

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения

Кафедра «Энергетика»

Юсупова Нигора Равшанбековна

«Принципы выбора сечений проводов линий электропередач»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6B07101 – «Энергетика»

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения

Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Введение
Допущен к защите кафедрой,
НАО «КазНТУ им. К.И.Сатпаева» профессор
Институт энергетики и машиностроения Е.А.Сарсенбаев
«2» 06 2023г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Принципы выбора сечений проводов линий электропередач»

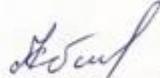
6B07101 – «Энергетика»

Выполнил:

Юсупова Н.Р.

Рецензент
главный энергетик ТОО
"Консолидированная
строительная горнорудная компания"
Жолдыбеков Е.А.

Научный руководитель
магистр, ст. преподаватель

 Абитаева Р.Ш.



«20» мая 2023г.

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ

КАЗАХСТАН

НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения

Кафедра «Энергетика»

6В07101 – «Энергетика»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой,
PhD, ассоц профессор

 Е.А.Сарсенбаев
«16» 01 2023г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Юсуповой Нигоре Равшанбековне

Тема: Принципы выбора сечений проводов линий электропередач

Утверждена приказом проректора университета №

Срок сдачи законченной работы _____

Исходные данные к работе: $P=60; 100; 55; 70, \text{ MВт.}$

$L=30; 50; 70; 90; 100, \text{ км.}$

Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих
разработке вопросов):

а) Выбор номинального напряжения;

б) выбор трансформаторов и расчет потерь энергии;

в) расчет итогового напряжения на стороне потребителя;

г) технико-экономический расчет;

д) методы выбора сечения проводов и расчет параметров ЛЭП;

Перечень графического материала: графический материал подготовить в
виде презентации состоящей из 20 слайдов

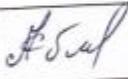
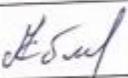
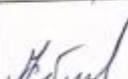
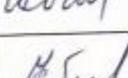
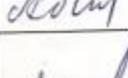
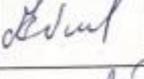
Рекомендуемая основная литература: из _____ наименований

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

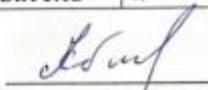
Наименования разделов, перечень рассматриваемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Выбор номинального напряжения;	21 января 2023 года	нет
Выбор трансформаторов и расчет потерь энергии;	6 февраля 2023 года	нет
Расчет итогового напряжения на стороне потребителя;	11 марта 2023 года	нет
Технико-экономический расчет;	23 марта 2023 года	нет
Методы выбора сечения проводов и расчет параметров ЛЭП;	17 апреля 2023 года	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
Выбор номинального напряжения;	Р.Ш.Абитаева, магистр, старший преподаватель	21 января 2023	
Выбор трансформаторов и расчет потерь энергии;		6 февраля 2023	
расчет итогового напряжения на стороне потребителя;		11 марта 2023	
технико-экономический расчет;		23 марта 2023	
методы выбора сечения проводов и расчет параметров ЛЭП;		17 апреля 2023	
Нормоконтроль	А.О. Бердибеков магистр, старший преподаватель	29.05.2023	

Научный руководитель



Р.Ш.Абитаева

Задание принял к исполнению обучающийся



Н.Р.Юсупова

Дата

«18» 01 2023г.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыста "Сым қималарын таңдау принциптері" тақырыбы бойынша электр беру желілері үшін сымдардың қималарын таңдаудың негізгі принциптері қарастырылады. 220 кВ кернеулі электр желілерін қосудың ашық және тұйық схемаларының екі нұсқасы талданады, шамадан тыс жүктеме тогы, желінің ұзындығы, ауа-райы жағдайлары, энергия шығыны және басқа параметрлерді қоса алғанда, қималарды таңдауға әсер ететін негізгі факторлар зерттеледі. Екі нұсқа үшін техникалық-экономикалық есептеу жүргізілді, ал есептеулердің нәтижелесі бойынша жабық схема таңдалды, өйткені техникалық-экономикалық көрсеткіштер бойынша бұл ең тиімді нұсқа.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе на тему «Принципы выбора сечений проводов линий электропередач» рассмотрены основные принципы выбора сечений проводов для линий электропередач, проведен анализ двух вариантов, разомкнутой и замкнутой схем подключения линий напряжением сети 220 кВ, исследуются основные факторы, влияющие на выбор сечений, включая ток перегрузки, длину линии, погодные условия, потери энергии и другие параметры. Выполнен технико-экономический расчет для двух вариантов, а по результатам расчетов которого, выбрана замкнутая схема, так как по технико-экономическим показателям это наиболее выгодный вариант.

ANNOTATION

In the thesis on the topic "Principles of selection of wire sections of lines the basic principles of the choice of wire sections for power lines are considered, the analysis of two options, open and closed circuits for connecting lines with a voltage of 220 kV, the main factors influencing the choice of sections, including overload current, line length, weather conditions, energy losses and other parameters are investigated. A technical and economic calculation was performed for two options, and according to the results of calculations of which, a closed circuit was selected, since this is the most profitable option according to technical and economic indicators.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Вводные данные схемы электрической сети	8
1.1 Выбор номинальных напряжений воздушных линии электропередач	9
1.2 Распределение мощностей по линии электропередач	9
1.3 Выбор трансформаторов на подстанциях	11
1.4 Расчет потерь мощности в трансформаторах	13
1.5 Падение напряжения в трансформаторе	18
1.6 Расчет напряжения стороне потребителя	20
2 Расчет тока короткого замыкания на подстанции	25
3 Выбор сечений проводов	29
3.1 Выбор сечений по экономическому критерию	29
3.2 Расчет параметров линии по участкам	30
4 Техничко-экономический расчет	34
4.1 Расчет для замкнутой схемы линии электропередач	34
4.2 Расчет потерь электроэнергии в линии	36
4.3 Расчет для разомкнутой схемы линии электропередач	39
5 Метод экономической плотности тока	42
5.1 Выбор сечений проводов заданной сети и расчетные токовые нагрузки линий для замкнутой схемы	42
5.2 Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для разомкнутой схемы	45
6 Выбор сечений по критерию качества	47
7 Выбор сечений по условию минимума потерь мощности	50
Заключение	54
Список использованной литературы	55

ВВЕДЕНИЕ

Линии электропередач играют важную роль в современной электроэнергетике, обеспечивая передачу электрической энергии на большие расстояния. Одним из ключевых аспектов проектирования и эксплуатации таких линий является выбор сечений проводов, которые определяют их электрические и механические характеристики. Принципы выбора сечений проводов для линий электропередач представляют собой комплексный подход, учитывающий различные факторы, включая электрическую нагрузку, механическую прочность, экономическую эффективность и технические требования. Это сложная задача, требующая балансировки различных параметров и условий.

Один из основных факторов, влияющих на выбор сечений проводов – это электрическая нагрузка, которую необходимо передавать по линии. Выбор сечений проводов должен обеспечивать достаточную проводимость для передачи требуемого объема электрической энергии без перегрузки проводов. При этом необходимо учитывать потери энергии и напряжения, которые возникают в проводах, а также эффективность передачи.

Еще одним важным аспектом является механическая прочность проводов.

Линии электропередач подвергаются воздействию различных факторов, таких как ветер, снег, лед, сейсмическая активность и другие нагрузки. Провода должны быть достаточно прочными, чтобы выдерживать эти нагрузки и предотвращать разрывы и повреждения, которые могут привести к отключению электроснабжения или даже авариям.

Кроме того, выбор сечений проводов должен быть экономически эффективным. Недостаточное сечение может привести к перегрузке и повышенным потерям энергии, тогда как излишне крупное сечение будет приводить к излишним затратам на материалы и строительство линии. Поэтому оптимальный выбор сечений проводов требует анализа и оценки стоимости, как непосредственных затрат, так и эксплуатационных расходов на протяжении всего срока службы линии.

Исходя из вышеназванной цели, в данной дипломной работе рассмотрены и решены следующие задачи:

- анализ вариантов электрической сети по конфигурации и напряжению и принятие решения;
- анализ технико-экономических показателей вариантов сети с учетом ее надежности и обоснование принятого решения;
- поиск и обоснование целесообразного пути снижения потерь электрической энергии;
- выбор сечений по экономическому критерию;
- метод экономической плотности тока;
- выбор сечений по критерию качества.

1 Вводные данные схемы электрической сети

На рисунке 8 представлена магистральная электрическая сеть города Шымкент по которому и было сделано проектирование сетей и подстанции напряжения со следующими параметрами которые представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные напряжения, длин линий и мощности линий

S_{\min}	$U_H,$ кВ	$L_1,$ км	$L_2,$ км	$L_3,$ км	$L_4,$ км	$L_5,$ км	$P_{1m},$ МВт	$P_{2m},$ МВт	$P_{3m},$ МВт	$P_{4m},$ МВт
$0.6 S_m$	220	30	50	70	90	100	60	100	55	70

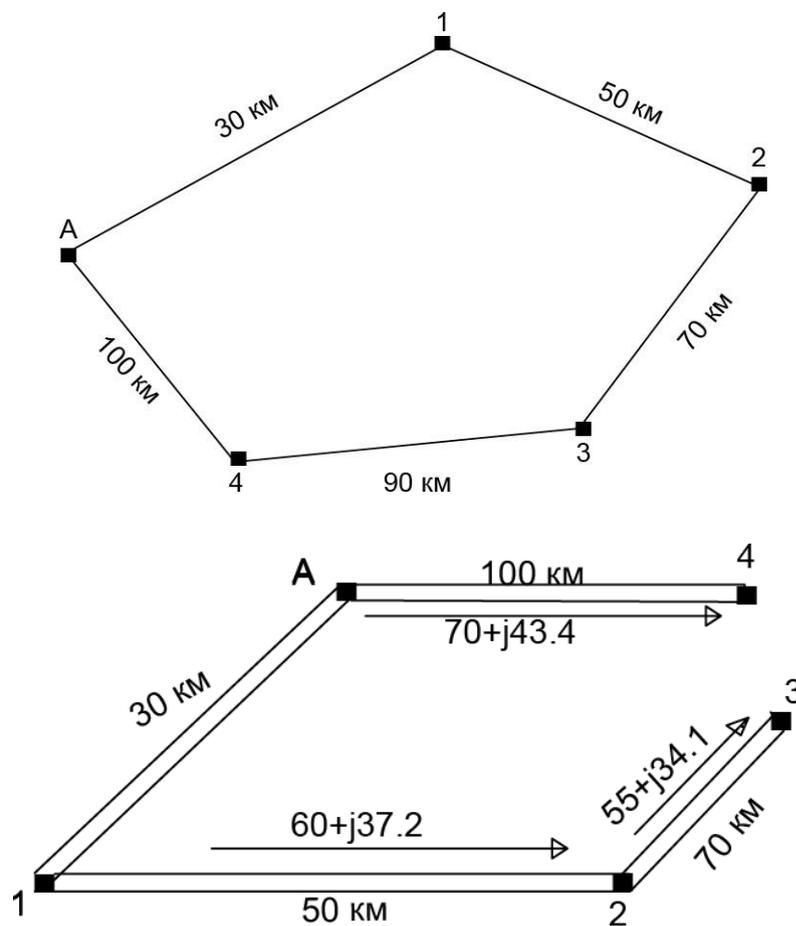


Рисунок 1 – Замкнутая и разомкнутая схема подключения линий электропередач

1.1 Выбор номинальных напряжений воздушных линии электропередач

Номинальные напряжения электрических сетей установлены стандартом (ГОСТ 721 – 77) по технико-экономическим соображениям.

При $L \leq 1000$ км и $P \geq 60$ МВт в расчетах рационального напряжения можно использовать формулу А.М. Залесского:

$$U_H = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{l})} \quad (1.1)$$

где L – длина, км;

P – передаваемая активная мощность, МВт.

Расчет участка А-1

$$U_{НОМ1} = \sqrt{60(100 + 15\sqrt{50})} = 111 \text{ кВ,}$$

Аналогично для последующих линий:

$$U_{НОМ2} = \sqrt{100(100 + 15\sqrt{70})} = 150 \text{ кВ,}$$

$$U_{НОМ3} = \sqrt{55(100 + 15\sqrt{90})} = 115 \text{ кВ,}$$

$$U_{НОМ4} = \sqrt{70(100 + 15\sqrt{100})} = 132 \text{ кВ.}$$

Полученное напряжение округляем до ближайшего стандартного с учетом перспективы развития, рекомендуется выбирать большее номинальное напряжение (Выбираем стандартное $U_{НОМ} = 220$ кВ). В кольцевой сети следует выбирать одно номинальное напряжение.

1.2 Распределение мощностей по линии электропередач

Рассчитаем распределение активной мощности в ЛЭП. Мощность в головных частях радиальной сети определяется суммой отдельных потребителей:

$$P_A = \frac{\sum P_i * l_i}{\sum l} \quad (1.2)$$

где P_i – активные нагрузки точек, МВт;
 l_i – расстояние между точками, км.

$$P_A = \frac{(60 * 30) + (100 * 80) + (55 * 150) + (70 * 240)}{30 + 50 + 70 + 90 + 100} = 102.5 \text{ МВт},$$

$$P_{A'} = \frac{(70 * 100) + (55 * 190) + (100 * 260) + (60 * 310)}{100 + 90 + 70 + 50 + 30} = 182.5 \text{ МВт}.$$

Проверка:

$$P_A + P_{A'} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 \quad (1.3)$$

$$102.5 + 182.5 = 60 + 100 + 55 + 70,$$

$$285 = 285$$

Нормативный коэффициент мощности на шинах высокого напряжения подстанций принимается равным $\cos\varphi_n = 0,8$, что соответствует $\operatorname{tg}\varphi = 0,62$

$$Q = P * \operatorname{tg}\varphi \quad (1.4)$$

$$Q_1 = 60 * 0.62 = 37.2 \text{ МВар}$$

Аналогично для последующих участков

$$Q_2 = 100 * 0.62 = 62 \text{ МВар},$$

$$Q_3 = 55 * 0.62 = 34,1 \text{ МВар},$$

$$Q_4 = 70 * 0.62 = 43,4 \text{ МВар}.$$

Расчет распределения реактивной мощности в ЛЭП

$$Q_A = \frac{\sum Q_i * l_i}{\sum l} \quad (1.5)$$

где, Q_i – реактивные нагрузки точек, МВар;
 l_i – расстояние между точками, км.

$$Q_A = \frac{(37.2 * 30) + (62 * 80) + (34.1 * 150) + (43 * 240)}{30 + 50 + 70 + 90 + 100} = 63.55 \text{ МВар},$$

$$Q_{A'} = \frac{(43,4 * 100) + (34.1 * 190) + (62 * 260) + (37.2 * 310)}{100 + 90 + 70 + 50 + 30} = 113,15 \text{ Мар}.$$

Проверка:

$$Q_A + Q_{A'} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 \quad (1.6)$$
$$63.55 + 113.15 = 37.2 + 62 + 34.1 + 43.4,$$
$$176.7 = 176.7$$

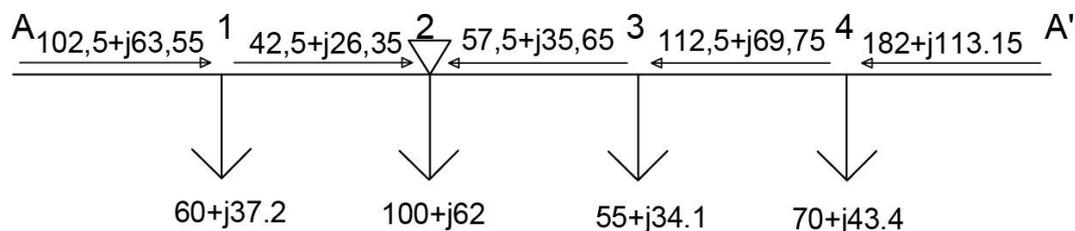


Рисунок 2 – Схема распределения мощности по замкнутой сети

1.3 Выбор трансформаторов на подстанциях

Рассчитываем полную мощность участка

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2} \quad (1.7)$$
$$S_1 = \sqrt{37.2^2 + 60^2} = 70.6 \text{ МВА},$$

Аналогично для последующих участков

$$S_2 = \sqrt{62^2 + 100^2} = 117,6 \text{ МВА},$$
$$S_3 = \sqrt{34,1^2 + 55^2} = 64,7 \text{ МВА},$$
$$S_4 = \sqrt{43,4^2 + 70^2} = 82,36 \text{ МВА}.$$

Выбор трансформаторов на подстанциях зависит от нескольких факторов, включая нагрузку подстанции, требуемое напряжение, тип подстанции и другие технические параметры, такие как нагрузка подстанции, напряжение, тип подстанции, экономические факторы, эффективность и надежность

Количество трансформаторов (автотрансформаторов), устанавливаемых на подстанциях всех категорий, принимается, как правило, не более двух.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше для связи электрических сетей и их элементов с различным номинальным напряжением, как правило, устанавливаются автотрансформаторы, которые обладают рядом

преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньший вес, стоимость и потери при той же мощности).

При установке двух трансформаторов (автотрансформаторов) и отсутствии резервирования по сетям среднего и низшего напряжений мощность каждого из них выбирается с учетом нагрузки трансформатора не более 70% суммарной максимальной нагрузки подстанций в номинальном режиме, и из условия покрытия нагрузки потребителей при выходе из работы одного трансформатора с учетом допустимой перегрузки до 40 процентов. Согласно ПУЭ трансформаторы в аварийных режимах допускают перегрузку до 140 процент на время максимума нагрузки не более 6 часов в течение 5 суток. Таким образом, желаемая мощность трансформатора выбирается по выражению:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{max}}{n * k_3} \quad (1.8)$$

где, S_{max} – полная максимальная мощность нагрузки подстанции, МВА;
 n – количество трансформаторов;
 k_3 – коэффициент трансформации ($k_3=0,7$)

$$S_{н.тр1} = \frac{70,6}{1,4} = 50,42 \text{ МВА,}$$

Аналогично для последующих участков

$$S_{н.тр2} = \frac{117,6}{1,4} = 84 \text{ МВА,}$$

$$S_{н.тр3} = \frac{64,7}{1,4} = 46,2 \text{ МВА,}$$

$$S_{н.тр4} = \frac{82,36}{1,4} = 58,8 \text{ МВА.}$$

По расчетным данным выбираем трансформаторы из справочника ТРДЦН-630000/220, АТРДЦН-125000/220 (таблица-2)

Таблица 2 – Паспортные данные трансформаторов

Марка ТП		ТРДЦН-630000/220	АТРДЦН-125000/220
$S_{ном}$, МВА		63	125
Вид и диапазон регулирования		РПН±8х15%	РПН±6х2%
$U_{ном}$, кВ	ВН	230	230
	НН	6,6	6,6

Продолжение таблицы 2

U_{κ} , %	ВН	12	11
	СН	-	35,7
	НН	-	21,9
ΔP_{κ} , кВт	ВН	300	215
ΔP_{Σ} , кВт		82	65
ΔQ_{Σ} , кВар		504	625
$R_{\text{т}}$, Ом	ВН	4	0,55
	СН	-	0,48
	НН	-	3,2
$X_{\text{т}}$, Ом	ВН	100	0,59
	СН	-	0
	НН	-	1,13

1.4 Расчет потерь мощности в трансформаторах

Подстанция 1–2 x ТРДЦН-630000/220:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} * R_{\text{тр}} \quad (1.9)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} * X_{\text{тр}} \quad (1.10)$$

где P – Активная мощность, МВт;

Q - Реактивная мощность, МВар;

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

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

$X_{\text{тр}}$ – Реактивное сопротивление, Ом.

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{60^2 + 37.2^2}{230^2} * 4 = 0.37 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{60^2 + 37.2^2}{230^2} * 100 = 9,4 \text{ Мвар},$$

$$P' + jQ' = P + jQ + \Delta P_{\text{тр}} + j\Delta Q_{\text{тр}} \quad (1.11)$$

$$P' + jQ' = 60 + j37.2 + 0.37 + j9.4 = 60.37 + j46.6 \text{ МВА}.$$

Полные потери мощности:

$$P'' + jQ'' = P' + jQ' + \Delta P_{xx} + \Delta Q_{xx} \quad (1.12)$$

где ΔP_x – Активные потери холостого хода, МВт;
 ΔQ_{xx} – Реактивные мощности холостого хода, МВар.

$$P'' + jQ'' = 60.37 + j46.6 + 0.082 + j0.504 = 60.45 + j47.1 \text{ МВА.}$$

Расчётные данные внесены в таблицу – 3,

Таблица 3 – Расчётные данные потерь мощности трансформатора ТРДЦН-630000/220

$\Delta P_{тр}$, МВт	$\Delta Q_{тр}$, МВар	P' , МВт	Q' , МВар	P'' , МВт	Q'' , МВар
0,37	9,4	60,37	46,6	60,45	47,1

По результатам расчетов представим полученные значения трансформатора марки ТРДЦН-630000/220 в виде схемы на рисунке – 3

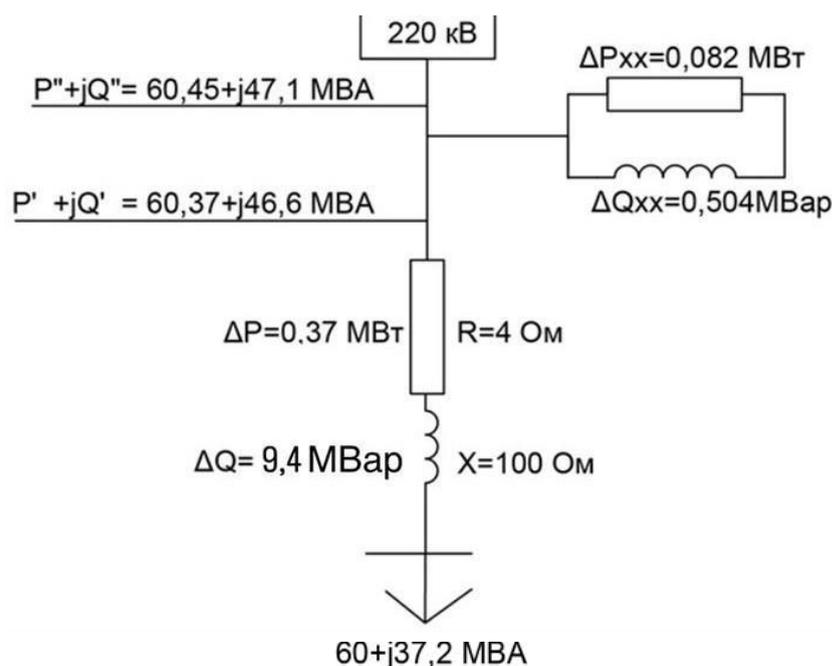


Рисунок 3 – Схема замещения трансформатора ТРДЦН-630000/220

Проводим аналогичный расчет для последующих подстанций:

Подстанция 2 – 2 x АТРДЦН-125000/220:

В трехобмоточных автотрансформаторах нагрузочная мощность распределяется по средней и низшей обмотка не равномерно, а именно 60% и 40% соответственно.

Мощность на стороне низкого напряжения (40%):

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{40^2 + 24,8^2}{230^2} * 3,2 = 0,14 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{40^2 + 24,8^2}{230^2} * 1,31 = 0,55 \text{ Мвар},$$

$$P' + jQ' = 40 + j24,8 + 0,14 + j0,55 = 40,14 + j25,35 \text{ МВА}.$$

Потери на средней стороне (60%):

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{60^2 + 37,2^2}{230^2} * 0,48 = 0,14 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,$$

$$P' + jQ' = 60 + j37,2 + 0,05 + j0 = 60,05 + j37,2 \text{ МВА}$$

Сумма потерь на средней и низшей обмотках:

$$\Sigma P' + j\Sigma Q' = 40,14 + j25,35 + 60,05 + j37,2 = 100,19 + j62,55 \text{ МВА}$$

Потери на высшей стороне:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,65 + j0,625 = 100,2 + j62,8 \text{ МВА}.$$

Таблица 3.1 – Расчётные данные потерь мощности трансформатора АТРДЦН-125000/220

Потери	Напряжение, В		
	ВН	СН	НН
	220	121	6,6
$\Delta P_{\text{тр}}, \text{МВт}$	0,14	0,14	0,14
$\Delta Q_{\text{тр}}, \text{Мвар}$	0,15	0	0,55
$P', \text{МВт}$	100,14	62,05	40,14
$Q', \text{Мвар}$	62,15	37,2	25,35
$P'', \text{МВт}$	100,2	-	-
$Q'', \text{Мвар}$	62,8	-	-

По результатам расчетов представим полученные значения трансформатора марки АТРДЦН-125000/220 в виде схемы на рисунке – 4

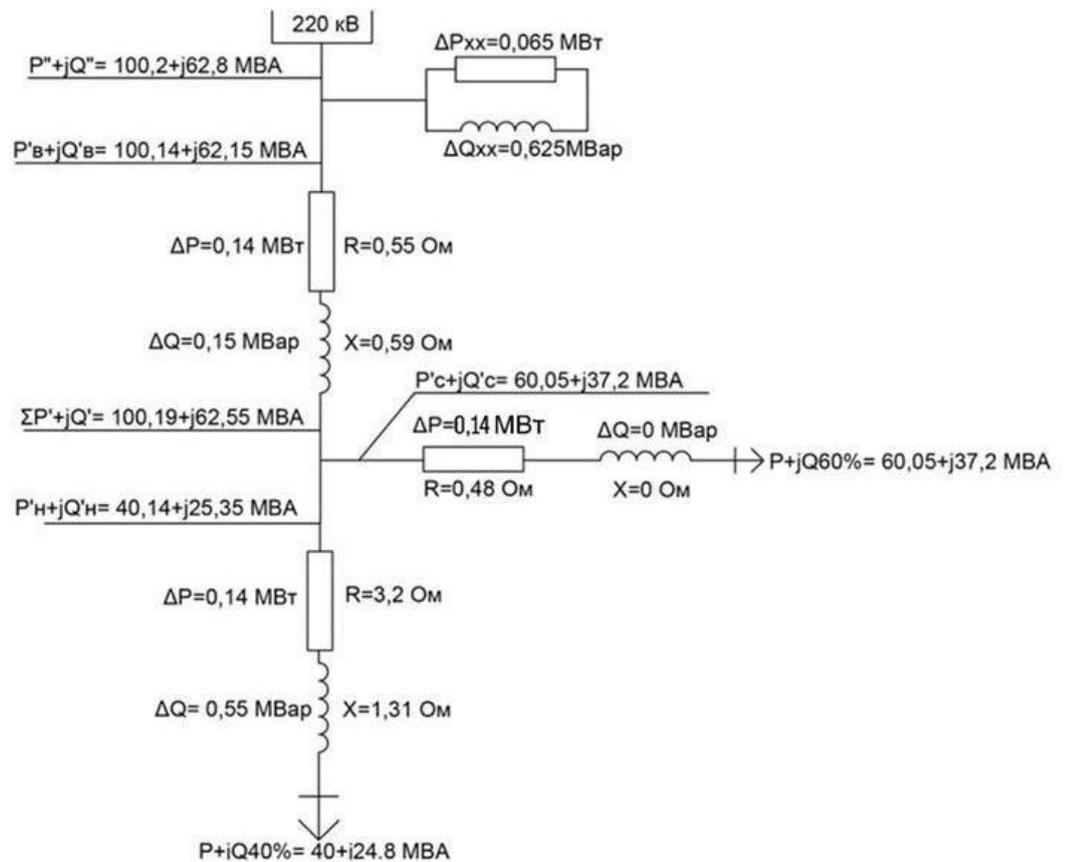


Рисунок 4 – Схема замещения автотрансформатора АТРДЦН-125000/220

Подстанция 3 – 2 x ТРДЦН-630000/220:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{55^2 + 34,1^2}{230^2} * 4 = 0,31 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{55^2 + 34,1^2}{230^2} * 100 = 7,9 \text{ Мвар}$$

$$P' + jQ' = 55 + j34,1 + 0,31 + j7,9 = 55,31 + j42$$

$$P'' + jQ'' = 55,31 + j42 + 0,082 + j0,504 = 55,4 + j42,5$$

Таблица 3.2 – Расчётные данные потерь мощности трансформатора ТРДЦН-630000/220

$\Delta P_{\text{тр}}$, МВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$, Мвар	P' , МВт	Q' , Мвар	P'' , МВт	Q'' , Мвар
0,31	7,9	55,31	42	55,4	42,5

По результатам расчетов представим полученные значения трансформатора марки ТРДЦН-630000/220 в виде схемы на рисунке – 5

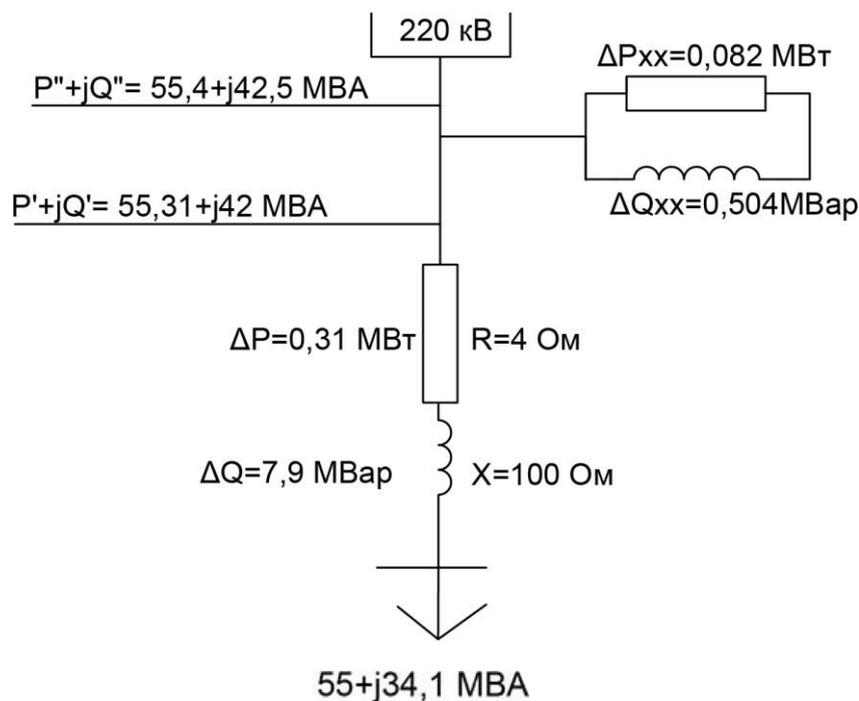


Рисунок 5 – Схема замещения трансформатора ТРДЦН-630000/220

Подстанция 4 – 2 x ТРДЦН-630000/220:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{70^2 + 43,4^2}{230^2} * 4 = 0,51 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{70^2 + 43,4^2}{230^2} * 100 = 12,8 \text{ Мвар}$$

$$P' + jQ' = 70 + j43,4 + 0,51 + j12,8 = 70,51 + j56,2$$

$$P'' + jQ'' = 70,51 + j56,2 + 0,082 + j0,504 = 70,6 + j56,7$$

Таблица 3.3 – Расчетные значения потерь мощности трансформатора ТРДЦН-630000/220

$\Delta P_{\text{тр}}$, МВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$, Мвар	P' , МВт	Q' , Мвар	P'' , МВт	Q'' , Мвар
0,51	12,8	70,51	56,2	70,6	56,7

По результатам расчетов представим полученные значения трансформатора марки ТРДЦН-630000/220 в виде схемы на рисунке – 6

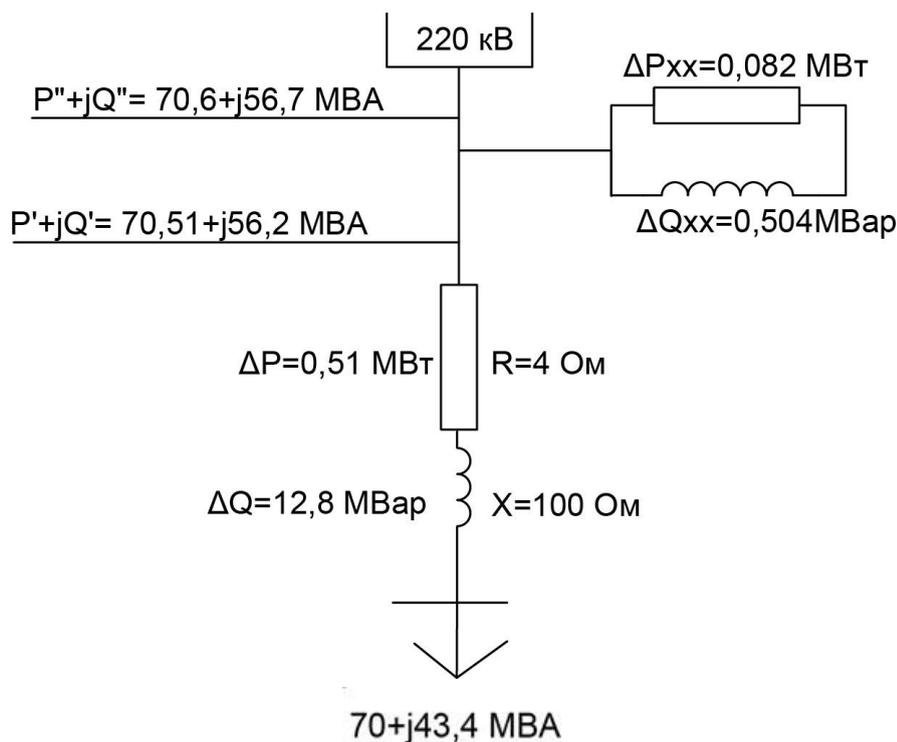


Рисунок 6 – Схема замещения трансформатора ТРДЦН-630000/220

1.5 Падение напряжения в трансформаторе

Подстанция 1:

Падение напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}, \quad (1.13)$$

$$\delta U = \frac{PX - QR}{U}, \quad (1.14)$$

$$U_{\text{кон}} = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \Delta \delta U^2}. \quad (1.15)$$

где P – активная мощность участка, МВт;

Q – реактивная мощность участка, МВар;

R – активное сопротивление трансформатора, Ом;

X – индуктивное сопротивление трансформатора, Ом;

U – напряжение пришедшее с ВЛЭП, кВ.

Падение напряжения на сопротивлении трансформатора Т1. На участке А-1 протекает поток мощности:

$$S_1 = 60,45 + j47,1 \text{ MVA}$$

$$\Delta U = \frac{60,45 * 4 + 47,1 * 100}{238,4} = 20,7 \text{ кВ},$$

$$j\delta U = \frac{60,45 * 100 - 47,1 * 4}{238,4} = 24,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{тр}} = 238,4 - 20,7 - j24,5 = 217,7 - j24,5,$$

$$|U_{\text{тр}_1}| = \sqrt{217,7^2 + 24,5^2} = 219,1 \text{ кВ}.$$

Подстанция 2:

Падение напряжения на сопротивлении трансформатора Т2. На участке 1-2 протекает поток мощности:

$$S_2 = 100,2 + j62,8 \text{ МВА}$$

$$\Delta U = \frac{100,2 * 0,55 + 62,8 * 0,59}{236} = 0,39 \text{ кВ},$$

$$j\delta U = \frac{100,2 * 0,59 - 62,8 * 0,55}{236} = 0,104 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{тр}} = 236 - 0,39 - j0,104 = 235,6 - j0,104,$$

Напряжение в конце сопротивления трансформатора Т2:

$$|U_{\text{тр}_2}| = \sqrt{235,6^2 + 0,104^2} = 235,6 \text{ кВ},$$

Подстанция 3:

Падение напряжения на сопротивлении трансформатора Т3. На участке 3-2 протекает поток мощности $S_3 = 55,4 + j42,5 \text{ МВА}$

$$\Delta U = \frac{55,4 * 4 + 42,5 * 100}{214,2} = 20,8 \text{ кВ},$$

$$j\delta U = \frac{55,4 * 100 - 42,5 * 4}{214,2} = 25,1 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{тр}} = 214,2 - 20,8 - j25,1 = 193,4 - j25,1,$$

Напряжение в конце сопротивления трансформатора Т3:

$$|U_{\text{тр}_3}| = \sqrt{193,4^2 + 25,1^2} = 195 \text{ кВ},$$

Подстанция 4:

Падение напряжения на сопротивлении трансформатора Т4. На участке А'-4 протекает поток мощности $S_4 = 70,6 + j56,7$ МВА:

$$\Delta U = \frac{70,6 * 4 + 56,7 * 100}{226,6} = 26,3 \text{ кВ,}$$

$$j\delta U = \frac{70,6 * 100 - 56,7 * 4}{226,6} = 30,1 \text{ кВ,}$$

$$U_{\text{тр}} = 226,6 - 26,3 - j30,1 = 200,3 - j30,1,$$

Напряжение в конце сопротивления трансформатора Т4:

$$|U_{\text{тр}}| = \sqrt{200,3^2 + 30,1^2} = 202,5 \text{ кВ,}$$

Расчетные данные приведены в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Расчетные данные падения напряжения трансформаторных подстанциях

	Подстанция, №			
	1	2	3	4
P, МВт	60,45	100,2	55,4	70,6
Q, МВар	47,1	62,8	42,5	56,7
R, Ом	4	0,55	4	4
X, Ом	100	0,59	100	100
U, кВ	238,4	236	214,2	226,6
ΔU , кВ	20,7	0,39	20,8	26,3
δU , кВ	24,5	0,104	25,1	30,1
$U_{\text{тр}}$, кВ	219,1	235,6	195	202,5

1.6 Расчет напряжения стороне потребителя

С учетом коэффициента трансформации реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора Т1:

$$U = U_{\text{ВН}} \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (1.16)$$
$$U = 219,1 \frac{6,6}{230} = 6,3 \text{ кВ,}$$

В режиме максимальных нагрузок желаемое напряжение должно быть на 5% выше номинального. Пусть $U_{ж} = 6,6$ кВ. Реальное напряжение ниже, поэтому необходимо использовать какие-либо средства для повышения напряжения. В данном случае возможно применение регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). У выбранного трансформатора Т1 есть 8 регулировочных ступеней вверх от средней отпайки и 8 регулировочных ступеней вниз. Каждая ступень составляет 1,5% от $U_{вн}$ или:

$$\frac{230 * 1,5\%}{100} = 3,45 \text{ кВ,}$$

Таким образом, стандартные напряжения ответвления, в зависимости от номера отпайки, составляют ряд (приведен ряд только вниз от средней отпайки):

230; 226,55; 223,1; 219,65; 216,2; 212,75; 209,3; 205,85; 202,4

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = U \frac{U_{нн}}{U_{ж}} \quad (1.17)$$

$$U = 219,1 \frac{6,6}{6,6} = 219,1 \text{ кВ,}$$

Выбираю отпайку №3 (219,65 кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения:

$$U_{н} = U \frac{U_{нн}}{U_{отв.ст}}, \quad (1.18)$$

$$U_{н} = 219,1 \frac{6,6}{219,65} = 6,58 \text{ кВ.}$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому. Аналогично для последующих подстанций.

С учетом коэффициента трансформации реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора Т2:

$$U = 235,6 \frac{10,5}{230} = 10,7 \text{ кВ,}$$

У выбранного трансформатора Т2 есть 6 регулировочных ступеней вверх от средней отпайки и 6 регулировочных ступеней вниз. Каждая ступень составляет 2% от $U_{вн}$ или:

$$\frac{230 * 2\%}{100} = 4,6 \text{ кВ},$$

Таким образом, стандартные напряжения ответвления, в зависимости от номера отпайки, составляют ряд (приведен ряд только вниз от средней отпайки):

230; 228,1; 223,5; 218,9; 214,3; 209,7; 205,1;

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = 235,6 \frac{10,5}{10,7} = 231,2 \text{ кВ},$$

Выбираю отпайку №1 (228,1 кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения:

$$U_n = 231,2 \frac{10,5}{228,1} = 10,6 \text{ кВ},$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому. С учетом коэффициента трансформации реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора ТЗ:

$$U = 195 \frac{6,6}{230} = 5,6 \text{ кВ},$$

У выбранного трансформатора ТЗ есть 8 регулировочных ступеней вверх от средней отпайки и 8 регулировочных ступеней вниз. Каждая ступень составляет 1,5% от $U_{вн}$ или:

$$\frac{230 * 1,5\%}{100} = 3,45 \text{ кВ},$$

Таким образом, стандартные напряжения ответвления, в зависимости от номера отпайки, составляют ряд (приведен ряд только вниз от средней отпайки):

230; 226,55; 223,1; 219,65; 216,2; 212,75; 209,3; 205,85; 202,4

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = 195 \frac{6,6}{6,6} = 195 \text{ кВ},$$

Выбираю отпайку № 8 (202,4 кВ). Действительное напряжение на стороне

низкого напряжения:

$$U_n = 195 \frac{6,6}{202,4} = 6,3 \text{ кВ},$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому. С учетом коэффициента трансформации реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора Т4:

$$U = 202,5 \frac{6,6}{230} = 5,8 \text{ кВ},$$

У выбранного трансформатора Т4 есть 6 регулировочных ступеней вверх от средней отпайки и 6 регулировочных ступеней вниз. Каждая ступень составляет 1,5% от $U_{вн}$ или:

$$\frac{230 * 1,5\%}{100} = 3,45 \text{ кВ},$$

Таким образом, стандартные напряжения ответвления, в зависимости от номера отпайки, составляют ряд (приведен ряд только вниз от средней отпайки):

230; 226,55; 223,1; 219,65; 216,2; 212,75; 209,3; 205,85; 202,4

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = 202,5 \frac{6,6}{6,6} = 202,5 \text{ кВ},$$

Выбираю отпайку №8 (202,4 кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения:

$$U_n = 202,5 \frac{6,6}{202,4} = 6,6 \text{ кВ},$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому. Расчетные данные приведены в таблице 4

Таблица 4 – Расчетные данные напряжения на стороне потребителя

Подстанция, №	1	2	3	4
U, кВ	219.1	235.6	195	202.5
U _ж , кВ	10,5			
U _{ном} , кВ	220			

Продолжение таблицы 4

U _{вн} , кВ	230			
U _{нн} , кВ	6,6	10,5	6,6	6,6
U _{отв} , кВ	226,55	228,1	226,55	226,55
	223,1	223,5	223,1	223,1
	219,65	218,9	219,65	219,65
	216,2	214,3	216,2	216,2
	212,75	209,7	212,75	212,75
	209,3	205,1	209,3	209,3
	205,85		205,85	205,85
	202,4		202,4	202,4
U _{нн} без учета РПН, кВ	6,3	10,7	5,6	5,8
U _{нн} с учетом РПН, кВ	6,58	10,6	6,3	6,6

2 Расчет тока короткого замыкания на подстанции

Сопротивление системы:

$$X_c^* = \frac{S_6}{S_{кз}} \quad (2.1)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания, МВА.

$$X_c^* = \frac{100}{1200} = 0,083$$

Сопротивление высоковольтной линии:

$$X_{вл}^* = X_0 * l * \frac{S_6}{U_6^2} \quad (2.2)$$

где X_0 – удельно индуктивное сопротивление линии, Ом;

l – длина линии, км;

U_6 – базисное напряжение, $U_6 = 1,05 * U_{ном}$ кВ

$$X_{вл}^* = 0.435 * 50 * \frac{100}{230^2} = 0.04$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{трв}^* = \frac{u_{кз.}}{100} * \frac{S_6}{S_{н.тр}} \quad (2.3)$$

где $u_{кз.}$ – напряжение короткого замыкания Тр, %;

$S_{н.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{тр}^* = \frac{12}{100} * \frac{100}{63} = 0.19$$

где, $u_{кз.}$ – напряжение короткого замыкания низшей обмотки Тр, %;

Результирующее сопротивление в точках К-1

$$X_{рез.к-1} = X_c^* + X_{вл}^* \quad (2.4)$$

$$X_{рез.к-1} = 0,083 + 0,04 = 0,123$$

Результирующее сопротивление в точек К-2

$$X_{рез.к-2} = X_C^* + X_{ВЛ}^* + X_{Тр.В}^* + X_{Тр.Н}^* \quad (2.5)$$
$$X_{рез.к-2} = 0,083 + 0,04 + 0,19 = 0,313$$

Базисный ток в точках К-1, К-2:

$$I_{б.к-1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} * U_б} \quad (2.6)$$

где $S_б$ - базисная мощность, МВА

$$I_{б.к-1} = \frac{100}{\sqrt{3} * 230} = 0,25 \text{ кА}$$
$$I_{б.к-2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} * U_{б.НН}} \quad (2.7)$$

где $U_{б.НН}$ – базисное низшее напряжение, кВ

$$I_{б.к-2} = \frac{100}{\sqrt{3} * 6,6} = 8,7 \text{ кА}$$

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

$$I_{кз.к-1} = \frac{I_{б.к-1}}{X_{рез.к-1}}, \quad (2.8)$$

$$I_{кз.к-1} = \frac{0,25}{0,123} = 2,03 \text{ кА},$$
$$I_{кз.к-2} = \frac{I_{б.к-2}}{X_{рез.к-2}} \quad (2.9)$$

$$I_{кз.к-2} = \frac{8,7}{0,313} = 27,8 \text{ кА}.$$

Определение ударного тока в точке К-1, К-2:

$$i_{уд.к-1} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{кз.к-1} \quad (2.10)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент.

$$i_{уд.к-1} = \sqrt{2} * 1,8 * 2,03 = 5,16 \text{ кА},$$

$$i_{уд.к-2} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{кз.к-2} \quad (2.11)$$

$$i_{уд.к-2} = \sqrt{2} * 1,02 * 27,8 = 40,1 \text{ кА}$$

Тепловой импульс:

$$B_{к-1} = I_{кз}^2 * (t_{пр} + T_{оп}), \quad (2.12)$$

где $t_{пр}$ – время срабатывания защиты, с;

$T_{оп}$ – время затухания апериодической составляющей КЗ, с.

$$B_{к-1} = 2,03^2(1 + 0,185) = 4,88 \text{ кА} * \text{с},$$

$$B_{к-2} = I_{кз}^2 * (t_{пр} + T_{оп}), \quad (2.13)$$

$$B_{к-2} = 27,8^2(1 + 0,185) = 915,8 \text{ кА} * \text{с}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{кз.к-1} = \sqrt{3} * U_{б} * I_{кз.к-1}, \quad (2.14)$$

$$S_{кз.к-1} = \sqrt{3} * 230 * 2,03 = 807,7 \text{ МВА},$$

$$S_{кз.к-2} = \sqrt{3} * U_{б.нн} * I_{кз.к-2}, \quad (2.15)$$

$$S_{кз.к-2} = \sqrt{3} * 6,6 * 27,8 = 317,4 \text{ МВА}$$

Расчетный ток:

$$I_{расч} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} * U_{ном}}, \quad (2.16)$$

$$I_{расч} = \frac{63000}{\sqrt{3} * 220} = 165 \text{ А}$$

Аналогично на последующих участках. Расчетные данные приведены в таблице 5

Таблица 5 – Расчетные данные токов короткого замыкания

Подстанция №	1
$S_{Б}$, МВА	100
$S_{кз}$, МВА	1200
$U_{БВН}$, кВ	230

Продолжение таблицы 5

U_{BH} , кВ	6,6
L , км	30
U_k , %	12
$S_{н.тр}$, МВА	63
X_c^*	0,083
$X_{вл}^*$	0,04
$X_{тр.}^*$	0,19
$X_{резК-1}$	0,123
$X_{резК-2}$	0,313
$I_{БК-1}$, кА	0,25
$I_{БК-2}$, кА	8,7
$I_{КЗ-1}$, кА	2,03
$I_{КЗ-2}$, кА	27,8
$K_{у-1}$	1,8
$K_{у-2}$	1,02
$i_{к-1}$, кА	5,16
$i_{к-2}$, кА	40,1
$B_{к-1}$, кА	4,88
$B_{к-2}$, кА	915,8
$S_{КЗ-1}$, МВА	807
$S_{КЗ-2}$, МВА	317,4
$I_{расч}$, А	165

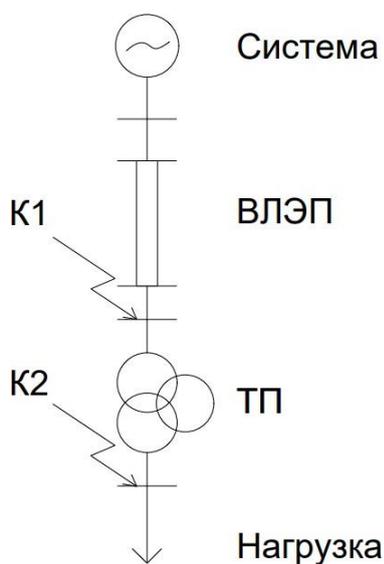


Рисунок 6 – однолинейная схема точек КЗ

3 Выбор сечений проводов

Выбор сечения проводов зависит от нескольких факторов, включая силу тока, длину провода, материал провода и требования к потерям напряжения.

Сила тока: Определите максимальную силу тока, которая будет протекать через провод. Это может быть указано в спецификациях устройства или системы, для которой провод будет использоваться. Если необходимо, учтите будущие расширения или добавление нагрузки.

Длина провода: Длина провода также влияет на выбор сечения. При большой длине провода возникают дополнительные потери напряжения из-за сопротивления провода. Чем длиннее провод, тем большее сечение требуется для уменьшения потерь напряжения.

Материал провода: Разные материалы проводов имеют различные уровни сопротивления. Наиболее распространенные материалы проводов включают медь и алюминий. Медь обладает лучшей проводимостью, чем алюминий, поэтому при использовании алюминиевых проводов требуется более крупное сечение.

Потери напряжения: Если требуется минимизировать потери напряжения на протяжении провода, выберите большее сечение провода. Потери напряжения могут быть нежелательными, особенно в случае длинных проводов или систем с чувствительными устройствами.

Существуют стандарты и таблицы, определяющие рекомендуемые сечения проводов для различных ситуаций. Например, в электроустановках часто используется таблица, основанная на номинальном токе и длине провода.

Важно также учитывать местные нормы и стандарты, которые могут регулировать выбор сечения проводов в вашей стране или регионе.

3.1 Выбор сечений по экономическому критерию

Классический подход к выбору сечений воздушных и кабельных линий электропередачи по экономическому критерию основан на использовании методов экономической плотности тока или экономических токовых интервалов сечений. Оба упомянутых метода разработаны на базе одного экономического критерия проектирования электрической сети — статических приведенных затрат.

Один из самых распространенных экономических критериев — минимизация затрат на материал. Для этого необходимо выбрать сечение, которое обеспечивает достаточную прочность и жесткость конструкции при минимальном использовании материала. Однако, если слишком сильно сократить материал, то конструкция может не соответствовать требуемым характеристикам, что может привести к повреждениям или разрушению в

процессе эксплуатации. Поэтому к основным техническим показателям относятся: надёжность электроснабжения и долговечность объекта в целом и отдельных его частей, условия обслуживания, количество обслуживающего персонала, расход цветного металла на провода, величина номинального напряжения сети.

Сравнение вариантов по таким показателям как надёжность электроснабжения, оперативная гибкость схемы, качество напряжения обычно не проводится, так как по этим показателям рассматриваемые варианты должны удовлетворять в одинаковой степени. В сравнении также не учитываются трансформаторы и потери в них, распределительные устройства низшего напряжения, так как они в обоих вариантах одинаковые.

3.2 Расчет параметров линии по участкам

Активное сопротивление сети:

$$R = r_0 * l, \quad (3.2)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление, Ом;

l – длина линии, км;

Индуктивное сопротивление сети:

$$X = x_0 * l, \quad (3.3)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление, Ом;

$$b = b_0 * l, \quad (3.4)$$

где b_0 – удельная реактивная проводимость, См/км;

$$Q = U^2 * b \quad (3.5)$$

Линия А-1, L = 30 км:

$$R = 0.121 * 30 = 3.63 \text{ Ом},$$

$$X = 0,435 * 30 = 13,05 \text{ Ом},$$

$$b = 2.6 * 10^{-6} * 30 = 78 * 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q = 78 * 10^{-6} * 220^2 = 3.7 \text{ Мвар},$$

линия 1-2, $L=50$ км:

$$R = 0.121 * 50 = 6,05 \text{ Ом},$$

$$X = 0,435 * 50 = 21,75 \text{ Ом},$$

$$b = 2.6 * 10^{-6} * 50 = 130 * 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q = 130 * 10^{-6} * 220^2 = 6,3 \text{ Мвар},$$

линия 2-3, $L=70$ км:

$$R = 0.121 * 70 = 8,5 \text{ Ом},$$

$$X = 0,435 * 70 = 30,45 \text{ Ом},$$

$$b = 2.6 * 10^{-6} * 70 = 182 * 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q = 182 * 10^{-6} * 220^2 = 8,8 \text{ Мвар},$$

линия 3-4, $L=90$ км:

$$R = 0.121 * 90 = 10,89 \text{ Ом},$$

$$X = 0,435 * 90 = 39,15 \text{ Ом},$$

$$b = 2.6 * 10^{-6} * 90 = 234 * 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q = 234 * 10^{-6} * 220^2 = 11,32 \text{ Мвар},$$

линия 4-А', $L=100$ км:

$$R = 0.075 * 100 = 7,5 \text{ Ом},$$

$$X = 0,42 * 100 = 42 \text{ Ом},$$

$$b = 2.7 * 10^{-6} * 100 = 270 * 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q = 270 * 10^{-6} * 220^2 = 13 \text{ Мвар}.$$

Результаты всех расчетов представим в виде таблицы 6

Таблица 6 – Параметры проводов для замкнутой схемы линии электропередач

Линия	Марка провода	L, км	r, Ом	x, Ом	b, 10^{-6} См	Q МВар
А - 1	АС 240	30	3.63	13.05	78	3.7
1 - 2	АС 240	50	6.05	21.75	130	6.3
2 - 3	АС 240	70	10.89	39.15	182	8.8
3 - 4	АС 240	90	7.5	42	234	11.32
4 – А'	АС 400	100	7,5	42	270	13

Определяем параметры проводов для разомкнутой схемы линий электропередач по участкам, по формулам (3.2 – 3.5)

Линия А-1, L=30 км:

$$R = \frac{0.121 * 30}{2} = 1.81 \text{ Ом},$$

$$X = \frac{0,435 * 30}{2} = 6.5 \text{ Ом},$$

$$b = 2.6 * 10^{-6} * 30 = 78 * 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q = 78 * 10^{-6} * 220^2 = 3.7 \text{ Мвар},$$

линия 1-2, L=50 км:

$$R = \frac{0.121 * 50}{2} = 3.025 \text{ Ом},$$

$$X = \frac{0,435 * 50}{2} = 10.8 \text{ Ом},$$

$$b = 2.6 * 10^{-6} * 50 = 130 * 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q = 130 * 10^{-6} * 220^2 = 6,3 \text{ Мвар},$$

линия 2-3, L=70 км:

$$R = \frac{0.121 * 70}{2} = 4.2 \text{ Ом},$$

$$X = \frac{0,435 * 70}{2} = 15.2 \text{ Ом},$$

$$b = 2.6 * 10^{-6} * 70 = 182 * 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q = 182 * 10^{-6} * 220^2 = 8,8 \text{ Мвар},$$

линия А-4, L=100 км:

$$R = \frac{0.121 * 100}{2} = 6.05 \text{ Ом},$$

$$X = \frac{0,435 * 100}{2} = 21.75 \text{ Ом},$$

$$b = 2.6 * 10^{-6} * 100 = 234 * 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q = 234 * 10^{-6} * 220^2 = 12.6 \text{ Мвар}.$$

Таблица 6.1 – Параметры проводов для разомкнутой схемы линии электропередач

Линия	Марка провода	L, км	r, Ом	x, Ом	b, 10^{-6} См	Q МВар
А - 1	2хАС 240	30	1,81	6,5	78	3,7
1 - 2		50	3,025	10,8	130	6,3
1 - 3		70	4,2	15,2	182	8,8
А - 4		90	6,05	21,75	234	12,6

4. Технико-экономический расчет

4.1 Расчет для замкнутой схемы линии электропередач

Таблица 7 – Стоимость сооружения воздушных линий 220 кВ

Линия	Район	Тип опоры	Провод	Цена, тыс. руб/км
А-1	II	Одноцепная	АС-240	21
1-2	II	Одноцепная	АС-240	21
2-3	II	Одноцепная	АС-240	21
3-4	II	Одноцепная	АС-240	21
4-А'	II	Одноцепная	АС-400	23.8

*район по гололёду- I-II

Определяем капитальные вложения в сооружения воздушных линий:

$$K_{л} = c * l \quad (4.2)$$

где c – удельная стоимость линии, тг/км;

l – длина линии, км.

$$K_{л} = 21 * 10^3 * 800 * 30 = 504 \text{ млн. тг.},$$

$$K_{л} = 21 * 10^3 * 800 * 50 = 840 \text{ млн. тг.},$$

$$K_{л} = 21 * 10^3 * 800 * 70 = 1176 \text{ млн. тг.},$$

$$K_{л} = 21 * 10^3 * 800 * 90 = 1512 \text{ млн. тг.},$$

$$K_{л} = 23,8 * 10^3 * 800 * 100 = 1904 \text{ млн. тг.},$$

$$\sum K_{л} = 504 + 840 + 1176 + 1512 + 1904 = 5936 \text{ млн. тг.}$$

Таблица 7.1 – Расчетные значения капитальные вложения линии

Участки	$K_{л}$, млн. тг.	$\sum K_{л}$, млн.тг	L, км
А-1	504	5936	30
1-2	840		50
2-3	1176		70
3-4	1512		90
4-А'	1904		100

Капитальные вложения подстанций:

$$K_{\Pi} = c * n_{\text{тр}} \quad (4.3)$$

где c – удельная стоимость трансформатора, тг;

$n_{\text{тр}}$ – число трансформаторов.

$$K_{\Pi} = 157 * 10^3 * 800 * 2 = 251.2 \text{ млн. тг.},$$

$$K_{\Pi} = 158 * 10^3 * 800 * 2 = 254.4 \text{ млн. тг.},$$

$$K_{\Pi} = 157 * 10^3 * 800 * 2 = 251.2 \text{ млн. тг.},$$

$$K_{\Pi} = 157 * 10^3 * 800 * 2 = 251.2 \text{ млн. тг.},$$

$$\sum K_{\Pi} = 251.2 + 254.4 + 251.2 + 251.2 = 1008 \text{ млн. тг.}$$

Таблица 7.2 – Стоимость трансформаторов и расчетные значения капитальных вложений подстанции

Цена, тыс.руб.	K_{Π} , млн. тг.	$C_{\text{уд}}$, млн. тг.	$\sum K_{\Pi}$, млн. тг.	$n_{\text{тп}}$
157	251,2	125,6	1008	2
158	254,4	127,7		2

Сумма капитальных вложений:

$$\sum K = \sum K_{\text{л}} + \sum K_{\Pi} \quad (4.4)$$

$$\sum K = 5936 + 1008 = 6944 \text{ млн. тг}$$

Издержки линии:

$$I_{\text{л}} = K_{\text{л}}(\alpha_{\text{амор}} + \alpha_{\text{р}} + \alpha_{\text{обс}}), \quad (4.5)$$

$$I_{\text{л}} = 5936 \left(\frac{2.8 + 3}{100} \right) = 344.3 \text{ млн. тг}$$

Издержки подстанции:

$$I_{\Pi} = K_{\Pi}(\alpha_{\text{амор}} + \alpha_{\text{р}} + \alpha_{\text{обс}}), \quad (4.6)$$

$$I_{\Pi} = 1008 \left(\frac{8.4 + 2}{100} \right) = 104.8 \text{ млн. тг.}$$

4.2 Расчет потерь электроэнергии в линии

Максимальные потери мощности:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3I^2(R_{\text{л}} + R_{\text{тр}}) \quad (4.7)$$

где I – ток в линии, А;

$R_{\text{л}}$ – сопротивление линии, Ом;

$R_{\text{тр}}$ – сопротивление трансформатора, Ом.

Линия А-1:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3 * 316^2(3.63 + 4) = 2.3 \text{ МВт},$$

линия 1-2:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3 * 131^2(6.05 + 0.55) = 0.34 \text{ МВт},$$

линия 2-3:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3 * 177^2(8.5 + 4) = 1.2 \text{ МВт},$$

линия 3-4:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3 * 347^2(10.89 + 4) = 5.3 \text{ МВт},$$

линия 4:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3 * 563^2(7.5) = 7.1 \text{ МВт}.$$

Таблица 7.3 - Расчетные значения $\Delta P_{\text{макс}}$

Линия	$\Delta P_{\text{макс}}$, МВт	I , А	$R_{\text{л}}$, Ом	$R_{\text{тр}}$, Ом
А-1	2,3	316	3,63	4
1-2	0,34	131	6,05	
2-3	1,2	177	8,5	
3-4	5,3	347	10,89	
4-А'	7,1	563	7,5	-

Постоянные потери мощности:

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кор}} \quad (4.8)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кор}$ – потери на корону, кВт.

Линия А-1:

$$\Delta P_{пост} = 0,082 + 0,0027 = 0,0847 \text{ МВт},$$

линия 1-2:

$$\Delta P_{пост} = 0,065 + 0,0027 = 0,0677 \text{ МВт},$$

линия 2-3:

$$\Delta P_{пост} = 0,082 + 0,0027 = 0,0847 \text{ МВт},$$

линия 3-4:

$$\Delta P_{пост} = 0,082 + 0,0027 = 0,0847 \text{ МВт},$$

линия 4:

$$\Delta P_{пост} = 0,0027 \text{ МВт}.$$

Таблица 7.4 - Расчетные значения $\Delta P_{пост}$

Линия	$\Delta P_{пост}$, МВт	ΔP_{xx} , МВт	$\Delta P_{кор}$, МВт
А-1	0,0847	0,082	2,7
1-2	0,0677	0,065	
2-3	0,0847	0,082	
3-4	0,0847	0,082	
4-А'	0,0847	0,082	

Время максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + T_{max} * 10^{-4}) \quad (4.9)$$

где, T_{max} – часы максимальной нагрузки, ч.

$$\tau = (0,124 + 5000 * 10^{-4}) * 8760 = 5466,24.$$

Издержки на потери энергии

$$I_{\Delta W} = \beta_0(\tau * \Delta P_{max} + 8760 * \Delta P_{пост}) \quad (4.10)$$

где β_0 – удельная стоимость потерянной электроэнергии, кВт/ч.

$$I_{\Delta W} = 0.7 * 10^{-3}(5466.24 * 2.3 + 8760 * 0.0847) = 9.3 \text{ млн. тг.},$$

$$I_{\Delta W} = 0.7 * 10^{-3}(5466.24 * 0.34 + 8760 * 0.0677) = 1,7 \text{ млн. тг.},$$

$$I_{\Delta W} = 0.7 * 10^{-3}(5466.24 * 1,2 + 8760 * 0.0847) = 5,1 \text{ млн. тг.},$$

$$I_{\Delta W} = 0.7 * 10^{-3}(5466.24 * 5,3 + 8760 * 0.0847) = 20,8 \text{ млн. тг.},$$

$$I_{\Delta W} = 0.7 * 10^{-3}(5466.24 * 7,1 + 8760 * 0.0027) = 27,7 \text{ млн. тг.},$$

$$\Sigma I_{\Delta W} = 9,3 + 1,7 + 5,1 + 20,8 + 27,7 = 64,6 \text{ млн. тг.}$$

Эксплуатационные расходы:

$$\Sigma И = И_{л} + И_{п} + \Sigma И_{\Delta W} \quad (4.11)$$

$$\Sigma И = 344,3 + 104,8 + 64,6 = 513,7 \text{ млн. тг.}$$

Таблица 7.5 – Расчетные значения $I_{\Delta W}$

Линия	$I_{\Delta W}$, млн. тг.	β_0	τ , ч
A-1	9,3	0,7	5466.24
1-2	1,7		
2-3	5,1		
3-4	20,8		
4-A'	27,7		

Минимальные затраты:

$$Z_{min} = \Sigma K * P_n + \Sigma И \quad (4.12)$$

где ΣK – сумма капитальных вложений

P_n – нормативный коэффициент экономической эффективности

$\Sigma И$ – сумма издержек

$$Z_{min} = 6944 * 0,12 + 513,7 = 1347 \text{ млн. тг.}$$

Таблица 7.6 – расчетные значения Z_{min}

Z_{min} , млн. тг.	ΣK , млн. тг.	P_n	$\Sigma И$, млн. тг.
1347	6944	0,12	513,7

4.3 Расчет для разомкнутой схемы линии электропередач

Таблица 7.8 – Стоимость сооружения с двухцепным типом опор воздушных линий 220 кВ

Линия	Район	Тип опоры	Провод	Цена, тыс. руб.
А-1	II	Двухцепная	АС-240	34,4
1-2	II	Двухцепная	АС-240	34,4
2-3	II	Двухцепная	АС-240	34,4
3-4	II	Двухцепная	АС-240	34,4

*район по гололёду- II

Капитальные вложения линии рассчитываются по формуле (7.2):

$$K_{л} = 34,4 * 10^3 * 800 * 30 = 825,6 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{л} = 34,4 * 10^3 * 800 * 50 = 1376 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{л} = 34,4 * 10^3 * 800 * 70 = 1926 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{л} = 34,4 * 10^3 * 800 * 90 = 2476,8 \text{ млн. тг.}$$

$$\sum K_{л} = 825,6 + 1376 + 1926 + 2476,8 = 6605 \text{ млн. тг.}$$

Расчетные значения $K_{л}$ приведены в таблице 7.9

Таблица 7.9 – Расчетные значения $K_{л}$

Линия	$K_{л}$, млн. тг.	$\sum K_{л}$, млн.тг	L, км
А-1	825,6	6605	30
1-2	1376		50
2-3	1926		70
3-4	2476		90

Сумма капитальных вложений:

$$\sum K = 6605 + 1008 = 7613 \text{ млн. тг}$$

Издержки линии рассчитываются по формуле (4.5):

$$I_{\text{л}} = 6605 \left(\frac{2.8 + 3}{100} \right) = 383,1 \text{ млн. тг.}$$

Издержки подстанции рассчитываются по формуле (4.6);

Линия А-1:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3 * 331^2(1,81 + 4) = 1.9 \text{ МВт,}$$

линия 1-2:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3 * 246^2(3,025 + 0,55) = 0.65 \text{ МВт,}$$

линия 2-3:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3 * 84^2(4,2 + 4) = 0.17 \text{ МВт,}$$

линия А-4:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3 * 108^2(6,05 + 4) = 0,51 \text{ МВт.}$$

Расчетные значения $\Delta P_{\text{макс}}$ приведены в таблице 7.10

Таблица 7.10 - Расчетные значения $\Delta P_{\text{макс}}$

Линия	ΔP_{max} , МВт	I, А	R _л , Ом	R _{ТП} , Ом
А-1	1,9	331	1,81	4
1-2	0,65	246	3,025	
1-3	0,17	84	4,2	
1-4	0,51	108	6,05	

Постоянные потери мощности рассчитываются, указаны в таблице 7.4
Издержки на потери энергии рассчитываем по формуле (4.10)

$$I_{\Delta W} = 0.7 * 10^{-3}(5466.24 * 1,9 + 8760 * 0.0847) = 7,8 \text{ млн. тг.,}$$

$$I_{\Delta W} = 0.7 * 10^{-3}(5466.24 * 0,65 + 8760 * 0.0677) = 2,9 \text{ млн. тг.,}$$

$$I_{\Delta W} = 0.7 * 10^{-3}(5466.24 * 0,17 + 8760 * 0.0847) = 1,2 \text{ млн. тг.,}$$

$$I_{\Delta W} = 0.7 * 10^{-3}(5466.24 * 0,51 + 8760 * 0.0847) = 2,5 \text{ млн. тг.}$$

Сумма издержек на потери энергии:

$$\sum I_{\Delta W} = 7,8 + 2,9 + 1,2 + 2,5 = 14,4 \text{ млн. тг}$$

Таблица 7.11 – Расчетные значения $I_{\Delta W}$

Линия	$I_{\Delta W}$, млн. тг.	β_0	τ , ч
A-1	7,8	0,7	5466.24
1-2	2,9		
2-3	1,2		
3-4	2,5		

Эксплуатационные расходы рассчитываем по формуле (4.11):

$$\Sigma И = 383,1 + 104,8 + 14,4 = 502,2 \text{ млн. тг.}$$

Минимальные затраты рассчитываем по формуле (4.12):

$$Z_{min} = 7613 * 0,12 + 502,2 = 1416 \text{ млн. тг.}$$

Таблица 7.12 – Расчетные значения Z_{min}

Z_{min} , млн. тг.	ΣK , млн. тг.	R_n	$\Sigma И$, млн. тг.
1416	7613	0,12	502,2

Вывод: По результатам расчетов выбираем замкнутую схему, так как по технико-экономическим показателям это наиболее выгодный вариант. Замкнутая схема линии электропередач обладает некоторыми преимуществами.

Во-первых, она обеспечивает более надежную передачу энергии, так как при наличии нескольких параллельных цепей возможно более эффективное распределение нагрузки и обеспечение резервных путей передачи энергии. Это позволяет снизить вероятность прерывания энергоснабжения и повысить надежность системы.

Во-вторых, замкнутая схема линии электропередач может быть экономически эффективной, особенно при больших расстояниях передачи и большой мощности. Она может позволить сократить потери энергии и использовать оптимальные сечения проводников, что приводит к экономии на материале проводника и снижению эксплуатационных затрат.

Однако, при выборе замкнутой схемы линии электропередачи необходимо также учитывать другие факторы, такие как технические требования, географические особенности, условия эксплуатации, доступность ресурсов и др. Важно провести детальное проектирование и обеспечить соответствие выбранной схемы всем требованиям и стандартам.

5 Метод экономической плотности тока

5.1 Выбор сечений проводов заданной сети и расчетные токовые нагрузки линий для замкнутой схемы

Метод экономической плотности тока является одним из подходов к выбору оптимального сечения проводника для замкнутой схемы линии электропередачи. Он основан на минимизации экономических затрат на потери энергии в линии и стоимость материала проводника.

Определение экономической плотности тока (J_e), которая является одним из шагов этого метода, а так же оптимальной плотностью тока, при которой суммарные затраты на потери энергии в линии и стоимость материала проводника будут минимальными. Эта величина может быть определена на основе экономических и технических критериев, таких как стоимость энергии, стоимость материала проводника, требуемые уровни надежности и потерь. Рассчитаем максимальный рабочий ток:

$$I_{max} = \frac{S_{уч}}{\sqrt{3} * U_{ном}} = \frac{\sqrt{P_{уч}^2 + Q_{уч}^2}}{\sqrt{3} * U_{ном}} \quad (5.2)$$

где $S_{уч}$ – полная мощность, протекающая по участку линии, МВА;

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

$P_{уч}$ – активная мощность, протекающая по участку линии, МВт;

$Q_{уч}$ – реактивная мощность, протекающая по участку линии, МВар;

Расчетная токовая нагрузка линии:

$$I_p = I_{max} * \alpha_i * \alpha_T \quad (5.3)$$

где I_{max} – максимальный рабочий ток на пятый год эксплуатации линии, соответствующая мощность приведена в исходных данных;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициент ее попадания в максимум нагрузки энергосистемы.

Для высоковольтной линии 110 – 330 кВ принимают $\alpha_i=1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Коэффициент α_T выбираем из справочника, принимаем $\alpha_T=1,2$.

Сечения проводов выбираю по справочнику. Выбранные сечения проверяются по значениям допустимого тока нагрева, механической прочности, условиям короны.

Линия А-1:

$$I_{\max A-1} = \frac{\sqrt{102,5^2 + 63,55^2}}{\sqrt{3} * 220} = 0,316 \text{ кА},$$

По формуле (5.3) рассчитываем расчетную токовую нагрузку линии для каждой линии:

$$I_{p A-1} = 0,316 * 1,05 * 0,9 = 0,298 \text{ кА},$$

Аналогично для последующих линий

Линия 1-2:

$$I_{\max 1-2} = \frac{\sqrt{42,5^2 + 26,35^2}}{\sqrt{3} * 220} = 0,131 \text{ кА},$$

$$I_{p 1-2} = 0,131 * 1,05 * 0,9 = 0,129 \text{ кА},$$

линия 2-3

:

$$I_{\max 2-3} = \frac{\sqrt{57^2 + 35,65^2}}{\sqrt{3} * 220} = 0,177,$$

$$I_{p 2-3} = 0,177 * 1,05 * 0,9 = 0,167 \text{ кА},$$

линия 3-4:

$$I_{\max 3-4} = \frac{\sqrt{112,5^2 + 69,75^2}}{\sqrt{3} * 220} = 0,347 \text{ кА},$$

$$I_{p 3-4} = 0,347 * 1,05 * 0,9 = 0,328 \text{ кА},$$

линия 4-А':

$$I_{\max 4-A} = \frac{\sqrt{182,5^2 + 113,15^2}}{\sqrt{3} * 220} = 0,563 \text{ кА},$$

$$I_{p 4-A} = 0,563 * 1,05 * 0,9 = 0,532 \text{ кА}.$$

Определяем сечение по экономической плотности тока:

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{эКВ}}} \quad (5.4)$$

где, $j_{\text{эКВ}}$ – экономическая плотность тока,

Таблица 8 – Нормативное значение экономической плотности тока

Вид проводника	Экономическая плотность тока $j_{\text{эКВ}}$, А/мм ² при числе часов использования максимума
Неизолированные провода и шины: медные алюминиевые	$T_{\text{max}} < 3000$ ч
	1,3

Аналогично для последующих линий

$$F_{\text{эКВ}(1-2)} = \frac{129,8}{1,3} = 99,8 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{эКВ}(2-3)} = \frac{167}{1,3} = 128,4 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{эКВ}(3-4)} = \frac{328}{1,3} = 252,3 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{эКВ}(4-A^F)} = \frac{532}{1,3} = 409,2 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сечение провода по методу токовых интервалов:

Таблица 8.1 – Параметры провода линий электропередач

ЛЭП	Сечение, мм	Провод	$I_{\text{доп}}$, А	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
L ₁	240	АС-240/32	605	0,121	0,435	$2,6 * 10^{-6}$
L ₂						
L ₃						
L ₄						
L ₅	400	АС-400/51	825	0.075	0.42	$2,7 * 10^{-6}$

Выбранные сечения следует проверить по условиям короны, механической прочности и допустимому току нагрева в послеаварийных режимах:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (5.5)$$

где $I_{\text{доп.}}$ – допустимо длительный ток, А.

линия А – 1 $316 \leq 605$,
линия 1 – 2 $131 \leq 605$,
линия 2 – 3 $177 \leq 605$,
линия 3 – 4 $347 \leq 605$,
линия 4 – А $563 \leq 825$.

5.2 Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для разомкнутой схемы

Линия А-1:

$$I_{\max A-1} = \frac{252,9}{\sqrt{3} * 220 * 2} = 0,331 \text{ кА},$$

где $S_{A-1} = 70,6 + 117,6 + 64,7 = 252,9$ МВА,

$$I_{p A-1} = 0,331 * 1,05 * 0,9 = 0.313 \text{ кА},$$

линия 1-2:

$$I_{\max 1-2} = \frac{188.2}{\sqrt{3} * 220 * 2} = 0,246 \text{ кА},$$

где $S_{1-2} = 70,6 + 117,6 = 188.2$ МВА,

$$I_{p 1-2} = 0,246 * 1,05 * 0,9 = 0.232 \text{ кА},$$

линия 1-3:

$$I_{\max 1-3} = \frac{64.7}{\sqrt{3} * 220 * 2} = 0.084 \text{ кА},$$

$$I_p = 0,084 * 1,05 * 0,9 = 0,0794 \text{ кА},$$

линия 1-4:

$$I_{\max 1-4} = \frac{82.4}{\sqrt{3} * 220 * 2} = 0.108 \text{ кА},$$

$$I_p = 0,108 * 1,05 * 0,9 = 0.102 \text{ кА.}$$

Определяем сечение по экономической плотности тока для разомкнутой схемы по формуле (8.4)

$$F_{\text{экв}(A-1)} = \frac{313}{1.3} = 240.7 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{экв}(1-2)} = \frac{232}{1.3} = 178.8 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{экв}(2-3)} = \frac{79.4}{1.3} = 61.07 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{экв}(A-4)} = \frac{102}{1.3} = 78.5 \text{ мм}^2.$$

Таблица 8.2 – Параметры провода линий электропередач

ЛЭП	Сечение, мм	Провод	I _{доп} , А	r ₀ Ом/км	x ₀ Ом/км	b ₀ См/км
L ₁	240	2хАС-240/32	605	0,121	0,435	2,6 * 10 ⁻⁶
L ₂						
L ₃						
L ₄						

Выбранные сечения следует проверить по условиям короны, механической прочности и допустимому току нагрева в послеаварийных режимах по условию:

$$I_{\text{п/ав}} \leq I_{\text{доп}} \quad (5.6)$$

линия А – 1 331 ≤ 605,
линия 1 – 2 246 ≤ 605,
линия 2 – 3 84 ≤ 605,
линия 3 – 4 108 ≤ 605.

6 Выбор сечений по критерию качества

Потеря напряжения в сети ΔU определяется по известной формуле и зависит от потоков мощностей (активной P и реактивной Q), которые не могут быть изменены в процессе выбора сечений, и величин сопротивлений (активных R и реактивных X), которые можно изменить в процессе выбора сечения проводов и кабелей линий электропередачи:

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\text{max}}$$
$$\Delta U = \frac{PR + QU}{U} \quad (6.1)$$

где P – активная мощность, МВт;
 Q – реактивная мощность, МВар;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;
 R – активное сопротивление линии, Ом;
 X – реактивное сопротивление линии, Ом.

Поперечные потери напряжения:

$$j\delta U = \Delta U = \frac{PR + QU}{U} \quad (6.2)$$

Результирующее (конечное) напряжение

$$U_{\text{кон}} = \sqrt{(U_{\text{нач}} - \Delta U)^2 + \delta U^2} \quad (6.3)$$

Проведем расчет по линии А-1:

$$\Delta U = \frac{104.66 * 3.63 + 76.2 * \frac{12.9}{2}}{242} = 3.6 \text{ кВ},$$
$$j\delta U = \frac{104.66 * \frac{12.9}{2} - 76.2 * 3.63}{242} = 1.64 \text{ кВ},$$
$$U = 242 - 3.6 - j1.64 = 238.4 - j1.64,$$
$$|U_1| = \sqrt{238.4^2 + 1.64^2} = 238.4 \text{ кВ},$$

линия 1-2:

$$\Delta U = \frac{43.02 * 6.05 + 28.6 * \frac{21.75}{2}}{238.4} = 2.4 \text{ кВ},$$
$$j\delta U = \frac{43.02 * \frac{21.75}{2} - 28.6 * 6.05}{238.4} = 1.23 \text{ кВ},$$
$$U = 238.4 - 2.4 - j1.23 = 236 - j1.23,$$
$$|U_2| = \sqrt{236^2 + 1.23^2} = 236 \text{ кВ},$$

линия А'-4:

$$\Delta U = \frac{194,2 * 7.5 + (163,14 - 50) * \frac{42}{2}}{242} = 15.8 \text{ кВ},$$
$$j\delta U = \frac{194,2 * \frac{42}{2} - (163,14 - 50) * 7.5}{242} = 13.3 \text{ кВ},$$
$$U = 242 - 15.8 - j13.3 = 226.2 - j13.3,$$
$$|U_4| = \sqrt{226.2^2 + 13.3^2} = 226.6 \text{ кВ},$$

линия 4-3:

$$\Delta U = \frac{116 * 10.89 + 76,1 * \frac{39.15}{2}}{226.6} = 12.1 \text{ кВ}$$
$$j\delta U = \frac{116 * \frac{39.15}{2} - 76,1 * 10.89}{226.6} = 6.4 \text{ кВ}$$
$$U = 226.6 - 12.1 - j6.4 = 214.15 - j6.4$$
$$|U_3| = \sqrt{214.15^2 + 6.4^2} = 214.2 \text{ кВ}$$

линия 3-2:

$$\Delta U = \frac{56.9 * 8.5 + 30.27 * \frac{30.45}{2}}{214.2} = 4.4 \text{ кВ},$$
$$j\delta U = \frac{56.9 * \frac{30.45}{2} - 30.27 * 8.5}{214.2} = 2.8 \text{ кВ},$$
$$U = 214.2 - 4.4 - j2.8 = 209.8 - j2.8,$$

$$|U_2| = \sqrt{209.8^2 + 2.8^2} = 209.8 \text{ кВ,}$$

Все полученные значения приведем в таблице 9

Таблица 9 – Потери напряжения

Линия	U _{ном} , кВ	ΔU, кВ	δU, кВ	P,МВт	Q,МВар	r, Ом	x,Ом
А-1	238,4	3,6	1,64	104,66	76,2	3,63	12.9
1-2	236	2,4	1,23	43,02	28,6	6,05	21.75
А' - 4	226,6	15,8	13,3	194,2	163,14	7.5	42
4-3	214,2	12,1	6,4	116	76,1	10.89	39.15
3-2	209,8	4,4	2,8	56,9	30,27	8.5	30.45

7 Выбор сечений по условию минимума потерь мощности

Потери мощности на участках линий электропередач:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} * R, \quad (7.1)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} * X. \quad (7.2)$$

где P – активная мощность, МВт;

Q – реактивная мощность, Мвар;

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

R – активное сопротивление линии, Ом;

X – реактивное сопротивление линии, Ом.

линия 2-1:

$$\Delta P = \frac{42,7^2 + 27,45^2}{220^2} * 6,05 = 0,32 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q = \frac{42,7^2 + 27,45^2}{220^2} * 21,75 = 1,15 \text{ Мвар}$$

линия 1-А:

$$\Delta P = \frac{103,47^2 + 72^2}{220^2} * 3,63 = 1,9 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q = \frac{103,47^2 + 72^2}{220^2} * 12,9 = 4,2 \text{ Мвар}$$

линия 2-3:

$$\Delta P = \frac{56,2^2 + 27,8^2}{220^2} * 8,5 = 0,69 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q = \frac{56,2^2 + 27,8^2}{220^2} * 30,45 = 2,47 \text{ Мвар}$$

линия 3-4:

$$\Delta P = \frac{112.3^2 + 62.7^2}{220^2} * 10.89 = 3.7 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q = \frac{112.3^2 + 62.7^2}{220^2} * 39.15 = 13.4 \text{ Мвар}$$

линия 4-А':

$$\Delta P = \frac{186.6^2 + 120.34^2}{220^2} * 7.5 = 7.6 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q = \frac{186.6^2 + 120.34^2}{220^2} * 42 = 42,8 \text{ Мвар}$$

Расчетные данные приведены в таблице 10.1

Таблица 10.1 – Потери мощности

Линия	P, МВт	Q, Мвар	r, Ом	x, Ом	Q _c , Мвар	ΔP, МВт	ΔQ, Мвар
2-1	42,7	27,45	6,05	21,75	3,15	0,32	1,15
A-1	103,47	72	3,63	12,9	1,85	1,9	4,2
2-3	56,2	27,8	8,5	30,45	4,4	0,69	2,47
3-4	112,3	62,7	10,89	39,15	5,66	3,7	13,4
4-А'	186,6	120,34	7,5	42	6,5	7,6	42,8

По результатам всех расчетов составим схему замещения линий электропередач, которая показана на рисунке 7, внесем все полученные значения.

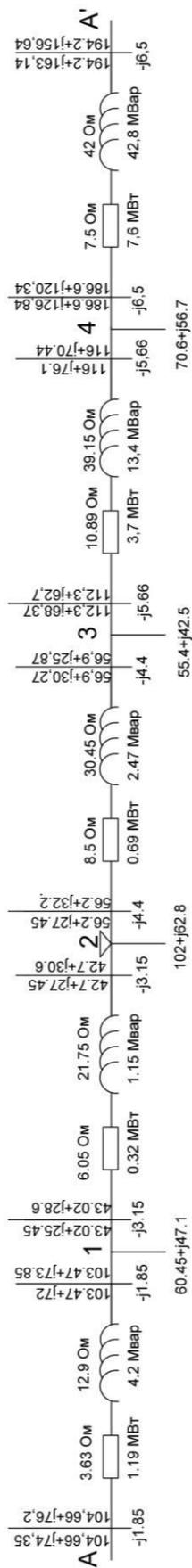


Рисунок 7 – Схема замещения линий электропередач

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основная задача принципов выбора сечений проводов для линий электропередач заключается в определении оптимальных размеров проводов, которые обеспечат эффективную и безопасную передачу электроэнергии с минимальными потерями. Принципы выбора сечений проводов учитывают различные факторы, включая технические, экономические и эксплуатационные аспекты.

В первой части работы был рассмотрен выбор номинальных напряжений воздушных линий электропередач. Были выделены основные факторы, влияющие на выбор напряжения, такие как мощность передачи, длина линии, технические требования и экономические аспекты.

Затем было рассмотрено распределение мощностей по линии электропередач. Были описаны методы расчета распределения мощностей и рассмотрены вопросы выбора трансформаторов на подстанциях. Важным аспектом был расчет потерь в трансформаторах и падения напряжения в них.

Далее был проведен расчет тока короткого замыкания на подстанции.

Были описаны методы расчета тока короткого замыкания и приведены основные шаги для выполнения этого расчета.

Особое внимание было уделено выбору сечений проводов. Рассмотрены качественный и критерий минимума потерь мощности. Представлены методы расчета и выбора сечений проводов для замкнутой и разомкнутой схем линий электропередач.

В завершении работы был проведен технико-экономический расчет, включающий расчет потерь электроэнергии в линии. Также был описан метод экономической плотности тока, который позволяет выбирать оптимальные сечения проводов, учитывая экономические и технические параметры.

Расчет сечения проводов и мощности трансформаторов, подтвердил возможность применения провода АС-240/32 на воздушных линиях, таких как А-1, 1-2, 3-4 и провода марки АС-400/51 на линии 4-А' под напряжением 220 кВ в замкнутой схеме линии электропередач, и трансформаторов ТРДЦН-630000/220 на подстанциях №1, №3, №4 и АТРДЦН-125000/220 на подстанции №2. В разомкнутой применен провод АС-240/32 на всех линиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Ананичева С. С., Котова Е. Н.. Проектирование электрических сетей: учеб. пособие – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2017 год;
- 2 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016 год;
- 3 Ананичева С. С., Мезенцев П. Е. Модели развития электроэнергетических систем: уч. Пособие – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2013 год;
- 4 Плиско А. Л., Проектирование электропередач, сетей и систем: практикум к курсовой работе – Ульяновск: УлГТУ, 2016 год;
- 5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций – Москва 1989 год;
- 6 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. Рокотяна С. С. – М.: Энергоатомиздат, 1985;
- 7 Правила устройства электроустановок, изд-во «Энергия», 2005.
- 8 СТ КазНИТУ-09-2023. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию текстового и графического материала. Алматы: КазНИТУ, 2023 год.

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

(наименование вида работы)

Юсуповой Нигоры Равшанбековны

(Ф.И.О. обучающейся)

6B07101 – «Энергетика»

(шифр и наименование специальности)

Тема: Принципы выбора сечений проводов линий электропередач

В данной дипломной работе студентка Юсупова Нигора, не только произвела расчет параметров линий электропередач, но и воспользовавшись методами выбора сечения проводов, осуществила выбор сечения проводов при напряжении 220 кВ. Во время исследования Юсупова Н.Р. рассчитала потери мощности и напряжения. Так же выполнила технико-экономический расчет для двух вариантов по результатам расчетов которого, выбрала замкнутая схему, так как по технико-экономическим показателям это наиболее выгодный вариант.

Был произведен выбор трансформаторов для каждой подстанции. По результатам всех расчетов линии электропередач составив схему замещения представила расчетные значения в схему.

Юсупова Н.Р. проявила высокий уровень теоретической подготовки и оперативности при выполнении дипломной работы. Она проявила способность сочетать теорию с практикой и успешно решала поставленные задачи, демонстрируя организованность и умение.

Дипломная работа студента на тему «Принципы выбора сечения проводов линии электропередач» выполнена в полном объеме. Тема дипломной работы раскрыта полностью. Были небольшие ошибки при выборе отпайки в трансформаторе которые были устранены в ходе работы.

В целом, дипломная работа Юсуповой Нигоры Равшанбековны на тему «Принципы выбора сечения проводов линии электропередач» заслуживает оценки «90» балла, а сам студент присвоения академической степени бакалавра по образовательной программе 6B07101 - «Энергетика».

Научный руководитель

магистр, ст.преподаватель

кафедры «Энергетика»



Р.Ш. Абитаева

(подпись)

« 1 » июня 2023 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)

Юсупова Нигора Равшанбековна
(Ф.И.О. обучающегося)

6B07101 - Энергетика
(цифр и наименование специальности)

На тему: «**Принципы выбора сечений проводов линий электропередач**»

В дипломной работе были рассмотрены основные принципы выбора сечений проводов для линий электропередач напряжение 220 кВ. Выбор сечения проводился для замкнутой и разомкнутой схемы подключения линий электропередач. Был выполнен технико-экономический расчет для двух вариантов по результатам расчетов которого, выбрана замкнутая схему, так как по технико-экономическим показателям это наиболее выгодный вариант.

В заключительной части была представлена схема замещения линий электропередач на которой отображены все расчетные параметры, в том числе, потери активной и реактивной мощностей.

Замечания к дипломной работе

В качестве замечания можно отметить, что были допущены ошибки в выборе отпайки для трансформатора. В общем, дипломная работа написана в соответствии с требованиями, тема дипломной работы раскрыта полностью.

Оценка дипломной работы

Дипломная работа Юсуповой Нигоры Равшанбековны заслуживает оценки «отлично» (90 баллов), а сам студент присвоения академической степени бакалавра по образовательной программе 6B07101 – «Энергетика».

Рецензент

Главный энергетик ТОО
«Консолидированная
строительная горнорудная
компания»

_____ Е.А. Жолдыбеков

«01» _____ июня 2023 г.



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Юсупова Нигора Равшанбековна

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Принципы выбора сечений проводов линий электропередач

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 7.5

Коэффициент Подобия 2: 4.3

Микропробелы: 3

Знаки из здругих алфавитов: 65

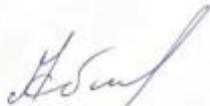
Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

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
Абитаева Д. Ш.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Юсупова Нигора Равшанбековна

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Принципы выбора сечений проводов линий электропередач

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 7.5

Коэффициент Подобия 2: 4.3

Микропробелы: 3

Знаки из других алфавитов: 65

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

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 1.06.2023

Заведующий кафедрой Сарсебаева А.