

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломную работу

**«Определение годового снижения потерь электрической энергии в одно и
двухцепной ВЛЭП напряжением 110 кВ»**

Худьяров Адильжан Халмухамедович

6В07101 – «Энергетика»

В данной дипломной работе студент Худьяров Адильжан провел расчет параметров одно и двухцепной ВЛЭП, на каждую подстанцию было выбрано необходимое количество трансформаторов и их номинальные мощности. Был выполнен для двух вариантов схем электрической сети технико-экономический расчет, рассчитаны потери электроэнергии, потери мощности и напряжения.

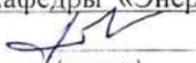
В специальной части были рассмотрены мероприятия по снижению годовых потерь электрической энергии, в том числе и уменьшение активной и реактивной мощностей. Были рассмотрены различные методы по уменьшению электрических потерь.

Худьяров А. продемонстрировал высокий уровень теоретической подготовки и оперативности при выполнении дипломной работы. Он проявил умение сочетать теорию с практикой и успешно выполнил поставленные задачи, демонстрируя организованность и работоспособность.

Дипломная работа студента выполнена в полном объеме. Тема дипломной работы раскрыта полностью. Были небольшие ошибки в расчетах при выборе технического оборудования, которые были устранены в ходе работы.

В целом, дипломная работа Худьярова Адильжана Халмухамедовича на тему «Определение годового снижения потерь электрической энергии в одно и двухцепной ВЛЭП напряжением 110 кВ» заслуживает оценки «отлично» (90 баллов), а сам студент присвоения академической степени бакалавра по образовательной программе 6В07101 - «Энергетика».

Научный руководитель
магистр, ст.преподаватель
кафедры «Энергетика»


Р.Ш. Абитаева
(подпись)

« 7 » июня 2024 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу

(наименование вида работы)

Худьяров Адильжан Халмухамедович

(Ф.И.О. обучающегося)

6В07101 - Энергетика

(шифр и наименование специальности)

На тему: **«Определение годового снижения потерь электрической
энергии в одно и двухцепной ВЛЭП напряжением 110 кВ»**

В дипломной работе были рассмотрены одна и двухцепная ВЛЭП с напряжением 110 кВ. Проведен расчет параметров воздушных линий электропередач. Был проведен выбор сечения проводов для двух вариантов схем. Также был выполнен технико-экономический расчет для двух вариантов, в ходе которого разомкнутая схема была выбрана, так как по всем показателям это наиболее выгодный вариант.

В заключении были проведены мероприятия по снижению годовых потерь электрической энергии, в том числе и уменьшению потерь активной и реактивной мощностей.

Замечания к работе

В качестве замечания можно отметить, что были допущены местами ошибки в выборе технического оборудования. В общем, дипломная работа написана в соответствии с требованиями, и тема раскрыта полностью.

Оценка дипломной работы

Дипломная работа Худьярова Адильжана Халмухамедовича заслуживает оценки «отлично» (90 балла), а сам студент присвоения академической степени бакалавра по образовательной программе 6В07101 – «Энергетика».

Рецензент



Генеральный энергетик ТОО
«Консультационно-сервисная
горнорудная компания»

Е.А. Жолдыбеков

(подпись)

2024 г.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Худьяров Адильжан Халмухамедович

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Определение годового снижения потерь электрической энергии в одно и двухцепной ВЛЭП напряжением 110 кВ

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 14

Коэффициент Подобия 2: 3.4

Микропробелы: 9

Знаки из других алфавитов: 117

Интервалы: 0

Белые Знаки: 1

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

Дата 12.06.2024

*Заведующий кафедрой Энергетики
Сариев Е.А.*

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Худьяров Адильжан Халмухамедович

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Определение годового снижения потерь электрической энергии в одно и двухцепной ВЛЭП напряжением 110 кВ

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 14

Коэффициент Подобия 2: 3,4

Микропробелы: 9

Знаки из других алфавитов: 117

Интервалы: 0

Белые Знаки: 1

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

Дата


проверяющий эксперт

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения имени А.Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

Худьяров Адильжан Халмухамедович

Определение годового снижения потерь электрической энергии в одно и двухцепной ВЛЭП
напряжением 110 кВ

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6В07101– Энергетика

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения имени А.Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазНТУ им.К.И.Сатпаева»
Институт энергетики
и машиностроения

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой «Энергетика»
PhD, ассоциированный профессор
Е. А. Сарсенбаев

«12» 06 20__ г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Определение годового снижения потерь электрической энергии в одно и
двухцепной ВЛЭП напряжением 110 кВ»

6B07101– Энергетика

Выполнил:

Худьяров А. Х.

Рецензент
гл. энергетик ТОО «Консолид.строит.
горнорудная компания
Е.А. Жолдыбеков
«31» 06 2024 г.

Научный руководитель
магистр, ст. преподаватель
Р. Ш. Абитаева
«7» 06 2024 г.

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения имени А.Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

6B07101– Энергетика

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой «Энергетика»

PhD, ассоциированный профессор

Е. А. Сарсенбаев

«25» 01 2024 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Худьярову Адильжану Халмухамедовичу

Тема: Определение годового снижения потерь электрической энергии в одно и двухцепной ВЛЭП напряжением 110 кВ

Утверждена приказом Проректора по академическим вопросам № 548-п от "04" декабря 2023г.

Срок сдачи законченной работы «14» июня 2024г.

Исходные данные к дипломной работе: ВЛЭП номинальным напряжением 110 кВ,
 $P=20; 50; 30; 45; 25$ МВт. $L=20; 15; 10; 25; 25$ км.

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Расчет параметров сети для замкнутой схемы;
- б) Расчет параметров сети для разомкнутой схемы;
- в) Технико-экономический расчет;
- г) Расчет потерь мощности и напряжения для сети;
- д) Расчет тока короткого замыкания и выбор оборудования;
- е) Определение потерь электрической энергии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

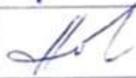
Представлены 14 слайдов презентации работы.

Рекомендуемая основная литература: из 8 наименований учебных материалов

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Расчетная часть	20.02.2024-19.03.2024	нет
Специальная часть	28.03.2024-5.05.2024	нет

Подписи
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Расчетная часть	Р.Ш. Абитаева, магистр Старший преподаватель	07.06.2024	
Специальная часть	Р.Ш. Абитаева, магистр Старший преподаватель	07.06.2024	
Нормоконтролер	А.О. Бердибеков, магистр, старший преподаватель	07.06.2024	

Научный руководитель



Р.Ш. Абитаева

Задание принял к исполнению обучающийся



А. Х. Худьяров

Дата

" 05 " 02 2024 г.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыста "Кернеуі 110 кВ бір және екі тізбекті әуе электр беріліс желілеріндегі электр энергиясының жыл сайынғы төмендеуін анықтау" бойынша бір және екі тізбекті ӘӘБЖ параметрлері есептелді. Сондай-ақ әр қосалқы станция үшін трансформаторлардың қажетті саны мен олардың номиналды қуаты таңдалды. Электр желісінің схемаларының екі нұсқасы үшін техникалық-экономикалық есептеу, сонымен қатар электр энергиясының шығыны, қуат шығыны және кернеу шығындары есептелді.

Электр беріліс желілеріндегі электр энергиясының жылдық шығынын азайту, оның ішінде активті және реактивті қуат шығынын азайту жөніндегі іс-шараға талдау жүргізілді..

АННОТАЦИЯ

В Дипломной работе на тему “Определение годового снижения потерь электрической энергии в одно и двухцепной ВЛЭП напряжением 110 кВ” был проведен расчет параметров одно-двухцепной ВЛЭП, на каждую подстанцию были выбраны необходимое количество трансформаторов и их номинальные мощности. Был выполнен для двух вариантов схем электрической сети технико-экономический расчет, рассчитаны потери электроэнергии, потери мощности и потери напряжения.

Проведен анализ мероприятия по снижению годовых потерь электрической энергии в электрических сетях, в том числе и уменьшение потерь активной и реактивной мощностей.

ANNOTATION

In the diploma thesis on the topic “Determining the annual reduction in electrical energy losses in single and double-chain overhead lines with a voltage of 110 kV”, the parameters of a single-double-chain overhead line were calculated, the required number of transformers and their rated capacities were selected for each substation. A technical and economic computation was performed for two variants of the electrical network circuits, electricity losses, power losses and voltage losses were calculated.

The analysis of measures to reduce annual losses of electric energy in electric networks, including reducing losses of active and reactive capacities, has been carried out.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Вводные данные схемы электрической сети	8
2 Расчет схемы электрической сети	9
2.1 Выбор номинальных напряжений воздушных линии электропередач	9
2.2 Выбор трансформаторов на подстанциях	9
2.3 Распределение мощностей по линиям электропередач	19
2.4 Расчет токовых нагрузок линий и выбор сечений проводов для замкнутой и разомкнутой схемы	20
2.5 Технико-экономический расчет	30
2.6 Падение напряжения в трансформаторе в максимальном режиме	33
2.7 Расчет распределения нагрузки в минимальном режиме	35
2.8 Расчет тока короткого замыкания на подстанции	39
2.9 Выбор оборудования для трансформаторной подстанции	43
3 Определение потерь электроэнергии	45
3.1 Методы снижения потерь электрической энергии	48
Заключение	52
Список использованной литературы	53

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия является важнейшим аспектом в жизни современного мира. Ведь электричество играет важную роль в повседневной жизни человека, от освещения домов, работы электрооборудования до постройки заводов и т.д. И для ее передачи служит электрическая сеть, которая включает в себя: линия электропередач, подстанции, распределительные пункты.

И такой технический объект для своего функционирования и оптимальной работы не обходится без затрат, которые выражаются в виде: технологических потерь, производственных нужд.

Технологическими потерями можно назвать потерями связанные физическими процессами в линиях электропередач, в трансформаторах, в компенсирующих устройствах, которая также зависит от их режима работы сети.

Также на потери электрической энергии влияют сечение провода, длина, среднегеометрическое расстояние между проводами, сопротивление. Кроме того погодные условия также влияют на потери это температура окружающей среды, ветер, гололед. Нельзя также забывать о таких факторах как передаваемая мощность и напряжение источника.

Производственными потерями можно назвать потерями для собственных нужд производства, таких как система освещения.

Для баланса работы и оптимизации всей электрической сети все это необходимо учитывать как при проектировании электрической сети так и при эксплуатации. Тогда все эти определенные затраты смогут быть как можно минимальными, в финансовых расчетах так и технологических расчетах. Ведь надежный уровень эксплуатации электрической сети характеризуется коэффициентом полезного действия, которые включает все эти расходы и затраты.

И задачей оптимизации качественного уровня работы электропередачи в электрической сети и как можно с минимальными потерями решается на стадиях проектирования развития электрической сети, но также текущая оптимизация режима работы реализуется при эксплуатации сети.

В данной дипломной работе рассмотрены методы по уменьшению годовых потерь электроэнергии:

- 1) Повышение рабочего номинального напряжения;
- 2) Уменьшение планового отключения;
- 3) Выравнивание графика нагрузки.

1 Данные схемы электрической сети

Исходные данные мощностей и длин участков линии

Таблица 1.1 – Данные напряжения, длин линий и мощности участков

S_{min}	$U_H,$ кВ	$L_1,$ км	$L_2,$ км	$L_3,$ км	$L_4,$ км	$L_5,$ км	$L_6,$ км	$P_1,$ МВт	$P_2,$ МВт	$P_3,$ МВт	$P_4,$ МВт	$P_5,$ МВт
0.55	110	20	15	10	25	25	20	20	50	30	45	25
S_{max}												

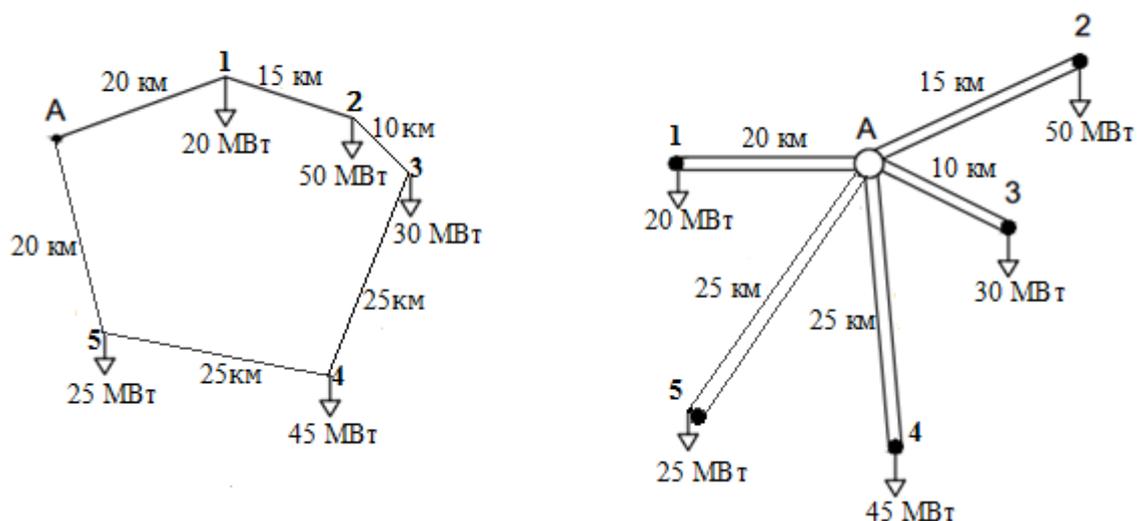


Рисунок 1.1 – Замкнутая и разомкнутая схема подключения сетей

2 Расчет схемы электрической сети

2.1 Выбор номинальных напряжений для линий электропередач

Наивыгоднейшее напряжения для участков сети вычисляется по формуле Залесского:

$$U_{\text{НОМ}} = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})}. \quad (2.1)$$

где, L – длина, км;

P – протекающая активная мощность, МВт.

Расчет участка А-1

$$U_{\text{НОМ} 1} = \sqrt{20(100 + 15\sqrt{20})} = 57 \text{ кВ},$$

Таким же методом для других участков

$$U_{\text{НОМ} 2} = \sqrt{50(100 + 15\sqrt{15})} = 88 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{НОМ} 3} = \sqrt{30(100 + 15\sqrt{10})} = 66 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{НОМ} 4} = \sqrt{45(100 + 15\sqrt{25})} = 88 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{НОМ} 5} = \sqrt{25(100 + 15\sqrt{25})} = 66 \text{ кВ}.$$

Полученное значение напряжения следует округлить до ближайшего стандартного номинального значения. Следовательно рекомендуется выбирать наибольшее номинальное напряжение. Выбираем стандартное $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ [1]

2.2 Выбор трансформаторов для подстанций

Вычисляем полную мощность участка

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} \cdot 0,7, \text{ МВА} \quad (2.2)$$

$$S_1 = \frac{20}{0,75} \cdot 0,7 = 18 \text{ МВА},$$

Таким же методом для других участков

$$S_2 = \frac{50}{0,75} \cdot 0,7 = 46,66 \text{ МВА},$$

$$S_3 = \frac{30}{0,75} \cdot 0,7 = 28 \text{ МВА},$$

$$S_4 = \frac{45}{0,75} \cdot 0,7 = 42 \text{ МВА},$$

$$S_5 = \frac{25}{0,75} \cdot 0,7 = 23,33 \text{ МВА}.$$

Выбор трансформаторов является важным аспектом для работы электрической сети. Ведь от этого зависит надежная работа электроснабжения и срок службы оборудования.

К установке трансформаторов на подстанциях принимается в количестве не более двух [2].

На подстанциях напряжением 110 кВ устанавливаются трансформаторы.

Для первой подстанции принимаем к установке трансформатор типа ТРДН-25000/110

Таблица 2.1- Паспортные данные параметров трансформатора

$S_{\text{НОМ}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{НОМ}}, \text{ кВ}$		Потери		$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{х}}, \%$
	ВН	НН	$\Delta P_{\text{х}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$		
25	115	11	25	120	10,5	0,7

Параметры трансформатора

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U^2}{10^3 \cdot S^2} \quad (2.3)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_k \% \cdot U^2}{100 \cdot S} \quad (2.4)$$

Потери в обмотках трансформатора

$$S = \frac{P}{\cos \bar{\varphi}} \quad (2.5)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2.6)$$

$$\Delta P_{\text{тр.н}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * \frac{R_{\text{тр}}}{2} \quad (2.7)$$

$$\Delta Q_{\text{тр.н}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * \frac{X_{\text{тр}}}{2} \quad (2.8)$$

$$P_c' + jQ_c' = (P + \Delta P_{\text{тр.н}}) + (Q + \Delta Q_{\text{тр.н}}) \quad (2.9)$$

$$\Delta P_0 = \Delta P_x * 2 \quad (2.10)$$

$$\Delta Q_M = \frac{I_0 S}{100} * 2 \quad (2.11)$$

$$P'' + jQ'' = (P + \Delta P_0) + (Q + \Delta Q_M) \quad (2.12)$$

где $R_{\text{тр}}$ – активное сопротивление, Ом;

$X_{\text{тр}}$ – реактивное сопротивление, Ом;

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

P – активная мощность, МВт;

Q – реактивная мощность, Мвар.

Определяем параметры трансформатора

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_K \cdot U^2}{10^3 \cdot S^2} = \frac{120 \cdot 115^2}{10^3 \cdot 25^2} = 2,53 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_k \% \cdot U^2}{100 \cdot S} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55,44 \text{ Ом}$$

Определяем потери в обмотках трансформатора

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{20}{0,75} = 26,66 \text{ МВА},$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{26,66^2 - 20^2} = 17,62 \text{ Мвар},$$

$$\Delta P_{\text{тр.н}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * \frac{R_{\text{тр}}}{2} = \frac{20^2 + 17,62^2}{115^2} * \frac{2,53}{2} = 0,067 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр.н}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * \frac{X_{\text{тр}}}{2} = \frac{20^2 + 17,62^2}{115^2} * \frac{55,54}{2} = 1,49 \text{ Мвар},$$

$$P_c' + jQ_c' = 20 + 0,067 + j(17,62 + 1,49) = 20,067 + j19,11 \text{ МВА},$$

$$\Delta P_0 = \Delta P_x * 2 = 25 * 2 = 50 \text{ кВт} = 0,05 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_M = \frac{I_0 S}{100} * 2 = \frac{0,7 * 25}{100} * 2 = 0,35 \text{ Мвар},$$

$$P'' + jQ'' = 20,067 + 0,05 + j(19,11 + 0,35) = 20,117 + j 19,46 \text{ МВА}.$$

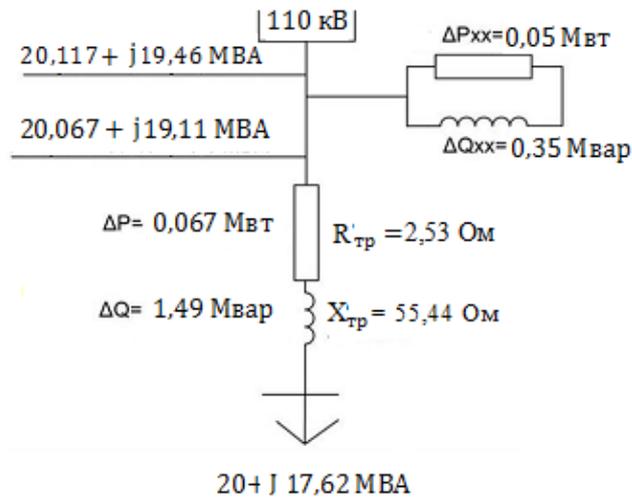


Рисунок 2.1 – Схема замещения трансформатора ТРДЦН-25000/110 подстанции 1

Проводим аналогичный расчет для последующих подстанций:

Для второй подстанции принимаем к установке трансформатор типа ТРДН-63000/110

Таблица 2.2 - Паспортные данные параметров трансформатора

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		Потери		$U_{\text{к}}$, %	$I_{\text{х}}$ %
	ВН	НН	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт		
63	115	6,3	50	245	10,5	0,5

Определяем параметры трансформатора

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U^2}{10^3 \cdot S^2} = \frac{245 \cdot 115^2}{10^3 \cdot 63^2} = 0,816 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_k \% \cdot U^2}{100 \cdot S} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 22,04 \text{ Ом}$$

Определяем потери в обмотках трансформатора

$$S = \frac{P}{\cos \bar{\varphi}} = \frac{50}{0,75} = 66,66 \text{ МВА},$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{66,66^2 - 50^2} = 44,085 \text{ Мвар}.$$

Таблица 2.3 – Расчётные данные потерь мощности трансформатора

$\Delta P_{\text{тр}}, \text{ МВт}$	$\Delta Q_{\text{тр}}, \text{ Мвар}$	$P', \text{ МВт}$	$Q', \text{ Мвар}$	$P'', \text{ МВт}$	$Q'', \text{ Мвар}$
0,137	3,702	50,137	47,787	50,231	48,417

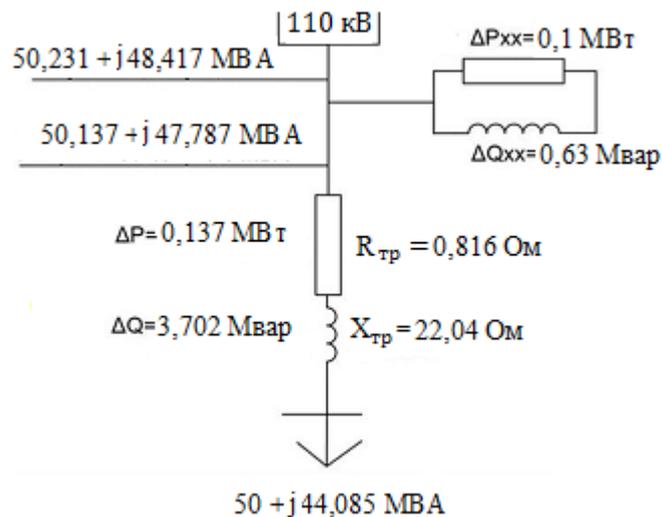


Рисунок 2.2 – Схема замещения трансформатора ТРДЦН-63000/110 подстанции 2

Для третьей подстанции принимаем к установке трансформатор типа ТРДН-40000/110

Таблица 2.4- Паспортные данные параметров трансформатора

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		Потери		$U_k, \%$	$I_x, \%$
	ВН	НН	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta P_k, \text{кВт}$		
40	115	6,6	34	170	10,5	0,55

Определяем параметры трансформатора

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_k \cdot U^2}{10^3 \cdot S^2} = \frac{170 \cdot 115^2}{10^3 \cdot 40^2} = 1,405 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_k \% \cdot U^2}{100 \cdot S} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 34,71 \text{ Ом}$$

Определяем потери в обмотках трансформатора

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{30}{0,75} = 40 \text{ МВА,}$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{40^2 - 30^2} = 26,45 \text{ Мвар.}$$

Таблица 2.5 – Расчётные данные потерь мощности трансформатора

$\Delta P_{\text{тр}}, \text{МВт}$	$\Delta Q_{\text{тр}}, \text{Мвар}$	$P', \text{МВт}$	$Q', \text{Мвар}$	$P'', \text{МВт}$	$Q'', \text{Мвар}$
0,0849	2,099	30,849	28,549	30,917	28,989

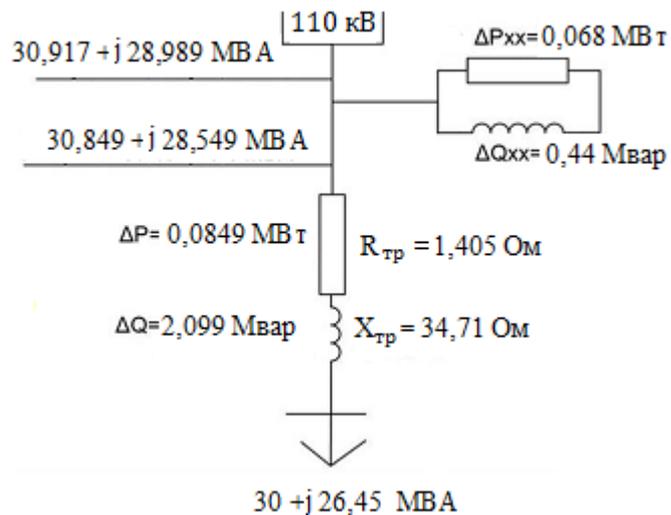


Рисунок 2.3 – Схема замещения трансформатора ТРДЦН-40000/110 подстанции 3

Для четвертой подстанции принимаем к установке трансформатор типа ТРДН-63000/110

Определяем параметры трансформатора

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_K \cdot U^2}{10^3 \cdot S^2} = \frac{245 \cdot 115^2}{10^3 \cdot 63^2} = 0,816 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_k \% \cdot U^2}{100 \cdot S} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 22,04 \text{ Ом}$$

Таблица 2.6- Паспортные данные параметров трансформатора

$S_{\text{ном}}, \text{MVA}$	$U_{\text{ном}}, \text{kV}$		Потери		$U_k, \%$	$I_x, \%$
	ВН	НН	$\Delta P_x, \text{kBT}$	$\Delta P_k, \text{kBT}$		
63	115	6,6	50	245	10,5	0,5

Определяем потери в обмотках трансформатора

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{45}{0,75} = 60 \text{ МВА},$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{60^2 - 45^2} = 39,68 \text{ Мвар}.$$

Таблица 2.7 – Расчётные данные потерь мощности трансформатора

$\Delta P_{\text{тр}}, \text{ МВт}$	$\Delta Q_{\text{тр}}, \text{ Мвар}$	$P', \text{ МВт}$	$Q', \text{ Мвар}$	$P'', \text{ МВт}$	$Q'', \text{ Мвар}$
0,111	2,99	45,211	42,67	45,211	43,3

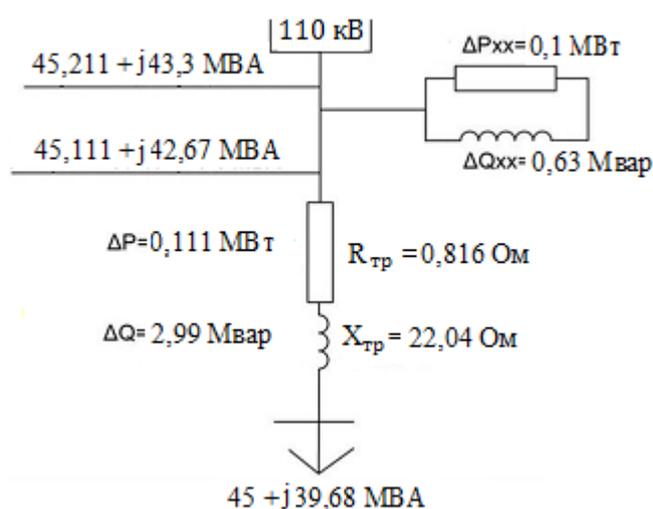


Рисунок 2.4 – Схема замещения трансформатора ТРДЦН-63000/110 подстанции 4

Для пятой подстанции принимаем к установке трансформатор типа ТРДН-25000/110

Таблица 2.8- Паспортные данные параметров трансформатора

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		Потери		U_k , %	I_x , %
	ВН	НН	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт		
25	115	6,6	25	120	10,5	0,7

Определяем параметры трансформатора

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_k \cdot U^2}{10^3 \cdot S^2} = \frac{120 \cdot 115^2}{10^3 \cdot 25^2} = 2,53 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_k \% \cdot U^2}{100 \cdot S} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55,54 \text{ Ом}$$

Определяем потери в обмотках трансформатора

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{25}{0,75} = 33,33 \text{ МВА,}$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{33,33^2 - 25^2} = 22,04 \text{ Мвар.}$$

Таблица 2.9 – Расчётные данные потерь мощности трансформатора

$\Delta P_{\text{тр}}$, МВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$, Мвар	P' , МВт	Q' , Мвар	P'' , МВт	Q'' , Мвар
0,106	2,232	25,106	24,37	25,156	24,72

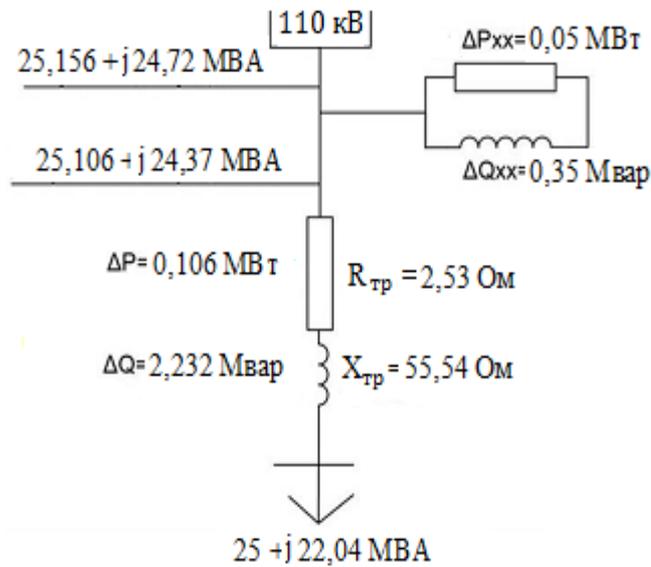


Рисунок 2.5 – Схема замещения трансформатора ТРДЦН-25000/110 подстанции 5

2.3 Распределение мощностей по линиям электропередач

Рассчитаем распределение активной мощности в ЛЭП

$$P_A = \frac{\sum P_i * l_i}{\sum l} \quad (2.13)$$

$$P_A = \frac{(20,117 * 20) + (50,231 * 35) + (30,917 * 45) + (45,21 * 70) + (25,156 * 95)}{20 + 15 + 10 + 25 + 25 + 20}$$

$$= 79,18 \text{ МВт},$$

$$P_{A'} = \frac{(25,156 * 25) + (45,211 * 50) + (30,917 * 60) + (50,231 * 75) + (20,117 * 95)}{20 + 15 + 10 + 25 + 25 + 20}$$

$$= 90,63 \text{ МВт}.$$

Проверка:

$$P_A + P_{A'} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 \quad (2.14)$$

$$79,18 + 90,63 = 20 + 50 + 30 + 45 + 25 = 170 \text{ МВт}$$

Рассчитаем распределение реактивной мощности в ЛЭП

$$Q_A = \frac{\Sigma Q * l}{\Sigma l} \quad (2.15)$$

$$Q_A = \frac{(19,46 * 20) + (48,417 * 35) + (28,989 * 45) + (43,3 * 70) + (24,72 * 95)}{20 + 15 + 10 + 25 + 25 + 20} = 76,24 \text{ МВар,}$$

$$Q_{A'} = \frac{(24,72 * 25) + (43,3 * 50) + (28,989 * 60) + (48,417 * 75) + (19,46 * 95)}{20 + 15 + 10 + 25 + 25 + 20} = 86,97 \text{ МВар.}$$

Проверка:

$$Q_A + Q_{A'} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 \quad (2.16)$$

$$76,24 + 86,97 = 19,46 + 48,417 + 28,989 + 43,3 + 24,72 = 163,2 \text{ МВар,}$$

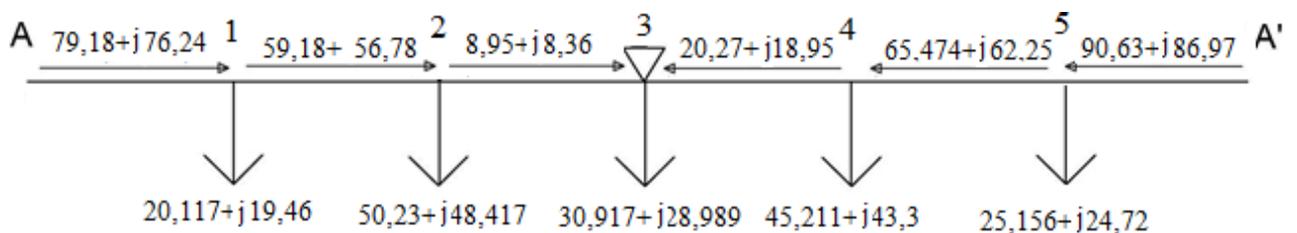


Рисунок 2.6 – Схема распределения мощности по замкнутой сети

2.4 Расчет токовых нагрузок линии и выбор сечений проводов для замкнутой и разомкнутой схемы

Расчет токовых нагрузок линии и выбор сечений проводов для замкнутой схемы :

$$I_{max} = \frac{S_{уч}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = \frac{\sqrt{P_{уч}^2 + Q_{уч}^2}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} \quad (2.17)$$

Расчетная токовая нагрузка линии:

$$I_p = I_{max} * \alpha_i * \alpha_T . \quad (2.18)$$

где, I_{max} – ток максимальной работы на пятый год эксплуатации линии.
 α_i – это показатель, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_T – это показатель, учитывающий число часов применения максимальной нагрузки линии и показатель ее попадания в максимум нагрузки энергосистемы.

Для высоковольтной линии 110 кВ значение примем $\alpha_i=1,05$,. Коэффициент α_T принять равным $\alpha_T=1,1$ [3].

Сечения проводов следует выбирать в справочниках. Выбранные сечения должны пройти проверку по значениям допускаемого тока нагрева [4].

Участок А-1:

$$I_{max\ A-1} = \frac{\sqrt{79,18^2 + 76,24^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,576 \text{ кА} = 576 \text{ А},$$

$$I_{p\ A-1} = 0,576 * 1,05 * 1,1 = 0,665 \text{ кА} ,$$

Участок 1-2:

$$I_{max\ 1-2} = \frac{\sqrt{59,18^2 + 56,78^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,43 \text{ кА} = 430 \text{ А},$$

$$I_{p\ 1-2} = 0,43 * 1,05 * 1,1 = 0,496 \text{ кА},$$

Участок 2-3:

$$I_{max\ 2-3} = \frac{\sqrt{8,95^2 + 8,36^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,064 \text{ кА} = 64 \text{ А},$$

$$I_{p\ 2-3} = 0,064 * 1,05 * 1,1 = 0,073 \text{ кА},$$

Участок 3-4:

$$I_{max\ 3-4} = \frac{\sqrt{20,27^2 + 18,95^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,193 \text{ кА} = 193 \text{ А},$$

$$I_{p\ 3-4} = 0,193 * 1,05 * 1,1 = 0,223 \text{ кА},$$

Участок 4-5:

$$I_{\max 4-5} = \frac{\sqrt{65,474^2 + 62,25^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,474 \text{ кА} = 474 \text{ А},$$

$$I_{p 4-5} = 0,474 * 1,05 * 1,1 = 0,547 \text{ кА},$$

Участок 5- А':

$$I_{\max 5-A'} = \frac{\sqrt{90,63^2 + 86,97^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,659 \text{ кА} = 659 \text{ А},$$

$$I_{p 5-A'} = 0,659 * 1,05 * 1,1 = 0,761 \text{ кА}.$$

Находим сечение по экономической плотности тока:

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{ЭКВ}}} \quad (2.19)$$

где, $j_{\text{ЭКВ}}$ – экономическая плотность тока, $j_{\text{ЭКВ}} = 1,1$

$$F_{\text{ЭКВ}(A-1)} = \frac{576}{1.1} = 523 \text{ мм}^2,$$

Подобным образом для других участков

$$\begin{aligned} F_{\text{ЭКВ}(1-2)} &= 390 \text{ мм}^2, \\ F_{\text{ЭКВ}(2-3)} &= 58 \text{ мм}^2, \\ F_{\text{ЭКВ}(3-4)} &= 175 \text{ мм}^2, \\ F_{\text{ЭКВ}(4-5)} &= 430 \text{ мм}^2, \\ F_{\text{ЭКВ}(5-A')} &= 600 \text{ мм}^2. \end{aligned}$$

Таблица 2.10 – Марка провода на участках

Участок линии	Марка провода	$I_{\text{д.д}}$
А - 1	АС 400/64	860
1 - 2	АС 330/27	730
2 - 3	АС 70/11	265
3 - 4	АС 120/19	375
4 – 5	АС 400/22	830
5 – А'	2хАС 330/27	730

Выбранные сечения проводов нужно будет проверить по требованиям соотношениям рабочего тока к длительному допустимому току [5].

$$I_p \leq I_{д.д} . \quad (2.20)$$

где $I_{д.д}$ – допустимо длительный ток, А.

Участок А – 1	$665 \leq 860$,
Участок 1 – 2	$496 \leq 730$,
Участок 2 – 3	$73,9 \leq 265$,
Участок 3 – 4	$223 \leq 375$,
Участок 4 – 5	$547 \leq 830$,
Участок 5 – А'	$761 \leq 1460$.

Находим параметры линии по участкам:

$$R = r_0 * l , \quad (2.21)$$

$$X = x_0 * l , \quad (2.22)$$

$$b = b_0 * l , \quad (2.23)$$

$$Q = 0,5 * U^2 * b . \quad (2.24)$$

где, l – длина линии участка, км;

r_0 – погонное активное сопротивление, Ом/км;

x_0 – погонное реактивное сопротивление, Ом/км;

b_0 – погонная емкостная проводимость, 10^{-6} См/км;

Q – зарядная мощность в линии, Мвар.

Участок А-1:

$$R = 0,074 * 20 = 1,48 \text{ Ом} ,$$

$$X = 0,37 * 20 = 7,41 \text{ Ом} ,$$

$$b = 3,07 * 10^{-6} * 20 = 61,57 * 10^{-6} \text{ См} ,$$

$$Q = 0,5 * 110^2 * 61,57 * 10^{-6} = 0,372 \text{ Мвар} .$$

Участок 1-2:

$$R = 0,086 * 15 = 1,3 \text{ Ом} ,$$

$$X = 0,377 * 15 = 5,65 \text{ Ом} ,$$

$$b = 3,02 * 10^{-6} * 15 = 45,32 * 10^{-6} \text{См},$$

$$Q = 0,5 * 110^2 * 45,32 * 10^{-6} = 0,274 \text{ Мвар}.$$

Участок 2-3:

$$R = 0,425 * 10 = 4,2 \text{ Ом},$$

$$X = 0,426 * 10 = 4,26 \text{ Ом},$$

$$b = 2,65 * 10^{-6} * 10 = 26,56 * 10^{-6} \text{См},$$

$$Q = 0,5 * 110^2 * 26,56 * 10^{-6} = 0,16 \text{ Мвар}.$$

Участок 3-4:

$$R = 0,244 * 25 = 6,123 \text{ Ом},$$

$$X = 0,4 * 25 = 10 \text{ Ом},$$

$$b = 2,78 * 10^{-6} * 25 = 69,6 * 10^{-6} \text{См},$$

$$Q = 0,5 * 110^2 * 69,6 * 10^{-6} = 0,421 \text{ Мвар}.$$

Участок 4-5:

$$R = 0,073 * 25 = 1,825 \text{ Ом},$$

$$X = 0,372 * 25 = 9,32 \text{ Ом},$$

$$b = 3,05 * 10^{-6} * 25 = 76,46 * 10^{-6} \text{См},$$

$$Q = 0,5 * 110^2 * 76,46 * 10^{-6} = 0,462 \text{ Мвар}.$$

Участок 5- А':

$$R = (0,086 * 20)/2 = 0,86 \text{ Ом},$$

$$X = (0,377 * 20)/2 = 3,77 \text{ Ом},$$

$$b = 3,02 * 10^{-6} * 20 = 60,04 * 10^{-6} \text{См},$$

$$Q = 110^2 * 60,04 * 10^{-6} = 0,726 \text{ Мвар}.$$

Таблица 2.11 – Параметры проводов по участкам

№	Марка провода	L, км	r ₀ , Ом/км	r, Ом	x ₀ , Ом/км	x, Ом	b ₀ , См 10 ⁻⁶ /км	b, 10 ⁻⁶ См	Q МВар
A - 1	АС 400/64	20	0,074	1,48	0,37	7,41	3,07	61,57	0,372
1 - 2	АС 330/27	15	0,086	1,3	0,377	5,65	3,02	45,32	0,274
2 - 3	АС 70/11	10	0,425	4.2	0,426	4.26	2,65	26,56	0,16
3 - 4	АС 120/19	25	0,244	6,123	0,4	10	2,78	69,6	0,421
4 - 5	АС 400/22	25	0,073	1,825	0,372	9,32	3,05	76,46	0,462
5- A'	2хАС 330/22	20	0,086	0,86	0,377	3,77	3,02	60,4	0,726

Расчет токовых нагрузок линии и выбор сечений проводов для разомкнутой схемы находим по формулам (2.17-2.18)

Участок 1:

$$I_{\max 1} = \frac{\sqrt{20,117^2 + 19,46^2}}{2 * \sqrt{3} * 110} = 0,073 \text{ кА} = 73 \text{ А},$$

$$I_{p 1} = 0,073 * 1,05 * 1,1 = 0,084 \text{ кА},$$

Участок 2:

$$I_{\max 2} = \frac{\sqrt{50,231^2 + 48,417^2}}{2 * \sqrt{3} * 110} = 0,183 \text{ кА} = 183 \text{ А},$$

$$I_{p 2} = 0,183 * 1,05 * 1,1 = 0,192 \text{ кА},$$

Участок 3:

$$I_{\max 3} = \frac{\sqrt{30,917^2 + 28,989^2}}{2 * \sqrt{3} * 110} = 0,111 \text{ кА} = 111 \text{ А},$$

$$I_{p 3} = 0,111 * 1,05 * 1,1 = 0,128 \text{ кА},$$

Участок 4:

$$I_{\max 4} = \frac{\sqrt{45,211^2 + 43,3^2}}{2 * \sqrt{3} * 110} = 0,164 \text{ кА} = 164 \text{ А},$$

$$I_{p 4} = 0,164 * 1,05 * 1,1 = 0,184 \text{ кА},$$

Участок 5:

$$I_{\max 5} = \frac{\sqrt{25,156^2 + 24,72^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,092 \text{ кА} = 92 \text{ А},$$

$$I_{p 5} = 0,092 * 1,05 * 1,1 = 0.106 \text{ кА}$$

Находим сечение по экономической плотности тока по формуле (2.19)

$$F_{\text{ЭКВ}(1)} = \frac{73}{1.1} = 66,36 \text{ мм}^2,$$

Подобным образом для других участков

$$F_{\text{ЭКВ}(2)} = 166 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(3)} = 100 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(4)} = 150 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(5)} = 83,68 \text{ мм}^2.$$

Таблица 2.12 – Марка провода на участках

Участок линии	Марка провода	$I_{\text{д.д}}$
1	АС 70/11	265
2	АС 120/19	390
3	АС 70/11	265
4	АС 120/19	390
5	АС 70/11	265

Выбранные сечения проводов нужно будет проверить по требованиям соотношения рабочего тока к длительному допустимому току (2.20).

$$\text{Участок 1} \quad 84,31 \leq 265,$$

$$\text{Участок 2} \quad 192,15 \leq 390,$$

$$\text{Участок 3} \quad 128,2 \leq 265,$$

Участок 4 $189,42 \leq 390,$
Участок 5 $106,26 \leq 265.$

Находим параметры линии по участкам, по формулам (2.21 – 2.24)

Участок 1:

$$\begin{aligned}R &= (0,425 * 20)/2 = 4,25 \text{ Ом}, \\X &= (0,426 * 20)/2 = 4,26 \text{ Ом}, \\b &= 2,65 * 10^{-6} * 20 = 53,12 * 10^{-6} \text{ См}, \\Q &= 110^2 * 53,12 * 10^{-6} = 0,642 \text{ Мвар}.\end{aligned}$$

Участок 2:

$$\begin{aligned}R &= (0,244 * 15)/2 = 1,83 \text{ Ом}, \\X &= (0,4 * 15)/2 = 3 \text{ Ом}, \\b &= 2,78 * 10^{-6} * 15 = 41,78 * 10^{-6} \text{ См}, \\Q &= 110^2 * 41,78 * 10^{-6} = 0,505 \text{ Мвар}.\end{aligned}$$

Участок 3:

$$\begin{aligned}R &= (0,425 * 10)/2 = 2,125 \text{ Ом}, \\X &= (0,426 * 10)/2 = 2,13 \text{ Ом}, \\b &= 2,65 * 10^{-6} * 10 = 26,5 * 10^{-6} \text{ См}, \\Q &= 110^2 * 26,5 * 10^{-6} = 0,32 \text{ Мвар}.\end{aligned}$$

Участок 4:

$$\begin{aligned}R &= (0,244 * 25)/2 = 3,06 \text{ Ом}, \\X &= (0,4 * 25)/2 = 5 \text{ Ом}, \\b &= 2,78 * 10^{-6} * 25 = 69,63 * 10^{-6} \text{ См}, \\Q &= 110^2 * 69,63 * 10^{-6} = 0,842 \text{ Мвар}.\end{aligned}$$

Участок 5:

$$\begin{aligned}R &= (0,425 * 25)/2 = 5,31 \text{ Ом}, \\X &= (0,426 * 25)/2 = 5,325 \text{ Ом}, \\b &= 2,65 * 10^{-6} * 25 = 66,25 * 10^{-6} \text{ См}, \\Q &= 110^2 * 66,25 * 10^{-6} = 0,801 \text{ Мвар}.\end{aligned}$$

Таблица 2.13 – Параметры линии по участкам

№	Марка провода	L, км	r_0 , ом/км	r , Ом	x_0 , ом/км	x , Ом	b_0 , См $10^{-6}/\text{км}$	b , 10^{-6} См	Q МВар
1	АС 70/11	20	0,425	4,25	0,426	4,26	2,65	53,12	0,642
2	АС 120/19	15	0,244	1,83	0,4	3	2,78	41,78	0,505
3	АС 70/11	10	0,425	2,125	0,426	2,13	2,65	26,65	0,32
4	АС 120/19	25	0,244	3,06	0,4	5	2,78	69,63	0,842
5	АС 70/11	25	0,425	5,31	0,426	5,325	2,65	66,25	0,801

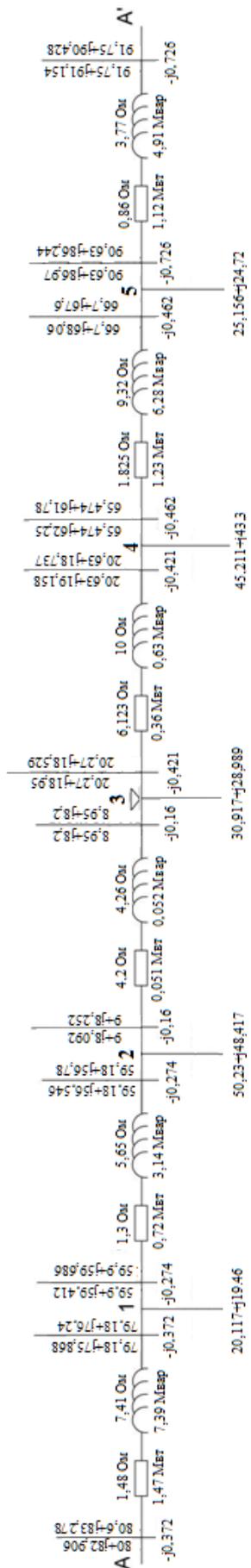


Рисунок 2.6 – Схема замещения линий электропередач

2.5 Технико-экономический расчет

2.5.1 Для замкнутой схемы

Район по гололёду- III

Таблица 2.14– удельная стоимость ЛЭП

Участок	Район	Тип опоры	Провод	Стоимость, тыс.тг/км
А-1	III	Одноцепная	АС 400/64	12 500
1-2	III	Одноцепная	АС 330/27	11 550
2-3	III	Одноцепная	АС 120/19	8250
3-4	III	Одноцепная	АС 400/22	8000
4-5	III	Одноцепная	АС 400/22	12 500
5-А	III	Двухцепная	2х АС 330/27	20 400

Капитальные вложения линии

$$K_{л} = c_0 * l . \quad (2.25)$$

где c_0 – стоимость линии, тг/км;

l – протяженность линии, км.

$$K_{л} = 12500 * 10^3 * 20 = 250 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{л} = 11550 * 10^3 * 15 = 173,25 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{л} = 8250 * 10^3 * 10 = 82,5 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{л} = 8000 * 10^3 * 25 = 200 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{л} = 12500 * 10^3 * 25 = 312,5 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{л} = 20400 * 10^3 * 20 = 408 \text{ млн. тг,}$$

Таблица 2.16 – Расчетные значения $K_{л}$

Участок	L, км	Цена, тыс.тг/км	$K_{л}$, млн.тг
А-1	20	12 500	250
1-2	15	11 550	173,25
2-3	10	8250	82,5
3-4	25	8000	200
4-5	22	12 500	312,5
5- А'	20	20 400	408

$$\Sigma K_{\text{л}}=250+173,25+82,5+200+312,5+408=1426,25 \text{ млн. тг.}$$

Капитальные вложения на подстанции

$$K_{\text{п}} = c_0 * n_{\text{тр}} . \quad (2.26)$$

где, c_0 – стоимость трансформатора, тг;
 n – число трансформаторов.

$$K_{\text{п}}= 31\,500 * 10^3 * 2 =63 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{\text{п}}= 68\,000 * 10^3 * 2 =136 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{\text{п}}= 54\,500 * 10^3 * 2 =109 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{\text{п}}= 68\,000 * 10^3 * 2 =136 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{\text{п}}= 42\,000 * 10^3 * 2 =84 \text{ млн. тг,}$$

Таблица 2.16 – Расчетные значения $K_{\text{п}}$

А-1	Цена, тыс.тг.	$n_{\text{тп}}$	$K_{\text{п}}$, млн. тг
1-2	31 500	2	63
2-3	68 000	2	136
3-4	54 500	2	109
4-5	68 000	2	136
5 -А'	42 000	2	84

$$\Sigma K_{\text{п}}=63+136+109+136+84=528 \text{ млн. тг}$$

Сумма капитальных вложений

$$\Sigma K = \Sigma K_{\text{л}} + \Sigma K_{\text{п}}=1426,25+528=1954,25 \text{ млн.тг.}$$

Издержки линии

$$I_{\text{л}} = K_{\text{л}}(\alpha_{\text{амор}} + \alpha_{\text{р}} + \alpha_{\text{обс}}) , \quad (2.27)$$

$$I_{л} = 1426,25 \left(\frac{2,8}{100} \right) = 39 \text{ млн. тг.} \quad (2.28)$$

Издержки подстанции

$$I_{п} = K_{п} (\alpha_{амор} + \alpha_{р} + \alpha_{обс}), \quad (2.29)$$

$$I_{п} = 528 \left(\frac{8,4}{100} \right) = 44,35 \text{ млн. тг.} \quad (2.30)$$

2.5.2 Для разомкнутой схемы

Район по гололёду- III

Таблица 2.18 – удельная стоимость ЛЭП

Участок	Район	Тип опоры	Провод	Стоимость, тыс.тг/км
1	III	Двухцепная	АС 70/11	12 100
2	III	Двухцепная	АС 120/19	12 600
3	III	Двухцепная	АС 70/11	12 100
4	III	Двухцепная	АС 120/19	12 600
5	III	Двухцепная	АС 70/11	12 100

Капитальные вложения линии рассчитываются по формуле (2.25-2.26)

$$K_{л} = 12\ 100 * 10^3 * 20 = 242 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{л} = 12\ 600 * 10^3 * 15 = 189 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{л} = 12\ 100 * 10^3 * 10 = 121 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{л} = 12\ 600 * 10^3 * 25 = 315 \text{ млн. тг,}$$

$$K_{л} = 12\ 100 * 10^3 * 25 = 302 \text{ млн. тг,}$$

Таблица 2.19 – Расчетные значения $K_{л}$

Участок	L, км	Цена, тыс.тг/км	$K_{л}$, млн.тг
1	20	12 100	242
2	15	12 600	189
3	10	12 100	121
4	25	12 600	315
5	25	12 100	302

$$\Sigma K_{л}=242+189+121+315+302=1169 \text{ млн.тг}$$

Сумма капитальных вложений

$$\Sigma K = \Sigma K_{л} + \Sigma K_{п}=1169+528=1697 \text{ млн.тг}$$

Издержки линии

$$И_{л} = 1169 \left(\frac{2,8}{100} \right) = 32,7 \text{ млн. тг}$$

Издержки подстанции

$$И_{п} = 528 \left(\frac{8,4}{100} \right) = 44,35 \text{ млн. тг.}$$

2.6 Расчет падения напряжения в максимальном режиме

Падение напряжения в линии

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}, \quad (2.30)$$

$$\delta U = \frac{PX - QR}{U}, \quad (2.31)$$

$$U_{\text{кон}} = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \Delta \delta U^2}. \quad (2.32)$$

Определим значение напряжения в точке А

$$U_A = U_{\text{max}} = 1,1 * 110 = 121 \text{ кВ}$$

Расчет падение напряжения в точке 1

$$\Delta U_1 = \frac{80,6 * 1,48 + 83,278 * 7,41}{121} = 6,08 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1 = \frac{80,6 * 7,41 - 83,278 * 1,48}{121} = 3,91 \text{ кВ},$$

$$U_{1\text{кон}} = \sqrt{(121 - 6,08)^2 + 5,95^2} = 114 \text{ кВ.}$$

Расчет падения напряжения в точке 2

$$\Delta U_2 = \frac{59,9 * 1,3 + 59,686 * 5,65}{114} = 3,6 \text{ кВ},$$

$$\delta U_2 = \frac{59,9 * 5,65 - 59,686 * 1,3}{114} = 2,15 \text{ кВ},$$

$$U_{2\text{кон}} = \sqrt{(114 - 3,6)^2 + 2,15^2} = 110 \text{ кВ}.$$

Расчет падения напряжения в точке 3

$$\Delta U_3 = \frac{9 * 4,2 + 8,252 * 4,26}{110} = 0,63 \text{ кВ},$$

$$\delta U_3 = \frac{9 * 4,26 - 8,252 * 4,2}{110} = 0,033 \text{ кВ},$$

$$U_{3\text{кон}} = \sqrt{(110 - 0,63)^2 + 0,033^2} = 109 \text{ кВ}.$$

Расчет падения напряжения в точке 5

$$\Delta U_5 = \frac{91,75 * 0,86 + 91,54 * 3,77}{121} = 3,5 \text{ кВ},$$

$$\delta U_5 = \frac{91,75 * 3,77 - 91,154 * 0,86}{121} = 2,21 \text{ кВ},$$

$$U_{5\text{кон}} = \sqrt{(121 - 3,5)^2 + 2,21^2} = 117 \text{ кВ}.$$

Расчет падения напряжения в точке 4

$$\Delta U_4 = \frac{66,7 * 1,825 + 68,06 * 9,32}{117} = 6,46 \text{ кВ},$$

$$\delta U_4 = \frac{66,7 * 9,32 - 68,06 * 1,825}{117} = 4,25 \text{ кВ},$$

$$U_{4\text{кон}} = \sqrt{(117 - 6,46)^2 + 4,25^2} = 110 \text{ кВ}.$$

Расчет падения напряжения в точке 3

$$\Delta U_3 = \frac{20,63 * 6,123 + 19,158 * 10}{110} = 2,88 \text{ кВ},$$

$$\delta U_3 = \frac{20,63 * 10 - 19,158 * 6,123}{110} = 0,8 \text{ кВ},$$

$$U_{3\text{кон}} = \sqrt{(110 - 2,88)^2 + 0,8^2} = 107 \text{ кВ}.$$

2.7 Расчет распределение нагрузки в минимальном режиме

$S_{\min} = 0,55 * S_{\max}$ для замкнутой схемы

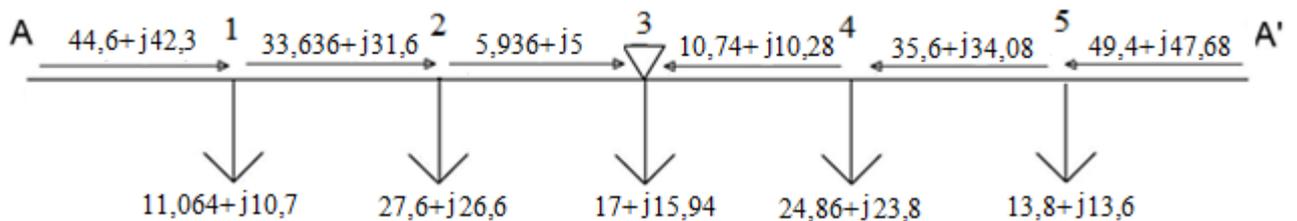


Рисунок 2.7– Схема распределения мощности по замкнутой сети

Участок 2-3

$$S_{2-3} = P + j(Q - Q_c) = 5,936 + j(5 - 0,16) = 5,936 + j4,84 \text{ МВА},$$

$$\Delta P_{2-3} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{5,936^2 + 4,84^2}{110^2} \cdot 4,2 = 0,02 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{2-3} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot X = \frac{5,936^2 + 4,84^2}{110^2} \cdot 4,26 = 0,02 \text{ Мвар},$$

$$S_{2-3} = P + \Delta P + j(Q + \Delta Q) = 5,936 + 0,02 + j(4,84 + 0,02) = 5,956 + j4,86 \text{ МВА},$$

$$S_{2-3} = P + j(Q - Q_c) = 5,936 + j(4,86 - 0,16) = 5,936 + j4,844 \text{ МВА}.$$

Участок 1-2

$$S_{1-2} = P + j(Q - Q_c) = 33,536 + j(31,6 - 0,274) = 33,536 + j31,326 \text{ МВА},$$

$$\Delta P_{1-2} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{33,536^2 + 31,326^2}{110^2} \cdot 1,3 = 0,226 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot X = \frac{33,536^2 + 31,326^2}{110^2} \cdot 5,65 = 0,98 \text{ Мвар},$$

$$S_{1-2} = P + \Delta P + j(Q + \Delta Q) = 33,536 + 0,226 + j(31,326 + 0,98) = 33,76 + j32,3 \text{ МВА},$$

$$S_{1-2} = P + j(Q - Q_c) = 33,76 + j(32,3 - 0,274) = 33,76 + j32 \text{ МВА}.$$

Участок А-1

$$S_{A-1} = P + j(Q - Q_c) = 44,6 + j(42,3 - 0,372) = 44,6 + j41,93 \text{ МВА},$$

$$\Delta P_{A-1} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{44,6^2 + 41,93^2}{110^2} \cdot 1,48 = 0,45 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{A-1} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot X = \frac{44,6^2 + 41,93^2}{110^2} \cdot 7,41 = 2,29 \text{ Мвар},$$

$$S_{A-1} = P + \Delta P + j(Q + \Delta Q) = 44,6 + 0,45 + j(41,93 + 2,29) = 45 + j44,22 \text{ МВА},$$

$$S_{A-1} = P + j(Q - Q_c) = 45 + j(44,22 - 0,372) = 45 + j43,85 \text{ МВА}$$

Участок 3-4

$$S_{3-4} = P + j(Q - Q_c) = 10,74 + j(10,28 - 0,421) = 10,74 + j9,86 \text{ МВА},$$

$$\Delta P_{3-4} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{10,74^2 + 9,86^2}{110^2} \cdot 6,123 = 0,1 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{3-4} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot X = \frac{10,74^2 + 9,86^2}{110^2} \cdot 10 = 0,17 \text{ Мвар},$$

$$S_{3-4} = P + \Delta P + j(Q + \Delta Q) = 10,74 + 0,1 + j(9,86 + 0,17) = 10,84 + j10,03 \text{ МВА},$$

$$S_{3-4} = P + j(Q - Q_c) = 10,84 + j(10,03 - 0,421) = 10,84 + j9,629 \text{ МВА}$$

Участок 4-5

$$S_{4-5} = P + j(Q - Q_c) = 35,6 + j(34,08 - 0,462) = 35,6 + j33,618 \text{ МВА},$$

$$\Delta P_{4-5} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{35,6^2 + 33,618^2}{110^2} \cdot 1,825 = 0,36 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{4-5} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot X = \frac{35,6^2 + 33,618^2}{110^2} \cdot 9,32 = 1,84 \text{ Мвар},$$

$$S_{4-5} = P + \Delta P + j(Q + \Delta Q) = 35,6 + 0,36 + j(33,618 + 1,84) = 35,96 + j35,46 \text{ МВА},$$

$$S_{4-5} = P + j(Q - Q_c) = 35,96 + j(35,46 - 0,462) = 35,96 + j34,99 \text{ МВА}$$

Участок 5 -А'

$$S_{5 -A'} = P + j(Q - Q_c) = 49,4 + j(47,68 - 0,726) = 49,4 + j46,95 \text{ МВА},$$

$$\Delta P_{5 -A'} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{49,4^2 + 46,25^2}{110^2} \cdot 0,86 = 0,33 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{5 -A'} = \frac{P^2 - Q^2}{U^2} \cdot X = \frac{49,4^2 + 46,25^2}{110^2} \cdot 3,77 = 1,44 \text{ Мвар},$$

$$S_{5 -A'} = P + \Delta P + j(Q + \Delta Q - Q_c) = 46,95 + 0,33 + j(46,95 + 1,44 - 0,726) = 49,73 + j47,66 \text{ МВА},$$

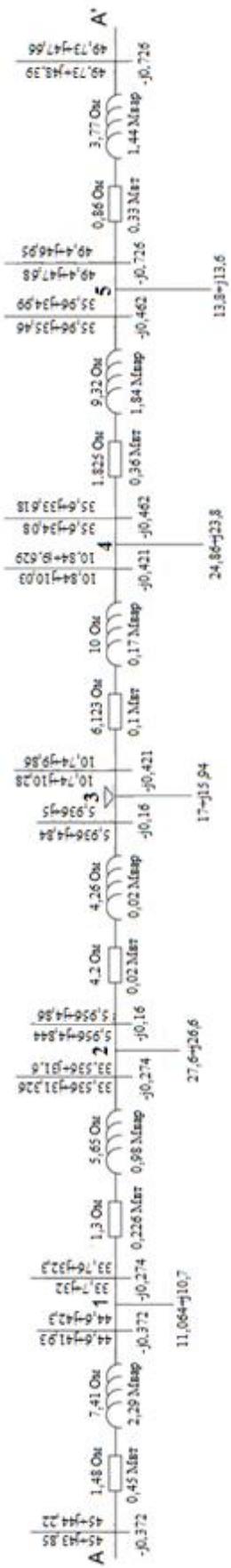


Рисунок 2.8 – Схема замещения линий электропередач S_{min}

2.8 Расчет тока короткого замыкания на подстанции

Сопротивление системы

$$x_c^* = \frac{S_6}{S_{кз}} \quad (2.33)$$

$$x_c^* = \frac{100}{240} = 0,41$$

Сопротивление высоковольтной линии

$$x_{вл}^* = x_0 * l * \frac{S_6}{U_6^2} \quad (2.34)$$

$$x_{вл}^* = 0,426 * 20 * \frac{100}{115^2} = 0,06$$

Сопротивление трансформатора

$$x_{трв}^* = \frac{u_{кз.в}}{100} * \frac{S_6}{S_{н.тр}} \quad (2.35)$$

$$x_{тр}^* = \frac{10,5}{100} * \frac{100}{25} = 0,42$$

Конечное сопротивление в точек К-1

$$x_{рез.к-1} = x_c^* + x_{вл}^* \quad (2.36)$$

$$x_{рез.к-1} = 0,41 + 0,06 = 0,47$$

Конечное сопротивление в точек К-2

$$x_{рез.к-2} = x_c^* + x_{вл}^* + x_{тр.в}^* \quad (2.37)$$

$$x_{рез.к-2} = 0,41 + 0,06 + 0,42 = 0,9$$

Ток базисный в точках К-1, К-2

$$I_{бк1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} \quad (2.38)$$

$$I_{6.к-1} = \frac{100}{\sqrt{3} * 115} = 0,5 \text{ кА}$$

$$I_{6к2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{6.нн}} \quad (2.39)$$

где, $U_{6.нн}$ – базисное низшее напряжение, кВ

$$I_{6.к-2} = \frac{100}{\sqrt{3} * 11,025} = 5,24 \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания в точках К-1, К-2

$$I_{кз.к-1} = \frac{I_{6.к-1}}{X_{рез.к-1}} \quad (2.40)$$

$$I_{кз.к-1} = \frac{0,5}{0,47} = 1,06 \text{ кА.}$$

$$I_{кз.к-2} = \frac{I_{6.к-2}}{X_{рез.к-2}} \quad (2.41)$$

$$I_{кз.к-2} = \frac{5,24}{0,9} = 5,82 \text{ кА}$$

Вычисление ударного тока в точке К-1, К-2

$$i_{уд.к-1} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{кз.к-1} \quad (2.42)$$

$$i_{уд.к-1} = \sqrt{2} * 1,717 * 1,06 = 1,84 \text{ кА.}$$

$$i_{уд.к-2} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{кз.к-2} \quad (2.43)$$

$$i_{уд.к-2} = \sqrt{2} * 1,65 * 5,82 = 4,38 \text{ кА}$$

Тепловой импульс

$$B_{к-1} = I_{кз}^2 * (t_{пр} + T_{оп}) \quad (2.44)$$

$$B_{к-1} = 1,06^2 * (1 + 0,02) = 1,34 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$$B_{к-2} = 5,82^2 * (0,5 + 0,02) = 34 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{кз.к-1} = \sqrt{3} * U_6 * I_{кз.к-1} \quad (2.45)$$

$$S_{кз.к-1} = \sqrt{3} * 115 * 1,06 = 210 \text{ МВА}$$

$$S_{кз.к-2} = \sqrt{3} * U_{6.нн} * I_{кз.к-2} \quad (2.46)$$

$$S_{кз.к-2} = \sqrt{3} * 11,025 * 5,82 = 111 \text{ МВА}$$

Ток расчетный:

$$I_{расч} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} * U_{ном}} \quad (2.47)$$

$$I_{расч.к-1} = \frac{25000}{\sqrt{3} * 110} = 131 \text{ А}$$

$$I_{расч.к-2} = \frac{25000}{\sqrt{3} * 10,5} = 1376 \text{ А}$$

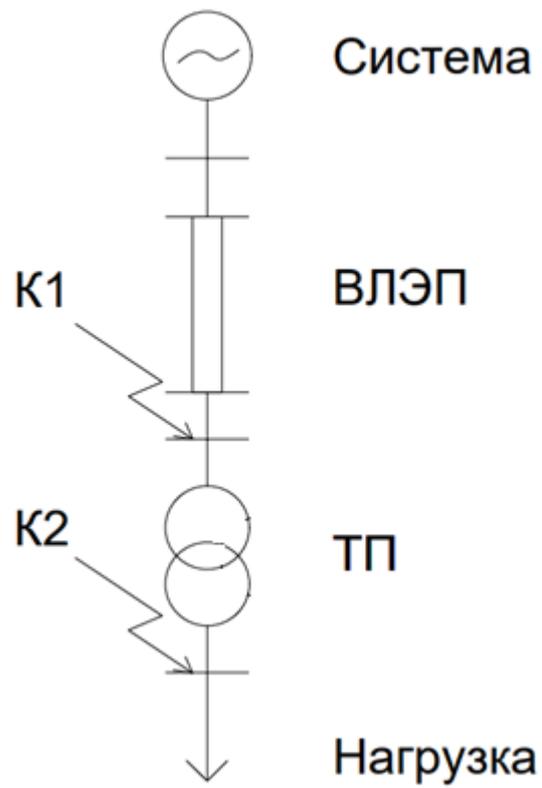


Рисунок 2.9 – Однолинейная схема точек КЗ

2.9 Выбор оборудования для трансформаторной подстанции 1

Таблица 2.21 – Коммутационные аппараты для подстанции 1 точки К-1[6]

Условия выбора	Расчетные данные	Данные	
		Выключатель ВЭБ-110-50	Разъединитель РГ-СВЭЛ-110
$U_{уст} \geq U_{сети}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{расч}$	$I_{расч} = 131 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{отк} \geq I_{кз}$	$I_{кз.к-1} = 1,06 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 50 \text{ кА}$	–
$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 1,84 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$I_{тер} \geq B_k$	$B_k = 1,34 \text{ кА}$	$I_{тер}^2 = 50 \text{ кА}^2 * c$	$I_{тер}^2 = 40 \text{ кА}^2 * c$

Таблица 2.22 – Трансформатор напряжения для подстанции 1 точки К-1

Тип	$U_{ном}, \text{ кВ}$		$S_{ном}, \text{ МВА}$	$S_{max}, \text{ МВА}$
	первичной	вторичной		
ТНГ110-10Н	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	600	1000

Таблица 2.23 – Трансформатор тока первой для подстанции 1 точки К-1

Тип	$U_{ном}, \text{ кВ}$	$I_{ном}, \text{ кА}$		$i_{дин}, \text{ кА}$	$I_{тер}, \text{ кА}$
		первичный	вторичный		
ТОЛ-110 III-3	110	1000-2000	1	125	40

Таблица 2.24 – Коммутационные аппараты для подстанции 1 точки К-2

Условия выбора	Расчетные данные	Данные	
		Выключатель VF-10	Разъединитель РВЗ
$U_{уст} \geq U_{сети}$	$U_H = 10,5 \text{ кВ}$	$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_H = 20 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{расч}$	$I_{расч} = 1376 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{отк} \geq I_{кз}$	$I_{кз.к-1} = 5,82 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 40 \text{ кА}$	–
$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 4,38 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}^2 * c$
$I_{тер} \geq B_k$	$B_k = 34 \text{ кА}^2 * c$	$I_{тер}^2 = 40 \text{ кА}^2 * c$	$I_{тер}^2 = 40 \text{ А}^2 * c$

Таблица 2.25 -Трансформатор напряжения для подстанции 1 точки К-2

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ		$S_{\text{ном}}$, МВА	$S_{\text{мах}}$, МВА
	первичной	вторичной	1	
НТМИ-10-66	10	100	500	960

Таблица 2.26 –Трансформатор тока первой для подстанции 1 точки К-2

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, кА		$i_{\text{дин}}$, кА	$I_{\text{тер}}$, кА
		первичный	вторичный		
ТПЛ10-У3	10	30-200	5	250*	34

3 Определение потерь электроэнергии

Метод времени наибольших потерь

$$\tau = (0,124 + T_{\max} * 10^{-4})^2 * 8760 \quad (2.48)$$

τ – Время максимальных потерь, ч;

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

$$\tau = (0,124 + 5500 * 10^{-4})^2 * 8760 = 3979 \text{ ч}$$

Потери электроэнергии для замкнутой линии

$$\Delta W_{A-1} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * R_{A-1} * \tau \quad (2.49)$$

$$\Delta W_{A-1} = \frac{79,18^2 + 76,24^2}{110^2} * 1,48 * 3979 = 5880 \text{ МВт*ч}$$

Значения сопротивлений берем из таблицы 2.11- Параметры проводов по участкам

Аналогично для последующих участков:

$$\Delta W_{1-2} = \frac{59,18^2 + 56,78^2}{110^2} * 1,3 * 3979 = 2874 \text{ МВт*ч,}$$

$$\Delta W_{2-3} = \frac{8,95^2 + 8,36^2}{110^2} * 4,2 * 3979 = 207 \text{ МВт*ч,}$$

$$\Delta W_{3-4} = \frac{20,27^2 + 18,95^2}{110^2} * 6,123 * 3979 = 1550 \text{ МВт*ч,}$$

$$\Delta W_{4-5} = \frac{65,474^2 + 62,25^2}{110^2} * 1,825 * 3979 = 4898 \text{ МВт*ч,}$$

$$\Delta W_{5-A} = \frac{90,63^2 + 86,97^2}{110^2} * 0,86 * 3979 = 4461 \text{ МВт*ч.}$$

$$\Sigma \Delta W = 5880 + 2874 + 207 + 1550 + 4898 + 4461 = 19870 \text{ МВт*ч}$$

Стоимость потерь электроэнергии в линии:

$$И = \beta * \Sigma \Delta W \quad (2.50)$$

Где β -1,1 тг/ кВт*ч

$$I_{эл}=1,1*19870* 10^3 = 21,85 \text{ млн.тг.}$$

Эксплуатационные расходы вычисляем по формуле:

$$\Sigma И= I_{эл} + I_{л} + I_{п} = 21,85 + 39 + 44,35 = 105,2 \text{ млн.тг.}$$

Минимальные расходы вычисляем по формуле:

$$Z_{min} = \Sigma K * P_{н} + \Sigma И \quad (2.51)$$

где, ΣK – сумма капитальных вложений,

$P_{н}$ – нормативный коэффициент экономической эффективности,

$\Sigma И$ – сумма издержек.

$$Z_{min} = 1954,25 * 0,12 + 105,2 = 339 \text{ млн. тг.}$$

Таблица 2.27-Данные минимальных расходов

Z_{min}	ΣK , млн. тг.	$P_{н}$	$\Sigma И$, млн. тг
339	1954,25	0,12	105,2

Потери электроэнергии для разомкнутой линии

$$\Delta W_1 = \frac{20,117^2 + 19,46^2}{110^2} * 4,25 * 3979 = 1094 \text{ МВт*ч}$$

Значения сопротивлений берем из таблицы 2.13- Параметры проводов по участкам

Аналогично для последующих участков:

$$\Delta W_2 = \frac{50,23^2 + 48,417^2}{110^2} * 1,83 * 3979 = 2929 \text{ МВт*ч,}$$

$$\Delta W_3 = \frac{30,917^2 + 28,989^2}{110^2} * 2,125 * 3979 = 1255 \text{ МВт*ч,}$$

$$\Delta W_4 = \frac{45,211^2 + 43,33^2}{110^2} * 3,06 * 3979 = 3946 \text{ МВт*ч,}$$

$$\Delta W_5 = \frac{25,156^2 + 24,72^2}{110^2} * 5,31 * 3979 = 2172 \text{ МВт*ч.}$$

$$\Sigma \Delta W = 1094 + 2929 + 1255 + 3946 + 2172 = 11\ 396 \text{ МВт*ч}$$

Стоимость потерь электроэнергии в линии:

$$I_{эл}=1,1*11396 * 10^3 =12,5 \text{ млн.тг.}$$

Эксплуатационные расходы рассчитываем по формуле (2.50):

$$\Sigma И= I_{эл} + I_{л} + I_{п} = 12,5 + 32,7 + 44,35 = 89,55 \text{ млн.тг.}$$

Минимальные расходы рассчитываем по формуле (2.51):

$$Z_{min} = 1697 * 0,12 + 89,55 = 293 \text{ млн. тг.}$$

Таблица 2.28 - Данные минимальных расходов

Z_{min}	$\Sigma К, \text{млн. тг.}$	P_H	$\Sigma И, \text{млн. тг}$
293	1697	0,12	89,55

3.1 Методы снижения потерь электрической энергии

1) Повышение уровня рабочего напряжения с 110 кВ на 220 кВ

$$\Delta W_{A-1} = \frac{79,18^2 + 76,24^2}{220^2} * 1,48 * 3979 = 1470 \text{ МВт*ч}$$

Значения сопротивлений берем из таблицы 2.11- Параметры проводов по участкам

Аналогично для последующих участков:

$$\Delta W_{1-2} = \frac{59,18^2 + 56,78^2}{220^2} * 1,3 * 3979 = 718 \text{ МВт*ч},$$

$$\Delta W_{2-3} = \frac{8,95^2 + 8,36^2}{220^2} * 4,2 * 3979 = 51,8 \text{ МВт*ч},$$

$$\Delta W_{3-4} = \frac{20,27^2 + 18,95^2}{220^2} * 6,123 * 3979 = 387 \text{ МВт*ч},$$

$$\Delta W_{4-5} = \frac{65,474^2 + 62,25^2}{220^2} * 1,825 * 3979 = 1224 \text{ МВт*ч},$$

$$\Delta W_{5-A} = \frac{90,63^2 + 86,97^2}{220^2} * 0,86 * 3979 = 1115 \text{ МВт*ч},$$

$$\Sigma \Delta W = 718 + 51,8 + 387 + 1224 + 1115 = 3495 \text{ МВт*ч}.$$

Таблица 2.30 - Сравнения потерь электроэнергии

Линия	ΔW 110 кВ	ΔW 220 кВ
A - 1	5880 МВт* ч	1470 МВт* ч
1 - 2	2874 МВт* ч	718 МВт* ч
2 - 3	207 МВт* ч	51,8 МВт* ч
3 - 4	1550 МВт* ч	387 МВт* ч
4 - 5	4898 МВт* ч	1224 МВт* ч
5- A'	4461 МВт* ч	1115 МВт* ч

Следовательно, снижение потерь электроэнергии в линии при повышении напряжения

$$\Sigma \Delta W = \Sigma \Delta W_{110} - \Sigma \Delta W_{220} = 19870 - 3495 = 16\,375 \text{ МВт*ч}$$

2) Уменьшение планового отключение на $t=3$ часа

Определить годовое снижение электроэнергии в двухцепной линии электропередач с $U = 110$ кВ длиной 20 км, выполненной маркой провода АС 330/22, если за счет использования прогрессивных методов проведения плановых ремонтных работ и повышения производительности труда продолжительность каждого планового отключения уменьшается на 3 часа.

Решение:

По данным коэффициент планового простоя для воздушной ЛЭП 110 кВ составляет $K_{\text{П}} = 5 \cdot 10^3$ отн, ед., т.е. нормируемое время для проведения плановых ремонтных работ каждой цепи в год

$$t_{\text{пл}} = K_{\text{П}} \cdot 8760 = 5 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 44 \text{ ч}$$

Каждый такой плановый простой состоит из времени отключения и заземления линии с питающих центров оперативным персоналом, времени допуска ремонтных бригад и доставки их на места работ, подготовки рабочих мест, непосредственно времени ремонтных работ и т.д.

Плановые ремонтные работы обычно производятся в светлое время суток, преимущественно в летний сезон года. Поэтому примерно можно полагать что при $t_{\text{пл}} = 44$ ч потребуется для каждой цепи по 4 отключения продолжительностью по 11 ч каждое, например с 7 до 18 часов, т.е. для ремонтных работ поочередно для двух цепей потребуется всего 8 отключений. При этом передача мощности будет осуществляться по одной цепи, в результате чего активное сопротивление линии возрастет в 2 раза. Если продолжительность каждого планового отключения уменьшить на 3 ч, то в течение года простоя одной из цепей уменьшится на $t_y = 24$ ч.

Удельное сопротивление каждой цепи при марке провода АС 330/22 $r_0 = 0,086$ Ом/км, сопротивление одной цепи $R = 0,086 \cdot 20 = 1,72$ Ом, а для двух параллельных цепей 0,86 Ом.

Можно условно предполагать, что в течение светлого времени суток нагрузка, передаваемая по линии, неизменна и равна натуральной мощности, т.е. для двух цепей $P = 90$ МВт при $\cos\varphi = 0,90$

Следовательно потери электроэнергии за время уменьшения простоя цепи линии в ремонте (24 ч) составит

$$\Delta W = \frac{P^2}{U^2 \cos^2\varphi} \cdot R \cdot t_y \quad (2.52)$$

$$\Delta W = \frac{90^2}{110^2 \cdot 0,90^2} \cdot 1,72 \cdot 24 = 34 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

при работе двух цепей соответственно $\frac{1}{2} * 34 = 17$ МВт*

Следовательно, за счет рационализации проведения ремонтов можно снизить потери электроэнергии на

$$\Sigma \Delta W = 34 - 17 = 17 \text{ МВт*ч}$$

Этой энергии достаточно для питания в течение суток предприятия со средней нагрузкой 0,7 МВт*ч.

3) Выравнивание графика нагрузки

Потребитель питается по одноцепной линии воздушной линии напряжением $U = 110$ кВ длиной 20 км, выполненной маркой провода АС 400/64. Его годовой график активной нагрузки по продолжительности представлен на рис.13.4, где $t_1 = 2000$ ч, $t_2 = 4760$ ч, $t_3 = 2000$ ч. Коэффициент мощности нагрузки не меняется в течение года $\cos\varphi = 0,90$.

Определить годовое снижение потерь электроэнергии в линии при неизменной нагрузке потребителя в течение года и той же передаваемой электроэнергии.

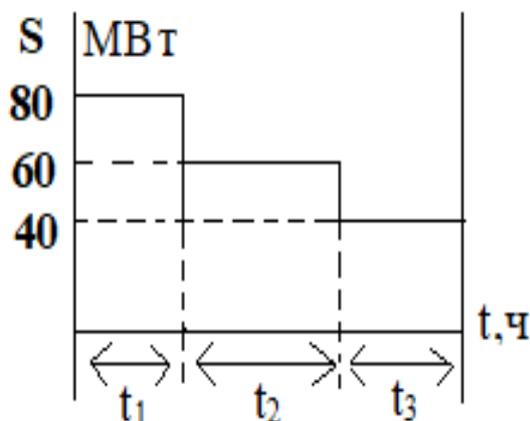


Рисунок 2.10 -Годовой график нагрузки по продолжительности

Для заданных параметров линии ее активное сопротивление равно $R = 1,48$ Ом.

Годовые потери электроэнергии при режиме работы в линии в соответствии с графиком нагрузки по продолжительности составляет:

$$\Delta W = \frac{P_1^2}{U^2 \cos^2\varphi} * R t_1 + \frac{P_2^2}{U^2 \cos^2\varphi} * R t_2 + \frac{P_3^2}{U^2 \cos^2\varphi} * R t_3 \quad (2.53)$$

$$\Delta W = \frac{80^2}{110^2 * 0.90^2} * 1.48 * 2000 + \frac{60^2}{110^2 * 0.90^2} * 1.48 * 4760$$

$$+ \frac{40^2}{110^2 * 0.90^2} * 1.48 * 2000 = 5002 \text{ МВт*ч}$$

Мотивацией к выравниванию графика нагрузки может служить дифференцированный тариф на потребляемую электроэнергию, когда он в часы максимума нагрузки энергосистемы устанавливается повышенным, а в часы минимума – пониженным [7].

Поскольку по условию задачи $t_1=t_3$, а $P_1-P_2=P_2-P_3$, то средняя нагрузка в течение года, позволяющая передать ту же электроэнергию составит $P_2=60$ МВт. Тогда годовые потери электроэнергии будут равны

$$\Delta W = \frac{P_1^2}{U^2 \cos^2 \varphi} * R t_1 * 8760 \quad (2.54)$$

$$\Delta W = \frac{60^2}{110^2 * 0.90^2} * 1.48 * 8760 = 4762 \text{ МВт*ч}$$

Следовательно, снижение потерь электроэнергии в линии при выравнивании графика нагрузки составит

$$\Sigma \Delta W = 5002 - 4762 = 240 \text{ МВт*ч}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломная работа выполнена по теме "Определение годового снижения потерь электрической энергии в одной и двухцепной линий 110 кВ". Данная работа состоит из двух основных разделов. В первом разделе были рассчитаны параметры сети для замкнутой и разомкнутой схем. Сначала был произведен выбор номинального напряжения, после чего был выполнен выбор трансформаторов и их мощностей, типа ТРДН-25000/110. Затем было определено распределение мощностей по линии электропередач.

Далее последовал выбор сечения проводов для двух видов схем, задача принципов выбора сечения для ВЛЭП основывается на определении оптимальных размеров и сечений проводов, которые обеспечат передачу электроэнергии как эффективно, так и надежно, как можно с минимальными потерями. Были подобраны алюминиевые провода с стальным сердечником сечением АС 70/11 АС 120/19, АС 330/22 и т.д.

После был выполнен технико-экономический расчет, в котором сделан экономический выбор на затраты технического оборудования, таких как провода и трансформаторы.

Также было рассчитано определение падения напряжения и потери мощности, и расчет короткого замыкания. Затем был выполнен выбор технического оборудования, к примеру, трансформатор напряжения типа ТНГ110-10Н, трансформатор тока типа ТОЛ-110 Ш-3, также выключатель типа ВЭБ-110-50 и разъединитель типа РГ-СВЭЛ-110.

Во втором разделе были проведены методы по снижению годовых электрических потерь. В котором одним из методов является повышения рабочего напряжения с 110 кВ на 220 кВ. При повышении напряжения на подстанциях, в линиях электропередач ток значительно уменьшается, и также меньше потери электроэнергии в линиях электропередач. И, следовательно, повышения напряжения на подстанциях значительно снижаются потери электроэнергии на большие расстояния. Следующим методом является уменьшение планового отключения на 3 ч, то в течение года простоя одной из цепей уменьшится на $t_y = 24$ ч, тем самым наблюдается снижение потерь. Следующий из методов, который я рассматривал - это выравнивание графика нагрузки по продолжительности. Если выравнивается график нагрузки на предприятиях, то годовые потери снижаются.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Ананичева С. С., Е. Н. Котова Е. Н Проектирование электрических сетей: учеб. пособие – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2017;
- 2 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016 ;
- 3 Ананичева С. С., П. Е. Мезенцев. Модели развития электроэнергетических систем: уч. Пособие – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2013 ;
- 4 Плиско А. Л., Проектирование электропередач, сетей и систем: практикум к курсовой работе – Ульяновск: УлГТУ, 2016; .
- 5 Свириденко Э. А. Основы электротехники и электроснабжения / Э. Свириденко, Ф. Г. Китунович. – М.: Техноперспектива, 2016. – 436 с;
- 6 Новак В. Правила устройства электроустановок: учебник и практикум для вузов. – Москва, 2017;
- 7 Правила. Методики. Инструкции. Выпуск 18. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.-М.: Энергосервис, 2016.-308 с;
- 8 СТ КазННТУ-09-23. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию текстового и графического материала. Алматы: КазННТУ, 2023.