, тыс. руб.		
			здание	электроагрегат со вспомогательным и дополнительным оборудованием	общие
407-1-88.85	1×30	АД30С-Т400-РМ1У4	7,83	3,36	11,19
407-1-89.85	1×60	АД60С-Т400-РУ4	8,21	4,95	13,16
407-1-90.85	1×100	АД100С-Т400-Р1БЦ.643.113	8,28	7,43	15,71
407-3-404.86	1×200	АСДА-200 (У36-50)	9,62	19,02	28,64
407-3-405.86	2×200	АСДА-100 (У34-100)	13,74	30,28	44,02
407-3-406.86	1×500	КС-500РА (комплектная электростанция)	106,79	82,88	189,67
Типовой проект №	Приведенные затраты, тыс. руб. в год	Ресурс до капитального ремонта, ч	Удельный расход топлива, г/(кВт*ч)		
407-1-88.85	2,62	6000	375		
407-1-89.85	3,31	6000	300		
407-1-90.85	3,82	8000	250		
407-3-404.86	7,26	15000	253		
407-3-405.86	11,22	15000	262		
407-3-406.86	4572	16000	237		

Примечание: все электроагрегаты трехфазного переменного тока с частотой 50 Гц, на напряжение 400В, cos φ=0,8, частота вращения 1500 1/мин.

## Приложение В

**Таблица 1 – Нормы условных единиц по обслуживанию элементов электрических сетей сельскохозяйственного назначения**

Вид оборудования (элементов сети)	Единица измерения	Нормы у.е. на ед. измерения
<b>Воздушные линии электропередачи</b>		
а) напряжением 35-110 кВ, опоры двухцепные:		
металлические	1 км	3,3
железобетонные	1 км	2,6
б) напряжением 35-110 кВ, опоры одноцепные		
металлические	1 км	2,6
железобетонные	1 км	2,1
деревянные на железобетонных приставках	1 км	2,6
деревянные	1 км	3,2
в) напряжением 10 кВ с опорами:		
железобетонные	1 км	1,7
деревянные на железобетонных приставках	1 км	2,2
деревянные	1 км	2,6
г) напряжением 0,4 кВ совместной подвески проводов с опорами:		
железобетонные	1 км	3,3
деревянные на железобетонных приставках	1 км	3,5
деревянные	1 км	4,1
<b>Кабельные линии электропередачи</b>		
напряжением 10 кВ	1 км	7,4
напряжением 0,4 кВ	1 км	5,6
Вводные кабельные устройства	1 устройство	0,09
<b>Подстанции (ПС)</b>		
а) подстанции напряжением 35 кВ		
1. Тупиковые однострансформаторные ПС 35/10 кВ со схемами №№35-1 или 35-2 (с предохранителем)	1 штука	132,9
35-3 (с КЗ и ОД)	1 штука	132,9
35-4 (с выключателем)	1 штука	145,8
2. Тупиковые двухтрансформаторные ПС 35/10 кВ со схемами №№35-7 (с предохранителем)	1 штука	282,1
35-8 (с КЗ и ОД)	1 штука	282,1
35-9 (с выключателем)	1 штука	307,9
3. Проходные однострансформаторные ПС 35/10 кВ со схемами №№35-5 (с предохранителем)	1 штука	184,4
35-11 (с КЗ и ОД)	1 штука	165,1
4. Проходные двухтрансформаторные ПС 35/10 кВ со схемами №№35-7 (с предохранителем)	1 штука	314,2

35-8 (с КЗ и ОД)	1 штука	314,2
35-9 (с автоматическим выключателем)	1 штука	340,1
б) подстанции напряжением 110 кВ		
1.Тупиковая однотрансформаторная ПС 110/10 кВ со схемой КТПБ-110/10-3-1	1 штука	213,6
2.Тупиковая однотрансформаторная ПС 110/35/10 кВ со схемами КТПБ-110/35/10-3-1х	1 штука	310,6
3. Транзитные двухтрансформаторные ПС 110/10 кВ со схемами:		
КТПБ-110/10-5-2х	1 штука	492,0
КТПБ-110/10-6-2х	1 штука	492,0
КТПБ-110/10-8-2х	1 штука	508,6
4. Транзитные двухтрансформаторные ПС 110/10 кВ со схемами:		
КТПБ-110/35/10-5-2х	1 штука	717,4
КТПБ-110/35/10-6-2х	1 штука	717,4
КТПБ-110/35/10-8-2х	1 штука	669,5
в) подстанции напряжением 10-35/0,38 кВ		
1. ТП, КТП 10/0,38 с одним трансформатором	1 штука	4,0
2. ТП, КТП 135/0,38 с одним трансформатором	1 штука	5,6
3. ТП, КТП 10/0,38 с двумя трансформаторами	1 штука	5,1
4. ТП, КТП 10/0,38 с двумя трансформаторами	1 штука	6,8
г) элементы подстанций		
1.Силовые трансформаторы или масляные реакторы напряжением		
110 кВ	1 штука	70,8
35 кВ	1 штука	19,3
2. Трансформаторы напряжением 10 кВ		
	1 штука	9,0
3. Присоединение к масляному выключателю и двум-трем разъединителям напряжений:		
110 кВ	1 присоед.	48,7
35 кВ	1 присоед.	32,2
10 кВ	1 присоед.	16,3
4. Присоединение к отделителям и короткозамыкателям напряжений:		
110 кВ	1 присоед.	32,2
35 кВ	1 присоед.	19,3
10 кВ	1 присоед.	6,4

## Приложение Г

**Таблица 1 – Средние значения продолжительности использования максимума нагрузки в промышленности  $T_{max}$**

По отраслям промышленности	$T_{max}$ , ч/год
<b>Топливная промышленность:</b>	
угледобыча	
закрытая	3500 – 4200
открытая	4500 – 5000
нефтедобыча	7000 – 7500
нефтепереработка	6000 – 8000
торфоразработка	2000 – 2500
<b>Металлургия:</b>	
доменное производство	5000
мартеновское производство	7000
ферросплавное производство	5800
коксохимическое производство	6500
цветная металлургия	7000 – 7500
<b>Горнорудная промышленность:</b>	
анилинокрасочный завод	7000
завод азотных удобрений	7500 – 8000
завод синтетических волокон	7000 – 8000
<b>Машиностроение и металлообработка:</b>	
завод тяжелого машиностроения	3800 – 4000
станкостроительный завод	4300 – 4500
инструментальный завод	4000 – 4200
шарикоподшипниковый завод	5000 – 5300
автотракторный завод	5000
завод подъемно-транспортного оборудования	3300 – 3500
завод сельхозмашин	5000 – 5300
авторемонтный завод	3500 – 4000
паровозовагоноремонтный завод	3500 – 4000
приборостроительный завод	3000 – 3200
завод электротехнического оборудования	4300 – 4500
металлообрабатывающий завод	4300 – 4400
<b>Пищевая промышленность:</b>	
холодильник	4000

маслоконсервный завод	7000
молокозавод	4800
мясокомбинат	3600
хлебозавод	5000
кондитерская фабрика	4500

**Таблица 2 – Данные о продолжительности использования максимума бытовой нагрузки и сферы обслуживания**

<b>Удельное потребление электроэнергии, кВт·ч/жителя</b>	<b>T<sub>max</sub>, ч/год</b>
75	1350 – 1450
150	2050 – 2100
300	2300 – 2400
450	2500 – 2600
750	2900 – 3000
900	3050 – 3200
1050	3250 – 3400

Примечание: среднее значение продолжительности использования максимума нагрузки водопровода и канализации составляет 5000 ч/год.

**Таблица 3 – Нагрузка электроприемников сельскохозяйственных предприятий, подлежащая резервированию от автономных источников**

<b>Тип предприятия</b>	<b>Производственная мощность</b>	<b>Резервируемая нагрузка, кВт</b>	<b>Мощность, кВт, и число агрегатов ДЭС</b>
Комплексы и фермы молочного направления	200 коров	15 ... 25	16×1; 30×1 (РИПТ 30×1)
	300 коров	20 ... 25	30×1 (РИПТ 30×1)
	400 коров	30	30×1 (РИПТ 30×1)
	800 коров	130	60×2
	1200 коров	160	60×3
	1600 ... 2000 коров	200	100×2 (60×4)
<b>Комплексы и фермы КРС:</b>			
По выращиванию нетелей до 6 ... 8-месячного возраста	3 тыс. скотомест	60	60×1
	6 тыс. скотомест	100	100×1 (60×2)
По выращиванию и откорму молодняка КРС до 6 ... 8-месячного возраста	5 тыс. голов в год	100	100×1
	10 тыс. голов в год	200	100×2
По выращиванию коров мясного направления	600 ... 1200 коров	30	30×1 (РИПТ 30×1)
	2000 ... 3000	60	60×1
<b>Свиноводческие комплексы и фермы:</b>			
Репродуктивные фермы	На 300,600 маток с выходом 6 и 12 тыс. поросят в год	60	60×1
По выращиванию и откорму	3 тыс. свиней в год	60	60×1
	6 тыс. свиней в год	100	100×1
	12 тыс. свиней в год	200	100×2
	24 тыс. свиней в год	300	315×1
	54 тыс. свиней в год	500	315×2
	108 тыс. свиней в год	1000	315×3

**Таблица 4 – Погонные активные сопротивления алюминиевых  
и сталеалюминевых проводов**

Марка провода	Масса 1 км про- вода	Наружный диаметр провода	Длительно допустимый ток перегрузки		Погонное актив- ное сопротивление $R_0$ , Ом/км
			Вне поме- щений	Внутри по- мещений	
<b>Алюминиевые провода</b>					
A 16	44	5,1	105	75	1,98
A 25	68	6,4	135	105	1,28
A 35	95	7,5	170	130	0,92
A 50	136	9,0	215	165	0,64
A 70	191	10,7	265	210	0,46
A 95	257	12,4	320	255	0,34
A 120	322	14,0	375	300	0,27
A 150	407	15,8	440	355	0,21
A 185	503	17,5	500	410	0,17
<b>Сталеалюминевые провода</b>					
AC 10	36	4,4	80-	50	3,120
AC 16	62	5,4	105	75	2,060
AC 25	92	6,6	130	100	1,380
AC 35	150	8,4	175	135	0,850
AC 50	196	9,6	210	165	0,650
AC 70	275	11,4	265	210	0,460
AC 95	386	13,5	330	260	0,330
AC 120	492	15,2	380	305	0,270
AC 150	617	17,0	445	360	0,210
AC 185	771	19,0	510	425	0,170
AC 240	937	21,6	605	505	0,130
AC 300	1098	23,5	690	580	0,108
AC 400	1501	27,2	825	710	0,080
AC 500	1838	30,2	945	815	0,065
AC 600	2206	33,1	1050	920	0,055
ACO 700	2756	37,1	1220	1075	0,044
ACU 120	530	15,5	375	-	0,288
ACU150	678	17,6	450	-	0,210
ACU 185	850	19,6	515	-	0,170
ACU 240	1111	22,4	610	-	0,131
ACU 300	1392	25,2	705	-	0,106
ACU 400	1840	29,0	850	-	0,079

**Таблица 5 – Параметры трехфазных двухобмоточных трансформаторов 10 кВ**

Тип	S <sub>ном</sub> , кВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные		
		U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R, Ом	X, Ом	ΔQ <sub>х</sub> , квар
		ВН	НН							
ТМ-25/10	25	10	0,4	4,5	0,6	0,13	3,2	96,0	152,3	0,8
ТМ-40/10	40	10	0,4	4,5	1,0	0,19	3,0	55,0	98,1	1,2
ТМ-63/10	63	10	0,4	4,5	1,28	0,26	2,8	37,0	70,5	1,76
ТМ-100/10	100	10	0,4	4,5	1,97	0,36	2,6	19,7	40,7	2,6
ТМ-250/10	250	10	0,4; 0,69	4,5	3,7	0,82	2,3	5,92	17,0	5,75
ТМ-320/10	320	10	0,4; 0,23	5,5	6,2	0,91	0,7	6,05	16,1	2,24
ТМ-400/10	400	10	0,4; 0,69	4,5	5,5	1,05	2,1	3,44	10,7	8,4
ТМЗ-400/10	400	10	0,4	5,5	5,5	1,08	4,5	3,44	13,3	18,0
ТМ-630/10	630	10	0,4; 0,69	5,5	7,6	1,56	2,0	1,91	8,73	12,6
ТМ-1000/10	1000	10	0,4; 6,3	5,5	12,2	2,45	1,4	1,22	5,36	14,0
ТМЗ-1000/10	1000	10	0,4; 0,69	5,5	11,0	2,45	1,4	1,10	5,35	14,0
ТМ-2500/10	2500	10	0,4 – 6,3	5,5	26,0	4,6	1,0	0,42	2,16	25,0
ТМЗ-2500/10	2500	10	0,4; 0,69	5,3	245,0	4,6	1,0	0,38	2,08	25,0
ТМ-6300/10	6300	10	3,15 – 6,3	6,6	46,5	9,0	0,8	0,12	1,04	50,4
*ТДНС-16000/10	16000	10	6,3	10	85	18,0	0,6	0,03	0,62	96,0
*ТРНДС-25000/10	25000	10,5	6,3	9,5	115	25,0	0,5	0,02	0,42	125

**Таблица 6 – Параметры трехфазных двухобмоточных трансформаторов 35 кВ**

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ·А	Преде- лы ре- гулиро- вания, ±n×Δk, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R, Ом	X, Ом	ΔQ <sub>х</sub> , квар
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	±2×2,5	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	±2×2,5	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	±2×2,5	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМН-400/35	0,4	±6×1,5	35	0,4; 0,69	6,5	7,6	1,9	2,0	23,5	126	12,6
ТМН-630/35	0,63	±6×1,5	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6	2,7	1,5	14,0	79,6	15,0
ТМН-1000/35	1,0	±6×1,5	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,4
ТМ-1600/35	1,6	±6×1,5	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМЗ-2500/35	2,5	±6×1,5	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1 ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОМУ ОБОСНОВАНИЮ ДИПЛОМНЫХ ПРОЕКТОВ (РАБОТ).....	4
1.1 Методические указания по проведению технико-экономического обоснования.....	4
1.2 Теоретические предпосылки использования нового методического подхода к технико-экономической оценке дипломных проектов .....	6
2 УЧЕТ ФАКТОРА НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ .....	10
2.1 Задачи оценки надежности электрических сетей.....	10
2.2 Задачи оценки надежности электроснабжения потребителей .....	14
2.3 Показатели надежности электрических сетей .....	19
2.4 Расчет показателей надежности электрических сетей .....	30
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧАСТНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	41
3.1 Расчет капитальных затрат .....	41
3.2 Определение эксплуатационных затрат на обслуживание электрической сети .....	49
3.3 Определение вероятного ущерба от перерывов электроснабжения .....	58
3.4 Определение притока денежных средств при эксплуатации электрических сетей .....	62
4 ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЕТА .....	67
4.1 Условия сопоставимости проектируемых вариантов электрических сетей .....	67
4.2 Система показателей для оценки экономической эффективности.....	68

5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ПРОЕКТОВ .....	84
5.1 Методический подход комплексной оценки качества технических решений .....	84
5.2 Оптимизационные расчеты при проведении технико-экономической оценки электрических сетей .....	96
6 ПРИМЕР КОМПЛЕКСНОГО РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	109
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	111