



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Маркетинг и отраслевая экономика»

О. Г. Винник

**ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ.
РЕКОМЕНДАЦИИ
К РАЗРАБОТКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЧАСТИ
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА**

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
для студентов специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Гомель 2024

УДК 621.31:658.18(075.8)
ББК 65.305.9:31.279я73
В48

*Рекомендовано научно-методическим советом
гуманитарно-экономического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 27.02.2024 г.)*

Рецензент: декан гуманитарно-экономического факультета Гомельского
государственного технического университета имени П. О. Сухого
канд. экон. наук, доц. *М. Н. Андриянчикова*

Винник, О. Г.

В48 Дипломное проектирование. Рекомендации к разработке экономической части
дипломного проекта : учеб.-метод. пособие для студентов специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети» днев. формы обучения / О. Г. Винник. – Гомель :
ГГТУ им. П. О. Сухого, 2024. – 66 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300
МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat
Reader. – Режим доступа: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Представлены структура и порядок выполнения организационно-экономического раз-
дела дипломной работы. Рассмотрены методики оценки экономической эффективности предпо-
лагаемых мероприятий по различным вариантам их реализации.

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения.

УДК 621.31:658.18(075.8)
ББК 65.305.9:31.279я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2024

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Порядок выполнения и структура организационно-экономического раздела дипломной работы	5
I. Расчет капиталовложений в реконструкцию (строительство, модернизацию) и эксплуатационных затрат на функционирование объекта исследования.....	6
II. Оценка экономической эффективности одного из предлагаемых проектных решений.....	15
II.1. Оценка экономической эффективности мероприятий по экономии электроэнергии	16
II.2. Расчет экономического эффекта от снижения ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям.....	18
II.3. Оценка экономической эффективности мероприятий по повышению надёжности фрагмента распределительной сети..	22
II.4. Оценка экономической эффективности мероприятий по замене масляных выключателей на вакуумные.....	25
II.5. Расчет показателей эффективности проектного решения...	31
II.6. Определение оптимального варианта реализации проектного решения путем сопоставления вариантов через критерий минимума приведенных затрат.....	35
III. Итоговые технико-экономические показатели мероприятий рассматриваемого проекта	36
Список рекомендуемой литературы.....	38
Приложения.....	40

Введение

Студент может приступать к разработке организационно-экономического раздела дипломной работы только после того, как выполнено техническое и технологическое обоснование предлагаемых проектных решений. От качества выполнения указанных разделов зависит качество экономического обоснования предлагаемых мероприятий, обоснованность итоговых показателей эффективности проектных решений, отражающих экономическую целесообразность их практического применения.

Целью методических указаний является оказание помощи студентам при выполнении организационно-экономического раздела дипломной работы по специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети». В пособии представлена структура экономического раздела, требования к содержанию и объему, а также обобщенные методики расчетов капитальных вложений и различных вариантов оценки экономической эффективности предлагаемых проектных решений.

Порядок выполнения и структура организационно-экономического раздела дипломной работы

Содержание и структура организационно-экономического раздела дипломной работы является индивидуальным и определяется конкретной темой содержанием дипломной работы. Приступать к выполнению организационно-экономического раздела дипломной работы студент может только после готовности основных разделов дипломной работы, определяющих направление и суть его разработки. Направления экономического обоснования мероприятий определяется студентом совместно с руководителем экономического раздела исходя из предлагаемых в дипломной работе направлений рассматриваемого проекта. Выбор конкретных направлений экономического обоснования разрабатываемого проекта, а также выбор, методика и порядок расчета конкретных показателей эффективности предлагаемых мероприятий осуществляется в индивидуальном порядке по согласованию с научным руководителем организационно-экономического раздела.

Все расчеты, выполняемые в организационно-экономическом разделе должны быть выполнены в строгом соответствии с действующим на момент выполнения дипломной работы законодательством Республики Беларусь в части методик расчета, действующих цен, тарифов, налогов и отчислений. В частности, при экономическом обосновании энергосберегающих мероприятий следует опираться на методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий, утвержденные Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь [1].

Структура организационно-экономического раздела дипломной работы представлена следующими подразделами:

1. Расчет капиталовложений в реконструкцию (строительство, модернизацию) и эксплуатационных затрат на функционирование объекта исследования;
2. Оценка экономической эффективности одного из предлагаемых в дипломной работе мероприятий (модернизация освещения, замена выключателей, установка реклоузеров и т.п.);
3. Итоговые технико-экономические показатели мероприятий рассматриваемого проекта.

Объем организационно-экономического раздела дипломной работы не должен превышать 20% от общего объема пояснительной записки и может составлять примерно 6-16 листов.

I. Расчет капиталовложений в реконструкцию (строительство, модернизацию) и эксплуатационных затрат на функционирование объекта исследования

Важнейший технико-экономический показатель — это *капитальные вложения* (К), то есть расходы, необходимые для сооружения (или другой формы вложения средств) сетей, станций, энергетических объектов.

Капитальные вложения являются финансовым источником для осуществления расширенного воспроизводства основных средств, т.е. реальными инвестициями. Капитальные вложения осуществляются в форме нового строительства, расширения, технического перевооружения, модернизации и реконструкции действующих предприятий.

Источниками капиталовложений выступают собственные и заемные средства, средства инвестиционных фондов, бюджетное финансирование.

Величину капиталовложений определяют различными способами:

- с помощью сметно-финансового расчета;
- помощью укрупненных показателей, учитывающих затраты на приобретение, монтаж, демонтаж (в случае реконструкции объекта), наладку оборудования;
- с помощью удельных капиталовложений и др.

В учебном процессе допускается использование метода приближенного расчета.

Расчет капитальных вложений может осуществляться при выполнении дипломных работ по следующим основным направлениям:

- Реконструкция или проект электрической части подстанции;
- Реконструкция или проект воздушной линии;
- Реконструкции или проект участка электрической сети сельского РЭС.
- Реконструкция системы электроснабжения организации и другие.

Для электрической сети капиталовложения могут быть определены по формуле 1.1:

$$K_{рек} = K_{л} + K_{пст} , \quad (1.1)$$

где $K_{л}$ – капитальные вложения на сооружение линий, руб.; $K_{пст}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Капиталовложения в реконструкцию конкретного электроэнергетического объекта могут быть определены по формуле 1.2:

$$K_{рек} = K_{об} + K_{СМР} + K_{ПИР} + K_{ПНР} + K_{дем} + K_{пр} . \quad (1.2)$$

В ряде случаев при реконструкции объекта исследования рекомендуется учитывать ликвидационную стоимость оборудования, подлежащего демонтажу. Формула для расчета капиталовложений в реконструкцию электроэнергетического объекта с учетом стоимости демонтируемого оборудования примет вид:

$$K_{рек} = K_{об} + K_{СМР} + K_{ПИР} + K_{ПНР} + K_{дем} + K_{пр} - K_{л}, \quad (1.3)$$

где $K_{об}$ – стоимость оборудования с учетом транспортных расходов и стоимости прочего оборудования, руб.; $K_{СМР}$ – стоимость строительно-монтажных работ, руб.; $K_{ПИР}$ – стоимость проектно-изыскательских работ, руб.; $K_{ПНР}$ – стоимость пуско-наладочных работ, руб.; $K_{дем}$ – стоимость демонтажных работ, руб.; $K_{пр}$ – стоимость временных зданий и сооружений, а также прочих работ и затрат, руб.; $K_{л}$ – ликвидационная стоимость демонтируемого оборудования, руб.

Стоимость оборудования с учетом транспортных расходов и стоимости прочего оборудования рассчитывается по каждой группе оборудования в соответствии со схемами дипломной работы и оформляется в виде таблицы 1.1.

В общем случае при реконструкции подстанции стоимость оборудования рассчитывается по формуле 1.4:

$$K_{об} = K_{т} + K_{к} + K_{об.п.}, \quad (1.4)$$

где K_T – капитальные вложения на замену трансформаторов, руб.; K_K – капитальные вложения на замену кабелей, руб.; $K_{оп}$ – капитальные вложения на замену оборудования подстанции, руб.

Расчет стоимости оборудования ведется в белорусских рублях по ценам, действующим на момент расчетов. Стоимость импортного оборудования, материалов и конструкций, определяется исходя из контрактной цены и в соответствии с курсами валют, установленными Национальным банком Республики Беларусь, действующими на момент расчетов.

С целью проверки корректности цен руководителем организационно-экономического раздела в таблице 1.1 приводится колонка «Примечание», в которой указываются конкретные источники цен (Интернет-сайты поставщиков оборудования). При распечатке пояснительной записки данная колонка может быть удалена.

Стоимость монтажных работ укрупненно принимается в размере 30% от стоимости оборудования с учетом транспортных расходов:

$$K_{СМР} = 0,3 \cdot K_{об}. \quad (1.5)$$

Стоимость проектно-изыскательных работ укрупненно принимается в размере 10% от стоимости строительно-монтажных работ:

$$K_{ПИР} = 0,1 \cdot K_{СМР}. \quad (1.6)$$

Стоимость пуско-наладочных работ укрупненно принимается в размере 5% от стоимости оборудования с учетом транспортных расходов:

$$K_{ПНР} = 0,05 \cdot K_{об}. \quad (1.7)$$

Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристики оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования. При необходимости конкретизации и детализации расчетов со стоимостью демонтажа основного оборудования можно ознакомиться в [4], [5], [11]. При укрупненном расчете стоимость

работ по демонтажу оборудования принимается в размере 30% от стоимости строительно-монтажных работ:

Таблица 1.1

Стоимость оборудования в текущих ценах

Группа оборудования	Наименование оборудования	Цена, руб.	Кол-во, шт.	Стоимость, руб.	Примечание
Выключатели					
Ограничители перенапряжения					
Трансформаторы					
...					
Кабельная продукция					
Итого:					
Прочее оборудование (20%)					
Транспортные расходы (2%)					
Всего с транспортными расходами:					

$$K_{\text{дем}} = 0,3 \cdot K_{\text{СМР}}. \quad (1.8)$$

Прочие затраты включают в себя затраты, не учтенные в предыдущих пунктах и при укрупненном расчете могут быть приняты в размере 5-15% от стоимости оборудования с учетом транспортных расходов:

$$K_{\text{пр}} = 0,07 \cdot K_{\text{об}}. \quad (1.9)$$

Ликвидационная стоимость демонтируемого оборудования может быть рассчитана по формуле:

$$K_{\text{л}} = K_{\text{п}} \times \left(1 - \frac{(T_{\text{н}} - T_{\text{э}}) \times N_{\text{а}}}{100}\right), \quad (1.10)$$

где $K_{\text{п}}$ – первоначальная стоимость оборудования, тыс. руб.; $T_{\text{н}}$ – нормативный срок службы оборудования, лет [3]; $T_{\text{э}}$ – срок службы оборудования до окончания эксплуатации, лет; $N_{\text{а}}$ – годовая норма амортизации, %.

Примечание: в энергетике обычно применяется линейный способ начисления амортизации. В этом случае норма амортизационных отчислений обратна нормативному сроку службы объекта основных средств.

Ликвидационная стоимость демонтируемого оборудования, отработавшего весь срок полезного использования и списанного организацией, может быть определена как сумма, которую организация планирует получить от реализации лома цветных металлов, содержащихся в оборудовании и кабелях, за вычетом предполагаемых затрат, связанных с их реализацией, по заготовительным ценам на лом и отходы цветных металлов [6], [7].

Масса фасонных жил кабелей рассчитывается в соответствии с методикой государственного стандарта Республики Беларусь [8] по формуле 1.11:

$$m = s \cdot n_1 \cdot \gamma \cdot K \cdot K_1, \quad (1.11)$$

где m – масса фасонных жил кабелей, кг; s – номинальное сечение жилы, мм²; n_1 – число жил; γ – плотность материала жилы, г/см³; K – коэффициент, учитывающий укрутку проволок или мишурных нитей; K_1 – коэффициент, учитывающий укрутку жил.

Результаты расчетов оформляются в виде таблицы 1.2.

Стоимость алюминия от сдачи кабелей определяется в соответствии с заготовительными ценами на лом и отходы цветных металлов [6], [7] по формуле 1.12:

$$K_{\text{л.к.}} = \frac{m \cdot c}{1000}, \quad (1.12)$$

где c – заготовительная цена алюминия, руб./т.

Таблица 1.2

Расчет массы алюминия в кабелях, подлежащих замене

№ участка на схеме	Трасса КЛ	Марка и сечение	Длина, км	Масса жил, кг/м	Общая масса жил, кг
Итого:					

Содержание черных и цветных металлов в трансформаторах принимается в соответствии с данными, предоставленными производителем трансформаторов и указанными в их паспортах. Результаты расчетов оформляются в виде таблицы 1.3.

Таблица 1.3

Содержание алюминия и меди в трансформаторах, подлежащих замене

№ ТП	Марка трансформатора 6/0,4кВ	алюминий I группа, кг	алюминий IV группа, кг	медь II группа, кг	медь III группа, кг	медь IV группа, кг	медь V группа, кг
Итого:							

Стоимость алюминия и меди от сдачи трансформаторов определяется в соответствии с заготовительными ценами на лом и отходы цветных металлов [6], [7] и оформляется в виде таблицы 1.4.

Таблица 1.4

Стоимость алюминия и меди в трансформаторах, подлежащих замене

№ ТП	Марка трансформатора	Стоимость алюминия I группа, руб.	Стоимость алюминия IV группа, руб.	Стоимость меди II группа, руб.	Стоимость меди III группа, руб.	Стоимость меди IV группа, руб.	Стоимость меди V группа, руб.	Стоимость лома цветных металлов, руб.
Итого:		9698,4	37,08	1087,97	267,97	72,3	32,11	11195,8

Аналогично определяется стоимость стали в трансформаторах, а также стоимость лома металлов в других объектах основных средств, подлежащих списанию. Общая ликвидационная стоимость определяется как сумма стоимостей лома металлов от сдачи кабелей и оборудования.

В ряде случаев, при невозможности использования полного перечня используемого оборудования и других объектов капиталовложений или нецелесообразности подробных расчетов, например при предварительной оценке проектных решений, их стоимость может быть рассчитана укрупненно, с использованием удельных капитальных вложений. Укрупненные стоимостные показатели, в частности удельные капитальные вложения, учитывают все затраты на сооружение ВЛ, ЛЭП и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

В капитальные вложения на сооружение ЛЭП входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж. Капитальные вложения в строительство ЛЭП могут быть определены по формуле 1.13 [9]:

$$K_{\text{л}} = \sum_{i=1}^m L_{\text{рл}i} \cdot K_{\text{рл}i}^{\text{уд}} \cdot n_i, \quad (1.13)$$

где $L_{\text{рл}}$ – протяженность ЛЭП, км; $K_{\text{рл}}^{\text{уд}}$ – удельные капиталовложения в сооружение ЛЭП, тыс. руб./км.; n_i – число параллельных цепей на i -ом проектируемом участке.

В расчетах удельные капитальные вложения принимаются в соответствии с ценами и тарифами, действующими на момент расчетов, то есть с применением индексов пересчета цен.

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку. Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов. Капитальные вложения в сооружение подстанций могут быть определены по формуле 1.14:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{пост}}, \quad (1.14)$$

где $K_{\text{ОРУ}}$ – капиталовложения в распределительные устройства; $K_{\text{ТР}}$ – капиталовложения в трансформаторы; $K_{\text{КУ}}$ – капиталовложения в компенсирующие устройства; $K_{\text{пост}}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС.

Данные об удельных капиталовложениях в сооружение энергетических объектов приводятся в справочной литературе [11], [17] а также в приложении 1.

Вторым важным технико-экономическим показателем являются *годовые эксплуатационные расходы*, которые представляют издержки, необходимые для эксплуатации сооружений и устройств системы передачи и распределения электроэнергии в течение года.

Для электрической сети годовые эксплуатационные расходы могут быть определены по формуле 1.15:

$$И = И_{\text{л}} + И_{\text{пст}} + И_{\Delta\text{э}}, \quad (1.15)$$

где $И_{\text{л}}$, $И_{\text{пст}}$ – годовые эксплуатационные расходы для линий и подстанций, руб.; $И_{\Delta\text{э}}$ – затраты на возмещение потерь электроэнергии, руб

Годовые эксплуатационные расходы для конкретного электроэнергетического объекта могут быть определены по формуле 1.16:

$$И_{\Sigma} = И_{\text{э}} + И_{\text{а}} + И_{\Delta\text{э}}, \quad (1.16)$$

где $И_{\text{э}}$ – издержки на эксплуатацию объекта, руб.; $И_{\text{а}}$ – издержки на амортизацию, руб

Годовые эксплуатационные расходы на линии зависят от капитальных вложений в сооружение линий. Они включают расходы на амортизацию, на текущий ремонт и обслуживание электроэнергетического объекта (линии) и рассчитываются в соответствии с нормами ежегодных отчислений. Издержки на текущий ремонт и обслуживание могут быть определены по формулам 1.17, 1.18:

$$И_{\text{р}} = p_{\text{р}} \cdot K, \quad (1.17)$$

$$И_{обсл} = p_{обсл} \cdot K, \quad (1.18)$$

где p_r , $p_{обсл}$ – норма отчислений на текущий ремонт и обслуживание, доли единицы; K – капитальные вложения в сооружение (реконструкцию) электроэнергетического объекта, руб.

Издержки на амортизацию объекта могут быть определены по формуле 1.19:

$$И_a = p_a \cdot K. \quad (1.19)$$

где p_a – норма отчислений на амортизацию, доли единицы.

Значения p_r , $p_{обсл}$, p_a приводятся в справочной литературе [10], [11], а также в приложении 2.

Затраты на возмещение потерь электроэнергии рассчитываются по формуле 1.20:

$$И_{\Delta W} = \Delta W \cdot \beta, \quad (1.20)$$

где β – тариф на электроэнергию руб/кВт·ч; ΔW – расчетные годовые потери электроэнергии в сети, кВт·ч.

Суммарные потери мощности в режиме максимальных нагрузок вычисляются с учетом потерь активной мощности в линиях электропередачи и трансформаторах. Потери в трансформаторах определяются по формуле 1.21:

$$\Delta W_T = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \cdot \frac{S_{нагр}^2}{S_{ном}^2} \cdot \tau + \Delta P_X \cdot 8760 \cdot n, \quad (1.21)$$

где ΔP_K , ΔP_X – потери короткого замыкания и холостого хода, соответственно; $S_{нагр}$ – полная расчетная мощность нагрузки, кВА; $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; τ – время максимальных потерь, ч; n – количество трансформаторов, шт.

В проектных расчетах приблизительное время максимальных потерь может быть определено по формуле 1.22 (обычно применяется для потребителей с $T > 3000$ ч.):

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad (1.22)$$

где T_{max} – время использования максимальной нагрузки, ч. (Приложение 3).

Потери электроэнергии в линиях определяются по формуле 1.23:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau. \quad (1.23)$$

Значения потерь в трансформаторах и линиях принимаются по результатам расчетов в соответствующих разделах дипломной работы.

Результаты расчета годовых эксплуатационных затрат сводятся в итоговую таблицу технико-экономических показателей проекта (приложение 8).

II. Оценка экономической эффективности одного из предлагаемых проектных решений

Оценка экономической эффективности может быть проведена по следующим основным направлениям:

- перевод сетей с 35 кВ на напряжение 110 кВ;
- повышение надёжности фрагмента распределительной сети;
- сокращение текущих затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание высоковольтного оборудования;
- снижения недоотпуска электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям и другие.

Оценка экономического эффекта предлагаемого проектного решения осуществляется с применением натуральных (кВт*ч), условно-натуральных (т.у.т.) и стоимостных (тыс. руб.) показателей.

Оценка экономической эффективности проектных решений осуществляется в соответствии со стандартом СТБ 33240.09.300-20 «Порядок расчета экономии топливно-энергетических ресурсов от внедрения основных энергосберегающих мероприятий на электростанциях, котельных, тепловых и электрических сетях» [19].

Оценка экономической эффективности мероприятий осуществляется с применением статических и динамических показателей эффективности.

II.1. Оценка экономической эффективности мероприятий по экономии электроэнергии

Если в дипломной работе описывается проектное решение, целью которого является экономия электроэнергии, то оценка экономической эффективности мероприятия осуществляется по следующей методике.

Расчет капитальных вложений осуществляется по методике, описанной в пункте 1.

При расчете экономии электроэнергии от реконструкции системы освещения годовое потребление электроэнергии при работе освещения может быть определено по формуле 2.1 [19 **СТП 33240.09.300-20**]:

$$W_{\text{св}} = (P_{\text{св.}i} \cdot n \cdot k_{\text{пра}}) \cdot T_{\text{max}} \cdot k_{\text{с}} \cdot k_{\text{доп}} \cdot k_{\text{ау}} \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

где N – единичная мощность осветительного прибора, кВт; n – количество осветительных приборов одинаковой мощности, типа, режима эксплуатации, шт; T_{max} – время использования максимума осветительной нагрузки (Приложение 3, табл. ПЗ.3, ПЗ.4), часов; $k_{\text{пра}}$ – коэффициент потери мощности в ПРА (пускорегулирующих аппаратах, драйверах) осветительного прибора (Приложение 4, табл. П4.1); $k_{\text{с}}$ – технологический коэффициент спроса осветительной нагрузки (Приложение 4, табл. П4.2); $k_{\text{ау}}$ – коэффициент автоматизации управлением освещения (Приложение 4, табл. П4.3); $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительного освещения в пасмурное время (для внутреннего освещения принимается равным 1,08, для наружного – 1).

$$W_{\text{св}} = K_{\text{п}} \cdot \sum_1^n P_{\text{св.}i} \cdot T_{\text{р.}i} \cdot k_{\text{с}}, \quad (2.2)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий потери, (составляет 1,2 в электромагнитном ПРА для натриевой лампы, и 1,08 для светодиодного светильника); n – количество светильников; $P_{\text{св}i}$ – мощность одного светильника, кВт; $k_{\text{с}}$ – коэффициент спроса; $T_{\text{р}i}$ – среднее время работы светильника в год, ч.

Тогда, годовая экономия электроэнергии за счет реализации проектного решения может быть определена по формуле 2.3:

$$\Delta W_{\text{год}} = W_{\text{св (до рек)}} - W_{\text{св (после рек)}}, \quad (2.3)$$

где $W_{\text{св (до рек)}}$, $W_{\text{св (после рек)}}$ – фактический (до реализации мероприятия) и планируемый (после реализации мероприятия) объем потребления электроэнергии, кВт*ч.

Аналогично, годовая экономия электроэнергии при реконструкции подстанции и переводе воздушных линий на другое напряжение определяется путем расчета снижения потерь мощности по формуле 2.4:

$$\Delta W_{\text{год}} = W_{\text{пот (до рек)}} - W_{\text{пот (после рек)}}, \quad (2.4)$$

где $W_{\text{пот(до рек)}}$, $W_{\text{пот(после рек)}}$ – годовые потери электрической энергии до и после реконструкции, кВт ч.

В этом случае общие потери электроэнергии до после реконструкции определяются по формуле 2.5:

$$\Delta W_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (2.5)$$

где $\Delta W_{\text{т}}$ – потери электрической энергии в трансформаторах, кВт*ч; $\Delta W_{\text{л}}$ – потери электрической энергии в линиях, кВт*ч;

Данные о потерях электроэнергии в линиях на рассматриваемом участке сети, потребление электроэнергии до и после внедрения проектного решения и т.п. принимаются по результатам расчетов в соответствующих разделах дипломной работы.

Определение показателей эффективности мероприятия по энергосбережению ведется через расчет годовой экономии условного топлива от реализации проектного решения. Годовая экономия условного топлива в условно-натуральном выражении определяется по формуле 2.6:

$$\Delta B_{\text{год}} = \Delta W_{\text{год}} \times \left(1 + \frac{k_{\text{пот}}}{100}\right) \cdot b_3 \cdot 10^{-6}, \quad (2.6)$$

где b_3 – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии. Принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, т у.т./кВт*ч; $k_{\text{пот}}$ –

потери электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных) в системе ГПО «Белэнерго», %.

Фактический удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) и коэффициент потерь электроэнергии в электрических сетях ГПО «Белэнерго» (с учетом распределительных) принимается по действующим на момент расчета данным Департамента по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь [13].

Годовая экономия условного топлива в стоимостном выражении определяется по формуле 2.7:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = \Delta B_{\text{год}} \cdot C \cdot k_{\text{б.р.}} \quad (2.7)$$

где C – стоимость 1 тонны условного топлива, \$; $k_{\text{б.р.}}$ – курс белорусского рубля по отношению к доллару США, установленный Национальным банком Республики Беларусь на момент расчетов, бел.руб/\$.

Стоимость 1 тонны условного топлива при составлении технико-экономических обоснований энергосберегающих мероприятий и оценки сроков их окупаемости принимается по действующим на момент расчета данным Департамента по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь [14].

Расчет показателей эффективности предлагаемого мероприятия приведен в п. II.5.

Результаты расчета показателей эффективности предлагаемого мероприятия сводятся в итоговую таблицу технико-экономических показателей проекта (приложение 8).

II.2. Расчет экономического эффекта от снижения ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям

Расчет капитальных вложений осуществляется по методике, описанной в пункте 1.

Для потребителей II и III категорий по надежности перерыв в электроснабжении приводит к последствиям, которые могут быть выражены в виде экономического эквивалента – ожидаемого среднегодового народнохозяйственного ущерба (Y) от нарушения электроснабжения. Среднегодовой ущерб из-за нарушения

электроснабжения складывается из вероятного среднегодового ущерба Y_a из-за аварийного (вынужденного) нарушения электроснабжения и планового годового ущерба $Y_{\text{п}}$, который обусловлен плановыми ремонтами оборудования [9]:

$$Y = Y_a + Y_{\text{п}}. \quad (2.8)$$

При расчетах ущерба от перерывов электроснабжения удобно использовать показатель *удельного вероятного ущерба*, т.е. ущерба в расчете на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии. Удельный ущерб учитывает ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителю и ущерб энергосистемы, вызываемый недоиспользованием оборудования, а также затраты на ремонтно-восстановительные работы.

Объем недоотпуска электроэнергии за время перерывов в электроснабжении зависит от потребляемой мощности и продолжительности перерывов. Вероятный среднегодовой ущерб из-за аварийного (вынужденного) нарушения электроснабжения для последовательно включенных элементов сети можно определить по формуле 2.9:

$$Y_a = Y_{a \text{ уд.}} \cdot P_{\text{max}} \cdot \xi \cdot \sum_{i=1}^m \omega_{ai} \cdot T_{a.v.i}, \quad (2.9)$$

где $Y_{a \text{ уд.}}$ – удельный ущерб из-за вынужденного перерыва электроснабжения рассматриваемого потребителя, руб./кВт·ч; P_{max} – активная мощность нагрузки в максимальном режиме, кВт; ω_{ai} – параметр потока аварийных отказов элемента i ; $T_{a.v.i}$ – среднее время восстановления i -го элемента электрических сетей при аварийном отказе, ч.; ξ – степень ограничения нагрузки потребителей из-за аварийного перерыва электроснабжения; n – число последовательно включенных элементов сети.

Годовой плановый ущерб УП из-за аварийного (вынужденного) нарушения электроснабжения для последовательно включенных элементов сети можно определить по формуле 2.10:

$$Y_{\text{п}} = Y_{\text{пл.уд.}} \cdot P_{\text{max}} \cdot \xi \cdot \sum_{i=1}^m \omega_{\text{п}i} \cdot T_{\text{п.в.}i}, \quad (2.10)$$

где $Y_{\text{пл.уд.}}$ – удельный ущерб из-за планового перерыва электроснабжения рассматриваемого потребителя, руб./кВт·ч; P_{max}

– активная мощность нагрузки в максимальном режиме, кВт; $\omega_{\text{п}i}$ – параметр потока плановых отключений элемента i ; $T_{\text{п.в.}i}$ – среднее время восстановления i -го элемента электрических сетей при плановых отключениях, ч.; ξ – степень ограничения нагрузки потребителей при плановых отключениях электроснабжения; n – число последовательно включенных элементов сети.

Степень ограничения нагрузки потребителей определяется как отношение величины отключаемой нагрузки при рассматриваемом отказе к суммарной максимальной нагрузке нормального режима. При полном прекращении электроснабжения $\xi = 1$. В сети с полным резервированием при отказе любого ее элемента потребитель может получить всю необходимую ему мощность. В этом случае перерыва в электроснабжении не происходит и величина $\xi = 0$. Произведение P_{max} и ξ соответствует мощности нагрузки, отключаемой при отказе.

Данные по параметрам потоков отказов основного оборудования электрических сетей и среднему времени восстановления элементов при аварийных и плановых отключениях принимаются по результатам расчетов в соответствующих разделах дипломной работы, а также приводятся в справочной литературе [11].

Параметры $\omega_{\text{а}}$, $\omega_{\text{п}}$, $T_{\text{п.в.}}$, $T_{\text{а.в.}}$ при проектировании могут приниматься как среднестатистические (Приложение 5) в зависимости от вида оборудования и класса номинального напряжения. Для линий эти показатели пересчитываются применительно к заданной длине [17].

При укрупненных расчетах при выполнении дипломной работы недоотпуск электроэнергии потребителям может быть определен по формуле 2.11:

$$W_{\text{недоотп}} = t_{\text{ср}} \cdot N_{\text{о}} \cdot P, \quad (2.11)$$

где $t_{\text{ср}}$ – среднее время устранения повреждений, ч.; $N_{\text{о}}$ – количество отключений на линии, откл./год; P – суммарная активная мощность участка, МВт.

Таким образом, исходя из формулы 2.11 вероятностный объем материального ущерба от перерыва в электроснабжении может быть определен по формуле 2.12:

$$Y = Y_{\text{уд}} \cdot W_{\text{недоотп}}, \quad (2.12)$$

где $U_{уд}$ – удельный вероятностный ущерб от перерыва в электроснабжении, руб./кВт·ч; $W_{недоотп}$ – недоотпуск электроэнергии, кВт·ч.

В расчетах экономической эффективности удельный ущерб от аварийных ограничений рекомендуется оценивать исходя из зарубежного опыта компенсации ущерба потребителям в размере 1,5–4 долл. / кВт·ч. Эти данные являются усредненными и могут использоваться для ориентировочной оценки ущерба на случай аварийных перерывов (ограничений) электроснабжения в сети общего пользования с разным составом потребителей [11]. При разработке схем внешнего электроснабжения промышленных узлов и отдельных крупных предприятий рекомендуется пользоваться более точными данными об ущербах, полученными у потребителя, или в справочной литературе [12], [18], а также в Приложении 7.

Сокращение ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям может быть определено по формуле 2.13:

$$\Delta U = U_{\text{до рек.}} - U_{\text{после рек.}} \quad (2.13)$$

Расчет показателей эффективности предлагаемого мероприятия приведен в п. II.5.

Результаты расчета показателей эффективности предлагаемого мероприятия сводятся в итоговую таблицу технико-экономических показателей проекта (приложение 8).

Удельный ущерб в текущих ценах составит:

$$U_{уд} = U_{\text{рос.2001}} \times \frac{K_{\$}^{\text{тек.год}}}{K_{\text{рос.}}^{2001}}, \quad (2.14)$$

где $U_{\text{рос.2001}}$ – средний ущерб на сельскохозяйственных предприятиях от перерывов в электроснабжении (в российских рублях, в ценах 2001 г.) $U_{\text{рос.2001}} = 92,9$ руб./кВт·ч [12]; $K_{\text{рос.2001}}$ – курс российского рубля к доллару в 2001 году, $K_{\text{рос.2001}} = 29,1$; $K_{\$2020}$ – курс доллара в текущем году к белорусскому рублю.

II.3. Оценка экономической эффективности мероприятий по повышению надёжности фрагмента распределительной сети

Если в дипломной работе описывается проектное решение, целью которого является повышение надежности фрагмента распределительной сети, например, путем установки реклоузеров, то оценка экономической эффективности мероприятия осуществляется по следующей методике.

Расчет капитальных вложений осуществляется по методике, описанной в пункте 1.

Данные о среднем времени восстановления до и после внедрения мероприятия принимаются по результатам расчетов в соответствующих разделах дипломной работы и оформляются в виде таблицы 2.1.

Таблица 2.1

Средние затраты времени на восстановление поврежденного участка сети до (после) внедрения мероприятия

Элементы затрат рабочего времени	Затраты рабочего времени на одно отключение по участкам сети, ч.	Структура затрат рабочего времени на одно отключение по участкам сети, %
Время получения информации об отключении		
Затраты времени на подготовку и переезд бригады ОВБ		
Время поиска и локализации повреждённого участка		
Время обхода и ремонта участка		
ИТОГО		100

Внедрение мероприятия по повышению надежности фрагмента распределительной сети позволяет сократить среднее время одного отключения за счет присутствия на подстанции дежурного, который моментально получает информацию об отключении, т.е. время получения информации об отключениях линии составляет 0 ч. Сокращение среднего времени одного отключения отразится на сокращении времени отключений в среднем за год. Среднее время восстановления электроснабжения потребителей сокращается за счет отсутствия необходимости поиска и локализации поврежденного участка:

Сокращение средних затрат времени на восстановление поврежденного участка сети обуславливает снижение недоотпуска электроэнергии, т.е. уменьшение эксплуатационных расходов сети.

При укрупненных расчетах при выполнении дипломной работы суммарный годовой недоотпуск электроэнергии потребителям на участке распределительной сети можно определить по формуле (2.12), сокращение ущерба от недоотпуска электроэнергии – по формуле (2.13).

Расчет показателей эффективности предлагаемого мероприятия приведен в п. II.5.

Результаты расчета показателей эффективности предлагаемого мероприятия сводятся в итоговую таблицу технико-экономических показателей проекта (приложение 8).

Кроме сокращения ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям в большинстве случаев в расчетах необходимо учесть сокращение ущерба энергоснабжающей организации, проявляющееся в виде снижения затрат:

- на материалы для аварийно-восстановительных ремонтов отказавшего оборудования;
- на оплату работы выездной бригады для поиска и устранения повреждения.

Затраты на материалы для аварийно-восстановительных ремонтов ($Z_{\text{мат}}$) могут быть определены по формуле 2.15:

$$Z_{\text{мат}} = \sum_{i=1}^m Z_{\text{об}i} \cdot n_i, \quad (2.15)$$

где m – количество типов ремонтируемых (заменяемых) объектов; $Z_{\text{об}i}$ – средние затраты на материалы и комплектующие для ремонта (замены) единицы оборудования i -го типа, руб.; n_i – количество единиц ремонтируемого (заменяемого) оборудования i -го типа, ед.

Затраты на оплату труда выездной бригады ($Z_{\text{от}}$) могут быть определены по формуле 2.16:

$$Z_{\text{от}} = \sum_{i=1}^m T_{\text{ч},i} \cdot t_{\text{восст}} \cdot k_d, \quad (2.16)$$

где m – количество членов бригады, чел.; $T_{\text{ч},i}$ – часовая тарифная ставка i -го члена бригады, руб./ч.; k_d – коэффициент, учитывающий доплаты и надбавки (1,3-1,5).

Количество работников в бригаде определяется нормативно-правовыми актами, регламентирующими специфику выполняемых работ и, в общем случае, не может составлять менее 3 человек: 2 электромонтера и 1 водитель.

Время перерывов в электроснабжении может быть определено по формуле 2.17:

$$t_{\text{пер}} = t_{\text{восст}} + t_{\text{пл}}, \quad (2.17)$$

где $t_{\text{восст}}$ – времени восстановления электроснабжения после отказа, ч.; $t_{\text{пл}}$ – время плановых отключений для проведения обслуживания и ремонта оборудования, ч.

Время плановых отключений является хорошо прогнозируемой величиной и необходима для проведения обслуживания и ремонта оборудования, в то время как время восстановления электроснабжения в основном возникает при инцидентах, вызванными погодными условиями и техническим состоянием оборудования. Время восстановления электроснабжения может быть определено по формуле 2.18:

$$t_{\text{восст}} = t_{\text{пол.инф.}} + t_{\text{расп.инф.}} + t_{\text{рем.}} + t_{\text{согл.выкл.}}, \quad (2.18)$$

где $t_{\text{пол.инф.}}$ – время получения информации, ч.; $t_{\text{расп.инф.}}$ – время на распознавание информации, ч.; $t_{\text{рем.}}$ – время на ремонт, ч.; $t_{\text{согл.выкл.}}$ – время на согласование выключения и включения, ч.

Суммарные затраты на проведение аварийно-восстановительных ремонтов определяются по формуле 2.19:

$$З_{\text{рем}} = З_{\text{мат}} + З_{\text{от}}. \quad (2.19)$$

В целях технико-экономического обоснования проектных решений при выполнении дипломной работы может быть использован метод укрупненных расчетов, при котором общие затраты на проведение ремонта определяются по формуле 2.20:

$$З_{\text{рем}} = \sum_{i=1}^m З_{\text{рем}i} \cdot n_i, \quad (2.20)$$

где $Z_{\text{рем}i}$ – стоимость аварийного ремонта единицы оборудования i -го типа, тыс. руб./отказ; Данные о стоимостях аварийного ремонта единицы оборудования приводятся в справочной литературе [18] и в приложении 7.

Сокращение текущих затрат энергоснабжающей организации может быть определено по формуле 2.21:

$$\Delta Z_{\text{рем}} = Z_{\text{рем.до рек.}} - Z_{\text{рем.после рек.}} \quad (2.21)$$

II.4. Оценка экономической эффективности мероприятий по замене масляных выключателей на вакуумные

Расчет капитальных вложений осуществляется по методике, описанной в пункте 1.

Оценка эффективности данного мероприятия будет определяться годовой экономией затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание после установки нового оборудования. Годовая экономия на ремонтно-эксплуатационном обслуживании будет определяться стоимостью одного нормо-часа выполняемых по обслуживанию работ.

Затраты рабочего времени на ремонтно-эксплуатационное обслуживание определяем в соответствии с нормами времени на ремонт основного и вспомогательного энергетического оборудования [14].

Состав и численность бригады при выполнении работ должны определяться с учетом квалификации работающих, групп по электробезопасности, условий выполнения работы [16].

В целях технико-экономического обоснования проектных решений при выполнении дипломной работы могут быть определены следующие составы ремонтных бригад:

1. Масляные выключатели:

- капитальный ремонт: электрослесарь по ремонту оборудования распределительных устройств (далее – электрослесарь) 5 разряда 1 чел., электрослесарь 4 разряда 1 чел., электрослесарь 3 разряда 1 чел. Средний разряд работы 4.
- текущий ремонт: электрослесарь 4 разряда 1 чел., электрослесарь 3 разряда 1 чел. Средний разряд работы 3,5.

2. Вакуумные выключатели:

- текущий ремонт: электрослесарь 4 разряда 1 чел., электрослесарь 3 разряда 1 чел. Средний разряд работы 3,5.

Расчет годовой трудоемкости эксплуатационного и ремонтного обслуживания масляных и вакуумных выключателей оформляется в виде таблицы 2.2. Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта электрических сетей приводятся в справочниках [11]. Нормативы трудозатрат на регламентированное техническое обслуживание оборудования приводятся в справочниках [11] и в приложении 6. При укрупненных расчетах допускается принимать затраты труда на выполнение технического обслуживания в размере 7-10% от трудозатрат на выполнение текущего ремонта соответствующего оборудования.

Таблица 2.2

Расчет годовой трудоёмкости эксплуатационного и ремонтного обслуживания выключателей

Наименование оборудования	Единица измерения	Количество выключателей	Капитальный ремонт				Текущий ремонт				Суммарная трудоемкость ремонтных работ (среднегодовая на группу оборудования)
			ремонтный цикл, мес.	Число ремонтов в год, раз	Нормативная трудоёмкость ремонта одного выключателя, чел. - час	Годовая трудоёмкость на группу оборудования, чел. - час	межремонтный период, мес.	Число ремонтов в год, раз	Нормативная трудоёмкость ремонта одного выключателя, чел. - час	Годовая трудоёмкость на группу оборудования, чел. - час	
Масляные выключатели											
основные ремонтные работы	1 выкл										
техническое обслуживание	1 выкл		-	-	-	-					
Итого											
Вакуумные выключатели											
ВВ-TEL/10											
...	1 выкл										
Техническое обслуживание	1 выкл										
Итого											

Определение показателей эффективности мероприятия по замене выключателей ведется через расчет экономии затрат труда на эксплуатационное и ремонтное обслуживание выключателей. Она представляет собой разницу между трудоемкостью среднегодового эксплуатационного и ремонтного обслуживания масляных и вакуумных выключателей с учетом технического обслуживания.

Затраты труда на эксплуатацию, приведенные к 4 разряду, определяются по формуле 2.22:

$$\Delta T = \frac{(T_{к.м} \cdot P_k + T_{т.м} \cdot P_t) - T_{т.в} \cdot P_v}{4}, \quad (2.22)$$

где $T_{к.м}$ и $T_{т.м}$ – затраты труда при капитальном и текущем ремонте масляных выключателей соответственно; $T_{т.в}$ – затраты труда при текущем ремонте вакуумных выключателей; P_k и P_t – средний разряд работ при капитальном и текущем ремонте выключателей соответственно.

Расчет стоимости одного нормо-часа ремонтных работ ведется в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Расчет стоимости 1 нормо-часа

№ п/п	Наименование показателя	Условн. Обозначен ие	Значение показате ля	Примечание
				(порядок расчета)
A	1	2	3	4
1.	Тарифная ставка 1 разряда, руб./мес.	$T_{ст}^1$		По данным предприятия
2.	Средний разряд работ	P_i		В соответствии с НПА
3.	Средний тарифный коэффициент	$K_{тар}$		В соответствии с НПА
4.	Коэффициент повышения тарифной ставки по технологическим видам работ	$K_{тех}$	1,3	В соответствии с НПА
5.	Тарифная ставка по среднему разряду, руб./мес.	$K_{ст\ ETC}$		п.1 · п.3 · п.4
6.	Сумма повышений тарифной ставки, рассчитанной по ETC:			п.6.1+п.6.2+п.6.3
6.1	отраслевой коэффициент, %	K_O	45	В соответствии с НПА

Продолжение табл. 2.3

A	1	2	3	4
6.2	коэффициент повышения за сложность выполняемых функций и ответственность работы, %	K_{CP}	20	В соответствии с НПА
6.3	доплата по контракту, %		45	По данным предприятия
7.	Расчетная тарифная ставка разряда, руб.	$T_{ст.расч}$		$п.5 \cdot (1 + (п.6.1 + п.6.2 + п.6.3) / 100)$
8.	Текущая премия, %	$П_{тек}$	30	По данным предприятия
9.	Надбавку за выслугу лет, %	$H_{высл}$	10-30	В соответствии с НПА
10.	Надбавка за профессиональное мастерство, %	$H_{пр-маст}$	10	По данным предприятия
11.	Расчетная ставка с учетом доплат, руб./мес.	$ЗП_{осн}$		$п.7 \cdot (1 + (п.8 + п.9 + п.10) / 100)$
13.	Расчетная норма рабочего времени, ч./мес.	$\Phi_{ср-мес}$		По данным производственного календаря на текущий год
14.	Стоимость одного нормо-часа работ, руб.			п.11/п.13

Таблица 2.4

Тарифные коэффициенты

Разряд	1	2	3	4	5	6
Коэффициент	1,00	1,07	1,14	1,21	1,29	1,38

Расчет стоимости материалов на ремонт и эксплуатацию масляных и вакуумных выключателей осуществляется исходя из норм расхода материалов и запасных частей, указанных в технологических картах ремонтов выключателей или в справочниках [11], в белорусских рублях по ценам, действующим на момент расчетов, и оформляется в виде таблиц 2.4 или 2.5.

Укрупненно может быть принята 120% от основной заработной платы основных рабочих.

Таблица 2.4

Расчет затрат на материалы на эксплуатационное и ремонтное обслуживание масляных (вакуумных) выключателей

Наименование	Количество на единицу оборудования	Цена, руб./ед.	Сумма, руб.
Краска, кг			
Бензин авиационный, кг			
...			
Итого на единицу оборудования:			
Всего на все выключатели:			

Таблица 2.5

Расчет затрат на материалы на эксплуатационное и ремонтное обслуживание масляных (вакуумных) выключателей

Наименование	Годовая трудоёмкость ремонтов на группу оборудования, чел.- час	Норма расхода на 100 чел.-ч ремонта	Цена, руб./ед. д.	Сумма, руб.
Краска, кг				
Бензин авиационный, кг				
...				
Итого:				

Расчет экономического эффекта от снижения трудоемкости эксплуатационного и ремонтного обслуживания ведется в таблице 2.6.

В случае, когда эксплуатационное и ремонтное обслуживание выключателей осуществляется собственными силами, а не силами подрядных организаций, расчет пунктов 9, 10 заменяется расчетом пункта «Накладные расходы», которые составляют 50-100% от основной заработной платы. Также в этом случае годовая экономия на ремонтно-эксплуатационных расходах в результате замены масляных выключателей на вакуумные будет определяться полной себестоимостью ремонтных работ (без учета прибыли и НДС).

Расчет показателей эффективности предлагаемого мероприятия приведен в п. II.5.

Результаты расчета показателей эффективности предлагаемого мероприятия сводятся в итоговую таблицу технико-экономических показателей проекта (приложение 8).

Таблица 2.6

**Расчет экономического эффекта от снижения трудоемкости
эксплуатационного и ремонтного обслуживания**

№ п/ п	Наименование статей затрат	Условн. Обозначение	Значение показателя	Примечание
				(порядок расчета)
1.	Стоимость материалов на эксплуатационное и ремонтное обслуживание масляных выключателей, руб.	$Z_{\text{мат}}^{\text{м}}$		табл. 1.9 (1.10)
2.	Стоимость материалов на эксплуатационное и ремонтное обслуживание вакуумных выключателей, руб.	$Z_{\text{мат}}^{\text{в}}$		табл. 1.9 (1.10)
3.	Снижение трудоемкости ремонтного и эксплуатационного обслуживания, ч.	$\Delta T_{\text{ёмк.}}$		по результатам предварительных расчетов
4.	Стоимость 1 нормо-часа, руб.	$C_{\text{н-час}}$		п.14 табл. 1.7
5.	Основная заработная плата производственного персонала, руб.	$Z_{\text{Посн}}$		п.3·п.4
6.	Дополнительная заработная плата, руб.	$Z_{\text{Пдоп}}$		п.5·15/100
7.	Отчисления на социальные нужды, руб.:			
7.1	–отчисления в фонд социальной защиты населения	$O_{\text{ФСЗН}}$		(п.5+п.6)·34/100
7.2	–отчисления по обязательному страхованию от несчастных случаев	$O_{\text{стр}}$		(п.5+п.6)·0,6/100
8.	Итого затраты:			п.5+п.6+п.7
9.	Общепроизводственные расходы, руб.	$Z_{\text{о-пр}}$	30-100%	п.5·30/100
10.	Общехозяйственные расходы, руб.	$Z_{\text{о-хоз}}$	40-150%	п.5·60/100
11.	Итого себестоимость	$C_{\text{полн}}$		п.8+п.9+п.10
12.	Себестоимость с учетом стоимости материалов	$C_{\text{б/мат}}$		п.11+п.1+п.2
13.	Прибыль, руб.	Π	10-30%	п.12·20/100
14.	Цена ремонта без НДС	Π		п.12+п.13
15.	НДС, руб.	НДС		п.14·20/100
16.	Цена ремонта с НДС	$\Pi_{\text{ндс}}$		п.15+п.16

II.5. Расчет показателей эффективности проектного решения

Для оценки эффективности предлагаемых к реализации мероприятий определяется срок окупаемости единовременных капитальных вложений. Статический *срок окупаемости* капитальных вложений определяется по формуле 2.23:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}}, \quad (2.23)$$

где K – единовременные капитальные вложения в мероприятие, руб.

$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовая экономия от реализации мероприятия в стоимостном выражении, руб./год.

В ряде случаев, например, при замене дорогостоящего оборудования, срок окупаемости может быть определен по формуле 2.24:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} + A_{\text{год}}}, \quad (2.24)$$

где $A_{\text{год}}$ – ежегодные амортизационные отчисления, руб./год.

Норма амортизационных отчислений рассчитывается линейным методом исходя из нормативного срока службы оборудования [3].

Динамические показатели эффективности.

Для долгосрочных инвестиционных проектов оценка эффективности инвестиций требует обязательного учёта фактора времени. Для приведения затрат и результатов к единому моменту времени обычно используется принцип дисконтирования. Норма дисконта может выбираться, на уровне действующей на момент расчёта банковской процентной (учётной) ставки (ставка рефинансирования плюс 1,5%). На основе нормы дисконта рассчитывается коэффициент дисконтирования по формуле 2.25:

$$d_t = \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (2.25)$$

где E – норма дисконта; t – год реализации проекта.

Основными динамическими показателями эффективности инвестиций являются:

1. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) – это абсолютный показатель, характеризующий экономический эффект от внедрения проектного решения. Чистый дисконтированный доход при единовременном осуществлении капиталовложений можно рассчитать по формуле 2.26 или 2.27:

$$\text{ЧДД} = -K + \sum_{t=1}^T \frac{\Delta_t}{(1+E)^t}, \quad (2.26)$$

Или

$$\text{ЧДД} = -K + \sum_{t=1}^T \Delta_t \cdot d_t, \quad (2.27)$$

где T – период, в течение которого осуществляются инвестиции и извлекается доход от реализации проекта, годы; Δ_t – эффект, достигаемый в t -ом году, руб.; K – капиталовложения в проектное решение, руб.

При осуществлении капиталовложений в несколько этапов по годам формула примет вид:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{(\Delta_t - K_t)}{(1+E)^t}, \quad (2.28)$$

где K_t – капиталовложения в t -ом году.

Если ЧДС > 0, проект следует принять, поскольку получаемая прибыль за весь период реализации проекта превышает размер инвестиций. Если ЧДС < 0, проект следует отвергнуть, поскольку предприятие понесёт убытки.

Результаты расчетов рекомендуется оформлять в виде таблицы 2.7.

Таблица 2.7

Определение чистой дисконтированной стоимости

№ год а	Капиталовложе ния, руб.	Экономичес кий эффект, руб.	Коэффициент дисконтирова ния	Дисконт. Поток наличнос ти, руб.	ЧД Д, руб.
0					
...					
T					

2. *Динамический коэффициент рентабельности инвестиций* (индекс доходности) – это показатель, характеризующий степень эффективности вложений с учётом фактора времени. Данный показатель рассчитывается по формуле 2.29:

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T \Delta_t \cdot d_t}{\sum_{t=0}^T K_t \cdot d_t}. \quad (2.29)$$

Если ИД > 1 (ЧДД > 0), то проект следует принять, если ИД < 1 (ЧДД < 0), то проект следует отвергнуть, если ИД = 1 (ЧДД = 0), проект ни прибыльный, ни убыточный.

3. *Внутренняя норма рентабельности* – это значение пороговой нормы рентабельности, при котором чистая дисконтированная стоимость равна 0. Другими словами, это та норма дисконта, при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капитальным вложениям (формула 2.30):

$$\sum_{t=1}^T \Delta_t \cdot d_t = \sum_{t=1}^T K_t \cdot d_t. \quad (2.30)$$

Внутренняя норма рентабельности рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = 0 = \sum_{t=1}^T \frac{(\Delta_t - K_t)}{(1 + \text{ВНД})^t}, \quad (2.31)$$

где ВНД – норма дисконта, при которой выполняется равенство ЧДД = 0.

Расчёт внутренней нормы доходности также может быть выполнен методом итеративного приближения:

1) выбирается первая ставка дисконта и определяется соответствующее ей значение ЧДД;

2) при следующей итерации второе значение ставки выбирается из условия 2.32 или 2.33:

$$\text{если } \text{ЧДД}_1 > 0, \text{ то } E_2 > E_1, \quad (2.32)$$

$$\text{если } \text{ЧДД}_1 < 0, \text{ то } E_2 < E_1. \quad (2.33)$$

3) снова определяется ЧДД, соответствующий второй ставке дисконта (ЧДД₂).

Итеративные расчёты с выбором нормы дисконта продолжаем до тех пор, пока значение ЧДД не поменяет знак. В диапазоне двух последних значений нормы дисконта находится $E_{\text{вн}}$ (формула 2.34):

$$E_{\text{вн}} = E_1 - \frac{\text{ЧДД}_1 \cdot (E_2 - E_1)}{\text{ЧДД}_2 - \text{ЧДД}_1}. \quad (2.34)$$

4. *Динамический срок окупаемости инвестиций* (T_d) – это период времени, в течение которого дисконтированные доходы от реализации проекта сравниваются с дисконтированными инвестициями в проект и определяется по формуле 2.35:

$$T_{\text{ок}}^{\text{дин}} = t - \frac{\text{ЧДД}_t}{\text{ЧДД}_{(t+1)} - \text{ЧДД}_t}, \quad (2.35)$$

где t – год, предшествующий году, когда ЧДД становится положительным.

Динамический срок окупаемости может быть определен графически (рис. 1). Точка пересечения кривой с осью ординат определяет динамический срок окупаемости.

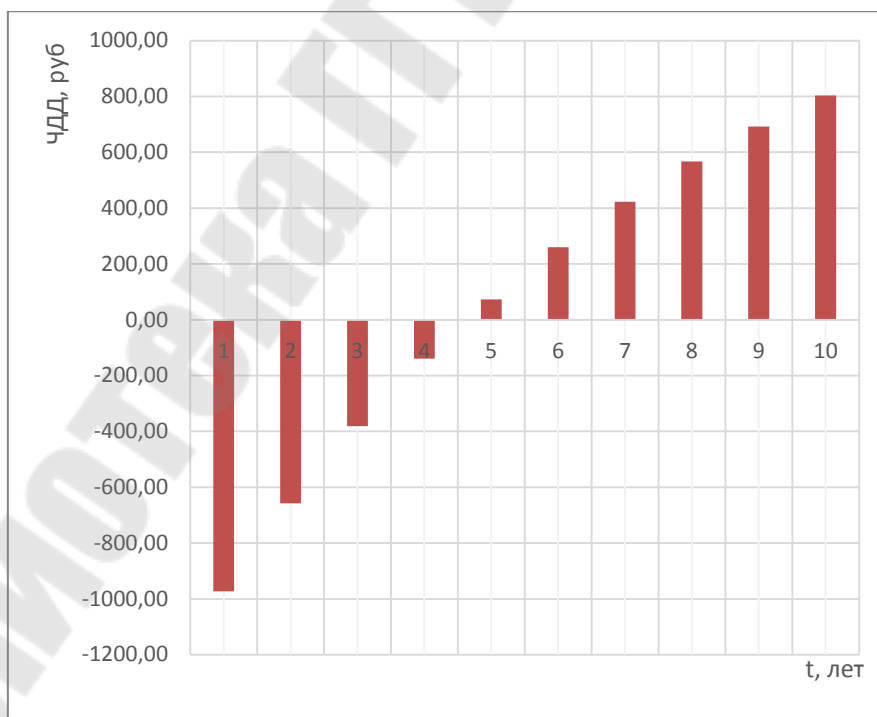


Рис. 2.1. График зависимости срока окупаемости от ЧДД

II.6. Определение оптимального варианта реализации проектного решения путем сопоставления вариантов через критерий минимума приведенных затрат

В некоторых случаях экономическое обоснование проекта может предполагать выбор оптимального варианта осуществления технического решения из нескольких возможных. В таком случае экономический раздел дипломной работы выполняется в строгом соответствии с вариантами, ранее просчитанными студентом в технической части дипломной работы и утвержденными руководителем дипломной работы. В качестве критерия экономической эффективности в данном случае выступает *критерий минимума приведенных затрат*.

В большинстве случаев, когда капитальные вложения в строительство (реконструкцию) электроэнергетического объекта осуществляются за 1 год, после чего объект вводится в эксплуатацию с *неизменными ежегодными издержками* в течение всего срока эксплуатации, критерий минимума годовых приведенных затрат имеет наиболее типичный вид:

$$Z_i = I_i + EK_i \rightarrow \min, \quad (2.36)$$

где i – номер варианта; I_i – годовые эксплуатационные затраты, тыс. руб.; K_i – капитальные вложения, тыс. руб.; E – нормативный коэффициент экономической эффективности.

В общем случае нормативный коэффициент экономической эффективности в энергетике принимается равным 0,08-0,12. В настоящее время экономический смысл показателя E изменился, он коррелирует с банковским процентом на предоставление кредита на строительство объекта, который на мировом рынке находится в пределах 5-12% [10].

Для электроэнергетических объектов, строительство которых осуществляется в срок до одного года (короткие воздушные линии, подстанции небольшой мощности, распределительные воздушные и кабельные сети и др.), со второго года после начала строительства, т.е. после ввода их в эксплуатацию, *ежегодные издержки не остаются постоянными*, так как изменяется стоимость потерь электроэнергии. Применительно к таким условиям критерий минимума приведенных затрат принимает вид:

$$Z_i = K_i + \sum_{t=2}^T \frac{I_{ti}}{(1+E)^{t-1}} \rightarrow \min, \quad (2.37)$$

где K_i – капитальные затраты в первый год для i -го варианта строительства (реконструкции) электроэнергетического объекта, тыс. руб.; T – расчетный срок, не всегда ограниченный сроком службы объекта, лет; I_{ti} – ежегодные издержки в году t , тыс. руб.;

Если сравнению подлежат только два варианта строительства (реконструкции) объекта, то вместо критерия минимума приведенных затрат может быть использован критерий срока окупаемости. При сравнительной эффективности различных вариантов срок окупаемости рассчитывается по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} \geq T_{норм}, \quad (2.38)$$

где K_1, K_2 – капитальные затраты по варианту 1 и 2, причем $K_1 > K_2$; I_1, I_2 – годовые эксплуатационные затраты по варианту 1 и 2, причем $I_1 < I_2$; $T_{норм}$ – нормативный срок окупаемости объекта, лет.

При $E=0,12$ нормативный срок окупаемости составляет 8,3 года.

Результаты расчета приведенных затрат сводятся в итоговую таблицу технико-экономических показателей проекта (приложение 7).

III. Итоговые технико-экономические показатели мероприятий рассматриваемого проекта

В заключительном подразделе приводится таблица, содержащая итоговые технико-экономические показатели всех рассматриваемых в организационно-экономическом разделе мероприятий и краткие выводы по разделу.

Технико-экономические показатели проекта должны быть представлены в виде сводной таблицы П8.1 (Приложение 8). Графический материал выносится на плакат А1 как отражение результатов экономического обоснования предлагаемых мероприятий для защиты дипломной работы. Форма таблицы П8.1 является примерной, носит рекомендательный характер и может быть изменена по согласованию с научным руководителем организационно-экономического раздела в соответствии со спецификой рассматриваемого проекта. На плакат также могут выноситься необходимые схемы, графики расчета чистой дисконтированной стоимости, итоги сравнительного экономического

анализа вариантов реализации проектных решений (табл. П8.2) и др., отражающие основные результаты выполнения экономического раздела дипломной работы.

Краткие выводы по разделу должны содержать рассчитанные капитальные вложения в реконструкцию (строительство, модернизацию) объекта исследования, предложения о возможной реализации предлагаемых проектных решений, а также итоговые показатели эффективности проектных решений, отражающие экономическую целесообразность их практического применения.

Список литературы:

1. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий. – г. Минск. – 2020.
2. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ
3. Постановление Министерства экономики Республики Беларусь «Об установлении нормативных сроков службы основных средств и признании утратившими силу некоторых постановлений Министерства экономики Республики Беларусь»
4. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ
5. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС». Дата введения: 09.07.2012. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.
6. Открытое акционерное общество «Белцветмет»: Прейскуранты. Электронный ресурс. Режим доступа: <https://bcvm.by/prejskuranty/>
7. Государственное объединение «Белвормет»: Прейскуранты. Электронный ресурс. Режим доступа: <https://bvm.by/news/preyskuranty/>
8. СТБ 2194-2011 «Изделия кабельные. Расчет массы материалов». – Госстандарт: Минск, 2011.
9. Ананичева, С.С. Проектирование электрических сетей: учеб. пособие / С. С. Ананичева, Е. Н. Котова. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2017. – 164 с.
10. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 3-е изд., перераб. – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с.
11. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
12. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.
13. Удельные расходы топлива на отпуск электро- и теплоэнергии и потери в электро- и теплосетях, используемые в расчетах экономии топливно-энергетических ресурсов /

Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь. Электронный ресурс. Режим доступа: https://energoeffect.gov.by/programs/forming/spravka/20210208_ras_hod

14. О расчетной стоимости 1 тонны условного топлива / Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь. Электронный ресурс. Режим доступа: <https://energoeffect.gov.by/supervision/framework/information>
15. Яшура А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 504 с.
16. Технический кодекс установившейся практики ТКП 427-2012 «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок». – Мн: Минэнерго, 2012.
17. Головач, О. М. Техничко-экономические расчеты при проектировании электрических сетей : метод. указания к диплом. проектированию для студентов специальности 1-43 01 02 «Электро-энергетические системы и сети» днев. формы обучения / О. М. Головач, О. А. Полозова. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2010. – 48 с.
18. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 188 с.
19. СТП 33240.09.300-20 «Порядок расчета экономии топливно-энергетических ресурсов от внедрения основных энергосберегающих мероприятий на электростанциях, котельных, тепловых и электрических сетях»

Приложение 1

Таблица ПП.1

Базисные показатели стоимости ВЛ 10-750 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах¹ [4]

Напряж ение ВЛ, кВ	Характерист ика промежуточ ных опор	Провода сталеалюминие вые сечением, шт.×мм2	Количе ство цепей на опоре, шт.	Базисные показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км		
				Стальные опоры		железобето нные опоры
				решетча тые	многогра нные	
6-10	Свободносто ящие	АС 35	1	-	-	202,2
		АС 50	1	-	-	224,4
		АС 70	1	-	-	243,7
			2	-	-	383,4
		АС 95	1	-	-	465,4
		СИП 50	1	-	-	264,5
		СИП 70	1	-	394,6	319,2
			2	-	-	385,1
35	Свободносто ящие	95	1	635,1		452,6*
			2	901,8		687,5
		до 150	1	754,6		576,0*
			2	988,6	927,8	852,4*
110	Свободносто ящие	до 150	1	811,6		662,3
			2	1282,4	2822,13**	971,5*
		185-240	1	905,7	1345,1 / 1500,1**	1551
			2	1372,8	1799,4	1068,9*
		высокотемпера турный	2	3257,4		
			2			
220	Свободносто ящие	300	1	1485	-	1053
			2	1746	2007	-
		400	1	1667		1175
			2	1926	-	-
		высокотемпера турный	1		2143	
			2		8857***	
		500	2	2036,7		
	Двухстоечн ые, свободносто	300	1	-	-	1072,0
			2	-	-	1598,0
		400	1	-		1217,0

¹ УСП приведены в базисном уровне цен в российских рублях (по состоянию на 01.01.2000г. для Московской области) и не включают НДС. Определение стоимости строительства в текущем уровне цен осуществляется с применением отраслевых индексов пересчета стоимости в текущий уровень цен.

	ящие		2	2384,16	-	2026,5
330	Свободностоящие	2×300	1	1691	1928	
			2	2414	-	
		2×400	1	1899	-	
			2	2836	-	
	Двухстоечные, с внутренними и связями	2×300	1	-	-	1767
		2×400	1	-	-	1889
500	Свободностоящие, двухстоечные, с внутренними и связями	3×300	1	2150	2262	2933
		3×330	1	2572	2673	3116
		3×400	1	-		3281
	С оттяжками	3×400	1	3012		-
		3×500	1	3330		-
	С оттяжками	5×300	1	4724		-
		5×400	1	5108		-

* - анкерно-угловые опоры – металлические.

** - анкерно-угловые опоры – типовые.

*** - высокотемпературный провод, многогранные опоры с повышенной высотой подвеса провода.

Таблица П1.2

Укрупненные показатели стоимости ВЛ постоянного тока

Напряжение, кВ	Тип опор	Сечение полюса, шт.×мм ²	Количество цепей	Пропускная способность, МВт	Стоимость, тыс. руб./км
±300	Свободностоящие	3×500	1	1000	2444
±400	С оттяжками	3×1000	1	4000	3948
±750	С оттяжками	4×1000	1	6000	6580

Примечания:

1. Стоимость подвески 1 км оптического кабеля связи магистральных ВОЛС – ВЛ составляет 97 тыс. руб. в базовых ценах на 01.01.2000г.
2. Для получения полной стоимости ВЛ к показателям табл. П2.1 добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:
 - 3,3% - временные здания и сооружения;
 - 5,0-6,0% - прочие работы и затраты;
 - 2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль.
 - 7,5-8,5% - проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8%).
 - 3% - непредвиденные затраты.

Таблица П1.3

Стоимость кабельных линий 110-500 кВ (три фазы)² [4]

Напряжение, кВ	Сечение фазы КЛ, мм ²	Марка кабеля	Стоимость 1 км КЛ, тыс. руб.	
			при прокладке одного кабеля	при прокладке двух кабелей
Прокладка в земле				
110	300	с изоляцией из сшитого полиэтилена	5580	8324
	1000	с изоляцией из сшитого полиэтилена	13023	19014
	1200	с изоляцией из сшитого полиэтилена	17245	26660
220	630	с изоляцией из сшитого полиэтилена	15836	23120
	1200	с изоляцией из сшитого полиэтилена	21430	33000
	1600	с изоляцией из сшитого полиэтилена	21560	33200
	2000	с изоляцией из сшитого полиэтилена	22899	35265
330	2500	с изоляцией из сшитого полиэтилена	26283	40475
500	2500	с изоляцией из сшитого полиэтилена	30238	46567

² УСП приведены в базисном уровне цен в российских рублях (по состоянию на 01.01.2000г. для Московской области) и не включают НДС. Определение стоимости строительства в текущем уровне цен осуществляется с применением отраслевых индексов пересчета стоимости в текущий уровень цен.

Таблица П1.4

**Стоимость сооружения коллекторов, микротоннелей и
переключательных пунктов² [4]**

Наименование сооружения	Базисная удельная стоимость сооружения, тыс. руб.
Коллекторы, сооружаемые щитовым способом. Глубина заложения до 6 м, диаметр щита 2-5 м, 1 км.	35400-84600
Микротоннели диаметром 0,8м-2м	20190-66465
Переключательный пункт (ПП) 110 -500 кВ	3244-11408

Примечание: Для получения полной стоимости КЛ к показателям табл. П2.2. добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

- 3,4-3,7% - временные здания и сооружения;
- 7,0-9,0% - прочие работы и затраты;
- 2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль.
- 6,5-8,5% - проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8%).
- 3% - непредвиденные затраты.

Таблица П1.5

Базисные показатели стоимости открытых ПС 35-1150 кВ³ [4]

Напряже- ние, ПС, кВ	Кол-во и мощность Т (АТ), шт. х МВ·А	Схема РУ на стороне		Количество ВЛ		Капвложени я, тыс. руб.
		ВН	СН	ВН	СН	
1	2	3	4	5	6	7
35/10	2×4	35-5АН	-	2		20680
110/20	2×25	Мостик – 110-5Н и 5АН	-	2		62040
110/10	2×40	Мостик –110-5Н и 5АН	-	2		64860
110/35/10	2×25	Две рабочие системы шин 110-13	Одна рабочая, секционированна я выключателем, система шин. 35- 9	4	4	118440
	2×40	Две рабочие системы шин 110-13	Одна рабочая, секционированна я выключателем, система шин. 35- 9	4	4	122200
	2×63	Две рабочие системы шин 110-13	Одна рабочая, секционированна я выключателем, система шин. 35- 9	4	4	131600
220/10	2×63	Мостик – 220-5Н и 5АН	-	2		116560
220/20	2×63	Мостик – 220-5Н и 5АН	-	2		119380
220/110/1 0	2×63	Четырёхугольни к – 220-7	Одна рабочая, секционированна я выключателем, система шин 110- 9	2	4	199280
	2×125	Одна рабочая, секционированна я выключателем, система шин. 220-9	Одна рабочая, секционированна я выключателем, система шин 110- 9	4	4	271660
	2×200	Две рабочие системы шин 220-13	Одна рабочая, секционированна я выключателем,	4	4	297040

³ УСП приведены в базисном уровне цен в российских рублях (по состоянию на 01.01.2000г. для Московской области) и не включают НДС. Определение стоимости строительства в текущем уровне цен осуществляется с применением отраслевых индексов пересчета стоимости в текущий уровень цен.

			система шин 110-9			
	2×250	Трансформатор-шины с полуторным присоединением линий 220-16	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин 110-9	6	4	336520
	2×250	Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин, с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей 220-9Н	Две рабочие системы шин 110-13	6	10	356668
	2×250	Полуторная 220-17	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110-9	6	4	390100
330/10	2×63	Мостик – 330-5Н и 5АН	-	2	5	168260
330/110/10	2×125	Четырёхугольник. 330-7	Две рабочие системы шин и обходная системы шин 110-13 Н	2	4	300557
330/110/10	2×200	Четырёхугольник. 330-7	Две одиночные, рабочие секционированные выключателями системы шин с подключением каждого АТ через развилку из двух выключателей (ШСВ) к секциям различных систем шин	2	4	333152
330/110/20	2×200	Четырёхугольник. 330-7	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин 110-9	2	4	288580
330/220/10	2×3×133	Четырёхугольник. 330-7	Две рабочие системы шин 220-13	2	4	395740
330/220/10	2×3×133	Трансформатор-шины с присоединением	Две рабочие системы шин 220-13	4	4	511360

		линий через два выключателя 330-15				
500/110/10	2×250	Четырёхугольни к. 500-7	Одна рабочая, секционированна я выключателем, система шин 110-9	2	4	545200
	2×3×167	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 500-15	Две рабочие системы шин 220-13	4	4	846940
500/220/10	2×3×167	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 500-15	Две рабочие системы шин 220-13	4	4	905220
	2×3×267	Полуторная 500-17	Две рабочие системы шин 220-13	6	4	991700
500/330/10	2×3×167	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 500-15	Две рабочие системы шин 330-13	4	4	740720
750/330/10	2×3×333	Четырёхугольни к. 750-7	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 330-15	2	4	1282160
750/330/10	2×3×333	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 750-15	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 330-15	3	4	1401540
750/500/10	2×3×417	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 750-15	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 500-15	3	4	1697640
1150/50	2×(3×667)+667	Полуторная 1150-17	Полуторная 500-17	2	2	2162000

Таблица П1.6

**Базисные показатели стоимости закрытых ПС 110-500 кВ
(КРУЭ)³ [4]**

Напряже-ние, ПС, кВ	Кол-во и мощнос- ть Т (АТ), шт. х МВ·А	Схема РУ на стороне		Количество ВЛ		Капвложен- ия, тыс. руб.
		ВН	СН	ВН	СН	
1	2	3	4	5	6	7
110/20	2×25	Мостик – 110-5Н и 5АН	-	2		70500
110/10	2×40	Мостик –110-5Н и 5АН	-	2		73320
220/10	2×63	Мостик –110-5Н и 5АН	-	2		151340
220/20	2×63	Мостик –110-5Н и 5АН	-	2		223000
220/110/10	2×63	Четырёхуголь- ник – 220-7	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин 110-9	2	4	209620
	2×125	Одна рабочая, секционирован- ная выключателем, система шин. 220-9	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин 110-9	4	4	381640
	2×200	Две рабочие системы шин 220-13	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин 110-9	4	4	404200
	2×250	Трансформатор -шины с полуторным присоединение м линий 220-16	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин 110-9	6	4	463420
	2×250	Полуторная 220-17	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин 110-9	6	4	561180
220/110/35/6	2×125	Две рабочие системы шин 220-13	Две рабочие системы шин 110-13	3	9	571667
	4×150	Одна рабочая секционирован- ная по числу трансформатор ов система шин, с подключением	Четыре секции шин с двумя секционными и двумя шиносоединительн- ыми выключателями,	3	9	905343

		трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей 220-9Н	совмещенными с вводными выключателями 110- Одна рабочая секционированная выключателем система шин 35-9			
330/10	2×63	Мостик –330-5Н и 5АН	-	2		189880
330/110/10	2×125	Четырёхугольник. 330-7	Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей 110-9Н	2	6	405032
330/110/20	2×200	Четырёхугольник. 330-7	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин 110-9	2	4	465300
330/220/10	2×3×133	Четырёхугольник. 330-7	Две рабочие системы шин 220-13	2	4	562120
330/220/10	2×3×133	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 330-15	Две рабочие системы шин 220-13	4	4	717220
500/220/110/10 (закрытая установка трансформаторов)	2×500 2×250	Четырёхугольник. 500-7	Трансформатор – шины с полуторным присоединением линий 220-6 Две одиночные, секционированные системы сборных шин с подключением трансформаторов через развилку двух выключателей 110	3	16	1977283
500/110/10	2×250	Четырёхугольник. 500-7	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110-9	2	4	642960
500/220/10	2×3×167	Трансформатор-шины с	Две рабочие системы шин 220-13	4	4	1058440

		присоединение м линий через два выключателя 500-15				
	2×3×267	Трансформатор -шины с присоединение м линий через два выключателя 500-15	Две рабочие системы шин 220-13	4	4	1111080
	2×3×267	Полуторная 500-17	Две рабочие системы шин 220-13	6	4	1266180
500/330/10	2×3×167	Трансформатор -шины с присоединение м линий через два выключателя 500-15	Две рабочие системы шин 330-13	4	4	1112960

Примечание: Для получения полной стоимости ПС к сумме стоимостных показателей ее основных элементов добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

- 1,0-1,3% - временные здания и сооружения;
- 8,5-9,0% - прочие работы и затраты;
- 2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль.
- 7,5-8,5% - проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8%).

Таблица П1.7

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в РУ 35 – 750 кВ³ [4]

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.				
	воздушный	масляный	вакуумный	элегазовый	
				ОРУ	КРУЭ
10	-	209	88-163	842	-
35	-	713	792	2407	-
110	4616	4091	-	7703	11675
220	8710	9523	-	14698	21096
330	21065	-	-	22193	35283
500	38669	-	-	28814	46906
750	78296	-	-	73800	-

Примечания:

1. Стоимость ячейки выключателя включает:
 - оборудование (60%);
 - релейная защита, кабели, панели в ОПУ (22%);
 - ошиновка, порталы, строительные и монтажные работы (18%).
2. Стоимость ячейки КРУЭ включает строительную часть здания.
3. Для ячейки 10 кВ с вакуумным выключателем большее значение стоимости соответствует стоимости ячейки с выкатным элементом.

Таблица П1.8

Стоимость ячейки трансформаторов 35-220 кВ, тыс. руб.³ [4]

Мощность, МВ·А	Трансформатор					Автотрансформатор 220/110/НН
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	
6,3	2582	3388	4817	-	-	-
10	3538	4642	5490	-	-	-
16	4846	5849	6259	-	-	-
25	6640	7553	8575	-	10248	-
40	9096	9823	10805	11324	12910	-
63	-	12377	12418	15967	-	17116
80	-	14110	14242	18394*	-	-
100	-	-	-	19682	-	-
125	-	18432	-	23225*	-	24475
160	-	-	-	28334	-	-
200	-	-	-	-	-	31193
250	-	-	-	-	-	31812

Примечание: * с ПБВ

Таблица П1.9

Стоимость ячейки трансформаторов 330 кВ, тыс. руб.³ [4]

Мощность, МВ·А	Автотрансформатор				
	330/220/110	330/220/35	330/220	330/110/35	330/110
125	-	-	-	23819	21690
200	-	-	-	-	26678

250	56402 (закрытая установка)	31520	30751	-	-
3×133	-	-	61100	-	-

Таблица П1.10

Стоимость ячейки трансформаторов 500 кВ, тыс. руб.³ [4]

Мощность, МВ·А	Автотрансформатор		
	500/330	500/220	500/110
250	-	-	38387
500	-	57351	-
3×167	89661	87173	-
3×267	-	106693	-

Таблица П1.11

Стоимость ячейки трансформаторов 750 кВ, тыс. руб.³ [4]

Мощность, МВ·А	Трансформатор	Автотрансформатор	
	750/НН	750/500	750/330
3×333	-	-	150342
3×417	145250	166879	-
3×667	-	-	-

Таблица П1.12

Стоимость линейных регулировочных трансформаторов³ [4]

Мощность, МВ·А	Напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.
ЛТМН-16000/10	10	16	5832
ЛТДН-40000/10	10	40	6222
ЛТДН-63000/10	10	63	6641
ЛТДН-63000/35	35	63	8089

Таблица П1.13

Постоянная часть затрат по ПС 35-750 кВ³ [4]

Напряжение, кВ	Схема РУ на стороне	Стоимость, тыс. руб.	
	ВН	Открытая ПС	Закрытая ПС (КРУЭ)
35/10		4700	-
110/10-20	Мостик – 110-5Н и 5АН	10340	6580
110/35/10	Две рабочие системы шин 110-13	19740	-
220/10-20	Мостик – 220-5Н и 5АН	24440	15980
220/110/10	Четырёхугольник – 220-7	32900	24440
	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 220-9	44650	33840
	Две рабочие системы шин 220-13	48880	35720

	Трансформатор-шины с полуторным присоединением линий 220-16	55460	41360
	Полуторная 220-17	71440	49820
220/110/35/6	Две рабочие системы шин 220-13	-	47108
220/110/35/10/6	Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин, с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей 220-9Н	-	79711
330/10-20	Мостик – 330-5Н и 5АН	27260	15980
330/110/10	Четырёхугольник. 330-7	57340	45120
330/220/10	Четырёхугольник. 330-7	62980	47940
330/220/10	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 330-15	81780	62040
500/110/10	Четырёхугольник. 500-7	86950	55084
500/110/10	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 500-15	143820	93060
500/220/10	Полуторная 500-17	159800	109040
750/330/10	Четырёхугольник. 750-7	206800	-
750/330/10	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 750-15	225600	-
750/500/10	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 750-15	274480	-
750/500/220/10	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 750-15	574401	-

Примечание: При осуществлении реконструкции (расширении) подстанции постоянная часть затрат может быть принята в зависимости от характера реконструкции (расширения) в следующих размерах (% от значений, приведенных в табл. П2.12):

- 15-20 % - при установке второго трансформатора (выключателя), или другого вида оборудования, если оно не было предусмотрено проектом;
- 40-60 % - при переустройствах ОРУ (при замене распределительного устройства).

Приложение 2
Таблица П2

**Нормы отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонты
элементов электрических сетей**

Наименование элемента электрических сетей	Нормативный срок службы, лет	Норма амортизации, %	Норма отчислений на обслуживание и ремонт, %
ВЛ на стальных опорах 0,4-20 кВ		3,6	
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	50	2,0	0,8
ВЛ 35-220 кВ на деревянных опорах	30	3,3	2,1
КЛ до 10 кВ: со свинцовой оболочкой	50	2,0	2,6
-в земле и помещениях			
-под водой	25	4,0	2,6
с алюминиевой оболочкой	25	4,0	2,3
-в земле			
-в помещениях	50	2,0	2,3
с пластмассовой изоляцией	20	5,0	2,3
-в земле и помещениях			
КЛ 20-35 кВ со свинцовой оболочкой	33	3,0	2,4
- в земле и помещениях			
- под водой	20	5,0	2,8
КЛ 110-220 кВ	50	2,0	2,5
- в земле и помещениях			
- под водой	50	2,0	3,0
Силовое оборудование и распределительные устройства (кроме ГЭС) до 150 кВ	29	3,5	5,9
220 кВ и выше	29	3,5	4,9
Силовое оборудование и распределительные устройства ГЭС до 150 кВ	30	3,3	5,5
220 кВ и выше	30	3,3	4,5
Электрическое оборудование и распределительные устройства 0,4–10 кВ	-	6,4	
Электродвигатели мощностью до 100 кВт	-	12,6	
То же свыше 100 кВт	-	8,1	

Приложение 3

Таблица ПЗ.1

Средние значения продолжительности использования максимума нагрузки для различных категорий потребителей

Потребители	T_{max} , час/год
Бытовые (при проектировании отдельных домов):	
жилые дома с электроплитами	3500
жилые дома с газовыми плитами	3000
Коммунально-бытовые (с учетом предприятий бытового и транспортного обслуживания, освещения, общественных зданий):	
без стационарных электроплит	5100-5240
со стационарными электроплитами	5250-5400
Промышленные:	
осветительная нагрузка	1500-2000
для односменного режима работы	1800-2500
для двухсменного режима работы	3500-4500
для трехсменного режима работы	5000-7000

Таблица ПЗ.2

Средние значения продолжительности использования максимума нагрузки в промышленности [11]

Потребители	T_{max} , час/год
Топливная промышленность:	
угледобыча	3500-5000
нефтедобыча	7000-7500
нефтепереработка	6000-8000
торфоразработка	2000-2500
Металлургия:	
черная (в среднем)	6500
доменное производство	5000
мартеновское	7000
ферросплавное	5800
коксохимическое	6500
цветная	7000-7500
Горнорудная промышленность	5000
Химия (в среднем)	6200-8000
Машиностроение и металлообработка:	3000-5000
Целлюлозно-бумажная промышленность	5500-6000

Деревообрабатывающая и лесная промышленность	2500-3000
Легкая промышленность:	3000-4500
Пищевая промышленность:	
холодильник	4000
маслоконсервный завод	7000
молокозавод	4800
мясокомбинат	3500-3800
хлебозавод	5000
кондитерская фабрика	4500
Производство стройматериалов	7000

Таблица ПЗ.3

**Время использования максимума осветительной нагрузки
рабочего освещения в помещениях**

Количество смен	Продолжительность рабочей недели, дни	Годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки	
		при наличии естественного освещения	при отсутствии естественного освещения
1	5	750	2150
1	6	600	2150
2	5	2250	4300
2	6	2100	4300
3	5	410	6500
3	6	4000	6500
	7	4800	7700
Аварийное		4800	8760

Таблица ПЗ.4

Время использования наружного освещения

Градус широты	Город	Годовая продолжительность, ч
52	Гомель, Брест	3911
53	Гродно	3896
54	Минск, Могилев	3880
55	Витебск	3866
56	Россоны	3842

Приложение 4

Таблица П4.1

Коэффициент потерь мощности в пускорегулирующем аппарате

Тип источника света	Тип ПРА	Средний коэффициент потерь в ПРА
Лампа накаливания	нет	1,00
Люминисцентная лампа	Электромагнитный	1,22
	Электронный	1,10
Компактная люминисцентная лампа	Электромагнитный	1,27
	Электронный	1,10
Ртутная лампа высокого давления, металлогалогенная лампа	Электромагнитный	1,08
	Электронный	1,06
Натриевая лампа высокого давления	Электромагнитный	1,10
	Электронный	1,06
Драйвер LED	Электронный	1,10

Таблица П4.2

Технологический коэффициент спроса осветительной нагрузки

Объект	Коэффициент спроса
Мелкие производственные и торцевые помещения	1,00
Производственные помещения, состоящие из отдельных больших пролетов	0,95
Административные помещения, залы библиотек и предприятий общественного питания	0,90
Производственные помещения, состоящие из нескольких разделенных между собой участков	0,85
Лабораторные и конторско-бытовые помещения, здания лечебных и детских учреждений	0,80
Складские помещения, распределительные устройства и подстанции	0,60
Наружное и аварийное освещение	1,00

Таблица П4.3

Коэффициент, учитывающий автоматизацию управления освещением

Контроль уровня освещенности и автоматическое включение и отключение системы освещения при критических значениях освещенности	0,85-0,9
Зонное управление освещением (включение и отключение освещения дискретно, в зависимости от зонного распределения естественной освещенности)	0,75-0,8
Плавное управление мощностью и световым потоком светильников в зависимости от распределения естественной освещенности	0,6-0,7
Автоматизация отсутствует	1,0

Приложение 5

Таблица П5.1

Показатели надежности линии электропередачи [17]

Напряжение, кВ	Опоры	Число цепей	ω_a , отказ/год	ω_p , простой/год	$T_{a.v.} \cdot 10^{-3}$, год/отказ	$T_{p.v.} \cdot 10^{-3}$, год/простой
35	металлические	1	2	2,2	1,8	1,9
	железобетонные	2	1,6/0,4	4,0/0,3	1,2/1,3	1,5/1,3
110	металлические	1	3,9	2,9	1,5	1,7
	железобетонные	2	3,9/0,9	3,8/0,4	1,0/1,5	1,3/1,5
220	металлические	1	1,7	5,0	1,6	2,9
	железобетонные	2	2,0/0,4	1,1/0,3	1,2/1,9	1,5/2,0
330	металлические	1	1,3	5,7	1,5	2,3
	железобетонные	2	3,8/0,4	7,3/0,3	1,3/0,6*	1,0/0,6
500	металлические	1	0,6	12,8	2,2	1,9
750	металлические	1	0,6	10,0	2,7	1,1

Примечание. Параметр ω_a приведен на 100 км, остальные – на одну линию. В числителе дроби – для отключения одной цепи, в знаменателе – двух цепей. Параметры ω_a и $T_{a.v.}$ приведены для устойчивых отказов.

Таблица П5.2

Показатели надежности элементов подстанций [17]

Элемент	Напряжение, кВ	ω_a , отказ/год	ω_p , простой/год	$T_{a.v.} \cdot 10^{-3}$, год/отказ	$T_{p.v.} \cdot 10^{-3}$, год/простой
Трансформаторы и автотрансформаторы	35	0,01	0,25	8	3,0
	110	0,015	0,5	8	3,2
	220	0,03	0,9	7	3,2
	330	0,054	1	5	3,4
	500-750	0,024	1	25	5,7
Выключатели	35	0,01	0,2	1,7	1
	110	0,03	0,2	3	6
	220	0,03	0,2	5	11
	330	0,04	0,2	4	14
	500	0,12	0,2	7	16
	750	0,2	0,2	3	23

Приложение 6

Таблица П6

Нормативы трудозатрат на регламентированное техническое обслуживание

Виды оборудования	Нормативы трудозатрат на техническое обслуживание, чел.-ч. на 100 чел.-ч. ремонта
Электротехническое оборудование и электрические машины	7
Котельное и теплосиловое оборудование (котлы паровые и водогрейные, паровые турбины, котлы утилизаторы и т.д.)	10
Компрессорное и насосное оборудование	9
Трубопроводные сети и сооружения: наружные	9
внутренние	5
Воздуховоды, дымососы, вентиляторы, дефлекторы, зонты, вытяжные шкафы, укрытия, местные отсосы, калориферы и т. д.	3
Рукавные и кассетные фильтры, циклоны, скрубберы, пылеуловители, оросительные камеры и т. д.	13

Приложение 7

Таблица П7.1

Зависимость условного удельного ущерба потребителям от длительности внезапных перерывов электроснабжения некоторых промышленных предприятий, руб/кВт (в ценах 2000 г.) [18]

Отрасль промышленности и предприятия	Длительность внезапного перерыва электроснабжения, ч					
	Менее 0,083	0,25	0,5	1,0	3,0	5,0
Добывающая промышленность						
Добыча нефти	8,49	261,58	265,63	273,71	306,63	340,70
Переработка нефти	1025,0	1032,8	1034,4	1043,0	1067,9	1100,7
Добыча торфа	2,58	3,42	4,63	7,25	16,92	28,19
Черная металлургия:						
Металлургический завод	1,45	9,06	66,46	88,61	145,00	201,39
Химическая промышленность:						
Электрохимкомбинат	4,10	4,13	4,74	6,43	34,90	41,33
Завод искусственного волокна	179,69	181,53	182,14	183,67	189,18	194,39
Завод пластмасс	12,46	26,57	44,39	75,61	181,84	263,26
Лакокрасочный завод	192,86	192,86	192,86	194,39	198,37	203,57
Химфармзавод	3061,2	3061,2	3061,2	3061,2	3061,2	3061,2
Резиноасбестовая промышленность:						
Шинный завод	113,57	116,33	134,69	139,90	153,06	168,37
Завод резинотехнических изделий	8,27	57,86	73,01	91,84	124,90	142,35
Целлюлозно-бумажная промышленность:						
Производство целлюлозы	7,96	8,19	8,4	10,39	103,87	103,87
Производство бумаги	5,19	5,37	5,63	6,75	9,35	16,45
Деревообрабатывающая промышленность	4,10	5,63	7,79	12,46	30,64	49,34
Цементная промышленность	5,72	6,05	6,53	50,04	54,17	57,65
Промышленность строительных материалов:						
Завод железобетонных изделий	6,70	8,16	9,90	16,75	31,98	46,77
Машиностроение и металлообработка:						
Завод тяжелого машиностроения	47,78	51,07	115,27	243,08	561,72	577,85

Завод крупного электромашиностроения	17,41	66,00	80,33	103,03	206,05	280,77
Кабельный завод	39,12	40,31	41,51	43,90	53,75	64,21
Машиностроительный завод	16,36	17,47	19,11	41,21	60,92	79,14
Станкостроительный завод	26,13	30,76	34,19	43,90	74,36	104,52
Автобусный завод	15,98	27,41	33,74	38,82	59,73	79,14
Завод металлоконструкций	4,57	6,06	8,21	12,54	29,86	46,29
Текстильная промышленность:						
Ткацкая фабрика	2,24	3,36	4,97	8,25	21,47	34,32
Текстилькомбинат	7,67	8,64	10,66	13,51	28,26	39,43
Легкая промышленность:						
Обувная фабрика	2,60	10,95	18,25	34,25	73,02	111,35
Швейная фабрика	0,45	0,73	1,17	1,97	5,26	8,76
Пищевая промышленность:						
Хлебозавод	12,88	101,82	1260,3	1885,9	4369,8	4283,4
Консервный завод	8,26	13,21	20,55	399,92	724,26	999,81
Мелькомбинат	18,71	20,18	22,38	26,42	42,93	60,54
Прочие предприятия пищевой промышленности	28,80	33,02	39,26	56,50	136,49	209,13
Прочие отрасли промышленности	0,23	0,29	0,37	0,58	1,27	2,12
Строительство	3,42	6,22	10,40	18,68	55,42	90,24

Примечание: с более подробной информацией можно ознакомиться в [18].

Таблица П7.2

Зависимость условного удельного ущерба потребителям от длительности перерывов электроснабжения с предупреждением некоторых промышленных предприятий, руб/кВт (в ценах 2000 г.) [18]

Отрасль промышленности и предприятия	Длительность внезапного перерыва электроснабжения, ч					
	Менее 0,083	0,25	0,5	1,0	3,0	5,0
Добывающая промышленность						
Добыча нефти	8,49	82,11	86,16	94,24	127,15	161,22
Переработка нефти	210,0	217,8	219,4	228,0	252,9	285,7
Добыча торфа	2,58	3,42	4,63	7,25	16,92	28,19
Черная металлургия:						
Металлургический завод	1,45	2,90	39,31	44,02	92,24	138,56
Химическая промышленность:						
Электрохимкомбинат	0,67	0,70	0,89	1,44	21,98	22,47
Завод искусственного волокна	129,18	131,02	131,63	133,16	138,67	143,88
Завод пластмасс	9,64	18,15	27,55	41,94	80,82	106,53
Лакокрасочный завод	0,92	0,92	0,92	2,45	6,43	11,63

Химфармзавод	1,7	2,6	3,9	6,6	17,1	27,6
Резиноасбестовая промышленность:						
Шинный завод	3,55	6,28	8,20	13,01	26,17	41,48
Завод резинотехнических изделий	2,05	3,58	5,54	10,10	35,20	52,65
Целлюлозно-бумажная промышленность:						
Производство целлюлозы	2,42	2,65	2,86	3,98	46,40	46,40
Производство бумаги	1,21	1,38	1,64	2,77	5,37	12,46
Деревообрабатывающая промышленность	4,10	5,63	7,79	12,46	30,64	49,34
Цементная промышленность	3,55	3,87	4,35	31,72	35,85	39,33
Промышленность строительных материалов:						
Завод железобетонных изделий	1,81	3,26	5,00	11,86	27,08	41,88
Машиностроение и металлообработка:						
Завод тяжелого машиностроения	3,26	5,14	47,87	92,96	110,79	126,92
Завод крупного электромашиностроения	6,48	10,45	16,28	27,62	74,66	106,61
Кабельный завод	1,79	2,99	4,18	6,57	16,42	26,88
Машиностроительный завод	9,17	10,27	11,95	15,23	27,92	41,51
Станкостроительный завод	17,98	20,84	24,28	31,65	61,64	91,38
Автобусный завод	11,17	22,61	28,94	34,01	54,92	74,33
Завод металлоконструкций	3,79	5,29	7,44	11,77	29,09	45,51
Текстильная промышленность:						
Ткацкая фабрика	1,97	3,09	4,70	7,98	21,20	34,05
Текстилькомбинат	2,99	3,96	5,37	8,22	22,96	34,14
Легкая промышленность:						
Обувная фабрика	2,53	9,35	16,65	28,77	67,54	105,88
Швейная фабрика	0,45	0,73	1,17	1,97	5,26	8,76
Пищевая промышленность:						
Хлебозавод	4,44	23,67	49,5	198,1	994,3	1669,4
Консервный завод	8,26	13,21	20,55	33,02	93,19	152,26
Мелькомбинат	15,04	16,40	18,53	22,42	37,35	53,75
Прочие предприятия пищевой промышленности	28,80	33,02	39,26	56,50	136,49	209,13
Прочие отрасли промышленности	0,17	0,24	0,32	0,53	1,22	2,06
Строительство	3,42	6,22	10,40	18,68	52,42	85,59

Таблица П7.3

**Удельные ущербы от нарушений электроснабжения
сельскохозяйственных производств, руб/кВт·ч (в ценах 2000 г.)
[18]**

Состав потребителей	Удельный ущерб, руб/(кВт·ч)	
	минимум	максимум
Фермы крупного рогатого скота	6,642	14,234
Механизированные птицефермы и инкубаторы	9,489	12,336
Теплицы и парники	7,591	
Ремонтно-механические мастерские	0,569	
Послекомбайновая переработка зерна	0,474	
В среднем по сельскохозяйственному производству	6,618	

Таблица П7.4

Удельные ущербы от нарушений электроснабжения жилищно-коммунального хозяйства, руб/кВт·ч (в ценах 2000 г.) [18]

Состав потребителей	Длительность аварийного отключения, ч					
	Город			Село		
	До 6	До 20	Более 20	До 6	До 20	Более 20
Жилищно-бытовое хозяйство	0	64,23	64,23	0	0	0
Предприятия общественного питания	2,676	2,676	27,834	2,676	2,676	27,834
Предприятия торговли	0	0	176,638	0	0	176,638
Городской электрифицированный транспорт	2,141	2,141	2,141	0	0	0
В среднем:	12,227	39,589	51,692	9,26	9,26	30,446

Таблица П7.5

**Стоимость аварийного ремонта энергетического и
электросетевого оборудования энергосистемы (в ценах 2000 г.)
[18]**

Наименование объекта	Стоимость одного ремонта, тыс. руб/отказ, при напряжении сети, кВ						
	1150	750	500	330	220	110	35
Линия электропередачи	120,9	617	37,7	26,4	13,6	10,5	9,0
(Авто) трансформатор	3576,8	1694,3	866,0	564,8	376,5	150,6	94,1
Выключатели:							
воздушный	154,7	101,7	52,7	33,9	22,6	11,3	7,5
масляный	-	-	-	-	33,9	7,5	1,1
Энергетическое оборудование электростанций:							
котлоагрегат	214,61						
турбина	105,42						
генератор	41,42						
Вспомогательное оборудование котлоагрегатов, турбин и генераторов	15,06						

Приложение 8

Таблица П8.1

Технико-экономические показатели проекта

Наименование показателя	Обозначение	Значение
Установленная мощность подстанции «...», кВА	$S_{уст}$	
Время работы трансформатора в году, ч	$T_{г}$	
Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме	K_z	
Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме	$K_{з.а}$	
Реконструкция электрической части подстанции		
Капиталовложения в реконструкцию электрической части подстанции, руб., всего	$K_{рек}$	
в том числе:		
- стоимость оборудования и материалов	$K_{ом}$	
- транспортные расходы	$K_{тр}$	
- стоимость строительно-монтажных работ	$K_{смр}$	
- стоимость пуско-наладочных работ	$K_{пнр}$	
- стоимость проектных работ	$K_{прр}$	
- стоимость демонтажных работ	$K_{дем}$	
Реконструкция системы освещения подстанции		
Капиталовложения в реконструкцию, руб.	$K_{рек}$	
Годовая экономия ТЭР, кВт*ч	$\Delta W_{год}$	
Годовая экономия ТЭР, т.у.т.	$\Delta B_{год}$	
Годовая экономия ТЭР, руб.	$\mathcal{E}_{год}$	
Срок окупаемости инвестиций, лет	$T_{ок}$	
Динамические показатели эффективности:		
- чистая дисконтированная стоимость, руб.	$ЧДС$	
- индекс доходности инвестиций	$ИД$	
- внутренняя норма рентабельности, %.	$E_{вн}$	
- срок окупаемости инвестиции, лет	$T_{ок}^{дин}$	

Таблица П8.2

Технико-экономические показатели проекта

Наименование показателя	Значение показателя	
	до внедрения мероприятия	после внедрения мероприятия
Длина участка, км		
Суммарная нагрузка участка в режиме наибольших нагрузок, кВт		
Затраты времени на восстановление поврежденного участка сети, ч		
Затраты времени на получение информации об отключении и затраты времени на поиск и локализацию повреждённого участка, %		
Среднегодовая величина недоотпуска электроэнергии потребителям за год, кВт.ч		
Экономия текущих затрат за счет сокращения ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям, бел.руб.		

Таблица П8.3

Технико-экономические показатели проекта

Наименование показателя		Обозначение	Вариант проектного решения	
			I (наименование)	II (наименование)
Нагрузочные потери активной мощности, МВт		ΔP_n		
Потери активной мощности на корону		$\Delta P_{кор}$		
Нагрузочные потери электроэнергии, МВт·ч		ΔW_n		
Потери электроэнергии на корону, МВт·ч		$\Delta W_{кор}$		
Суммарные потери электроэнергии, МВт·ч		$\Delta W_{л}$		
Издержки для возмещения потерь электроэнергии, руб.		$I_{\Delta W}$		
Издержки на амортизацию, руб.		I_a		
Издержки на текущий ремонт и обслуживание, руб.		$I_{p.o.}$		
Годовые эксплуатационные расходы, руб.		I		
Капиталовложения, руб.		K		
Приведенные затраты, руб.		Z		

Винник Ольга Григорьевна

**ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ.
РЕКОМЕНДАЦИИ
К РАЗРАБОТКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЧАСТИ
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА**

**Учебно-методическое пособие
для студентов специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 14.11.24.

Рег. № 11Е.

<http://www.gstu.by>