

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»

Мусабеков Бекзат Тилектесулы

Реконструкция электрических сетей г. Балхаш

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6В07101– Энергетика

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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

Институт энергетики и машиностроения имени А.Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазНИТУ 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: Реконструкция электрических сетей г. Балхаш

6B07101 – Энергетика

Выполнил:

Мусабеков Б.Т.

Рецензент

PhD, ассистент-профессор
кафедры «Энергетика»

АЛТ им. М. Тынышпаева

Калиев Ж.Ж.

«10» 06 2024 г.

Научный руководитель

к.т.н., ассоциированный профессор

А.А.Жуматова

«17» 06 2024 г.

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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

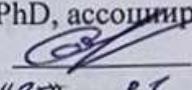
Институт энергетики и машиностроения имени А.Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

6B07101– Энергетика

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой «Энергетика»
PhD, ассоциированный профессор

 Е. А. Сарсенбаев

«25» 01 2024 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Мусабекову Бекзату Тилектесулы

Тема: Реконструкция электрических сетей г. Балхаш

Утверждена приказом Проректора по академическим вопросам № 548 –п/о от "04 "12.2024г.

Срок сдачи законченной работы « 15 » июня 2024г.

Исходные данные к дипломной работе: Схема электрических сетей г. Блахаш

Краткое содержание: Проектирование вариантов схем развития и расчет электрических сетей

Перечень вопросов, рассмотренных в дипломной работе:

а) Найти экономически выгодный и эффективный метод реконструкции сетей

б) Выбрать наиболее подходящего метода

в) Произвести расчеты выбранного варианта

Список чертежных материалов: Чертежные материалы показаны слайдом.

Рекомендуемая базовая литература:

1 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич, А. Н. Зейлингер, Г. А. Илларионов и др. ; Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

2 Правила устройства электроустановок / Минэнерго – 6-е изд., с _____ изменениями, исправлениями и дополнениями, принятыми Главгосэнерго – надзором РФ. С. – Петербург : Издательство ДЕАН, 2000. – 403 с.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Проектирование вариантов схем развития электрической сети	12.02.2024-15.03.2024	<i>нет</i>
Выбор электрических аппаратов на подстанции	15.03.2024-20.04.2024	<i>нет</i>
Влияние несимметрии и высших гармоник на работу основного оборудования	20.04.2024-15.05.2024	<i>нет</i>

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

Наименования разделов	Консультанты, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Проектирование вариантов схем развития электрической сети	А.А.Жуматова, К.т.н., ассоциированный профессор	15.03.2024	<i>А.А.Жуматова</i>
Выбор электрических аппаратов на подстанции	А.А.Жуматова, К.т.н., ассоциированный профессор	20.04.2024	<i>А.А.Жуматова</i>
Влияние несимметрии и высших гармоник на работу основного оборудования	А.А.Жуматова, К.т.н., ассоциированный профессор	15.05.2024	<i>А.А.Жуматова</i>
Нормоконтролер	А.О. Бердибеков, магистр, сениор лектор	13.06.2024	<i>А.О. Бердибеков</i>

Научный руководитель

А.А. Жуматова

А.А. Жуматова

Задание принял к исполнению обучающийся

Б.Т. Мусабеков

Б.Т. Мусабеков

Дата

25 " 01

2024 г.

ВВЕДЕНИЕ

Электрической сетью называется совокупность подстанций и линий электропередачи различных напряжений для передачи электроэнергии от центров питания к потребителям.

Обеспечить потребность в электрической энергии крупного промышленного района или нескольких областей экономического района за счет строительства одной станции, как правило, не удастся. Приходится сооружать несколько станций и для более экономической работы объединять их линиями электропередачи в энергосистему.

Энергетической системой (энергосистемой) называется совокупность электростанций, линий электропередачи, подстанций и тепловых сетей, связанных в единое целое общими режимами производства и распределения электрической и тепловой энергии.

Для электроснабжения потребителей широко используются распределительные сети. В состав такой сети входят понижающие подстанции и распределительные линии. Распределительной линией называется линия, питающая ряд трансформаторных подстанций от центра питания или распределительного пункта или вводы к электроустановкам потребителей. Распределительные сети бывают радиальные и сети с двухсторонним питанием.

Радиальные распределительные сети это сети представляют собой разомкнутые сети, т.е. получающие одностороннее питание от подстанций напряжением 35/10 кВ. Чаще всего такие сети имеют радиальные магистрали напряжением 10 кВ, которые в достаточной мере разветвлены. Потребители подключаются или непосредственно к магистральному участку линии, или через небольшие ответвления.

Сети с двухсторонним питанием это такие сети представляют собой элементы замкнутых сетей. Двустороннее питание резко повышает надежность электроснабжения потребителей. В нормальном режиме такая распределительная сеть работает с односторонним питанием. В случае аварии или повреждения участка сети секционирующее устройство включает соседнюю линию, обеспечивая бесперебойное снабжение электроэнергией от другого источника питания.

Задачей проектирования энергосистем является разработка с учетом новейших достижений науки и техники и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергетических объединений и развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается оптимальная надежность снабжения потребителей электрической и тепловой энергией в необходимых размерах и требуемого качества с наименьшими затратами.

1 Проектирование вариантов схем развития электрической сети

1.1 Реконструкция как схема развития электрических сетей

Компания «Қарағанды Жарық» реализует в городе уже третью инвестиционную программу, направленную на строительство, реконструкцию и техническую модернизацию электрических сетей. Инвестиционная программа рассчитана на 2016-2020 годы. Ежегодно специалисты ТОО «Қарағанды Жарық» выполняют определенный объем работ, который позволяет повысить надежность и улучшить качество электроснабжения.

В 2017 году ТОО «Қарағанды Жарық» запланировало реконструкцию электрических сетей 0,4-6-10 кВ, а именно строительство кабельных линий – 6-10 кВ протяженностью 25,19 километров, кабельных линий – 0,4 кВ протяженностью 6,97 километров, реконструкцию и строительство кабельно-воздушных линий – 6-10 кВ протяженностью 39,04 километра, реконструкцию кабельно-воздушных линий – 0,4 кВ, строительство кабельно-воздушных линий – 0,4 кВ с применением самонесущего изолированного провода протяженностью 18,43 километров.

- Общий объем строительства и реконструкции составляет 90 километров электролиний. Проводится реконструкция существующих ТП (КТП), установка новых КТПГ с силовым оборудованием и оборудованием АСКУЭ в общем количестве 95 единиц. Реконструкция, модернизация ЦРП – 6кВ со встроенной ТП.

Директор департамента перспективного развития говорит, что уже видны положительные результаты от проделанной работы. К примеру, на улице Космонавтов в зимний период напряжение составляло 80 вольт. После реконструкции напряжение повысится до 220 и 380 вольт. Самым сложным участком в компании называют район Пришахтинска и Тихоновки. В этом году намечено проектирование строительства новой подстанции. Строительство позволит обеспечить население необходимой мощностью.

В текущем году проектной организацией выполняется проектирование подстанции 110/10кВ «Тихоновка» (упразднённое село в Абайском районе Карагандинской, области Казахстана) с установкой двух трансформаторов мощностью 40 000 кВа. Проектом будет предусмотрена установка нового оборудования, предназначенного для обеспечения районов необходимой мощностью.

Также на 2017 год запланирован капитальный ремонт с заменой оборудования подстанций Михайловка, Пришахтинская и Озерная. Намеченные мероприятия направлены на снижение технических потерь, снижение износа электрооборудования. Все работы ведутся в строгом соответствии с утвержденным графиком.



Рисунок – 1.1. Реконструкция электрических сетей

1.2 Реконструкция как схема развития электрических сетей

При развитии электрических сетей имеют место следующие виды работ: новое строительство, расширение и реконструкция.

Новое строительство – это сооружение новых линий электропередачи и подстанций независимо от причин, вызывающих его, а именно:

- сооружение участка сетей для присоединения новых потребителей, а также для повышения пропускной способности действующих сетей и надежности электроснабжения действующих потребителей;
- сооружение участков сетей взамен выбывающих по ветхости и износу;
- сооружение новых участков сетей в связи с изменением конфигурации действующих сетей, включая вынос сетей с мест будущей застройки, с зон затопления;

Расширение подстанции – это установка на действующей однотрансформаторной подстанции второго трансформатора и необходимого в связи с этим оборудования, выполнение при необходимости строительных работ. Расширение сетей в основном относится только к подстанциям.

Реконструкция действующих электрических сетей это- изменение электрических параметров сетей (линий и подстанций) при сохранении (частично или полностью) строительной части объектов, а также установка дополнительных аппаратов и оборудования в этих сетях для увеличения пропускной способности или надежности электроснабжения потребителей.

Необходимость реконструкции действующих сетей возникает в связи с ростом электрических нагрузок после достижения расчетных проектных нагрузок (5-7 лет по нормам) в результате расширения существующих или

появления новых потребителей, присоединяемых к этим сетям, а также в связи с необходимостью повышения надежности электроснабжения потребителей.

Реконструкция позволяет повышать пропускную способность действующих сетей, улучшать качество электроэнергии и надежности электроснабжения при минимальных затратах, то есть позволяет наиболее рационально материально-технические ресурсы, что является одной из основных задач проектирования сетей.

К реконструкции относятся следующие виды работ:

- замена проводов на ВЛ 0,4 и 10 кВ на провода с большей пропускной способностью при сохранении строительной части этих ВЛ;
- перевод электрических сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ,
- замена выключателей, трансформаторов и другого оборудования в связи с моральным износом, изменением мощности или напряжения;
- установка средств компенсации реактивной мощности;
- установка секционирующих пунктов, устройств автоматизации и диспетчерско-технологического управления и связи в сетях 10 кВ;
- усиление ВЛ, на которых нагрузки от ветра и гололёда превосходят расчетные.

1.3 Реконструкция ВЛ-0.4 кВ самонесущим изолированным проводом

В последние годы в Казахстане ведется активное строительство новых и реконструкция старых линий электропередач в распределительных сетях 0,4-10кВ. Одно из современных требований, предъявляемых к реконструкции воздушных линий, - это применение самонесущих изолированных проводов (СИП). Применение СИП взамен неизолированных проводов обусловлено, прежде всего, надёжностью и безопасностью эксплуатации, снижением затрат на монтаж и эксплуатацию проводов. При строительстве ЛЭП с использованием СИП снимается большинство ограничений по монтажу, предъявляемых к неизолированным проводам, что, в свою очередь, приводит к более широкому применению СИП.

Многолетний опыт эксплуатации воздушных линий электропередачи традиционного исполнения, то есть выполненных голыми проводами, показал ряд их существенных недостатков:

- повышенную опасность для населения из-за большого числа случаев обрывов проводов;
- возможность прикосновения людей к неизолированным проводам и случайных прикосновений негабаритных предметов;
- частые отключения ВЛ из-за механических набросов на провода,
- свес проводов при ветре и перекрытии ветвями деревьев;
- подверженность гололедно-ветровым воздействиям, приводящим зачастую к авариям и длительным отключениям потребителей;

- необходимость регулярного проведения обрезки ветвей деревьев и нанесение вреда деревьям ценных пород.

Повреждаемость линий традиционной конструкции практически стабильна, а причины повреждений следующие:

- отсутствие контакта на вводе и на линии – 29%;
- перегорание предохранителей – 32%;
- обрыв вводов – 32%.

Надежность самонесущих изолированных проводов складывается из следующих критериев:

- на стадии строительства:

1) Возможность строительства ЛЭП с минимальными затратами, связанными с подготовкой трассы;

2) Возможность применения на ЛЭП стоек обычной длины, что иногда позволяет отказаться от строительства вторых линий по обеим сторонам улицы за счёт рационального использования габарита стоек;

3) Возможность применения более коротких стоек, чем обычные;

4) Возможность выполнения переходов через инженерные сооружения и естественные преграды большими пролётами;

5) Возможность строительства ЛЭП без опор по фасадам зданий и сооружений;

6) Возможность строительства многоцепных ЛЭП;

7) Возможность применения СИП в распределительных устройствах 0,4 кВ в трубах, металлорукавах, использование СИП для внутренней электропроводки;

8) Монтажные работы на ЛЭП требуют меньших трудозатрат;

9) Возможность совместной подвески на опорах проводов с разным уровнем напряжения и с телефонными линиями;

10) СИП позволяют использовать гибкие проектные решения обеспечивающие компактность прохождения ЛЭП по населённой местности;

- на стадии эксплуатации:

11) Длительный срок эксплуатации (до 40 лет) без замены проводов и подвесной арматуры;

12) Сокращение объёмов аварийно-восстановительных работ;

13) Снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления;

14) Пожаробезопасность, которая основана на исключении короткого замыкания при схлестывании;

15) Высокая безопасность обслуживания и работ вблизи ЛЭП.

16) Провода защищены от схлестывания;

17) На проводах практически не образуется гололед;

18) Существенно ограничен несанкционированный отбор электроэнергии;

19) Исключено воровство проводов, так как они не подлежат вторичной переработке;

20) Возможно подключение абонентов и новые ответвления под напряжением;

21) Нет необходимости в вырубке просеки перед прокладкой и в процессе эксплуатации;

22) Высокая механическая прочность проводов и соответственно невозможность их обрыва;

23) Снижение энергопотерь в ЛЭП за счет уменьшения реактивного сопротивления изолированного провода по сравнению с «голым»;

Список можно продолжать, но и этого уже достаточно для того, чтобы обосновать безоговорочную необходимость использования СИП.

Существующая сеть выполнена на три уровня напряжения 220, 110 и 10 кВ. В нее входят станция с располагаемой мощностью 200 МВт, системная подстанция и 5 объектов народного хозяйства. План расположения потребителей и источников, а также связи между ними приведены на рисунке 1.1.

Район сооружения данной сети является Павлодарская область. Павлодарская и близлежащие области относятся ко второму району по гололеду [1].

Исходные данные: План расположения потребителей и источников, рисунок 1.2.

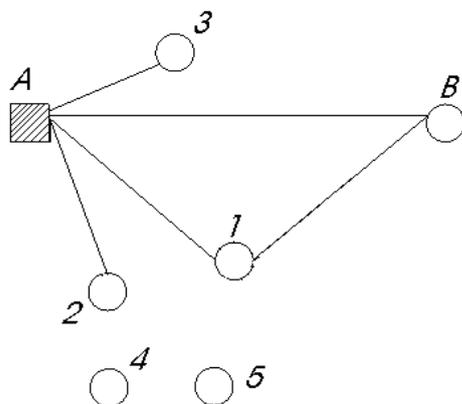


Рисунок 1.2 – План расположения потребителей и источников

Таблица 1.1 – Данные о потребителях электроэнергии

Исходные данные	Потребители электроэнергии				
	1	2	3	4	5
P_{\max} , МВт	90	40	35	10	5
P_{\min} / P_{\max} , %	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
$\cos(\varphi_i)$	0,9	0,87	0,85	0,85	0,9
Нагрузка 3 категории, %	30	15	20	40	60
Нагрузка на шинах 10 кВ, %	20	100	100	100	100
Нагрузка на шинах 110 кВ, %	80				

Таблица 1.2 – Данные об источниках электроэнергии

Наименование источника	P_{\max} , МВт	P_{\min}/P_{\max} , %	Пределы изменения $\cos\varphi$	$U_{\text{нм}}$, кВ	Пределы изменения $U_{\text{нм}}$, %
Станция А	190	0,8	0,85 ÷ 0,95	15,75	1,05 ÷ 1,1
Система В	∞	-	-	-	0,95 ÷ 1,125

Таблица 1.3 – Данные о трансформаторах подстанций существующей сети

Номер подстанции	Тип трансформатора	Количество трансформаторов
1	АТДЦТН-125000/220/110	2
2	ТРДН-40000/220	2
3	ТРДН-40000/220	2
А	ТДЦ-200000/220	1

Таблица 1.4 – Данные о ЛЭП существующей сети

Наименование ЛЭП	$U_{\text{нм}}$, кВ	кол-во. цепей	Марка провода	Длина линии М 1 см-20 км
А-В	220	1	АС-240	90
А-1	220	1	АС-240	60
1-В	220	1	АС-240	60
А-2	220	2	АС-240	40
А-3	220	2	АС-240	30

Таблица 1.5 – Данные о схемах ОРУ подстанций

Номер потребителя	Номинальное напряжение ОРУ			
	110 кВ		220 кВ	
	кол-во. ЛЭП	Тип ОРУ	кол-во. ЛЭП	Тип ОРУ
1		11		5
2				4
3				4
А				13

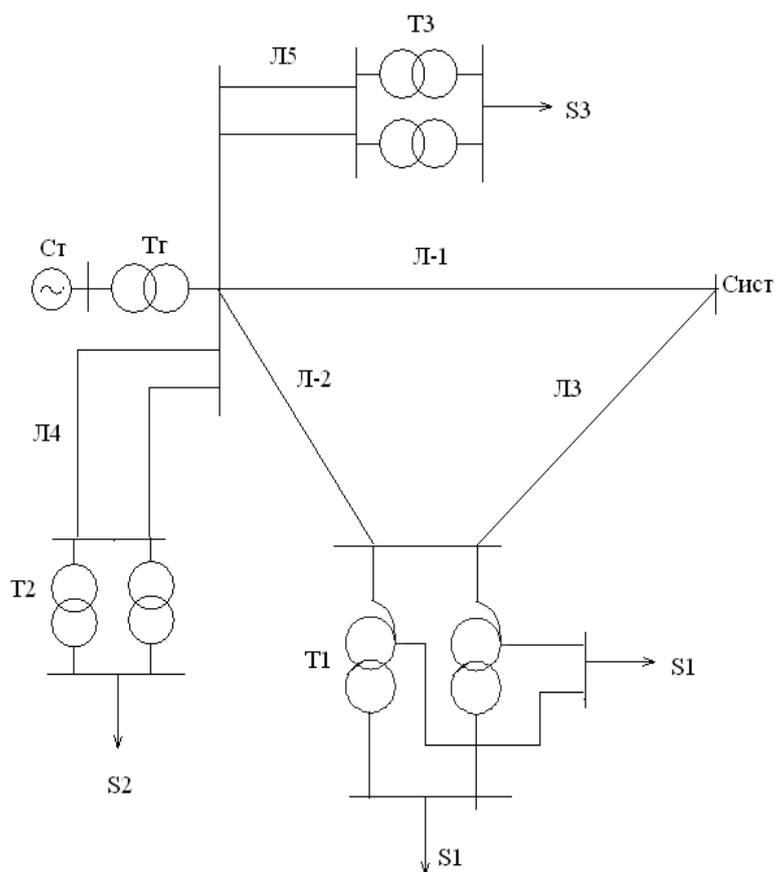
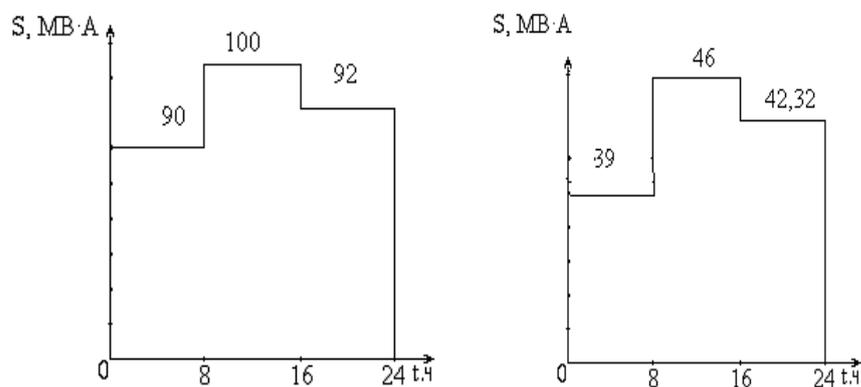
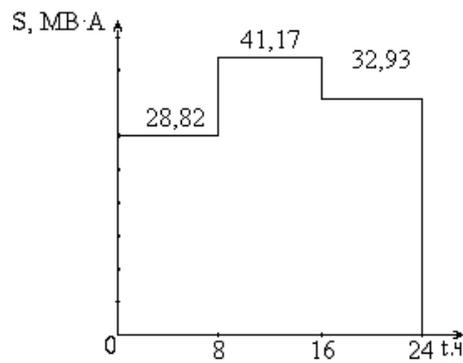


Рисунок 1.3 – Схема электрических соединений существующей сети

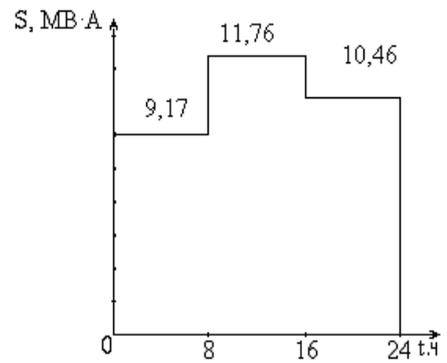
Графики нагрузок потребителей в соответствии с номером подстанции приведены на рисунке 1.4.



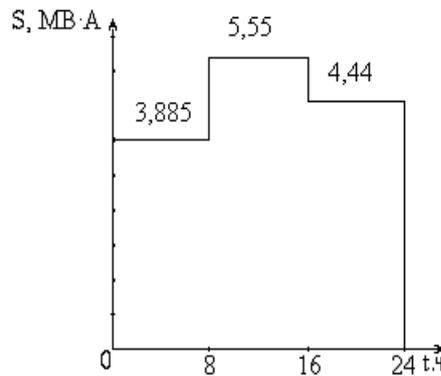
а) химическая промышленность б) нефтеперерабатывающая промышленность



в) машиностроение



г) добыча угля



д) перерабатывающая промышленность

Рисунок 1.4 – Характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности

1.4 Расчет баланса активной и реактивной мощностей в сети

Произведем расчет нагрузки потребителей по следующим выражениям

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.1)$$

где P – активная мощность нагрузки, МВт;
 $\operatorname{tg} \varphi$ – определяем по данным значения $\cos \varphi$.

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}. \quad (1.2)$$

Расчетные значения потребителей сведем в таблицу 1.6.

Таблица 1.6 – Расчет нагрузки потребителей

Потребитель	P, МВт	cos φ	tgφ	Q, МВар	S, МВА
1 (110)	72	0,9	0,48	34,56	80
1 (10)	18	0,9	0,48	8,64	20
2	40	0,87	0,56	22,4	46
3	35	0,85	0,62	21,7	41,17
4	10	0,85	0,62	6,2	11,76
5	5	0,9	0,48	2,4	5,55
A	190	0,85	0,62	117,8	223,52

В силу одновременности процессов производства и потребления электроэнергии в ЭС для каждого момента времени должно иметь место соответствие между расходной частью баланса мощности, к которой относится мощность нагрузок с учетом потерь в сетях, и его приходной частью, к которой относится располагаемая мощность электростанций (с учетом обменных потоков между энергосистемами).

При проектировании ЭС баланс мощности составляем для определения обмена потока мощности с другими ЭС.

Составление балансов производим, прежде всего, для периода зимнего годового максимума нагрузки ЭС.

Уравнение баланса активной мощности имеет вид

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{ст}}$ – активная мощность станции, МВт;

$\Sigma P_{\text{н}}$ – суммарная активная мощность нагрузок, МВт;

$\Sigma \Delta P$ – суммарные потери мощности в линиях и трансформаторах, МВт.

$$\Sigma \Delta P_{\text{T}} = 0.05 \Sigma P_{\text{T}}, \quad (1.2)$$

Суммарную активную и реактивную мощности потребителей определяем из графиков нагрузки по формуле

$$\Sigma P_{\text{T}} = \sum_{n=1}^5 P_{\text{n}} = 90 + 40 + 35 + 10 + 5 = 180 \text{ МВт},$$

$$\Sigma Q = \sum_{n=1}^5 Q_{\text{n}} = 43,2 + 22,4 + 21,7 + 6,2 + 2,4 = 95,9 \text{ МВар}.$$

Подставляя найденные значения в формулу (1.1), получаем

$$190 > 180 + 0,05 \cdot 180 = 189 \text{ МВт}.$$

Из неравенства видно, что располагаемой мощности станции достаточно для покрытия суммарной мощности нагрузки, т.е. сеть не является дефицитной.

1.5 Электрический расчет существующей сети

Для расчета параметров сети, составляем схему замещения, рисунок 1.4.

Для заданных проводов существующей сети определяем погонные параметры (активное, индуктивное сопротивление, проводимости) по следующим выражениям

$$R = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l, \quad (1.6)$$

$$X = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l, \quad (1.7)$$

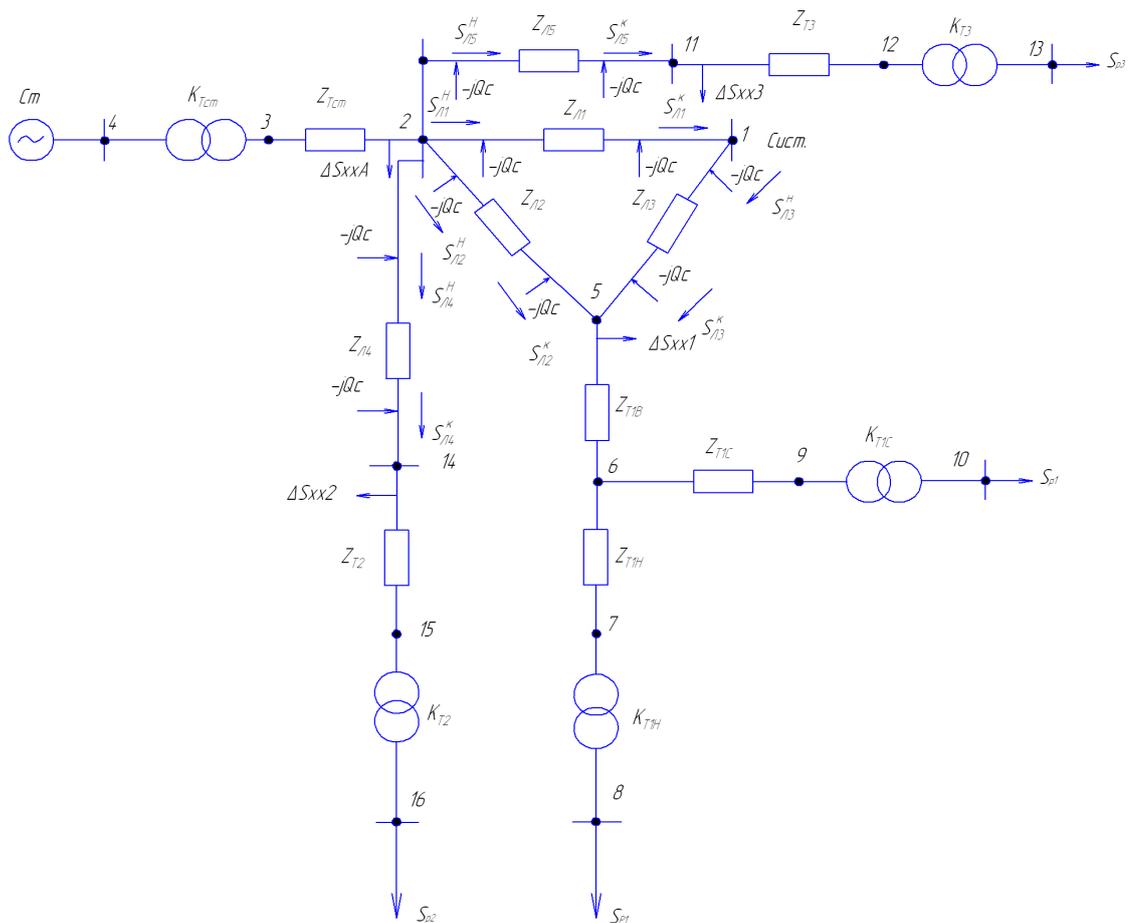


Рисунок 1.5 – Схема замещения сети

$$V = n \cdot b_0 \cdot l, \quad (1.8)$$

$$Q_c = U^2 \cdot V \cdot n, \quad (1.9)$$

где n – количество параллельных линий;

l – длина линии, км.

Расчетные значения параметров ЛЭП сведем в таблицу 1.7.

Таблица 1.7 – Расчетные параметры проводов воздушных линий

Линия	U, кВ	r_0 , Ом/км	l, км	n, шт	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	R, Ом	X, Ом	$B \cdot 10^{-4}$, См	$Q_c/2$ МВар
Л1 (А-В)	220	0,121	90	1	0,435	2,6	10,89	39,15	2,34	5,66
Л2 (А-1)	220	0,121	60	1	0,435	2,6	7,26	26,1	1,56	3,77
Л3 (В-1)	220	0,121	60	1	0,435	2,6	7,26	26,1	1,56	3,77
Л4 (А-2)	220	0,121	40	2	0,435	2,6	2,42	8,7	2,08	5,03
Л5 (А-3)	220	0,121	30	2	0,435	2,6	1,815	6,525	1,56	3,77

Паспортные данные трансформаторов подстанций сведем в таблицу 1.8.

Таблица 1.8 – Паспортные данные трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	$S_{н.т.}$, МВА	$U_{вн.}$, кВ	$U_{нн.}$, кВ	$P_{кз.}$, кВт	$P_{хх.}$, кВт	U_k , %	$I_{хх.}$, %
1	АТДЦТН- 125000/220/110	125	230	121/11	305	65	11/45/28	0,5
2	ТРДН-40000/220	40	230	11	170	50	12	0,9
3	ТРДН-40000/220	40	230	11	170	50	12	0,9
А	ТДЦ-200000/220	200	242	15,75	580	200	11	0,45

Произведем расчет параметров трансформаторов подстанции. Параметры заданных трансформаторов подстанции определяем следующими выражениями

$$R_T = \frac{P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (1.10)$$

где ΔP_k – потери активной мощности при коротком замыкании, определяются по справочной литературе [2, с. 138-157], кВт;

U_n – напряжение на высокой стороне трансформатора, кВ;

n – количество трансформаторов, шт;

S_T – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ном}^2}{100\% \cdot S_{ном.т}}, \quad (1.11)$$

где U_{ki} – напряжение i обмотки при коротком замыкании другой обмотки, определяется по справочной литературе [2, с. 138-157], %.

Потери при холостом ходе определяем следующими выражениями

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100\%} \cdot S_{н.т} , \quad (1.12)$$

$$\Delta S_{ххт} = n \cdot (\Delta P_{xx} + jQ_{xx}) , \quad (1.13)$$

где ΔP_{xx} – потери активной мощности при холостом ходе, определяются по справочной литературе [2], кВт;

I_{xx} – ток при холостом ходе, определяется по справочной литературе [2], %.

Потери мощности в обмотках трансформатора соответствуют формулам

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{P^2 + Q^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{R_T}{2} , \quad (1.14)$$

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot I_{xx} \cdot S_{н.т}}{100\%} + \frac{P^2 + Q^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{X_T}{2} . \quad (1.15)$$

Определим параметры трансформаторов по (1.10) – (1.15)

Подстанция 1 АТДЦТН – 125000/220/110

$$R_{т1} = \frac{1}{2} \cdot \frac{305 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{125^2 \cdot 10^3} = 0,5 \text{ Ом},$$

$$R_{т1В} = R_{т1с} = R_{т1Н} = 0,5 \cdot 0,5 = 0,25 \text{ Ом},$$

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (11 + 45 - 28) = 14\% ,$$

$$U_{кс} = 0 ,$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (45 + 28 - 11) = 31\% ,$$

$$X_{т1В} = \frac{1}{2} \cdot \frac{14 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100\% \cdot 125000} = 29,62 \text{ Ом},$$

$$X_{т1Н} = \frac{1}{2} \cdot \frac{31 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100\% \cdot 125000} = 65,596 \text{ Ом},$$

$$\Delta Q_{xx1} = \frac{0,5}{100\%} \cdot 125000 \cdot 10^{-3} = 0,625 \text{ МВар},$$

$$\Delta S_{xx1} = 2 \cdot (0,065 + j0,625) \text{ MBA},$$

$$\Delta P_{r1} = 2 \cdot 0,065 + \frac{100^2}{230^2} \cdot 0,25 + \frac{80^2}{230^2} \cdot 0,25 + \frac{20^2}{230^2} \cdot 0,25 = 0,209 \text{ MBT},$$

$$\Delta Q_{r1} = 2 \cdot 0,625 + \frac{100^2}{230^2} \cdot 29,62 + \frac{80^2}{230^2} \cdot 0 + \frac{20^2}{230^2} \cdot 65,596 = 7,345 \text{ MBap},$$

$$\Delta S_{r1} = 0,209 + j7,345 \text{ MBA}.$$

Подстанция 2, 3 ТРДН – 40000/220

$$R_{r2,3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{170 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{40^2 \cdot 10^3} = 2,8 \text{ Ом},$$

$$X_{r2,3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{12 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100\% \cdot 40000} = 79,35 \text{ Ом},$$

$$\Delta Q_{xx2,3} = \frac{0,9}{100\%} \cdot 40000 \cdot 10^{-3} = 0,36 \text{ MBap},$$

$$\Delta S_{xx2,3} = 2 \cdot (0,05 + j0,36) \text{ MBA},$$

$$\Delta P_{r2} = 2 \cdot 0,05 + \frac{45,97^2}{230^2} \cdot 2,8 = 0,21 \text{ MBT},$$

$$\Delta Q_{r2} = 2 \cdot 0,36 + \frac{45,97^2}{230^2} \cdot 79,35 = 3,88 \text{ MBap},$$

$$\Delta S_{r2} = 0,21 + j3,88 \text{ MBA},$$

$$\Delta P_{r3} = 2 \cdot 0,05 + \frac{41,17^2}{230^2} \cdot 2,8 = 0,189 \text{ MBT},$$

$$\Delta Q_{r3} = 2 \cdot 0,36 + \frac{41,17^2}{230^2} \cdot 79,35 = 3,26 \text{ MBap},$$

$$\Delta S_{r3} = 0,189 + j3,26 \text{ MBA}.$$

Станция А ТДЦ – 200000/220

$$R_{\text{Тст.А}} = \frac{580 \cdot 242^2 \cdot 10^3}{200^2 \cdot 10^3} = 0,77 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{ТстА}} = \frac{11 \cdot 242^2 \cdot 10^3}{100\% \cdot 200000} = 32,2 \text{ Ом},$$

$$\Delta Q_{\text{ХХстА}} = \frac{0,45}{100\%} \cdot 200000 \cdot 10^{-3} = 0,9 \text{ МВар},$$

$$\Delta S_{\text{ХХстА}} = 0,2 + j0,9 \text{ МВА},$$

$$\Delta P_{\text{т.стА}} = 0,2 + \frac{223,53^2}{230^2} \cdot 0,77 = 0,93 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{т.стА}} = 0,9 + \frac{223,53^2}{230^2} \cdot 32,2 = 31,31 \text{ МВар},$$

$$\Delta S_{\text{т.стА}} = 0,93 + j31,31 \text{ МВА}.$$

Произведем расчет перетоков мощностей существующей сети, воспользуемся рисунком 1.5.

Определим расчетные нагрузки подстанций по выражению

$$S_p = S_n + \Delta S_t, \quad (1.16)$$

$$S_{p1} = 90 + j43,2 + 0,209 + j7,345 = 90,209 + j50,545 \text{ МВА},$$

$$S_{p2} = 40 + j22,4 + 0,21 + j3,88 = 40,21 + j26,28 \text{ МВА},$$

$$S_{p3} = 35 + j21,7 + 0,189 + j3,26 = 35,189 + j24,96 \text{ МВА},$$

$$S_{\text{стА}} = 190 + j117,8 + 0,93 + j31,31 = 190,93 + j149,11 \text{ МВА}.$$

Так как напряжение заданно на шинах станции, а мощности нагрузок в конце линий, то расчет потоков мощностей по элементам сети произведем по методу «расчет по данным начала», т.е. итерационному методу. На первом шаге итерации определяются потоки мощностей по ветвям при номинальном напряжении сети, а на втором шаге итерации, уровни напряжения в узлах. Затем итерации повторяются с уточненными значениями напряжения сети.

Расчёт перетоков мощностей по генераторному трансформатору. Мощность, поступающая на шины высокого напряжения трансформатора, принимается равной следующему значению рассчитанного выше

Выполним расчеты тупиковых ветвей.

Мощности в конце линии Л – 4 определяем по выражению

$$S_n^k = S_{pn} - jQ_c, \quad (1.17)$$

$$S_{л4}^k = S_{p2} - jQ_{c4} = 40,21 + j26,28 - j5,03 = 40,21 + j21,25 \text{ МВА.}$$

Определим потери мощности в линиях по выражению

$$\Delta S_{л} = \left(\frac{S_{л}^k}{U_n} \right)^2 \cdot Z_{л}, \quad (1.18)$$

$$\Delta S_{л4} = \frac{40,21^2 + 21,25^2}{220^2} \cdot (2,42 + j8,7) = 0,103 + j0,37 \text{ МВА.}$$

Определим мощности в начале линии по выражению

$$S_n^h = S_{л} + \Delta S_{л} - jQ_c, \quad (1.19)$$

$$S_{л4}^h = 40,21 + j21,25 + 0,103 + j0,37 - j5,03 = 40,313 + j16,59 \text{ МВА.}$$

Линия Л-5 по выражениям (1.17-1.19)

$$S_{л5}^k = S_{p3} - jQ_{c5} = 35,189 + j24,96 - j3,77 = 35,189 + j21,19 \text{ МВА,}$$

$$\Delta S_{л5} = \frac{35,189^2 + 21,19^2}{220^2} \cdot (1,815 + j6,525) = 0,057 + j0,208 \text{ МВА,}$$

$$S_{л5}^h = 35,189 + j21,19 + 0,057 + j0,208 - j3,77 = 35,246 + j17,628 \text{ МВА.}$$

Расчетная мощность, поступающая в автотрансформатор

$$S_{1\Sigma} = S_{p1}, \quad (1.20)$$

$$S_{1\Sigma} = 90,209 + j50,545 \text{ МВА.}$$

Расчетная мощность, поступающая в узле 2

$$S_{2\Sigma} = S_{\text{стА}} - S_{\text{Л14}}^H - S_{\text{Л15}}^H, \quad (1.21)$$

$$S_{2\Sigma} = 190,93 + j149,11 - 40,313 - j16,59 - 35,246 - j17,628 = 115,371 + j114,892 \text{ МВА.}$$

Выполним расчет замкнутой электрической сети. При этом в узлы 2 и 5 присоединим рассчитанные нагрузки. Поскольку станция выдает мощность, то стрелку направим в узел 2, а в узле 5 стрелку направим вниз, так как нагрузка потребляет мощность.

Разрежем схему по шинам балансирующего узла, т.е. точке В (узел 1) и развернем, рисунок 1.6.

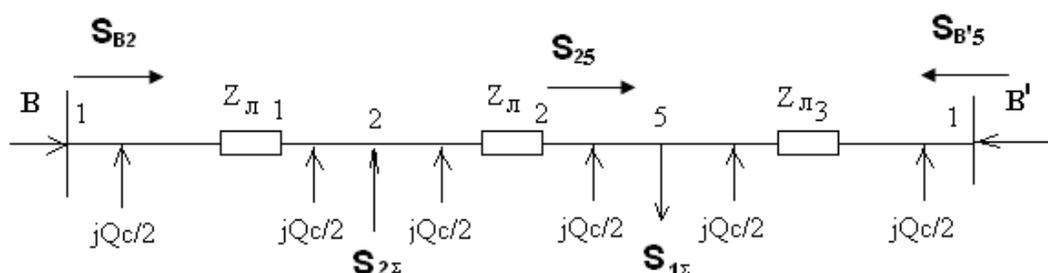


Рисунок 1.6 – Схема замещения кольцевой части сети

Определим суммарные мощности в узлах 2 и 5

$$S_{1\Sigma} = S_{1\Sigma} - j\frac{Q_{c2}}{2} - j\frac{Q_{c3}}{2}, \quad (1.22)$$

$$S_{1\Sigma} = 90,209 + j50,545 - j3,77 - j3,77 = 90,209 + j43,005 \text{ МВА,}$$

$$S_{2\Sigma} = S_{2\Sigma} + j\frac{Q_{c1}}{2} + j\frac{Q_{c2}}{2}, \quad (1.23)$$

$$S_{2\Sigma} = 115,374 + j114,892 + j5,66 + j3,77 = 115,374 + j124,322 \text{ МВА.}$$

Определим предварительное распределение мощностей, считая, что уровни напряжения во всех точках линии неизменны. При этом будем считать, что мощности направлены, так как показано на рисунке 1.5 стрелками.

$$S_{B2} = \frac{-S_{2\Sigma} \cdot (l_2 + l_3) + S_{1\Sigma} \cdot l_3}{l_1 + l_2 + l_3}, \quad (1.24)$$

$$S_{B2} = \frac{-(115,374 + j124,322) \cdot 120 + (90,209 + j43,005) \cdot 60}{90 + 60 + 60} = -40,154 - j58,754 \text{ МВА},$$

$$S_{B'5} = \frac{-S_{2\Sigma} \cdot l_1 + S_{1\Sigma} \cdot (l_1 + l_2)}{l_1 + l_2 + l_3}, \quad (1.25)$$

$$S_{B'5} = \frac{-(115,374 + j124,322) \cdot 90 + (90,209 + j43,005) \cdot 150}{90 + 60 + 60} = 14,99 - j22,56 \text{ МВА},$$

$$S_{2-5} = S_{2\Sigma} + S_{B2}, \quad (1.26)$$

$$S_{2-5} = 115,374 + j124,322 - 40,154 - j58,754 = 75,22 + j65,568 \text{ МВА}.$$

Расчеты показывают, что в схеме имеется две точки потокораздела 2 и 5. Примем в качестве расчетной 5 точку.

Направляем стрелками на схеме перетоки мощностей, таким образом, чтобы их значения были положительными, и обозначаем точку потокораздела, рисунок 1.7.

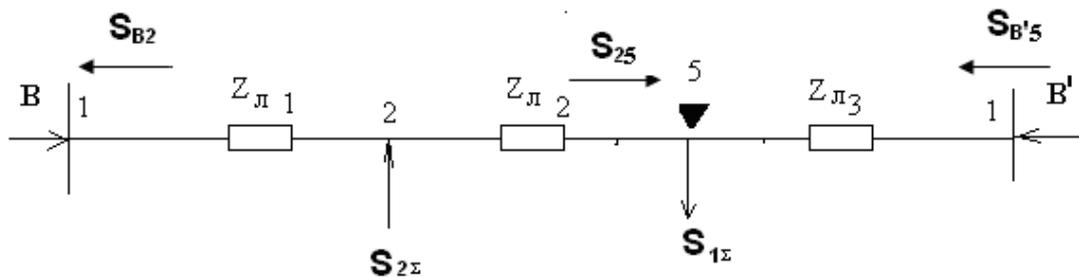


Рисунок 1.7 – Определение точки потокораздела

Разорвем схему по точке потокораздела, рисунок 1.8.

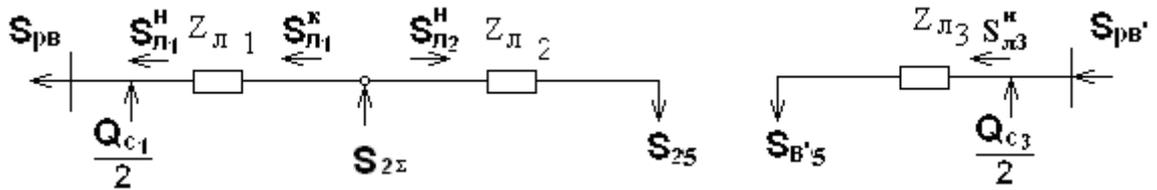


Рисунок 1.8 – Схема замещения разомкнутой сети

Определим поток мощности по линии Л – 3

$$S_{Л3}^K = S_{B'5}, \quad (1.27)$$

$$S_{Л3}^K = 14,99 - j22,56 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в сопротивлениях линии Л₃

$$\Delta S_{Л3} = \frac{S_{B'5}^2}{U_H^2} \cdot Z_{Л3}, \quad (1.28)$$

$$\Delta S_{Л3} = \frac{14,99^2 + 22,56^2}{220^2} \cdot (7,26 + j26,1) = 0,11 + j0,39 \text{ МВА,}$$

$$S_{Л3}^H = 14,99 - j22,56 + 0,11 + j0,39 = 15,1 - j22,17 \text{ МВА.}$$

Расчетная мощность, поступающая из системы в линию Л₃

$$S_{PB'} = S_{Л3}^H - j \frac{Q_{c3}}{2}, \quad (1.29)$$

$$S_{PB'} = S_{Л3}^H - j \frac{Q_{c3}}{2} = 15,1 - j22,17 - j3,77 = 15,1 - j25,94 \text{ МВА.}$$

Аналогично определим поток мощности по Л – 2, согласно (1.27) – (1.29)

$$S_{Л2}^K = S_{2-5} = 75,22 + j65,568 \text{ МВА,}$$

$$\Delta S_{Л2} = \frac{75,22^2 + 65,568^2}{220^2} \cdot (7,26 + j26,1) = 1,49 + j5,37 \text{ МВА,}$$

$$S_{Л2}^H = 75,22 + j65,568 + 1,49 + j5,37 = 76,71 + j70,938 \text{ МВА.}$$

Мощность линии Л₁

$$S_{Л1}^K = S_{25} - S_{Л2}^H, \quad (1.30)$$

$$S_{\pi 1}^k = 115,374 + j124,322 - 76,71 - j70,938 = 38,664 + j53,384 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_{\pi 1} = \frac{38,664^2 + 53,384^2}{220^2} \cdot (10,89 + j39,15) = 0,977 + j3,514 \text{ МВА},$$

$$S_{\pi 1}^H = S_{\pi 1}^k - \Delta S_{\pi 1}, \quad (1.31)$$

$$S_{\pi 1}^H = 38,664 + j53,384 + 0,977 + j3,514 = 39,641 + j56,898 \text{ МВА}.$$

Расчетная мощность, поступающая от станции в систему по линии Л1

$$S_{\text{пВ}} = S_{\pi 1}^H - j \frac{Q_{\text{сЛ}}}{2}, \quad (1.32)$$

$$S_{\text{пВ}} = 39,641 + j56,898 - j5,66 = 39,641 + j51,24 \text{ МВА}.$$

Расчетная мощность, поступающая в систему

$$S_{\text{с}} = S_{\text{пВ}} - S_{\text{пВ}'}, \quad (1.33)$$

$$S_{\text{с}} = 39,641 + j51,24 - 15,1 + j25,94 = 24,541 + j77,18 \text{ МВА}.$$

Определим коэффициент мощности системы

$$\varphi_{\text{с}} = \arctg \frac{Q_{\text{с}}}{P_{\text{с}}}, \quad (1.34)$$

$$\varphi_{\text{с}} = \arctg \frac{77,18}{24,541} = 70^{\circ}, \cos \varphi_{\text{с}} = \cos(70^{\circ}) = 0,89.$$

Произведем расчёт напряжений в узлах электрической сети, представим рисунок 1.9.

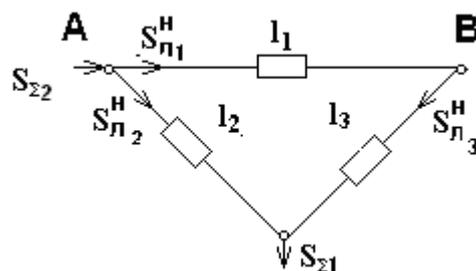


Рисунок 1.9 – Обозначение потоков мощности в узлах для расчета напряжений

Примем напряжение на шинах системы $U_c = U_B = 220$ кВ.

Падение напряжения в линии Л1 определим выражением

$$\Delta U_{л1} = \frac{P_{л1}^H \cdot R_{л1} + Q_{л1}^H \cdot X_{л1}}{U_B} + j \frac{P_{л1}^H \cdot X_{л1} - Q_{л1}^H \cdot R_{л1}}{U_B}, \quad (1.35)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{л1} &= \frac{39,641 \cdot 10,89 + 56,898 \cdot 39,15}{220} + j \frac{39,641 \cdot 39,15 - 56,898 \cdot 10,89}{220} = \\ &= 12,08 + j4,23 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напряжение на высокой стороне генераторного трансформатора, точка А (2 узел)

$$U_{A(2)} = \sqrt{(U_B + \Delta U_{л1})^2 + \delta U_{л1}^2}, \quad (1.36)$$

$$U_{A(2)} = \sqrt{(220 + 12,08)^2 + 4,23^2} = 232,11 \text{ кВ.}$$

Падение напряжения в линии Л3

$$\Delta U_{л3} = \frac{P_{л3}^H \cdot R_{л3} + Q_{л3}^H \cdot X_{л3}}{U_B} + j \frac{P_{л3}^H \cdot X_{л3} - Q_{л3}^H \cdot R_{л3}}{U_B}, \quad (1.37)$$

$$\Delta U_{л3} = \frac{15,1 \cdot 7,26 + 22,17 \cdot 26,1}{220} + j \frac{15,1 \cdot 26,1 - 22,17 \cdot 7,26}{220} = 3,128 + j2,52 \text{ кВ'}$$

$$U_5 = \sqrt{(U_B - \Delta U_{л3})^2 + \delta U_{л3}^2}, \quad (1.38)$$

$$U_5 = \sqrt{(220 - 3,128)^2 + 2,52^2} = 216,88 \text{ кВ.}$$

Напряжение на высокой стороне автотрансформатора (5 узел), рисунок 1.4. Представим фрагмент схемы автотрансформатора, рисунок 1.10.

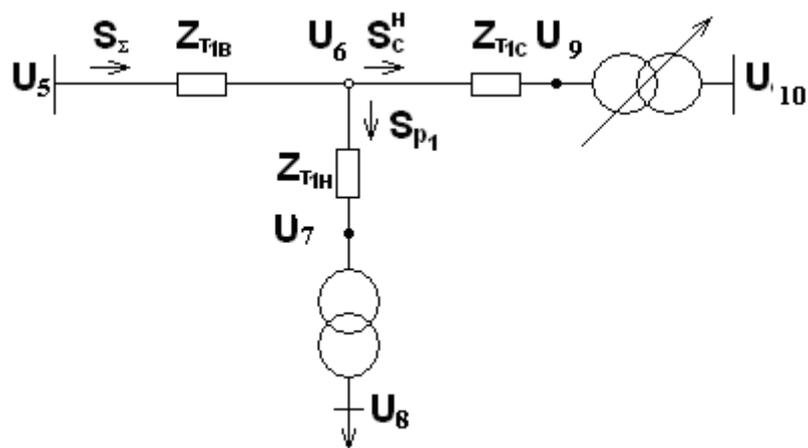


Рисунок 1.10 – Схема замещения автотрансформатора

Падение напряжения в сопротивлениях обмотки высокого напряжения автотрансформатора

$$\Delta U_{\tau 1} = \frac{P_{\Sigma 1} \cdot R_{\tau 1} + Q_{\Sigma} \cdot X_{\tau 1}}{U_5} + j \frac{P_{\Sigma 1} \cdot X_{\tau 1} - Q_{\Sigma} \cdot R_{\tau 1}}{U_5}, \quad (1.39)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{\tau 1} &= \frac{90,209 \cdot 0,25 + 43,005 \cdot 29,62}{216,88} + j \frac{190,209 \cdot 29,62 - 43,05 \cdot 0,25}{216,88} = \\ &= 5,97 + j25,93 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напряжение в узле 6 автотрансформатора

$$U_6 = \sqrt{(U_5 - \Delta U_{\tau 1})^2 + \delta U_{\tau 1}^2}, \quad (1.40)$$

$$U_6 = \sqrt{(216,88 - 5,97)^2 + 25,93^2} = 212,49 \text{ кВ.}$$

Падение напряжения в сопротивлениях обмотки низкого напряжения автотрансформатора

$$\Delta U_{\text{н1}} = \frac{P_{\text{pl}(10)} \cdot R_{\text{н1}} + Q_{\text{pl}(10)} \cdot X_{\text{н1}}}{U_6} + j \frac{P_{\text{pl}(10)} \cdot X_{\text{н1}} - Q_{\text{pl}(10)} \cdot R_{\text{н1}}}{U_6}, \quad (1.41)$$

$$\Delta U_{\text{н1}} = \frac{18 \cdot 0,25 + 8,64 \cdot 65,596}{212,49} + j \frac{18 \cdot 65,596 - 8,64 \cdot 0,25}{212,49} = 2,68 + j5,546 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах первой нагрузки, приведенное к высокому напряжению

$$U_7 = \sqrt{(U_6 - \Delta U_{\text{HT1}})^2 + \delta U_{\text{HT1}}^2}, \quad (1.42)$$

$$U'_7 = \sqrt{(212,49 - 2,68)^2 + 5,546^2} = 209,88 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах первой нагрузки (узел 8)

$$U_8 = U'_7 \cdot \frac{U_{\text{HT}}}{U_{\text{BH}}}, \quad (1.43)$$

$$U_8 = 209,88 \cdot \frac{11}{230} = 10,03 \text{ кВ.}$$

Так как напряжение $U_{\text{HT}} < 1,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$, то на шинах этой нагрузки (узел 8) необходимо установить БСК.

Падение напряжения в сопротивлениях обмотки среднего напряжения автотрансформатора

$$\Delta U_{\text{ср1}} = \frac{P_c'' \cdot R_{\text{ср1}} + Q_c'' \cdot X_{\text{ср1}}}{U_6} + j \frac{P_c'' \cdot X_{\text{ср1}} - Q_c'' \cdot R_{\text{ср1}}}{U_6}, \quad (1.44)$$

$$\Delta U_{\text{ср1}} = \frac{72 \cdot 0,25 + 0}{212,49} + j \frac{0 - 34,56 \cdot 0,25}{212,49} = 0,084 - j0,04 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах средней обмотки, приведенное к высокому напряжению

$$U'_9 = \sqrt{(U_6 - \Delta U_{\text{ср1}})^2 + \delta U_{\text{ср1}}^2}, \quad (1.45)$$

$$U'_9 = \sqrt{(212,49 - 0,084)^2 + 0,04^2} = 212,406 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах средней обмотки (узел 10)

$$U_{10} = U'_9 \cdot \frac{U_{\text{ср}} \cdot (1 \pm n \cdot \frac{\Delta E}{100})}{U_{\text{BH}}} = 212,406 \cdot \frac{121 \cdot (1 + 4 \cdot \frac{2}{100})}{230} = 120,68 \text{ кВ.}$$

Для обеспечения $U_{\text{ср}} \geq 1,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$ ответвление РПН средней обмотки должно быть $n = 4$.

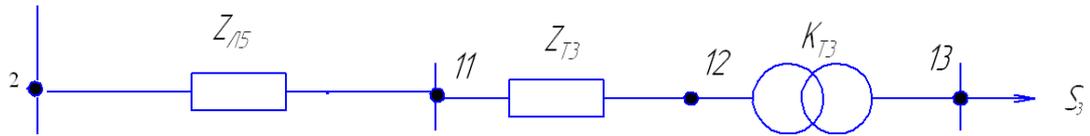


Рисунок 1.11 – Схема замещения трансформатора ТЗ и Л5

Потеря напряжения в линии Л5

$$\Delta U_{л5} = \frac{P_{л5}^H \cdot R_{л5} + Q_{л5}^H \cdot X_{л5}}{U_2}, \quad (1.46)$$

$$\Delta U_{л5} = \frac{35,246 \cdot 1,815 + 17,628 \cdot 6,525}{232,11} = 0,77 \text{ кВ.}$$

Напряжение на высокой стороне трансформатора ТЗ (11 узел)

$$U_{11} = U_2 - \Delta U_{л5}, \quad (1.47)$$

$$U_{11} = 232,11 - 0,77 = 231,33 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения в сопротивлениях трансформатора

$$\Delta U_{т3} = \frac{P_{т3} \cdot R_{т3} + Q_{т3} \cdot X_{т3}}{U_{11}}, \quad (1.48)$$

$$\Delta U_{т3} = \frac{35,189 \cdot 2,8 + 24,96 \cdot 79,35}{231,33} = 8,98 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах второй нагрузки, приведенное к высокому напряжению

$$U'_{12} = U_{11} - \Delta U_{т3}, \quad (1.49)$$

$$U'_{12} = 231,33 - 8,98 = 222,34 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах третьей нагрузки (узел 13)

$$U_{13} = U'_{12} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \cdot (1 \pm n \cdot \frac{\Delta E}{100})}, \quad (1.50)$$

$$U_{13} = 222,34 \cdot \frac{11}{230 \cdot (1 - 3 \cdot \frac{1,5}{100})} = 11,1 \text{ кВ.}$$

Для обеспечения $U_{13} \geq 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ ответвление РПН должно быть $n = -3$. Произведем аналогично для Л4 и Т2. Схема замещения, рисунок 1.12.

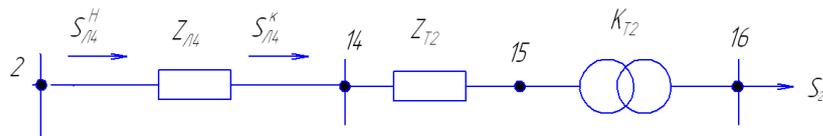


Рисунок 1.12 – Схема замещения трансформатора Т2 и Л4

Потеря напряжения в линии Л4

$$\Delta U_{\text{л4}} = \frac{P_{\text{л4}}^{\text{н}} \cdot R_{\text{л4}} + Q_{\text{л4}}^{\text{н}} \cdot X_{\text{л4}}}{U_2}, \quad (1.51)$$

$$\Delta U_{\text{л4}} = \frac{40,313 \cdot 2,42 + 16,59 \cdot 8,7}{232,11} = 1,042 \text{ кВ.}$$

Напряжение на высокой стороне трансформатора Т2 (14 узел)

$$U_{14} = U_2 - \Delta U_{\text{л4}} = 232,11 - 1,042 = 231,06 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения в сопротивлениях трансформатора

$$\Delta U_{\text{т2}} = \frac{P_{\text{т2}} \cdot R_{\text{т2}} + Q_{\text{т2}} \cdot X_{\text{т2}}}{U_{14}}, \quad (1.52)$$

$$\Delta U_{\text{т2}} = \frac{40,21 \cdot 2,8 + 26,28 \cdot 79,35}{231,06} = 9,51 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах второй нагрузки, приведенное к высокому напряжению

$$U'_{15} = U_{14} - \Delta U_{\text{т2}}, \quad (1.53)$$

$$U'_{15} = 231,06 - 9,51 = 221,5 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах второй нагрузки (узел 16)

$$U_{16} = U'_{15} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \cdot (1 \pm n \cdot \frac{\Delta E}{100})} = 221,5 \cdot \frac{11}{230 \cdot (1 - 3 \cdot \frac{1,5}{100})} = 11 \text{ кВ.}$$

Для обеспечения $U_{\text{нагр}} \geq 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ ответвление РПН должно быть $n = -3$.

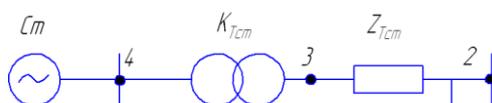


Рисунок 1.13 – Схема замещения трансформатора Тг

Падение напряжения в сопротивлениях трансформатора

$$\Delta U_{\text{ст}} = \frac{P_{\text{тр}} \cdot R_{\text{тр}} + Q_{\text{тр}} \cdot X_{\text{тр}}}{U_2} + j \frac{P_{\text{тр}} \cdot X_{\text{тр}} - Q_{\text{тр}} \cdot R_{\text{тр}}}{U_2}, \quad (1.54)$$

$$\Delta U_{\text{ст}} = \frac{190,93 \cdot 0,77 + 149,11 \cdot 32,2}{232,11} + j \frac{190,93 \cdot 32,2 - 149,11 \cdot 0,77}{232,11} = 21,31 + j25,99 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах генератора, приведенное к высокой ступени трансформатора:

$$U'_3 = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{\text{ст}})^2 + \delta U_{\text{ст}}^2}, \quad (1.55)$$

$$U'_3 = \sqrt{(232,11 + 21,31)^2 + 25,99^2} = 254,75 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах генератора (узел 4)

$$U_{\text{г}} = U'_3 \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}, \quad (1.56)$$

$$U_{\text{г}} = 254,75 \cdot \frac{15,75}{242} = 16,5 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах генератора должно находиться в пределах $U_{ген} = (1 \pm 0,05) \cdot U_{ном}$.

1.6 Составление вариантов конфигурации развития сети

При проектировании электрических сетей все решения должны согласовываться с требованиями питающих их энергосистем, с требованиями качественного электроснабжения потребителей.

Составим некоторое количество возможных вариантов, различающихся как по количеству, составу и параметрам основного оборудования, так и по схемам соединения элементов сети. Варианты представим на рисунке 1.14.

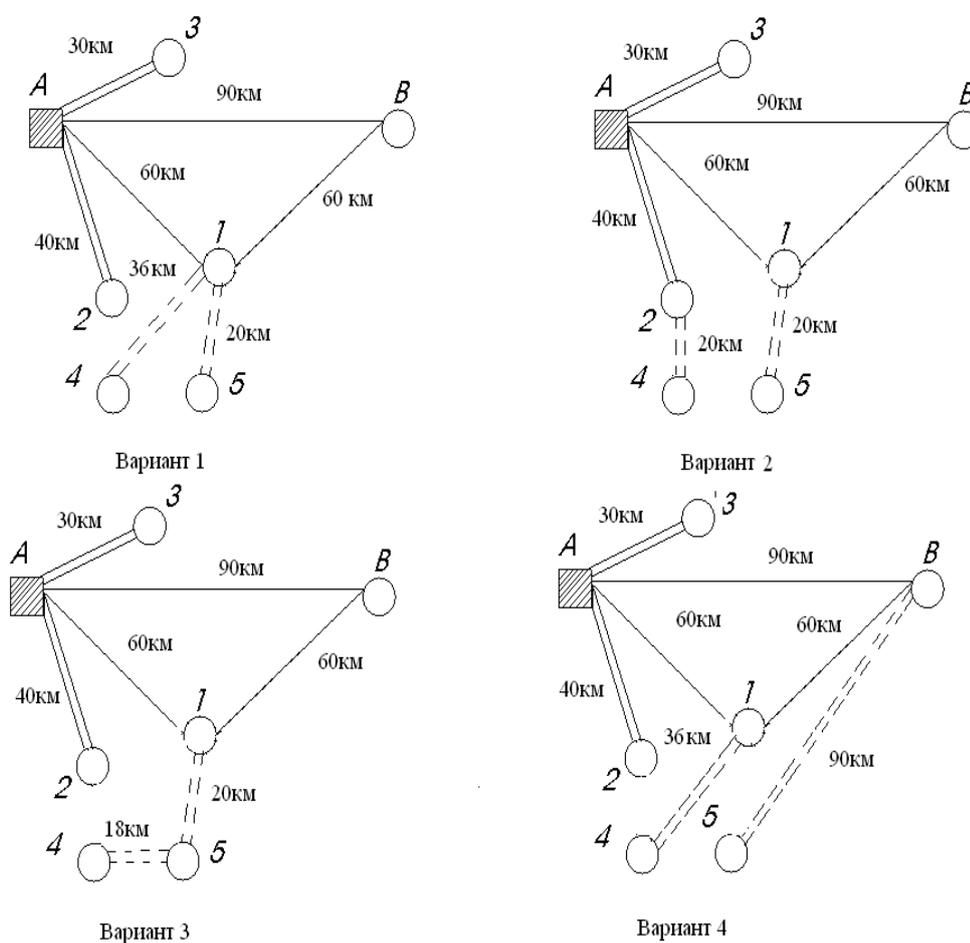


Рисунок 1.14 – Варианты схем электроснабжения сети

1.7 Выбор номинальных напряжений ЛЭП

Номинальное напряжение ЛЭП определяем следующим выражением

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1.57)$$

где l – длина линии, км;

P – передаваемая мощность по линии, МВт.

Вариант 1.

$$U_{\text{эк.ЛЭП1-4}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{36} + \frac{2500}{5}}} = 44,1 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{эк.ЛЭП1-5}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{2,5}}} = 31,23 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{эк.ЛЭПА-2}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{20}}} = 85,28 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{эк.ЛЭПА-3}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30} + \frac{2500}{17,5}}} = 79,17 \text{ кВ}.$$

Для выбора номинального напряжения по участкам кольца необходимо рассчитать потокораспределение мощности, по расчетной схеме представленной на рисунке 1.15.

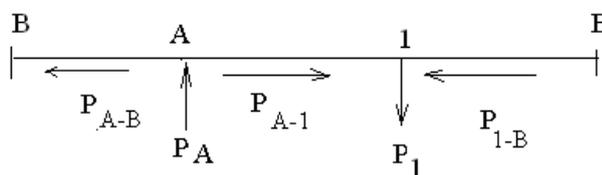


Рисунок 1.15 – Расчетная схема кольцевой сети

$$P_1 = P_1 + P_4 + P_5,$$

$$P_A = P_A - P_2 - P_3.$$

Определим перетоки мощности по сети по следующим выражениям

$$P_{A-B} = \frac{-P_A \cdot (l_{A-1} + l_{1-B}) + P_1 \cdot l_{1-B}}{\sum l}, \quad (1.58)$$

$$P_{A-B} = \frac{-115 \cdot (60 + 60) + 105 \cdot 60}{90 + 60 + 60} = -35,71 \text{ МВт},$$

$$P_{1-B} = \frac{P_1 \cdot (l_{A-1} + l_{A-B}) - P_A \cdot l_{A-B}}{\sum l}, \quad (1.59)$$

$$P_{1-B} = \frac{105 \cdot (60 + 90) - 115 \cdot 90}{90 + 60 + 60} = 25,71 \text{ МВт},$$

$$P_{A-1} = P_A - P_{A-B}, \quad (1.60)$$

$$P_{A-1} = 115 - 35,71 = 79,29 \text{ МВт}.$$

Так как кольцевые сети выполняются, как правило на одно номинальное напряжение, то выбор экономически целесообразного напряжения произведем по наиболее загруженной ветви, которой является ветвь А-1 ($P=79,29$ МВт). Длина линии $L=45$ км. Подставляя значения в формулу (1.57), получаем

$$U_{\text{экА-1}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{79,29}}} = 158,38 \text{ кВ}.$$

Вариант 2. Производим аналогичный расчет для линии 2 – 4. Согласно (1.57) имеем

$$U_{\text{экЛЭП2-4}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{25}}} = 89,44 \text{ кВ}.$$

Остальные линии данного варианты соответствует варианту 1.

Вариант 3. Линия 4 – 5 согласно (1.57)

$$U_{\text{эк.ЛЭП4-5}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{18} + \frac{2500}{7,5}}} = 52,62 \text{ кВ.}$$

Вариант 4. Линия В – 5 согласно (1.57)

$$U_{\text{эк.ЛЭПВ-5}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{90} + \frac{2500}{2,5}}} = 31,53 \text{ кВ.}$$

Результаты расчетов напряжения сведем в таблицу 1.9.

Таблица 1.9 – Результаты расчетов номинального напряжения

Участок сети	Вариант 1					Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
	Л1-5	Л1-4	ЛА-2	Л А-3	Л А-1	Л2-4	Л4-5	ЛВ-5
Передаваемая активная мощность, МВт	2,5	5	20	17,5	79,29	25	7,5	2,5
Расчетное напряжение $U_{\text{эк}}$, кВ	44,1	31,23	85,28	79,17	158,38	89,44	52,62	31,53
Длина линии, км	20	36	40	30	60	20	18	90
Принятое номинальное напряжение U , кВ	110	110	220	220	220	110	35	220

1.8 Учет фактора надежности электроснабжения потребителей

В последующих расчетах все укрупненные показатели стоимости элементов электрических сетей принимаем по [2, с. 326] с учетом коэффициента пересчета $\alpha=600$ тенге/руб. Все подстанции относятся к потребителям третьей категории. Электроснабжение этих электроприемников может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента сети не превышают 1 сутки.

При выборе наиболее выгодного варианта схемы определяем показатели надежности электроснабжения. Принимаем тот вариант, для которого

приведенные затраты с учетом народнохозяйственного ущерба от недоотпуска электроэнергии при соблюдении нормативных требований по продолжительности отключений минимальны.

В случае питания подстанций одноцепной линией учитываем ожидаемый среднегодовой народнохозяйственный ущерб от нарушений электроснабжения. Этот ущерб включаем в состав приведенных затрат по вариантам наравне с ежегодными издержками.

Расчет народнохозяйственного ущерба ведем в соответствии с методикой, изложенной в [2]. В качестве критериев оценки надежности схемы сетей, питающих потребителей, принимаем следующие технические характеристики [2]: параметр потока отказов (среднее количество отказов в год) ω ; среднее время восстановления электроснабжения T_v , коэффициенты вынужденного K_v и планового K_p простоев.

Для удобства расчетов составляем структурную схему замещения участка сети, соединяющего подстанции один и четыре, рисунок 1.16 (1 – выключатель; 2 – линия электропередачи.)

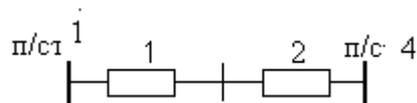


Рисунок 1.16 – Структурная схема замещения участка сети между подстанциями один и четыре

Для составленной схемы определяем коэффициенты вынужденного и планового простоя. Коэффициент вынужденного простоя при последовательном соединении элементов рассчитываем по формуле

$$K_v = T_1 \omega_1 + T_2 \omega_2, \quad (1.61)$$

где T_1 – среднее время восст-я выключателя, лет/отказ ($T_1=1,3 \cdot 10^{-3}$ [2,]);

ω_1 – параметр потока отказов воздушного выключателя, отказ/год ($\omega_1=0,08$ [2]);

T_2 – среднее время восстановления одноцепной воздушной линии, лет/отказ ($T_2=1 \cdot 10^{-3}$ [2]);

ω_2 - параметр потока отказов одноцепной воздушной линии, отказ/год ($\omega_2=1,4$ [2]).

Подставляя значения в формулу (1.59), получаем

$$K_v=1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,08+1 \cdot 10^{-3} \cdot 1,4=15,04 \cdot 10^{-4} \text{ о.е.}$$

Элементы i в сумме располагаются в порядке убывания $T_p i$. Слагаемые, для которых $\omega_i - \omega_{i-1} \leq 0$, в сумму не включаются (их количество обозначено m).

Коэффициент $\gamma=1,2$ при $n>3$, $\gamma=1$ при $n\leq 3$, $\omega_{п1}=0$. Для нашего случая среднее время планового простоя выключателя $T_{п1}=2,5\cdot 10^{-3}$, лет/простой, среднее время планового простоя линии $T_{п2}=4,44\cdot 10^{-4}$, лет/простой, средняя частота плановых простоев выключателя $\omega_{п1}=2$, простой/год, средняя частота плановых простоев линии $\omega_{п2}=9$, простой/год.

Подставляя значения в формулу (1.60), получаем

$$K_{п} = T_{п1} \cdot \omega_{п1} + T_{п2} \cdot (\omega_{п2} - \omega_{п1}); \quad (1.63)$$

$$K_{п} = 2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2 + 4,44 \cdot 10^{-4} (9 - 2) = 8,1 \cdot 10^{-3} \text{ отн.ед.}$$

По полученным значениям $K_{в}$ и $K_{п}$ определяем математическое ожидание народнохозяйственного ущерба от перерывов в электроснабжении

$$Y = Y_{в} + Y_{п}, \quad (1.64)$$

где $Y_{в}$ – математическое ожидание ущерба от вынужденных простоев, тыс.тенге/год;

$Y_{п}$ – математическое ожидание ущерба от плановых простоев, тыс.тенге/год.

Математическое ожидание ущерба от вынужденных простоев рассчитываем по формуле

$$Y_{в} = P_{\max} \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot K_{в}, \quad (1.65)$$

где P_{\max} – максимальная активная нагрузка подстанции, МВт;

α – годовой удельный ущерб от аварийных ограничений электроснабжения, тыс.тенге/кВт ($\alpha=1428$ [2]);

ε – коэффициент ограничения нагрузки потребителей, при полном отключении питания $\varepsilon=1$.

По формуле (1.65) определяем математическое ожидание от вынужденных простоев для потребителей подстанции №4

$$Y_{в} = 10000 \cdot 1428 \cdot 15,04 \cdot 10^{-4} \cdot 1 = 21477,12 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Математическое ожидание ущерба от плановых простоев рассчитываем по формуле

β – годовой удельный ущерб от плановых ограничений электроснабжения, тыс.тенге/кВт ($\beta=1224$ [2]).

По формуле (1.65) определяем математическое ожидание от плановых простоев для потребителей подстанции №4

$$Y_{п} = 10000 \cdot 1224 \cdot 8,1 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 99144 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Зная Y_v и Y_n по формуле (1.64), находим общий ожидаемый ущерб от перерывов в электроснабжении подстанции №5

$$Y = 21477,12 + 99144 = 120621,12 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Технико-экономическое сопоставление вариантов электроснабжения подстанции №4. При питании подстанции четыре с помощью одноцепной линии электропередачи сокращаются капитальные единовременные вложения в сооружаемые объекты и ежегодные эксплуатационные издержки по сравнению с двухцепной линией. Однако в этом случае появляется ущерб от перерывов в электроснабжении, который можно исключить, если дополнительно построить еще одну линию электропередачи. В этом случае увеличиваются капитальные единовременные вложения в сооружаемую ЛЭП, выключатель на подстанции №4, постоянная часть затрат и ежегодные эксплуатационные издержки. Для того, чтобы выбрать наиболее экономичный вариант необходимо рассчитать дополнительные приведенные затраты, в случае питания подстанции пять по двум линиям и сравнить их с ущербом, который возникает в случае питания подстанции пять по одноцепной линии.

Приведенные затраты рассчитываем по формуле

$$Z = E_n K + И + Y, \quad (1.67)$$

где E_n – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ($E_n = 0,16$);

K – капитальные единовременные вложения в сооружаемые объекты, тыс.тенге;

$И$ – ежегодные эксплуатационные издержки, тыс.тенге/год.

При расчете приведенных затрат по вариантам повторяющиеся элементы учитывать не будем так как они на результаты выбора оптимальной схемы не влияют, а только усложняют расчеты.

Единовременные дополнительные капитальные вложения K , тыс.тенге, определяем по формуле

$$K = K_{тр.} + K_{ОРУ} + K_{пост.} + K_{ЛЭП}, \quad (1.68)$$

где $K_{ЛЭП}$ – капитальные затраты в одноцепную ЛЭП, тыс.тнг ($K_{ЛЭП} = 11750,4$);

$K_{ОРУ}$ – капитальные затраты в открытое распределительное устройство подстанции 4, тыс.тенге ($K_{ОРУ} = 3774$);

$K_{пост.}$ – постоянная часть капитальных затрат на подстанцию, предназначенная на сооружение здания подстанции и общесетевые нужды, тыс.тенге ($K_{пост.} = 21420$);

$K_{тр.}$ – капитальные затраты в трансформаторы, тыс.тенге ($K_{тр.} = 8527,2$).

$$K=8527,2+3774+21420+11750,4=45471,6 \text{ тыс.тенге.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем принимаем в процентах от капитальных затрат в соответствии с [2].

$$I_{\text{ЛЭП}} = 0,028K_{\text{ЛЭП}}, \quad (1.69)$$

$$\begin{aligned} I_{\text{ЛЭП}} &= 0,028 \cdot 11750,4 = 329,011 \text{ тыс.тенге/год,} \\ I_{\text{п/ст}} &= 0,094 \cdot K_{\text{п/ст}}, \end{aligned} \quad (1.70)$$

$$I_{\text{п/ст}} = 0,094 \cdot 45471,6 = 4274,33 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Подставляя полученные значения в формулу (1.64), получаем

$$Z = 0,16 \cdot 45471,6 + 4603,341 = 11878,797 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Из расчетов видно, что экономически выгоднее строительство еще одной ЛЭП 1 – 5, так как в этом случае расчетные затраты $Z = 11878,797$ тыс.тенге/год значительно меньше ущерба от перерывов в электроснабжении $Y = 120621,12$ тыс.тенге/год.

1.9 Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях

Согласно нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением от 35 до 750 кВ на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов. Мощность трансформаторов выбираем по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции [2]. Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{n_{\text{т}}} \quad (1.71)$$

где $S_{\text{тр}}$ – единичная мощность трансформаторов, МВ· А;

S_{max} – максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме, МВт;

$n_{\text{т}}$ – количество трансформаторов;

$S_{\text{ав}}$ – нагрузка подстанции в послеаварийном режиме, МВ· А;

$K_{\text{ав}}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных случаях (согласно ГОСТ 14209-85 $K_{\text{ав}} = 1,4$);

$n_{\text{тк}}$ – количество отключенных трансформаторов.

После предварительного выбора трансформатора его необходимо проверить по аварийным допустимым и систематическим перегрузкам в реальных условиях работы. Допустимость систематических перегрузок лимитируется износом изоляции, а аварийные перегрузки зависят от предельно допустимых температур для обмотки и масла. Вопрос о допустимости перегрузок мы можем решить с учетом графиков нагрузочной способности трансформаторов, приведенных в ГОСТ 14209-85. На графиках дано семейство кривых $K_2=f(K_1)$, где K_1 – коэффициент начальной нагрузки эквивалентного графика, а K_2 – коэффициент максимальной нагрузки эквивалентного графика.

Коэффициент начальной нагрузки эквивалентного графика определяем по выражению

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (1.73)$$

где S_1, S_2, \dots, S_m – значения нагрузки в интервалах $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$ при работе трансформатора с нагрузкой меньше чем $S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$.

Коэффициент максимальной нагрузки определяем по формуле

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{(S_1')^2 \Delta h_1 + (S_2')^2 \Delta h_2 + \dots + (S_p')^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \quad (1.74)$$

где K – значения нагрузки в интервалах $\Delta h_1, \Delta h_2, \Delta h_p$ при работе трансформатора с нагрузкой, большей чем $S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$.

Если $K_2' > 0,9K_{\text{max}}$, то принимаем $K_2 = 0,9K_{\text{max}}$, если $K_2' \leq 0,9K_{\text{max}}$, то принимаем $K_2 = 0,9K_{\text{max}}$.

Вариант №1. Произведем выбор трансформаторов на подстанции 1.

Согласно исходным данным, на подстанции 1 установлено два автотрансформатора АТДЦТН – 125000/220/110. Для проверки установленных на подстанции трансформаторов строим график нагрузки для высокой стороны трансформатора. График строим как сумму графиков нагрузки подстанций один, четыре, пять. Мощность, передаваемая через обмотки высокого напряжения трансформаторов, составляет $S_{1.в.} = 100 + 6,2 + 2,4 = 108,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Предварительную проверку установленных трансформаторов проводим по формуле (1.72)

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{108,6}{1,4} = 77,57 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Таким образом, данный трансформатор удовлетворяет требованиям по аварийной перегрузки.

Проверим трансформаторы по послеаварийным перегрузкам в реальных условиях работы, рисунок 1.16.

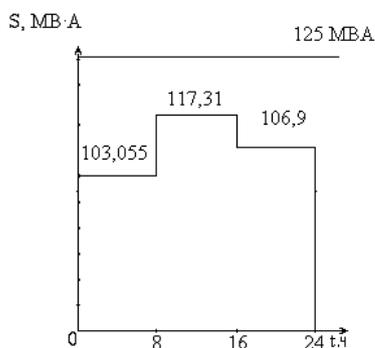


Рисунок 1.16 – Суточный график нагрузки подстанции №1

Из рисунка 1.16 видим, что трансформатор с мощность 125 МВА не перегружен.

Подстанция №2. Мощность, передаваемая через трансформатор, составляет $S_{T2}=46$ МВ·А. Согласно исходных данных на подстанции установлен трансформатор типа 2хТРДН – 40000/220. Предварительную проверку трансформаторов осуществляем по формуле (1.72), при условии, что коэффициент аварийной перегрузки равен 1,4.

$$S_{TP} \geq \frac{46}{2} = 23 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{TP} \geq \frac{46}{1,4} = 32,85 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Оценим коэффициент перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы. Представим график мощности, рисунок 1.17.

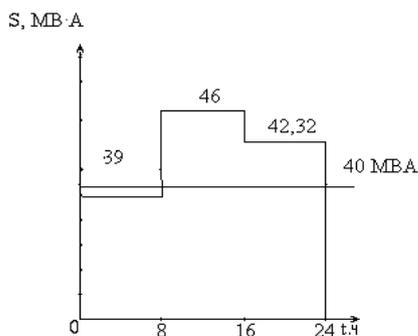


Рисунок 1.17 – Суточный график нагрузки подстанции №2

Из рисунка 1.17 видим, что линия номинальной мощности ниже максимального, следовательно произведем проверку трансформатора на перегрузку.

Для этого случая K_2 определяем по формуле (1.74) для зоны, где $S_{нг} > S_{нм}$, а K_1 по формуле (1.73) для зоны продолжительностью в 8 ч, предшествующей режиму перегрузки

$$K_1 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{39^2 \cdot 8}{8}} = 0,975 \text{ отн.ед.}$$

$$K'_2 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{46^2 \cdot 8 + 42,32^2 \cdot 8}{16}} = 1,1 \text{ отн.ед.}$$

Так как $K'_2 > 0,9K_{\max} = 0,9 \cdot 1,15 = 0,035$, то принимаем $K_2 = 0,9K_{\max}$. По таблице 1.36 [2] при $K_1=1$, $K_2=0,9$, длительности максимума нагрузки $h=16$ ч и средней температуре охлаждающего воздуха $\vartheta = -1,2^\circ\text{C}$ определяем $K_{2.дп.}=1,5$, что больше K_2 , следовательно нагрузка в указанных пределах допустима.

Подстанция №3. Мощность подстанции $S_3=41,17$ МВА. Проверку трансформаторов осуществляем по формуле (1.72)

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{41,17}{2} = 20,59 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{41,17}{1,4} = 29,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем трансформатор типа 2хТРДН – 40000/220. Оценим коэффициент перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы.

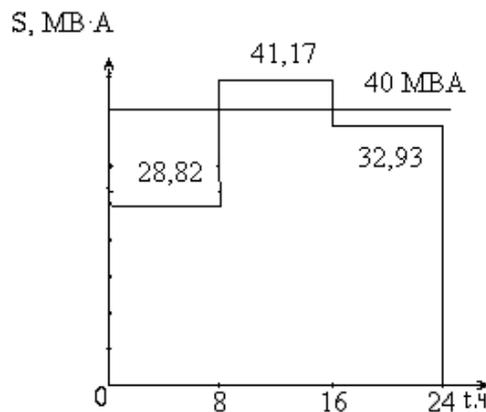


Рисунок 1.18 – Суточный график нагрузки подстанции №3

Из рисунка 1.18 видим, что линия номинальной мощности ниже максимального, следовательно произведем проверку трансформатора на перегрузку.

Для этого случая K_2 определяем по формуле (1.74) для зоны, где $S_{нг} > S_{нм.}$, а K_1 по формуле (1.73) для зоны продолжительностью в 8 ч, предшествующей режиму перегрузки

$$K_1 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{41,17^2 \cdot 8}{8}} = 1 \text{ отн.ед.}$$

$$K'_2 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{28,82^2 \cdot 8 + 32,93^2 \cdot 8}{16}} = 0,77 \text{ отн.ед.}$$

Так $K'_2 \leq 0,9K_{\max} = 0,9 \cdot 1,02 = 0,918$, то принимаем $K_2 = 0,9 \cdot K_{\max} = 0,9$. По таблице 1.36 [2] при $K_1=1$, $K_2=0,9$, длительности максимума нагрузки $h = \frac{8 \cdot 0,77^2}{0,918^2} = 5,6 \approx 6$ ч и средней температуре охлаждающего воздуха $\vartheta = -1,2^\circ\text{C}$

определяем $K_{2.дп.} = 1,5$, что больше K_2 , следовательно нагрузка в указанных пределах допустима.

Подстанция №4. Мощность, передаваемая через трансформатор, составляет $S_{Т4.} = 11,76$ МВ·А. На подстанции устанавливаем два трансформатора. Предварительную проверку трансформаторов осуществляем по формуле (1.72).

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{11,76}{2} = 5,88 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{11,76}{1,4} = 8,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По расчетной мощности принимаем 2хТДН – 10000/110. Оценим коэффициент перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы.

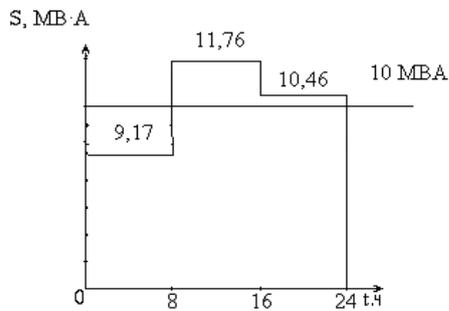


Рисунок 1.19 – Суточный график нагрузки подстанции №4

Из рисунка 1.19 видим, что линия номинальной мощности ниже максимального, следовательно произведем проверку трансформатора на перегрузку.

Определяем коэффициенты K_2 и K_1 согласно (1.74), (1.73)

$$K_1 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{11,76^2 \cdot 8 + 10,46^2 \cdot 8}{16}} = 1,1 \text{ отн.ед.},$$

$$K'_2 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{9,17^2 \cdot 8}{8}} = 0,92 \text{ отн.ед.}$$

Так как $K'_2 \leq 0,9K_{\max} = 0,9 \cdot 1,17 = 1,05$, то принимаем $K_2 = 0,9 \cdot K_{\max} = 1,05$. По таблице 1.36 [2] при $K_1=1$, $K_2=1,05$, длительности максимума нагрузки $h = \frac{16 \cdot 0,92^2}{1,05^2} = 12$ ч и средней температуре охлаждающего воздуха $\vartheta = -1,2^\circ\text{C}$

определяем $K_{2,\text{дп.}} = 1,5$, что больше K_2 , следовательно нагрузка в указанных пределах допустима.

Подстанция №5. Мощность, передаваемая через трансформатор, составляет $S_{T5} = 5,55 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. По условию (1.72) имеем

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{5,55}{2} = 2,775 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{5,55}{1,4} = 3,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По расчетной мощности принимаем 2хТДН – 10000/110. Оценим коэффициент перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы.

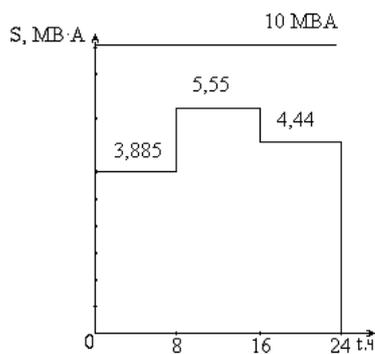


Рисунок 1.20 – Суточный график нагрузки подстанции №5

Как видно из графика линия номинальной мощности выше максимальной, следовательно трансформатор не перегружается.

Вариант №2. Трансформаторы на подстанциях 1, 3, 4 и 5 аналогичны варианту 1.

Подстанция №2. Подстанция является понижающей с тремя уровнями напряжения. Мощность подстанции $S_{T2}=S_{T2}+S_{T4}=46+11,76=57,76$ МВА. Проверку трансформаторов осуществляем по формуле (1.72)

$$S_{TP} \geq \frac{57,76}{2} = 28,88 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{TP} \geq \frac{57,76}{1,4} = 41,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По расчетной мощности принимаем 2хАТДЦТН – 63000/220/110. Оценим коэффициент перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы.

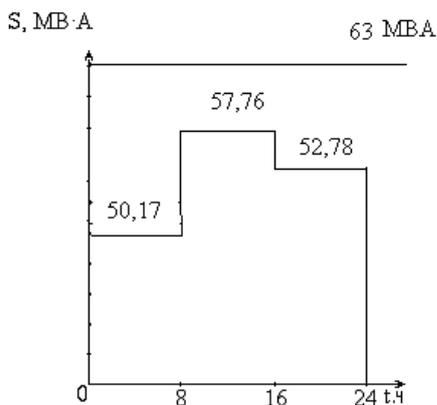


Рисунок 1.21 – Суточный график нагрузки подстанции №2

Из рисунка 1.21 видим, что линия номинальной мощности выше максимального, следовательно проверку трансформатора на перегрузку не производим.

Вариант 3. Подстанция 1, 2, 3 аналогично варианту 1.

Подстанция 5 является понижающей 110/35/10 кВ. Мощность подстанции 5 состоит из мощностей нагрузки 4 и 5, $S_{T4}=11,76+5,55=17,31$ МВА. Проверку трансформаторов осуществляем по формуле (1.72)

$$S_{TP} \geq \frac{17,31}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 12,36 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По таблице 6.9 [2] принимаем два трансформатора 2·ТДТН – 16000/110/35.

Приведем график нагрузки для подстанции 5, рисунок 1.22.

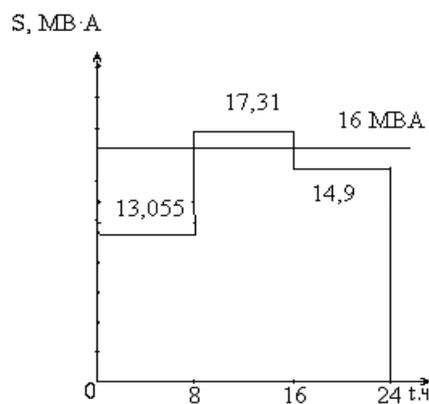


Рисунок 1.22 – Суточный график нагрузки подстанции №2

Из рисунка 1.22 видим, что линия номинальной мощности ниже максимального, следовательно произведем проверку трансформатора на перегрузку.

Определяем коэффициенты K_2 и K_1 согласно (1.74), (1.73)

$$K_1 = \frac{1}{16} \sqrt{\frac{17,31^2 \cdot 8}{8}} = 1,08 \text{ отн.ед},$$

$$K'_2 = \frac{1}{16} \sqrt{\frac{13,055^2 \cdot 8 + 14,9^2 \cdot 8}{16}} = 0,87 \text{ отн.ед}.$$

Так как $K'_2 \leq 0,9K_{\max} = 0,9 \cdot 1,08 = 0,97$, то принимаем $K_2 = 0,9 \cdot K_{\max} = 0,97$. По таблице 1.36 [2] при $K_1=1$, $K_2=0,97$, длительности максимума нагрузки $h=$

$$\frac{8 \cdot 0,87^2}{0,97^2} = 6 \quad \text{ч и средней температуре охлаждающего воздуха } \vartheta = -1,2^\circ\text{C}$$

определяем $K_{2.дп.} = 1,5$, что больше K_2 , следовательно нагрузка в указанных пределах допустима.

Подстанция 4 выполнена на напряжение 35 кВ. По мощности подстанции 4, $S_{Т4.} = 11,76$ МВ·А, принимаем 2хТДНС – 10000/35. Трансформатор не перегружен.

Вариант 4. Подстанции 1 – 4 аналогичны варианту 1.

Подстанция 5. Мощность подстанции 5 $S_{Т5.} = 5,55$ МВА. Проверку трансформаторов осуществляем по формуле (1.72)

$$S_{тр} \geq \frac{5,55}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 3,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По таблице 6.9 [3] принимаем 2хТРДН – 40000/220. Трансформатор не перегружается.

Выбранные трансформаторы подстанций сведем в таблицу 1.10.

Таблица 1.10 – Выбранные трансформаторы на подстанциях

Подстанции	$S_{итр.}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	Тип трансформатора
Вариант 1			
1	108,6	77,57	АТДЦТН-125000/220/110
2	46	32,85	ТРДН-40000/220
3	41,17	29,4	ТРДН-40000/220
4	11,76	5,88	ТДН-10000/110
5	5,55	3,96	ТДН-10000/110
Вариант 2			
1	105,55	75,39	АТДЦТН-125000/220/110
2	57,76	41,25	АТДЦТН-63000/220
3	41,17	29,4	ТРДН-40000/220
4	11,76	5,88	ТДН-10000/110
5	5,55	3,96	ТДН-10000/110
Вариант 3			
1	105,55	75,39	АТДЦТН-125000/220/110
2	46	32,85	ТРДН-40000/220
3	41,17	29,4	ТРДН-40000/220
4	11,76	5,88	ТДНС-10000/35
5	17,31	12,36	ТДТН-16000/110/35
Вариант 4			
1	111,76	79,82	АТДЦТН-125000/220/110
2	46	32,85	ТРДН-40000/220
3	41,17	29,4	ТРДН-40000/220

4	11,76	5,88	ТДН-10000/110
5	5,55	3,96	ТРДН-40000/220

1.10 Выбор сечений проводников воздушных линий

Расчет ведем в соответствии с рекомендациями [2].

Критерием для выбора сечения проводников воздушных и кабельных линий является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

Выбор суммарного сечения проводников в фазе воздушных ЛЭП с номинальным напряжением до 750 кВ включительно производится в соответствии с экономическими токовыми интервалами марок проводов для линий соответствующих напряжений, определенных при унификации конструкций воздушных линий [2].

где I_5 – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном эксплуатационном режиме, А;

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

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{\max} и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы K_M , [2].

Для линий 110-220 кВ значение α_i принимается равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном эксплуатационном режиме определяем по формуле

$$I_5 = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (1.76)$$

где S_{\max} – мощность, передаваемая по одной линии в максимальном режиме работы, МВ·А;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное рабочее напряжение линии, кВ.

В разомкнутой сети вычисляется суммированием мощностей, протекающих по рассматриваемой линии; в замкнутой сети должно быть найдено потокораспределение.

Выбранное сечение проводников должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву.

$I_{\text{дп}}$ – допустимые длительные токовые нагрузки [2].

Существующие ЛЭП после реконструкции сети кроме проверки по нагреву должны быть проверены на допустимую плотность тока, протекающего по линии по условию

$$J_{дп} \geq J, \quad (1.78)$$

где J – плотность протекающего по линии тока, А/мм²;
 $J_{дп}$ – нормированное значение плотности тока, А/мм² [3];
 F – сечение проводника, мм².

В случае если условие (1.75) не выполняется, то во избежании увеличения количества линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности допускается двукратное превышение нормированных значений. Данными указаниями следует руководствоваться также при замене существующих проводов проводами большего сечения или при прокладке дополнительных линий для обеспечения нормированных значений плотности тока при росте нагрузок.

Значение плотности тока, приведенное в [3] зависит от числа часов использования максимума нагрузки.

Время использования максимальной нагрузки [3], это время в часах, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потребитель получил бы то же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику.

В случае определения времени использования максимальной нагрузки в годовом периоде при наличии двух суточных графиков нагрузки с одинаковыми отношениями ступеней (зимнего 200 дней и летнего 165 дней) формула (1.80) примет вид

Произведем расчет числа часов использования максимума нагрузки для различных потребителей.

Подстанция №1 график нагрузки приведен на рисунке 1.2, а.; $k=0,8$. По формуле (1.81) определяем время использования максимальной нагрузки

$$T_{\max 1} = \frac{(200 + 0,8 \cdot 165) \cdot (81 \cdot 8 + 90 \cdot 8 + 82,8 \cdot 8)}{90} = 7490 \text{ ч.}$$

Подстанция №2 график нагрузки приведен на рисунке 1.2, б.; $k=0,8$. По формуле (1.81) определяем время использования максимальной нагрузки

$$T_{\max 2} = \frac{(200 + 0,8 \cdot 165) \cdot (34 \cdot 8 + 40 \cdot 8 + 36,8 \cdot 8)}{40} = 7446 \text{ ч.}$$

Подстанция №3 график нагрузки приведен на рисунке 1.2, в.; $k=0,7$. По формуле (1.81) определяем время использования максимальной нагрузки

$$T_{\max 3} = \frac{(200 + 0,7 \cdot 165) \cdot (24,5 \cdot 8 + 35 \cdot 8 + 28 \cdot 8)}{35} = 6640 \text{ ч.}$$

Подстанция №4 график нагрузки приведен на рисунке 1.2, г.; $k=0,7$. По формуле (1.81) определяем время использования максимальной нагрузки

$$T_{\max 4} = \frac{(200 + 0,7 \cdot 165) \cdot (7,8 \cdot 8 + 10 \cdot 8 + 8,9 \cdot 8)}{10} = 7092 \text{ ч.}$$

Подстанция №5 график нагрузки приведен на рисунке 1.2,д.; $k=0,6$. По формуле (1.81) определяем время использования максимальной нагрузки

$$T_{\max 5} = \frac{(200 + 0,6 \cdot 165) \cdot (3,5 \cdot 8 + 5 \cdot 8 + 4 \cdot 8)}{5} = 5980 \text{ ч.}$$

Выбираем сечение проводников воздушных линий по вариантам.

Вариант №1. ЛЭП А – 3, А – 2 выполнена на напряжение 220 кВ, проводом марки АС-240 в двухцепном исполнении. В максимальном режиме работы по одной линии передается мощность $S_{A-3}=S_3=41,17 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $S_{A-2}=S_2=46 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Проверяем провод по нормированной плотности тока, условие (1.79)

$$1 \geq J_{A-3} = \frac{41,17}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 240} = 0,00045 \text{ А/мм}^2,$$

$$1 \geq J_{A-2} = \frac{46}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 240} = 0,0005 \text{ А/мм}^2.$$

Данный провод в нормальном режиме работы удовлетворяет установленным требованиям.

По формуле (1.76) определяем рабочий ток линии в послеаварийном режиме работы (отключение одной ЛЭП)

$$I_{p,n.A-3} = \frac{41,17}{\sqrt{3} \cdot 220} = 108 \text{ А,}$$

$$I_{p,n.A-2} = \frac{46}{\sqrt{3} \cdot 220} = 121 \text{ А.}$$

По [2] для провода марки АС-240 длительно допустимый ток $I_{дп}=605 \text{ А}$. Так как $I_{p,n} \leq I_{дп}$, то провод проходит по условию нагрева.

ЛЭП 1 – 4, ЛЭП 1 – 5 выполняем на напряжение 110 кВ, в двухцепном исполнении.

По формуле (1.76), при $\alpha_T=1$ ($T_{\max 4}=7092 \text{ ч}$, $T_{\max 5}=5980 \text{ ч}$) определяем расчетную токовую нагрузку линии

$$I_{p1-4} = \frac{11,76 \cdot 1,05 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 32,4 \text{ А,}$$

$$I_{p1-5} = \frac{5,55 \cdot 1,05 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 30,6 \text{ A.}$$

По [2] выбираем провод марки АС-70.

По формуле (1.78) определяем рабочий ток линии в послеаварийном режиме работы (отключение одной ЛЭП)

$$I_{p.n.(1-4)} = \frac{11,76}{\sqrt{3} \cdot 110} = 61,72 \text{ A,}$$

$$I_{p.n.(1-5)} = \frac{5,55}{\sqrt{3} \cdot 110} = 29,13 \text{ A.}$$

По [2] принимаем провод марки АС – 70 длительно допустимый ток $I_{дп} = 265 \text{ A}$. Так как $I_{p.n.} \leq I_{дп}$, то провод проходит по условию нагрева;

ЛЭП А – 1 выполнена на напряжение 220 кВ, проводом марки АС – 240 в одноцепном исполнении. Данная линия является участком кольцевой сети

А – 1 – В – А. Для определения максимального рабочего тока. Определим мощности в кольце по рисунку 1.14 и выражениям (1.58) – (1.60).

$$S_{A-B} = \frac{-136,36 \cdot (60 + 60) + 117,31 \cdot 60}{90 + 60 + 60} = -44,4 \text{ МВА,}$$

$$S_{1-B} = \frac{117,311 \cdot (60 + 90) - 136,36 \cdot 90}{90 + 60 + 60} = 25,35 \text{ МВА,}$$

$$S_{A-1} = S_A - S_{A-B} = 136,36 - 44,4 = 91,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в максимальном режиме работы по линии А – 1 протекает мощность $S_{A1} = 91,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

По формуле (1.76) определяем рабочий ток линии.

$$I_{p.n.(A-1)} = \frac{91,96}{\sqrt{3} \cdot 220} = 241,33 \text{ A.}$$

По [2] для провода марки АС – 240 длительно допустимый ток $I_{дп} = 605 \text{ A}$. Так как $I_{p.n.} \leq I_{дп}$, то провод проходит по условию нагрева.

Примечания:

1) существующие линии электропередачи во всех вариантах несут одинаковую нагрузку, поэтому в последующих вариантах они проверяться не будут.

Вариант №2. Линия А – 2, А – 3 выполнена на напряжение 220 кВ в двухцепном исполнении. Марку провода принимаем аналогично вариантам 1. Линия 1 – 5 на напряжение 110 кВ аналогично линии 1 – 5 варианта 1.

ЛЭП 2 – 4 выполнена на напряжение 110 кВ.

$$I_{p,n.(2-4)} = \frac{11,76}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 30,86 \text{ А.}$$

Принимаем провод марки АС – 70 с $I_{дп}=265 \text{ А}$.

По формуле (1.76) определяем рабочий ток линии в послеаварийном режиме работы (отключение одной ЛЭП)

$$I_{p,n.(ав)} = \frac{11,76}{\sqrt{3} \cdot 110} = 61,72 \text{ А.}$$

Так как $I_{p,n.(ав)} \leq I_{дп}$, то провод проходит по условию нагрева.

Вариант №3. Линия А – 3, А – 2, 1 – 5 аналогично варианту 1.

ЛЭП 5 – 4 выполняем на напряжение 35 кВ, в двухцепном исполнении. В максимальном режиме работы по одной линии передается мощность $S_{max}=S_4=11,76 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

По формуле (1.76), при $\alpha_T=1$ ($T_{max 4}=7092 \text{ ч}$) определяем расчетную токовую нагрузку линии

$$I_{p(5-4)} = \frac{11,76 \cdot 1,05 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 102 \text{ А.}$$

По [2] выбираем провод марки АС – 70.

По формуле (1.78) определяем рабочий ток линии в послеаварийном режиме работы (отключение одной ЛЭП)

$$I_{p.n.} = \frac{11,76}{\sqrt{3} \cdot 35} = 194 \text{ А.}$$

По [2] принимаем провод марки АС-70 длительно допустимый ток $I_{дп}=265 \text{ А}$. Так как $I_{p,n(5-4)} \leq I_{дп}$, то провод проходит по условию нагрева.

Вариант №4. ЛЭП А – 3, А – 2, 1 – 4 соответствуют варианту 1.

ЛЭП В – 5 выполняем на напряжение 220 кВ, в двухцепном исполнении маркой провода АС – 240. В максимальном режиме работы по линии передается мощность $S_{max}=S_5=5,55 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

По формуле (1.76) определяем рабочий ток линии.

$$I_{p,n.(B-5)} = \frac{5,55}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 7,28 \text{ А.}$$

По формуле (1.76) определяем рабочий ток линии в послеаварийном режиме работы (отключение одной ЛЭП)

$$I_{p,n.(ав)} = \frac{5,55}{\sqrt{3} \cdot 220} = 14,56 \text{ А.}$$

Так как $I_{p,n.(ав)}=14,56 < I_{дп}=605$, то провод проходит по условию нагрева. Результаты расчетов по выбору сечений ЛЭП сведем в таблицу 1.11.

Таблица 1.11 – Выбор сечений ЛЭП

Участки ЛЭП	$S_{пер.}$, МВА	U, кВ.	марка провода	l, км	кол-во цепей, n	г, Ом	х, Ом
Вариант №1							
А-В	44,4	220	АС-240	90	1	10,89	39,15
А-1	91,96	220	АС-240	60	1	7,26	26,1
В-1	25,35	220	АС-240	60	1	7,26	26,1
А-2	46	220	АС-240	40	2	2,42	8,7
А-3	41,17	220	АС-240	30	2	1,815	6,525
1-4	11,76	110	АС-70	36	2	7,704	7,992
1-5	5,55	110	АС-70	20	2	4,28	4,44
Вариант №2							
2-4	11,76	110	АС-70	20	2	4,28	4,44
Вариант №3							
5-4	11,76	35	АС-70	18	2	3,852	3,888
Вариант №4							
В-5	5,55	220	АС-240	90	2	5,445	19,575

1.11 Выбор схем электрических соединений понижающих подстанций

Понижающие подстанции (ПС) предназначены для распределения энергии по сети низкого напряжения и создания пунктов соединения сети высшего напряжения.

По способу подключения к сети напряжения подстанции делятся на тупиковые, промежуточные и узловые.

Проведем анализ существующих схем подстанций. Подстанция №1 имеет три уровня напряжения 220/110/10. ОРУ 220 и 110 кВ является схемой с двумя

секционированной системой шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями (РУ12 [2]). Такое ОРУ используется для РУ 110-220 кВ при количестве присоединяемых линий от 5 до 12 и количестве радиальных ЛЭП не более одной на секцию. Этой схеме свойственно два недостатка: во-первых, при использовании вспомогательного выключателя в качестве секционного его отказ приведет к потере всех шести цепей РУ 220, 110 кВ; во-вторых, не обеспечивается возможность ремонта секционного выключателя без нарушения параллельной работы двух секций.

После расширения сети в различных вариантах схем развития сети возможно увеличение числа присоединяемых линий, тем не менее, их количество не превышает двенадцати, поэтому данное ОРУ удовлетворяет установленным требованиям.

Подстанция №2 и 3 для вариантов 1, 3, 4 является понижающей с двумя уровнями напряжения 220/10 кВ. ОРУ 220 кВ является схемой с одной секционированной системой шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями (РУ12 [2]).

Подстанция 4 и 5 являются тупиковыми, следовательно, для нее выбираем схему ОРУ 110. Для ОРУ 110 кВ принимаем схему согласно (11 [2]).

Для варианта 2, подстанция 1 и 2 с тремя уровнями напряжения 220/110/10. ОРУ 220 и 110 кВ является схемой с двумя секционированной системой шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями (РУ12 [2]). Подстанции 3-5 аналогичны варианту 1.

Вариант 3. Подстанция №5 имеет три уровнями напряжения 110/35/10 кВ. ОРУ 110 кВ является схемой с одной секционированной системой шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями (РУ12 [2]). ОРУ 35 кВ является схемой с одной секционированной системой шин. Такое ОРУ применяется при количестве присоединяемых линий до 8. После развития количество присоединяемых линий не изменилось. Поэтому такое ОРУ считается пригодном в дальнейшем.

Подстанция №4 имеет два уровня напряжения 35/10. ОРУ 35 кВ является схемой с одной секционированной системой шин. Выбираем схему ОРУ (9 [2]).

Схемы подстанций 1 – 4 для варианта 4 аналогичные варианту 1.

Подстанция 5 с двумя уровнями напряжения 220/10 кВ. На ОРУ 220 принимаем схему с двумя секционированными системами шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями (РУ12 [2]).

1.12 Сравнение намеченных вариантов по минимальным приведенным затратам без учета затрат на возмещение потерь энергии

Порядок выполнения расчетов:

– определяем капитальные вложения по всем вариантам, при этом одни и те же элементы сети, повторяющиеся во всех вариантах, не учитываем;

– определяем ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети по вариантам.

Оптимальными по экономическим показателям является вариант, характеризующийся минимальными приведенными затратами. При этом обязательным является исключение затрат на элементы, повторяющиеся в сравниваемых вариантах. Для предварительной оценки объемов капитальных вложений в электросетевое строительство на начальных стадиях проектирования используем укрупненные показатели стоимости элементов электрических сетей. Это обусловлено тем, что в указанных стадиях отсутствует детальная техническая информация об объекте. Для оценки капитальных вложений в строительство объекта по укрупненным показателям достаточно знать его основные параметры, определяемые на предпроектных стадиях. Стоимость сооружения линий электропередачи, определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой провода и районом по гололеду по выражению

Расчеты капитальных затрат по вариантам сведем в таблицы 1.12 – 1.14.

Таблица 1.12 – Капитальные затраты в сооружаемые объекты варианта №1

Статья капитальных вложений	количество, км (шт.)	стоимость единицы, $K_{пер}=600$, тыс. тенге	общая стоимость, тыс. тенге
<i>Сооружение ВЛ:</i>			
ЛЭП 1-4 АС-70	36	12840	462240
ЛЭП 1-5 АС-70	20	12840	256800
Итого по ЛЭП:	–	25680	719040
<i>Подстанции:</i>			
п/ст №2			
ТРДН-40000/220	2	101400	202800
220 кВ. ОРУ 12	4	78000	312000
п/ст №4			
ТДН-10000/110	2	32400	64800
110кВ. ОРУ 12	4	34200	136800
п/ст №5			
ТДН-10000/110	2	32400	64800
110 кВ ОРУ 12	4	34200	136800
Итого по п/ст	–	312600	918000

Таблица 1.13 – Капитальные затраты в сооружаемые объекты варианта №2

Статья капитальных вложений	количество, км (шт.)	стоимость единицы, К _{пер} =600, тыс. тенге	общая стоимость, тыс. тенге
<i>Сооружение ВЛ:</i>			
ЛЭП 1-5 АС-70	21	12840	269640
ЛЭП 2-4 АС-70	15	12840	192600
Итого по ЛЭП:	–	25680	462240
<i>Подстанции:</i>			
п/ст №2			
АТДЦТН – 63000/220/110	2	120600	241200
220 кВ. ОРУ 12	4	78000	312000
п/ст №4			
ТДН – 10000/110	2	32400	64800
110 кВ. ОРУ 12	4	34200	136800
п/ст №5			
ТДН –10000/110	2	32400	64800
110 кВ ОРУ 12	4	34200	136800
Итого по п/ст	–	331800	956400

Таблица 1.14 – Капитальные затраты в сооружаемые объекты варианта №3

Статья капитальных вложений	количество, км (шт.)	стоимость единицы, К _{пер} =600, тыс. тенге	общая стоимость, тыс. тенге
<i>Сооружение ВЛ:</i>			
ЛЭП 1-5 АС-70	20	12840	256800
ЛЭП 5-4 АС-70	18	12840	231120
Итого по ЛЭП:	-	25680	487920

Статья капитальных вложений	количество, км (шт.)	стоимость единицы, К _{пер} =600, тыс. тенге	общая стоимость, тыс. тенге
<i>Подстанции:</i>			
п/ст №2			
ТРДН – 40000/220	2	101400	202800
220 кВ. ОРУ 12	4	78000	312000
п/ст №4			
ТДНС – 10000/35	2	25080	50160
35кВ. ОРУ 9	4	17400	69600
п/ст №5			
ТДТН – 16000/110/35	2	47400	94800
110 кВ ОРУ 12	4	34200	136800
Итого по п/ст	-	303480	866160

Таблица 1.15 – Капитальные затраты в сооружаемые объекты варианта №4

Статья капитальных вложений	количество, км (шт.)	стоимость единицы, $K_{пер}=600$, тыс. тенге	общая стоимость, тыс. тенге
<i>Сооружение ВЛ:</i>			
ЛЭП 1-4 АС-70	36	12840	462240
ЛЭП В-5 АС-240	90	15000	1350000
Итого по ЛЭП:	–	27840	1812240
<i>Подстанции:</i>			
<i>п/ст №2</i>			
ТРДН – 40000/220	2	101400	202800
220 кВ. ОРУ 12	4	78000	312000
<i>п/ст №4</i>			
ТДН – 10000/110	2	32400	64800
110кВ. ОРУ 12	4	34200	136800
<i>п/ст №5</i>			
ТРДН – 40000/220	2	101400	202800
220 кВ ОРУ 12	4	78000	312000
Итого по п/ст	–	425400	1231200

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети состоят из отчислений от капитальных затрат на амортизацию, ремонт и обслуживание линий и подстанций и стоимости потерь электроэнергии за год

$$И = \alpha_{ЛЭП} K_{ЛЭП} + \alpha_{п/ст} K_{п/ст} + \beta_{ЛЭП} K_{ЛЭП} + \beta_{п/ст} K_{п/ст}, \quad (1.85)$$

где $\alpha_{ЛЭП}$ – отчисления на амортизацию в линию, ($\alpha_{ЛЭП} = 2\%$);

$\alpha_{п/ст}$ – отчисления на амортизацию в подстанцию, ($\alpha_{п/ст} = 4,4\%$);

$\beta_{ЛЭП}$ – ежегодные издержки на эксплуатацию в ЛЭП, ($\beta_{ЛЭП} = 2,4\%$);

$\beta_{п/ст}$ – ежегодные издержки на эксплуатацию в подстанцию, ($\beta_{п/ст} = 5,9\%$).

Амортизационные отчисления предназначены для капитального ремонта и реновации (полной замены) основных фондов. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования.

Ежегодные расходы по обслуживанию сетей включают затраты на текущий ремонт оборудования подстанций и ЛЭП, заработную плату эксплуатационного персонала и общесетевые расходы.

$$I_1 = \frac{2}{100} \cdot 719040 + \frac{4,4}{100} \cdot 918000 + \frac{2,4}{100} \cdot 719040 + \frac{5,9}{100} \cdot 918000 = 126191,76 \text{ тыс. тенг,}$$

$$I_2 = \frac{2}{100} \cdot 462240 + \frac{4,4}{100} \cdot 956400 + \frac{2,4}{100} \cdot 462240 + \frac{5,9}{100} \cdot 956400 = 118847,76 \text{ тыс. тенг,}$$

$$I_3 = \frac{2}{100} \cdot 487920 + \frac{4,4}{100} \cdot 866160 + \frac{2,4}{100} \cdot 487920 + \frac{5,9}{100} \cdot 866160 = 110682,96 \text{ тыс. тенг,}$$

$$I_4 = \frac{2}{100} \cdot 1812240 + \frac{4,4}{100} \cdot 1231200 + \frac{2,4}{100} \cdot 1812240 + \frac{5,9}{100} \cdot 1231200 = 426552,16 \text{ т.тенг,}$$

Подставляем полученные значения в формулу (1.79) и рассчитываем приведенные затраты по вариантам

$$Z_1 = 0,16 \cdot (719040 + 918000) + 126191,76 = 388118,16 \text{ тыс.тенге/год,}$$

$$Z_2 = 0,16 \cdot (462240 + 956400) + 118847,76 = 345830,16 \text{ тыс.тенге/год,}$$

$$Z_3 = 0,16 \cdot (487920 + 866160) + 110682,96 = 327335,76 \text{ тыс.тенге/год,}$$

$$Z_4 = 0,16 \cdot (1812240 + 1231200) + 426552,16 = 913502,56 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Экономические показатели сравниваемых вариантов сведем в таблицу 1.15.

Таблица 1.15 – Экономические показатели сравниваемых вариантов

Номер варианта	Капитальные вложения, тыс.тенге	Ежегодные издержки, тыс.тенге/год	Приведенные затраты, тыс.тенге/год
1	1637040	126191,76	388118,16
2	1418640	118847,76	345830,16
3	1354080	110682,96	327335,76
4	3043440	426552,16	913502,56

По результатам проведенных расчетов для дальнейшего, более детального сравнения вариантов по приведенным затратам с учетом издержек на возмещение потерь энергии выбираем два, наиболее экономически выгодных варианта: вариант №2 ($Z_2=345830,16$ тыс.тенге) и вариант №3 ($Z_3=327335,76$ тыс.тенге)

1.13 Выбор наиболее экономичного варианта по минимальным приведенным затратам

Рассчитаем приведенные затраты по вариантам с учетом затрат на возмещение потерь энергии.

Затраты на возмещение потерь мощности и энергии в электрических сетях определяем по формуле

$$I_3 = C_э \cdot (\Delta W' + \Delta W''), \quad (1.86)$$

где $C_э$ – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, тенге/кВт·ч ($10 \cdot 10^{-3}$ тенге/кВт·ч);

$\Delta W'$ – переменные потери электроэнергии, кВт·ч;

$\Delta W''$ – постоянные потери электроэнергии, кВт·час.

В составе переменных потерь учитываются потери в активном сопротивлении проводов линий и обмоток трансформаторов; в составе постоянных - потери холостого хода в трансформаторах, потери на корону в линиях электропередачи 220 кВ и выше. В линиях 110 кВ и ниже потери на корону не учитываются. Поэтому постоянные потери будут складываться из потерь холостого хода трансформаторов.

$\Delta W''$ для второго варианта будут равны

$$\Delta W'' = 17 \cdot 8760 = 148920 \text{ кВт·год.}$$

$\Delta W''$ для третьего варианта будут равны

$$\Delta W'' = 20 \cdot 8760 = 175200 \text{ кВт·год.}$$

Переменные потери электроэнергии рассчитываем по формуле

$$\Delta W' = \Delta P \cdot \tau, \quad (1.87)$$

где ΔP – суммарные потери активной мощности;

τ – время максимальных потерь, принимается по графику [2 с.181] в зависимости от $T_{\text{ср.вз.}}$, ч.

$$T_{\text{ср.вз.}} = \frac{P_1 \cdot T_1 + P_2 \cdot T_2 + P_3 \cdot T_3 + P_4 \cdot T_4 + P_5 \cdot T_5}{\sum P}$$

Определим $T_{\text{ср.вз.}}$.

$$T_{\text{ср.вз.}} = \frac{90 \cdot 7490 + 40 \cdot 7446 + 35 \cdot 6640 + 10 \cdot 7092 + 5 \cdot 5980}{90 + 40 + 35 + 10 + 5} = 7251 \text{ ч.}$$

Находим по графику [3 с. 181] в зависимости от $T_{\text{ср.вз.}}$, $\tau = 6000$ ч.

По формуле (1.84) находим переменные потери энергии для варианта №2

$$\Delta W' = 1755 \cdot 6000 = 10530000 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

$$\Delta W_{\Sigma 2} = 10530000 + 148920 = 10678920 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

По формуле (1.87) находим переменные потери энергии для варианта №3

$$\Delta W' = 3302 \cdot 6000 = 19812000 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

$$\Delta W_{\Sigma 3} = 19812000 + 175200 = 19987200 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

По формуле (1.83) определим затраты на возмещение потерь мощности и энергии в электрических сетях для варианта №2 и 3

$$I_{\Sigma 2} = 10 \cdot 10^{-3} \cdot 10678920 = 106789 \text{ тыс.тенге},$$

$$I_{\Sigma 3} = 10 \cdot 10^{-3} \cdot 19987200 = 199872 \text{ тыс.тенге}.$$

Рассчитаем приведенные затраты для варианта №2 и 3 с учетом затрат на возмещение потерь энергии по формуле (1.82)

$$Z_2 = 0,16 \cdot 1418640 + (118847,76 + 106789) = 452619 \text{ тыс.тенге},$$

$$Z_3 = 0,16 \cdot 1354080 + (110682,96 + 199872) = 527207,76 \text{ тыс.тенге}.$$

Оптимальным по экономическим показателям является вариант №2. Разница с вариантом №3 составляет 14 %.

Дальнейшие расчеты будем производить по варианту 2.

2 Выбор электрических аппаратов на подстанции

Произведем выбор электрических аппаратов на подстанции 3, которая является понизительной подстанцией с двумя уровнями напряжения 220/10 кВ. Представим схему подстанции 3 на рисунке 2.1.

процента продолжительности рабочих режимов, но их условия могут оказаться крайне опасными для успешного функционирования электрооборудования, последнее выбирается по расчетным условиям продолжительных рабочих режимов (по номинальному напряжению и номинальному току) и обязательно проверяется по расчетным условиям аварийных режимов (допустимый нагрев продолжительным расчетным током, термическая и электродинамическая стойкость при коротких замыканиях, коммутационная способность (для коммутационных аппаратов)).

2.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие: принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ; не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи; пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов; не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю; считают, что трехфазная система является симметричной; влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно; при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

В целях упрощения расчетов для каждой электрической ступени в расчетной схеме вместо ее действительного напряжения на шинах указываем среднее значение.

Для выбранных точек короткого замыкания составляем электрическую схему замещения, варианта 2, рисунок 2.2.

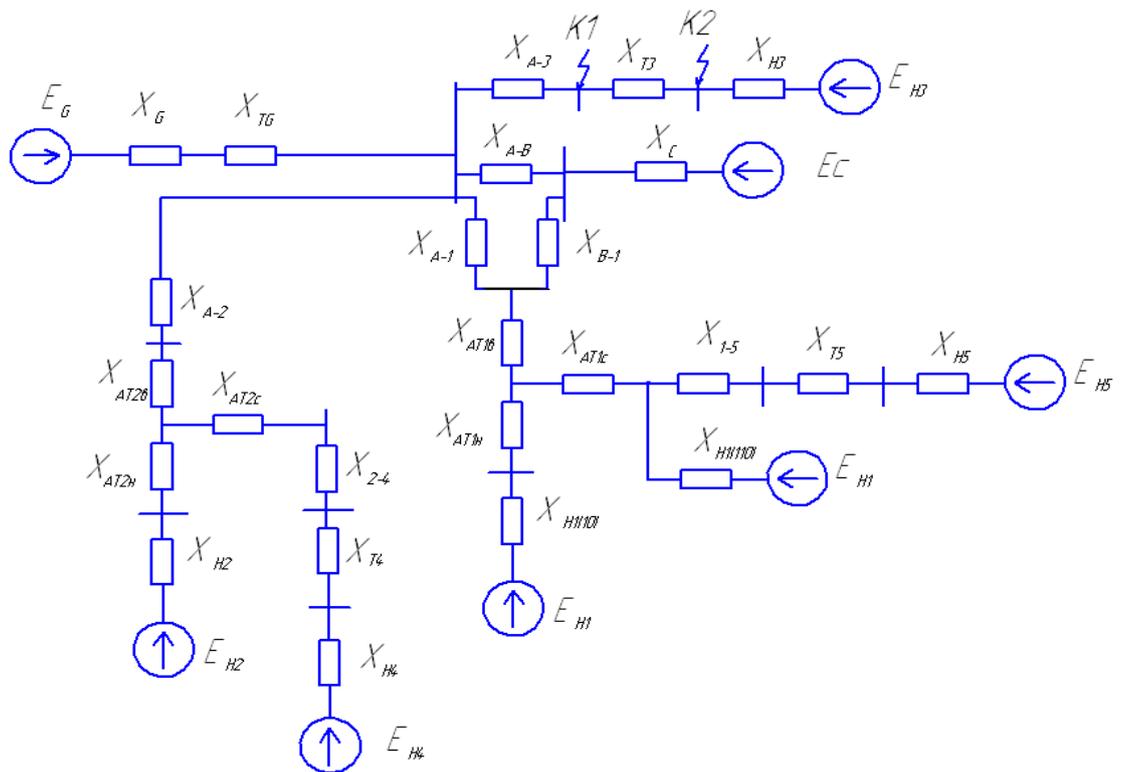


Рисунок 2.2 – Электрическая схема замещения сети

Принимаем $E_T=1,13$, $E_C=1,0$, $E_H=0,85$, $S_6=1000$ МВА.
 Сопротивление генератора определяется по формуле

$$X_G = X''_d(\text{НОМ}) \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.1)$$

где X''_d – сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора;
 S_6 – базисная мощность, МВА;
 $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность, МВА.

$$X_G = 0,204 \cdot \frac{1000}{223,53} = 0,912.$$

Сопротивление трансформатора определяем по формуле

$$X_T = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.2)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;
 $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;
 u_k – напряжение короткого замыкания, %.

Определим напряжение короткого замыкания для АТ1

$$u_{\text{KB}} = 0,5 (u_{\text{KB-C}} + u_{\text{KB-H}} - u_{\text{KC-H}}), \quad (2.3)$$

$$u_{\text{KB}} = 0,5 (11 + 45 - 28) = 14 \%,$$

$$u_{\text{KH}} = 0,5 (45 + 28 - 11) = 31 \%.$$

Сопротивление автотрансформатора связи определяем по (2.2)

$$X_{\text{AT1BH}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,56,$$

$$X_{\text{AT1HH}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{31}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,24.$$

Сопротивления трансформатора на подстанции 2, АТ2

$$u_{\text{KB}} = 0,5 (11 + 35,7 - 21,9) = 12,4 \%,$$

$$u_{\text{KH}} = 0,5 (35,7 + 21,9 - 11) = 23,3 \%,$$

$$X_{\text{AT2BH}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{12,4}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,984,$$

$$X_{\text{AT2HH}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{23,3}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,85.$$

Сопротивления трансформаторов на подстанциях 3-5 по (2.2).

$$X_{\text{T3}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,31,$$

$$X_{\text{T4,5}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 5,25,$$

$$X_{\text{TГ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,55.$$

Сопротивление линии электропередачи определяется по формуле

$$X_{\text{л}} = X_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (2.4)$$

где $X_{уд}$ – индуктивное сопротивление линий;
 L – длина линий, км;
 $U_{ср}$ – среднее номинальное напряжение, кВ.

$$X_{лА-В} = 0,435 \cdot 90 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,74'$$

$$X_{лА-1,В-1} = 0,435 \cdot 60 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,493'$$

$$X_{лА-2} = \frac{1}{2} \cdot 0,435 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,164'$$

$$X_{лА-3} = \frac{1}{2} \cdot 0,435 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,123'$$

$$X_{л1-5} = \frac{1}{2} \cdot 0,444 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,335'$$

$$X_{л2-4} = \frac{1}{2} \cdot 0,444 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,335'$$

Сопротивление энергосистемы определяем по формуле

$$X_c = X_{c*} \cdot \frac{S_b}{S_k}, \quad (2.5)$$

$$X_c = 1 \cdot \frac{1000}{1000} = 1'$$

Сопротивление нагрузки

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_b}{S_H}, \quad (2.6)$$

где 0,35 – коэффициент обобщенной нагрузки.

$$X_{H(10)} = 0,35 \cdot \frac{1000}{80} = 4,375,$$

$$X_{H1(110)} = 0,35 \cdot \frac{1000}{20} = 17,5,$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{1000}{46} = 7,613,$$

$$X_{H3} = 0,35 \cdot \frac{1000}{41,17} = 8,501,$$

$$X_{H4} = 0,35 \cdot \frac{1000}{11,76} = 29,76,$$

$$X_{H5} = 0,35 \cdot \frac{1000}{5,55} = 63,06.$$

Рассчитаем базисные токи по выражению

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp.K}}}, \quad (2.7)$$

где $U_{\text{cp.K}}$ – среднее напряжение по шкале средних напряжений, кВ.

$$I_{\sigma(K1)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma(K2)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Произведем преобразование схемы замещения для точки К1.

$$X1 = X_G + X_{TG} = 0,912 + 0,55 = 1,462,$$

$$X2 = X_{A-2} + X_{AT2B} = 0,164 + 0,984 = 1,148,$$

$$X3 = X_{AT2H} + X_{H2} = 1,85 + 7,613 = 9,463,$$

$$X4 = X_{H4} + X_{T4} + X_{2-4} = 29,76 + 5,25 + 0,335 = 35,345,$$

$$X5 = \frac{X3 \cdot X4}{X3 + X4} = \frac{9,463 \cdot 35,345}{9,463 + 35,345} = 7,46,$$

$$E1 = \frac{E_{H2} \cdot X4 + E_{H4} \cdot X3}{X3 + X4} = \frac{0,85 \cdot 35,345 + 0,85 \cdot 9,463}{35,345 + 9,463} = 0,85,$$

$$X6 = X5 + X2 = 7,46 + 1,148 = 8,608,$$

$$X7 = \frac{X1 \cdot X6}{X1 + X6} = \frac{1,462 \cdot 8,608}{1,462 + 8,608} = 1,249'$$

$$E2 = \frac{E_1 \cdot X1 + E_G \cdot X6}{X1 + X6} = \frac{0,85 \cdot 1,462 + 1,13 \cdot 8,608}{1,462 + 8,608} = 1,089'$$

$$X8 = X_{H3} + X_{T3} = 8,501 + 1,31 = 9,811,$$

$$X9 = X_{H5} + X_{T5} + X_{1-5} = 63,06 + 5,25 + 0,335 = 68,645,$$

$$X10 = \frac{X9 \cdot X_{H(110)}}{X9 + X_{H(110)}} = \frac{68,645 \cdot 4,375}{68,645 + 4,375} = 4,112'$$

$$E3 = \frac{E_{H5} \cdot X_{H(110)} + E_{H1} \cdot X9}{X_{H(110)} + X9} = \frac{0,85 \cdot 4,375 + 0,85 \cdot 68,645}{4,375 + 68,645} = 0,85'$$

$$X11 = X_{H(10)} + X_{AT1H} = 17,5 + 1,24 = 18,74,$$

$$X12 = \frac{X10 \cdot X11}{X10 + X11} = \frac{4,112 \cdot 18,74}{4,112 + 18,74} = 3,372'$$

$$X13 = X12 + X_{AT1B} = 3,372 + 0,56 = 3,932,$$

$$E4 = \frac{E_2 \cdot X8 + E_{H3} \cdot X7}{X7 + X8} = \frac{1,089 \cdot 9,934 + 0,85 \cdot 1,249}{1,249 + 9,934} = 1,062'$$

$$X14 = \frac{X_{A-B} \cdot X_{A-1}}{X_{A-B} + X_{A-1} + X_{B-1}} = \frac{0,74 \cdot 0,493}{0,74 + 0,493 + 0,493} = 0,211'$$

$$X15 = \frac{X_{A-B} \cdot X_{B-1}}{X_{A-B} + X_{A-1} + X_{B-1}} = \frac{0,74 \cdot 0,493}{0,74 + 0,493 + 0,493} = 0,211'$$

$$X16 = \frac{X_{A-1} \cdot X_{B-1}}{X_{A-B} + X_{A-1} + X_{B-1}} = \frac{0,493 \cdot 0,493}{0,74 + 0,493 + 0,493} = 0,14'$$

$$X17 = Xc + X15 = 1 + 0,211 = 1,211,$$

$$X18 = X16 + X13 = 0,14 + 3,932 = 4,072,$$

$$X_{19} = \frac{X_{17} \cdot X_{18}}{X_{17} + X_{18}} = \frac{1,211 \cdot 4,072}{1,211 + 4,072} = 0,93'$$

$$E_5 = \frac{E_c \cdot X_{18} + E_3 \cdot X_{17}}{X_{18} + X_{17}} = \frac{1 \cdot 4,072 + 0,85 \cdot 1,211}{4,072 + 1,211} = 0,96'$$

$$X_{20} = X_{19} + X_{14} = 0,93 + 0,211 = 1,36,$$

$$X_{21} = \frac{X_7 \cdot X_{20}}{X_7 + X_{20}} = \frac{1,249 \cdot 1,36}{1,249 + 1,36} = 0,65'$$

$$E_6 = \frac{E_5 \cdot X_7 + E_2 \cdot X_{20}}{X_7 + X_{20}} = \frac{0,96 \cdot 1,211 + 1,089 \cdot 1,36}{1,211 + 1,36} = 1,03'$$

$$X_{22} = X_{21} + X_{A_3} = 0,65 + 0,123 = 0,773,$$

$$X_{23} = \frac{X_{22} \cdot X_8}{X_{22} + X_8} = \frac{0,773 \cdot 9,811}{0,773 + 9,811} = 0,72'$$

$$E_7 = \frac{E_6 \cdot X_8 + E_{n3} \cdot X_{22}}{X_8 + X_{22}} = \frac{1,03 \cdot 9,811 + 0,85 \cdot 0,773}{9,811 + 0,773} = 1,016'$$

После преобразования относительно точки К1 схема приобретает следующий вид, рисунок 2.3.

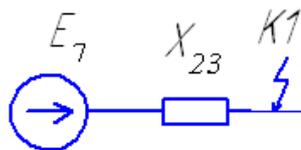


Рисунок 2.3 – Преобразованная схема замещения относительно К1

Ток короткого замыкания определяем следующим выражением

$$I_{п} = \frac{E}{X} \cdot I_б, \quad (2.8)$$

где E – ЭДС источника;

X – результат сопротивления цепи КЗ;

Iб – базисное значение тока, кА.

$$I_{п(к1)} = \frac{1,016}{0,72} \cdot 2,51 = 3,54 \text{ кА.}$$

Произведем преобразование схемы замещения для точки К2.

Значения сопротивлений X_{22} принимаем из расчетов для точки К1. Производим дальнейшее преобразование схемы относительно К2. Представим схему замещения для точки К2, рисунок 2.4.

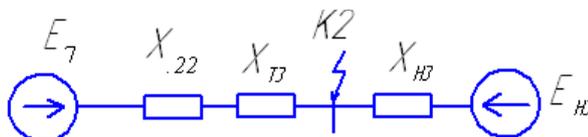


Рисунок 2.4 – Схема замещения для точки К2

Производим дальнейшее преобразование схемы.

$$X_{24} = X_{22} + X_{T3} = 0,773 + 1,31 = 2,083,$$

$$X_{25} = \frac{X_{24} \cdot X_{н3}}{X_{24} + X_{н3}} = \frac{2,083 \cdot 8,501}{2,083 + 8,501} = 1,67'$$

$$E_8 = \frac{E_{н3} \cdot X_{24} + E_7 \cdot X_{н3}}{X_{24} + X_{н3}} = \frac{0,85 \cdot 2,083 + 1,016 \cdot 8,501}{2,083 + 8,501} = 0,98'$$

После преобразования относительно точки К2 схема приобретает следующий вид, рисунок 2.5.

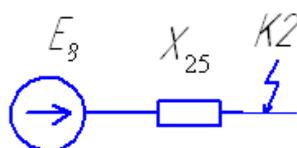


Рисунок 2.5 – Преобразованная схема замещения относительно К2

Ток короткого замыкания определяем выражением (2.8)

$$I_{п(к2)} = \frac{0,98}{1,67} \cdot 55 = 32,27 \text{ кА.}$$

2.2 Выбор коммутационных аппаратов

Коммутационные аппараты выбираются по номинальному напряжению установки и максимальному току присоединения. Проверяются эти аппараты на ток отключения, включения, на термическую и электродинамическую стойкость.

Произведем выбор выключателей и разъединителей на ОРУ 220 кВ (точка короткого замыкания К1).

Расчетный ток продолжительного режима определяем по формуле

$$I_{\text{раб.нб.}} = (1,3 \div 1,4) \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.}}} \quad (2.9)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная полная мощность трансформатора, МВА;
 $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_{\text{раб.нб.}} = 1,3 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 131 \text{ А.}$$

По расчетному току принимаем на ОРУ 220 кВ элегазовые выключатели типа ВГБ – 220 согласно [4] и разъединители типа РНДЗ.1 – 220/1000У1 по [2]. Произведем проверку этих аппаратов.

Производим проверку выключателя на симметричный ток отключения по условию

$$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откл.ном.}} \quad (2.10)$$

Рассчитаем периодической составляющей тока в момент отключения τ , время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, определяется следующим выражением

$$\tau = t_{\text{св}} + 0,01, \quad (2.11)$$

где $t_{\text{св}}$ – собственное время выключателя, с. Для выключателя марки ВГБ – 220, $t_{\text{св}} = 0,035$ с.

$$\tau = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле

$$I_{\text{п}\tau} = \gamma \times I_{\text{п}} \quad (2.12)$$

где γ – коэффициент, учитывающий затухание периодической составляющей тока КЗ в момент отключения τ .

Для генераторов 190 МВт, рассчитаем номинальный ток

$$I_{нм,г} = \frac{190}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,586 \text{ кА.}$$

Определим номер кривой

$$n = \frac{I_{по(к1)}}{I_{ном,г}} = \frac{3,54}{0,586} = 6,04 \approx 6'$$

$$I_{п\tau (к1)} = 3,54 \cdot 0,82 = 2,9 \text{ кА.}$$

Производим проверку выключателя на отключающую способность

$$i_{a,\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100} \quad (2.13)$$

Определяем апериодическую составляющую тока короткого замыкания

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (2.14)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,54 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 1,11 \text{ кА,}$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{45}{100} = 25,455 \text{ кА.}$$

Проверяем выключатель на термическую стойкость

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}. \quad (2.15)$$

Выражение для определения периодической составляющей импульса квадратичного тока имеет вид

$$B_{кп} = I_{п0}^2 (t_{отк} + T_a), \quad (2.16)$$

где T_a – постоянная времени затухания по [4, т. 3.8, с. 150], равна 0,03;
 $t_{отк}=0,2$ сек, по [4, рисунок 3.58].

$$B_{кп} = 3,54^2 (0,2 + 0,03) = 2,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Производим проверку выключателя на динамическую стойкость. Рассчитаем ударный ток КЗ по выражению

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot k_y, \quad (2.17)$$

где k_y – ударный коэффициент, [4, т. 3.8, с. 150].

$$i_{уд(К1)} = \sqrt{2} \cdot 3,54 \cdot 1,717 = 8,59 \text{ кА}.$$

Расчетные и паспортные данные коммутационных аппаратов сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные и каталожные данные выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Условия проверки	Каталожные данные	
		Выключатель ВГБ – 220	Разъединитель РНДЗ.1 – 220/1000У1
$U_{уст}=220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{нм}$	$U_{нм}=220 \text{ кВ}$	$U_{нм}=220 \text{ кВ}$
$I_{max}=131 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{нм}$	$I_{нм}=2000 \text{ А}$	$I_{нм}=1000 \text{ А}$
$I_{нт}=2,9 \text{ кА}$	$I_{п.т} \leq I_{откл.ном}$	$I_{ткл.нм}=40 \text{ кВ}$	-
$i_{ат}=1,11 \text{ кА}$	$i_{а.т.} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}$	25,455 кА	-
$I_n=3,54 \text{ кА}$	$I_n \leq I_{вкл}$	102 кА	-
$i_{уд}=8,59 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$	102 кА	$I_{дин}=100 \text{ кА}$
$B_k=2,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер.тер}^2$	4800 кА ² с	$B_k=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные разъединители и выключатели удовлетворяют всем условиям.

Для ОРУ 10 кВ произведем выбор силовых выключателей и разъединителей (точка К2). Расчетный ток продолжительного режима определяем по формуле (2.17)

$$I_{раб.нб.} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5773,5 \text{ А}.$$

По расчетному току принимаем выключатель типа МГУ – 20 – 90/6300У3 согласно [2] и разъединитель типа РВРЗ.1 – 20/6300 У3 по [2].

Производим проверку выключателя на симметричный ток отключения по условию (2.11) $\tau = 0,15 + 0,2 = 0,35 \text{ с}$.

$$I_{нм,г} = \frac{190}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85} = 13 \text{ кА.}$$

Определим номер кривой

$$n = \frac{I_{по(кз)}}{I_{ном.г}} = \frac{32,27}{13} = 2,48 \approx 3'$$

$$I_{п\tau} = 32,27 \cdot 0,81 = 26,14 \text{ кА.}$$

Определяем апериодическую составляющую тока по (2.14)

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 32,27 \cdot e^{\frac{0,35}{0,15}} = 4,42 \text{ кА,}$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot \frac{20}{100} = 12,72 \text{ кА.}$$

Проверяем выключатель на термическую стойкость по (2.16)

$$B_{кп} = 32,27^2 (0,2 + 0,15) = 364 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Рассчитаем ударный ток КЗ по выражению (2.17)

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 32,27 \cdot 1,85 = 84,42 \text{ кА.}$$

Расчетные и паспортные данные сведем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные и каталожные данные выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Условия проверки	Каталожные данные	
		Выключатель МГУ – 20 – 90/6300У3	Разъединитель РВР3.1 – 20/6300 У3
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{нм}$	$U_{нм}=20 \text{ кВ}$	$U_{нм}=20 \text{ кВ}$
$I_{max}=5773,5 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{нм}$	$I_{нм}=6300 \text{ А}$	$I_{нм}=6300 \text{ А}$
$I_{п\tau}=26,14 \text{ кА}$	$I_{п,\tau} \leq I_{откл.ном}$	$I_{ткл,нм}=90 \text{ кВ}$	-
$i_{a\tau}=4,42 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \times \frac{\beta}{100}$	25,45 кА	-
$I_n=32,27 \text{ кА}$	$I_n \leq I_{вкл}$	90 кА	-
$i_{уд}=84,42 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$	300 кА	$I_{дин}=260 \text{ кА}$
$B_k=364 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер.тер}^2$	32400 кА ² с	$B_k=40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.3 Выбор измерительных трансформаторов

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений наиболее удобных для подключения.

Измерительные трансформаторы обеспечивают безопасность работающих, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

Выбранные элегазовые выключатели на ОРУ 220 кВ выполняются со встроенными трансформаторами тока, следовательно, тип трансформатора тока принимаем типа ТВ – 220. Выбранный трансформатор проверим по условиям.

Вторичная нагрузка определяется следующим образом

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}. \quad (2.18)$$

Определяем допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{пров}} = Z_{\text{ном.2}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}. \quad (2.19)$$

где $Z_{\text{ном.2}}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ, Ом;

$r_{\text{конт}}=0,05$ Ом, при числе приборов менее трех, $r_{\text{конт}}=0,1$, при числе приборов более трех;

$r_{\text{приб}}$ – сопротивление прибора, Ом.

Для определения сопротивления прибора составим таблицу расчета вторичной мощности. Ток присоединения по (2.17) выражению равен 131 кА. Перечень приборов принимаем по [4, т.4.11, с.362].

Таблица 2.4 – Подсчет вторичной нагрузки

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Определяем сопротивление прибора по выражению

$$r_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном}}^2}, \quad (2.20)$$

$$r_{\text{приб.}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом,}$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

По выражению (2.19) определим сопротивление провода

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,05 - 0,02 = 0,73 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho * l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (2.21)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода (для меди $\rho=0,0175$);
 $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединений трансформаторов. Согласно [4, с.375] принимаем $l_{\text{расч}}=120$ м.

$$q = \frac{0,0175 \cdot 120}{0,73} = 2,876 \text{ мм}^2.$$

Согласно [3] по условию прочности сечение должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил. Принимаем $q_{\text{нм}}=4 \text{ мм}^2$.

Производим перерасчет сопротивления проводов с учетом принятого сечения проводов

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 120}{4} = 0,525 \text{ Ом.}$$

По выражению (2.18) рассчитываем вторичную нагрузку

$$z_2 = 0,525 + 0,05 + 0,02 = 0,595 \text{ Ом.}$$

Расчетные и паспортные данные сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Условия выбора

Условия выбора	Расчетные данные	Паспортные данные
		ТВ-220
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{нм}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{нм}}$	131 А	1000 А
$z_2 \leq z_{2\text{нм}}$	0,595 Ом	0,8 Ом
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	2,88 кА ² ·с	25 ² ·3 кА ² ·с
Класс точности	1	1

Выбираем трансформаторы тока на 10 кВ.

По максимальному току рассчитанного в пункте 2.2 на 10 кВ и равный 5773,5 кА принимаем к установке трансформатор тока типа ТШВ-15Б с номинальным первичным током равным 6000 А, [2, т. 5.9, с.301]. Перечень необходимых приборов и схему включения приборов определяем по [2, т. 4.11, с.362].

Для определения вторичной нагрузки трансформатора тока составляем таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Подсчет вторичной нагрузки

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	САЗ-И674	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	САЧ-Е689	2,5	-	2,5
Итого		5,5	0,5	5,5

Из таблицы 2.6 видно, что наиболее загружены фазы А и В. Определяем сопротивление приборов по выражению (2.20)

$$z_{\text{приб.}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Определяем допустимое сопротивление проводов по выражению (2.19)

$$z_{\text{пров}} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение соединительных проводов по (2.22)

$$q = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,88} = 0,79 \text{ мм}^2.$$

Согласно [4] по условию прочности сечение должно быть не менее 2.5 мм² для медных жил. Принимаем $q_{\text{нм}}=2,5 \text{ мм}^2$.

Производим перерасчет сопротивления проводов с учетом принятого сечения проводов

$$z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом.}$$

Рассчитываем вторичную нагрузку по выражению (2.19)

$$z_2 = 0,22 + 0,28 + 0,1 = 0,6 \text{ Ом.}$$

Расчетные и паспортные данные сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Условия выбора

Условия выбора	Расчетные данные	Паспортные данные
		ТШВ-15Б
$U_{уст} \leq U_{нм}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб. макс} \leq I_{нм}$	5773,5 А	6000 А
$z_2 \leq z_{2нм}$	0,6 Ом	1,2 Ом
Класс точности	0,5	0,5
$B_k \leq I_{т.н.}^2 \cdot t_{т.н.}$	364 кА ² с.	1600 кА ² с.

Произведем выбор трансформаторов напряжения на шинах ОРУ 220 кВ.

Перечень необходимых приборов и схему включения приборов определяем по [4, т. 4.11, с. 362].

Для определения вторичной нагрузки сводим в таблицу 2.8 перечень приборов, подключаемых к трансформатору напряжения.

Таблица 2.8– Расчет вторичной нагрузки

Прибор	Тип	S _{дн.б.} В · А	Число обм.	Число приб.	cosφ	sinφ	Общ. потр. мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр, показывающий	Э-335	2	1	1	1	0	2	0
Вольтметр, регистрирующий	Н-394	10	1	1	1	0	10	0
Регистрирующий частотомер	Н-397	7	1	1	1	0	7	-
Частотомер	Э-362	1	1	1	0	1	1	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	2	1	0	6	0
Варметр	Д-335	1,5	2	2	1	0	6	0
ФИП	ФИП	3	2	2	1	0	12	0
Счетчик Ватт- часов	САЗИ- 670	1,5	2	2*2	0,38	0,925	12	29,05
Итого							56	29,05

Определяем вторичную нагрузку трансформатора напряжения по выражению

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (2.22)$$

$$S_2 = \sqrt{56^2 + 29,05^2} = 69,08 \text{ ВА.}$$

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НКФ -220-58 У1 с номинальной мощностью в классе точности 0.5 равной 400 В·А со схемой соединения 1/1/1-0-0 по [2, т. 5.13, с. 337].

Произведем выбор измерительных трансформаторов напряжения на 10 кВ. Перечень подключенных приборов представлен в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип	S _{обм} , ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1,00	-	3	6	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1,00	-	2	6	-
Счетчик активной энергии	САЗ-И674	3 Вт	2	0,38	0,93	1	6	14,61
Счетчик реактивной энергии	СРЦ-И689	1,5	2	0,38	0,925	2	6	29,05
Итого	-	-	-	-	-	-	24	43,66

Определим суммарную вторичную нагрузку трансформатора напряжения по формуле (2.22)

$$S_{2,\Sigma} = \sqrt{24^2 + 43,66^2} = 49,82 \text{ ВА.}$$

Принимаем трансформатор напряжения типа ЗНОМ-15-63У2, с вторичной мощностью 3*75=225 ВА.

2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Наименьшее количество потребителей с.н., на подстанции, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства персонала. Это электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов QR и QN, шкафов КРУН, а также освещение подстанции. Наиболее ответственными потребителями с.н. п/ст являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей с.н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов с.н. выбирается по нагрузкам с.н. с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании можно по ориентировочным данным [5] определить основные нагрузки с.н. подстанции. Приняв для двигательной нагрузки $\cos\varphi=0,85$, определяем расчетную нагрузку по формуле

$$S_{\text{расч}}=k_c, \quad (2.23)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. Принимаем $k_c=0,8$.

Мощность трансформаторов с.н. S_T , кВ·А, при двух трансформаторах с.н. на п/ст с постоянным дежурством выбираем по следующему условию

$$S_T \geq S_{\text{расч}}/K_{\text{п}}, \quad (2.24)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, принимаем равным 1,4.

Предельная мощность каждого трансформатора с.н. должна быть не более 630 кВ·А.

По [4] определяем нагрузки с.н. и сводим в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт	Количество	cosφ	Нагрузка	
				P _{уст} , кВт	Q _{уст} , квар
Охлаждение трансформатора	3	2	0,85	6	3,72
Отопление и освещение ОПУ	80	1	1	80	-
Освещение ОРУ 220 кВ	10	1	1	10	-
ЗГРУ	7	1	1	7	
Маслохозяйство	75	1	1	75	
ВАЗП	23	2	1	46	
Итого				224	3,72

По формуле (2.23) определяем расчетную нагрузку трансформатора с.н.

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \sqrt{224^2 + 3,72^2} = 179 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \text{ Принимаем трансформатор ТМ – 250/35.}$$

3 Влияние несимметрии и высших гармоник на работу основного оборудования

3.1 Влияние несимметрии напряжений на работу электрооборудования

Несимметрия трехфазной системы напряжений приводит к возникновению токов обратной последовательности, а в 4-проводных сетях дополнительно и токов нулевой последовательности. Токи обратной последовательности вызывают дополнительный нагрев вращающихся машин, появление нехарактерных гармоник при работе многофазных преобразователей и другие явления.

При несимметрии напряжений в 2 % сроки службы асинхронных двигателей сокращаются на 10,8 % синхронных – на 16,2 %; трансформаторов – на 4 %; конденсаторов – на 20 %. Нагрев оборудования осуществляется за счет расхода дополнительной электроэнергии, что снижает к.п.д. электроустановок. Скорость вращения асинхронных двигателей несколько снижается, возрастают вибрация вала и шум.

Для того чтобы избежать перегрева двигателя, его загрузку приходится снижать. Полная загрузка двигателя допускается только при коэффициенте обратной последовательности напряжения не более 1 %. При 2 % загрузка должна быть снижена до 96 %, при 3 % – до 90 %, при 4 % – до 83 % и при 5 % – до 76 %.

Если технологические установки оснащены защитой от перекоса напряжений, то при больших уровнях несимметрии они могут отключаться, что приводит к технологическому ущербу (снижение качества и недоотпуск продукции, брак).

Тем не менее, основным эффектом несимметрии напряжений является нагрев оборудования, поэтому в течение некоторого времени допустимые значения могут превышать, если в последующие моменты это компенсируется пониженным уровнем несимметрии. Данное положение относится к изменению несимметрии в течение времени, не превышающего времени нагрева оборудования [10].

3.2 Влияние высших гармоник напряжения и тока на работу электрооборудования

Высшие гармоники напряжения и тока оказывают влияние на работу электрооборудования. Основными формами воздействия высших гармоник являются: увеличение токов и напряжений высших гармоник вследствие параллельного и последовательного резонансов; снижение эффективности процессов генерации, передачи, использования электроэнергии; старение

изоляции электрооборудования и сокращение вследствие этого срока его службы; ложная работа оборудования.

Возникают резонансы в системах электроснабжения. Резонансы обычно рассматриваются применительно к конденсаторам, в частности к силовым конденсаторам. При превышении гармониками тока уровней, предельно допустимых для конденсаторов, последние не ухудшают свою работу, однако через некоторое время выходят из строя.

Другой областью, где резонансы могут приводить к выходу из строя элементов оборудования, являются системы управления нагрузкой с помощью тональных частот. Для того, чтобы предотвратить поглощение сигнала силовыми конденсаторами, их цепи разделяют настроенным последовательным фильтром (фильтр – "пробка"). В случае местного резонанса гармоники тока в цепи силового конденсатора резко возрастают, что приводит к отказу настроенного конденсатора последовательного фильтра.

Влияние гармоник на вращающиеся машины. Гармоники напряжения и тока приводят к дополнительным потерям в обмотках статора, в цепях ротора, а также в стали статора и ротора. Потери в проводниках статора и ротора из-за вихревых токов и поверхностного эффекта при этом больше, чем определяемые омическим сопротивлением. Токи утечки, вызываемые гармониками в торцевых зонах статора и ротора, приводят к дополнительным потерям.

Дополнительные потери – одно из самых отрицательных явлений, вызываемое гармониками во вращающихся машинах. Они приводят к повышению общей температуры машины и к местным перегревам, наиболее вероятным в роторе.

Токи гармоник в статоре машины вызывают движущую силу, приводящую к появлению на валу вращающихся моментов в направлении вращения магнитного поля гармоники. Обычно они очень малы и к тому же частично компенсируются из-за противоположного направления. Несмотря на это, они могут привести к вибрации вала двигателя.

Гармоники тока в линиях приводят к дополнительным потерям электроэнергии и напряжения.

В кабельных линиях гармоники напряжения увеличивают воздействие на диэлектрик пропорционально увеличению максимального значения амплитуды. Это, в свою очередь, увеличивает число повреждений кабеля и стоимость ремонтов.

В линиях сверхвысокого напряжения гармоники напряжения по той же причине могут вызывать увеличение потерь на корону.

Гармоники напряжения вызывают в трансформаторах увеличение потерь на гистерезис и потерь, связанных с вихревыми токами в стали, а так же потерь в обмотках. Сокращается также срок службы изоляции. Наблюдаются также локальные перегревы бака трансформатора. Отрицательный аспект воздействия гармоник на мощные трансформаторы состоит в циркуляции утроенного тока нулевой последовательности в обмотках, соединенных в треугольник. Это может привести к их перегрузке.

Дополнительные потери в электрических конденсаторах приводят к их перегреву. В общем случае конденсаторы проектируются так, чтобы допускать определенную токовую перегрузку. Конденсаторы, выпускаемые в Великобритании, допускают перегрузку 15%, в Европе и Австралии – 30%, в США – 80%, в СНГ – 30%. При превышении этих величин, наблюдающихся в условиях повышенных напряжении высших гармоник на вводах конденсаторов, последние перегреваются и выходят из строя.

Гармоники могут нарушать работу устройств защиты или ухудшать их характеристики. Характер нарушения зависит от принципа работы устройства. Цифровые реле и алгоритмы, основанные на анализе выборки данных или точки пересечения нуля, особенно чувствительны к гармоникам.

Чаще всего изменения характеристик незначительны. Большинство типов реле нормально работает при коэффициенте искажения до 20%. Однако увеличение доли мощных преобразователей в сетях может в будущем изменить ситуацию.

Устройства защиты обычно реагируют на напряжение или ток основной частоты, а все гармоники в переходном режиме либо отфильтровываются, либо не воздействуют на устройство.

Более существенным оказывается влияние гармоник на работу защиты, строящейся на измерении сопротивления. Дистанционная защита, в которой производится измерение сопротивлений на основной частоте, может давать значительные ошибки в случае наличия в токе короткого замыкания высших гармоник (особенно 3-го порядка). Большое содержание гармоник обычно наблюдается в случаях, когда ток короткого замыкания течет через землю (сопротивление земли доминирует в общем сопротивлении контура). Если гармоники не отфильтровываются, вероятность ложной работы весьма высока.

Фильтрация гармоник, особенно в цифровых защитах, наиболее важна для дистанционных защит. Работы, выполненные в области цифровых способов фильтрации, показали, что хотя алгоритмы такой фильтрации часто достаточно сложны, получение нужного результата не представляет особых трудностей.

Влияние гармоник на системы защиты в нормальных режимах работы электрических сетей.

Однако при правильном проектировании большинство из перечисленных проблем легко разрешаются. Правильный выбор оборудования устраняет множество трудностей, связанных с измерительными трансформаторами.

Низкая чувствительность устройств защиты к параметрам режима в нормальных условиях обуславливает практическое отсутствие проблем, связанных с гармониками в этих режимах. Исключение составляет проблема, связанная с включением в сеть мощных трансформаторов, сопровождающимся броском намагничивающего тока [11].

3.3 Способы снижения влияния высших гармоник на электрооборудование

Приведем изобретение, относящееся к способам снижения уровня высших гармоник в электрических сетях, рисунок 3.1.

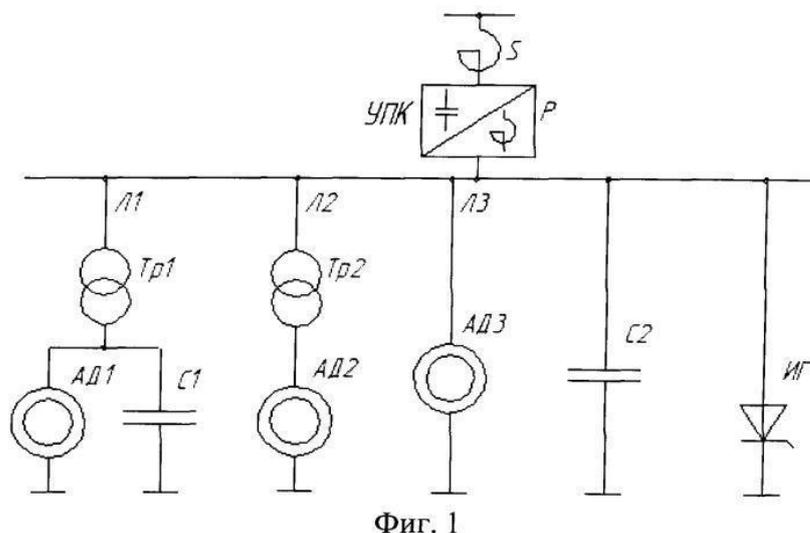


Рисунок 3.1 – Способ снижения влияния высших гармоник на электрооборудование

Этот способ использован в системах электроснабжения для данного предприятия с неизменной и переменной нагрузкой для исключения перегрузок от высших гармоник электрооборудования.

Использование: в области электроэнергетики. Технический результат - снижение коэффициента несинусоидальности напряжения сети и уменьшение влияния высших гармоник тока при наличии переменной нелинейной нагрузки. Способ заключается в том, что при возникновении высших гармоник со стороны нелинейной нагрузки исследуемого предприятия на выходе понижающего трансформатора устанавливаются емкостное сопротивление, параметры которого выбирают из условия снижения несинусоидальности напряжения на нагрузке.

Известен способ повышения качества электрической энергии, заключающийся в выделении из напряжения электрической сети высших гармоник напряжения, а также первой гармоники, определяемой напряжением нулевой последовательности, выпрямлении выделенных гармоник напряжения, преобразовании выпрямленного напряжения в переменное напряжение с частотой, равной частоте первой гармоники сети, и возвращении переменного напряжения в электрическую сеть.

Недостатком известного способа является неполная компенсация высших гармоник, ограниченная характеристиками фильтров, входящих в его состав. Способ основан на применении силовых полупроводниковых систем, что приводит к увеличению стоимости оборудования.

Известен способ снижения уровня высших гармоник (US Patent Application 20080129122, опубликован 05.06.2008), который заключается в установке фильтров, состоящих из трех основных элементов: последовательно включенный реактор и резонансный шунтирующий фильтр. Последовательно включенный реактор ограничивает высшие гармоники, генерируемые нелинейной нагрузкой в сеть. Резонансный шунтирующий фильтр состоит из LC цепи с резонансной частотой, настроенной на частоту гармоники напряжения, которую необходимо ослабить. На резонансной частоте шунтирующий фильтр имеет минимальное сопротивление, соответствующее активному сопротивлению реактора. Поэтому фильтр потребляет почти все генерируемые гармонические токи резонансной частоты с низким гармоническим искажением напряжения на этой частоте (напряжение равно произведению сопротивления реактора на протекающий через фильтр ток).

Основным недостатком этого способа является то, что установка резонансного шунтирующего фильтра, настроенного лишь на одну гармонику, не позволяет уменьшить гармонические искажения до желаемых пределов. Для компенсации нескольких гармоник устанавливается несколько резонансных шунтирующих фильтров, что приводит к увеличению стоимости оборудования.

3.4 Способы снижения несимметрии

Несимметрию напряжений, обусловленную несимметричными электроприемниками, можно ограничить до значений $K_{2U} \leq K_{2U_{доп}}$ как с помощью схемных решений, так и путем применения специальных симметрирующих устройств.

Как известно, при соотношении мощностей КЗ в узле сети S_k и однофазной нагрузки $S_{одн}$ $S_k \geq 50 S_{одн}$ коэффициент обратной последовательности напряжений не превышает $K_{2U_{доп}}$. Поэтому целесообразно присоединять ЭП, вызывающие несимметрию, к узлам сети, где мощность КЗ удовлетворяет приведенному выше соотношению. Например, мощные однофазные ЭП можно подключать через отдельные трансформаторы к шинам 110–220 кВ, где уровень S_k достаточно велик. В ряде случаев снижение несимметрии напряжений может быть обеспечено рациональным распределением нагрузок. При невозможности обеспечить требуемый уровень несимметрии напряжений с помощью схемных решений применяют симметрирующие устройства (су).

Равномерное распределение нагрузки по фазам. Это наиболее эффективное мероприятие, но оно требует творческого подхода при проектировании электроустановок и решительности при эксплуатации.

Применение симметрирующих устройств. Сопротивления в фазах симметрирующего устройства (су) подбираются таким образом, чтобы компенсировать ток обратной последовательности, генерируемый нагрузкой как источником искажения, рисунок 3.2.

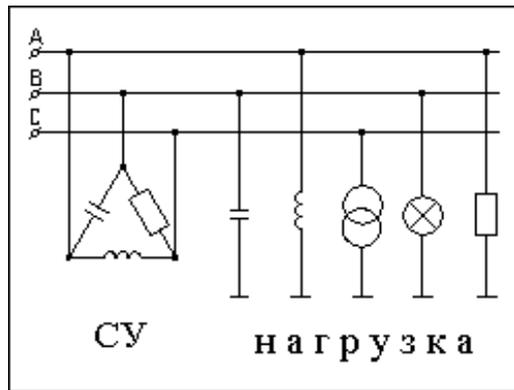


Рисунок 3.2 – Схема симметрирования с использованием БК

В зависимости от места установки су различают индивидуальный, групповой, централизованный и комбинированный способы симметрирования. Индивидуальные су устанавливаются непосредственно у несимметричных ЭП. При групповом симметрировании в различных точках сети устанавливается несколько су, каждое из которых симметрирует определенный участок сети с подключенной к нему группой несимметричных электроприемников. При централизованном симметрировании в распределительной сети устанавливается одно су. Комбинированный способ симметрирования заключается в сочетании су, представленных выше.

Каждый из способов симметрирования имеет свои особенности. Индивидуальный способ позволяет устранить несимметрию токов и напряжений непосредственно у потребителя, но при этом установленная мощность силовых элементов су используется нерационально. При централизованном способе требуется меньшая установленная мощность элементов су, но в сети с несимметричными нагрузками несимметрия токов сохраняется. Групповой способ симметрирования сочетает преимущества и недостатки индивидуального и централизованного способов. Выбор способа симметрирования определяется в основном параметрами сети и характером нагрузок.

Весьма важным обстоятельством является многофункциональный характер емкостных су, БК которых являются источником РМ.

На практике полное симметрирование, т.е. когда $K_{2U} = 0$, оказывается технически и экономически нецелесообразным; используется частичное симметрирование, когда с помощью косвенной компенсации или применения су обеспечивается значение $K_{2U} \leq 0,02$.

Применение симметрирующих устройств сопровождается дополнительными капитальными затратами на их приобретение и монтаж, затратами на обслуживание и эксплуатацию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Произведен расчет проектирования на тему «Реконструкция электрических сетей г. Балхаш». В дипломном проекте выполнена расчетная и графическая часть. Расчетная часть состоит из 3 разделов. В разделы входит электрический расчет, раздел специального вопроса.

В электрической части произведен расчет существующей сети, составлены варианты конфигурации развития сети, для которых выполнен выбор номинальных напряжений ЛЭП, выполнен анализ режимов работы проектируемых вариантов. Выбраны схемы электрических соединений понижающих подстанций для всех вариантов. Наиболее экономичный вариант принят по минимальным приведенным затратам. Для выбранного варианта 2 произведен выбор трансформаторов на понижающих подстанциях, выбор сечений проводников воздушных ЛЭП. Также для принятого варианта для подстанции № 3 произведен выбор электрических аппаратов на подстанции (коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и трансформаторы собственных нужд).

Разработанный проект электроснабжения подстанций от системной подстанции «А» удовлетворяет требованиям ПУЭ в отношении надежности электроснабжения потребителей. В проекте предложены наиболее экономичные и распространенные в практике проектирования технические решения.

Выбранные к установке на подстанциях трансформаторы с РПН совместно с компенсирующими установками (БСК) обеспечивают требуемые ПУЭ уровни напряжения в режиме наибольших нагрузок, а также достаточный коэффициент мощности нагрузки на шинах источника питания.

Экономические показатели варианта электроснабжения находятся на уровне средних достигнутых по отрасли.

В разделе специального вопроса рассмотрены «Влияние несимметрии и высших гармоник на работу основного оборудования». Раскрыты вопросы влияния несимметрии напряжений на работу электрооборудования, влияние высших гармоник напряжения и тока на работу электрооборудования, способы снижения влияния высших гармоник на электрооборудование, способы снижения несимметрии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Правила устройства электроустановок / Минэнерго – 6-е изд., с изменениями, исправлениями и дополнениями, принятыми Главгосэнерго – надзором РФ. С. – Петербург : Издательство ДЕАН, 2000. – 403 с.

2 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич, А. Н. Зейлингер, Г. А. Илларионов и др. ; Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – 3-е изд. , перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

3 Неклепаев Б. Н. , Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов. – 4-е изд. , перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

4 Рожкова Л. Д. , Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций : учебник для техникумов. – 3-е изд. , перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

5 Промышленный каталог 02.06.12-02. – М. : ИНФОРМЭЛЕКТРО, 2002. – 16 с.

6 Электротехнический справочник Т. 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии (Под общей ред. Профессоров МЭИ : И. Н. Орлова и др.) – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.

7 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей / М в энергетике и электрификации. – 14-е изд. , перераб. и доп. М. : Энергоатомиздат, 2009. – 288 с.

8 Постатейный практический комментарий к Трудовому кодексу Республики Казахстан под общим руководством Министра труда и социальной защиты населения Республики Казахстан Б.М. Сапарбаева.

9 Охрана труда в электроустановках : учебник для вузов / Под ред. Б. А. Князевского. – 3-е изд. , перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 345 с.

10 Жежеленко И. В. «Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий». М. : Энергоатомиздат, 1984, с. 109.

11 <http://www.findpatent.ru/patent/254/2543075.html> © FindPatent.ru – патентный поиск, 2012-2016.

12 СТ КазННТУ-09-2023. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. Алматы: КазННТУ, 2023

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу

Мусабекова Бекзата Тилектесулы

6B07101-Энергетика

На тему: Реконструкция электрических сетей г. Балхаш

Выполнено:

- а) графическая часть на 18 листах
б) пояснительная записка на 89 страницах

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Дипломная работа посвящена реконструкцию электрических сетей г.Балхаш.
Основная часть данной дипломной работы охватывает: проектирование вариантов схем развития электрической сети, где рассмотрены вопросы по реконструкции как схема развития электрических сетей, так же реконструкция ВЛ-0.4 кВ самонесущим изолированным проводом. Приведен расчет баланса активной и реактивной мощностей в сети и составлен вариант конфигурации развития сети. Также выбраны трансформаторы на понижающих подстанциях и дано сравнение намеченных вариантов по минимальным приведенным затратам без учета затрат на возмещение потерь энергии и выбрано электрические аппараты на подстанции.

Приведены влияние несимметрии и высших гармоник на работу основного оборудования, где рассмотрены влияние несимметрии напряжений на работу электрооборудования и влияние высших гармоник напряжения и тока на работу, а также способы снижения влияния высших гармоник на электрооборудование.

Недостатком данной дипломной работы можно посчитать недостаточно рассмотрено специальная часть.

Оценка работы

Дипломная работа выполнена на «отлично» 93 (А), в связи с чем считаю автора данной работы достойным академической степени «бакалавр» по ОП 6B07101.

Рецензент

РНб, ассистент - профессор
кафедры «Энергетика»

АлиТ им. М.Тынышпаева
Калиев Ж.Ж.



2024 г

ПОДПИСЬ ЗАВЕРЯЮ

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломную работу

Мусабеков Бекзат Тилектесулы

6B07101-Энергетика

Тема: Реконструкция электрических сетей г. Балхаш

В данной работе рассматривается проблема реконструкции электрических сетей Балхаша с целью повышения надежности и устойчивости энергоснабжения. По анализу выявил износ оборудования, недостаточную пропускную способность и частые аварии. Поэтому в работе предложены современные решения, включая замену устаревших компонентов.

Мусабеков Бекзат приступил к выполнению дипломной работы в соответствии с поставленным графиком.

За время написания дипломной работы он показал себя грамотным, хорошим специалистом, способным самостоятельно заниматься поиском необходимой литературы для решения поставленных задач, умеющим пользоваться справочной литературой, компьютерными технологиями.

Дипломная работа выполнена в полном объеме, состоит из пояснительной записки на 91 стр. машинописного текста.

Считаю, что дипломная работа Мусабекова Бекзата заслуживает оценку «отлично» (92%), а его автор – присвоения степени «бакалавр».

Научный руководитель

к.т.н., ассоц.-профессор

кафедры «Энергетика»

Жуматова А.А.

«12» 06 2024 г

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Мусабеков Бекзат Тилектесулы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Реконструкция электрических сетей г. Балхаш

Научный руководитель: Асель Жуматова

Коэффициент Подобия 1: 3.9

Коэффициент Подобия 2: 0.7

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 149

Интервалы: 0

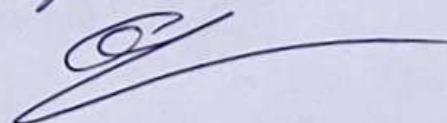
Белые Знаки: 96

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 18.06.2024

Заведующий кафедрой Энергетики
Сарсебаев ЕА



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Мусабеков Бекзат Тилектесулы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Реконструкция электрических сетей г. Балхаш

Научный руководитель: Асель Жуматова

Коэффициент Подобия 1: 3.9

Коэффициент Подобия 2: 0.7

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 149

Интервалы: 0

Белые Знаки: 96

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:

допустить к защите

Дата

17.06.2024

Н.А.

Жуматова Н.А. проверяющий эксперт