

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника  
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование распределительной сети 35 кВ для питания объектов нефтегазовой промышленности

Обучающийся

Д.Э. Пигин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.А. Андреев

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2024

## Аннотация

Данная работа посвящена проектированию распределительной сети напряжением 35 кВ для обеспечения надежного и эффективного электроснабжения объектов нефтегазовой промышленности. В условиях постоянного роста потребности в электроэнергии и необходимости обеспечения бесперебойной работы технологических процессов, создание качественной распределительной сети становится приоритетной задачей. Проектируемая сеть будет учитывать специфические условия эксплуатации, требования к безопасности и надежности, а также экономические аспекты.

Целью данной выпускной квалификационной работы (ВКР) является разработка проекта распределительной сети 35 кВ, обеспечивающей надежное электроснабжение объектов нефтегазовой промышленности.

Задачи для достижения цели:

- провести анализ существующих нормативных документов и стандартов в области электроснабжения;
- исследовать особенности эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли;
- определить оптимальные схемы и технологии проектирования распределительных сетей;
- провести расчет основных параметров сети, включая токи и потери энергии;
- разработать рекомендации по выбору оборудования и средств автоматизации для повышения надежности и эффективности работы распределительной сети.

Данная работа предполагает комплексный подход к проектированию распределительной сети, что позволит обеспечить надежное и эффективное электроснабжение объектов нефтегазовой промышленности.

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 64 страницы, дополняемой 16 таблицами, 12 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

## Содержание

Введение .....	4
1 Исходные данные для проектирования.....	6
2 Проектирование сети 35 кВ .....	9
2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	9
2.2 Расчёт параметров трансформаторов .....	11
2.3 Выбор сечений линий электропередач для различных вариантов схем развития сети .....	15
2.4 Экономическое сравнение вариантов развития сети.....	22
3 Анализ уровней напряжения в нормальном и аварийном режимах в нагрузочном узле.....	33
3.1 Исследование установившихся режимов .....	33
3.2 Исследование аварийных и послеаварийных режимов .....	35
4 Выбор оборудования .....	37
4.1 Расчет токов короткого замыкания .....	37
4.2 Выбор выключателей .....	43
4.3 Выбор разъединителей.....	44
5 Выбор трассы и расстановка опор.....	45
5.1 Описание трассы ВЛ 35 кВ .....	45
5.2 Выбор и расстановка опор .....	46
5.3 Выбор изоляторов .....	48
5.4 Расчет провесов провода.....	53
5.5 Расчет длины провода в пролете .....	54
6. Общие требования к безопасности и экологичности проекта .....	55
6.1 Требования безопасности при выполнении работ в электроустановках.....	55
6.2 Экологичность проекта .....	57
Заключение .....	60
Список используемой литературы и используемых источников .....	62

## Введение

Электроснабжение является важной частью обеспечения непрерывности технологического процесса. Но некоторые потребители находятся в десятках или даже сотнях километров от источников энергии. Поэтому стоит уделить должное внимание процессу передачи электроэнергии в отдаленные районы нашей страны.

Развитие нефтегазовой промышленности в Ханты-Мансийском автономном округе требует бесперебойной подачи электроэнергии на месторождения, что отражено в указе главы Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Николая Валентиновича Комарова, от 25 ноября 2015 года под номером 281-РГ, была утверждена схема и программа развития электроэнергетики на территории данного автономного округа на период с 2016 по 2020 год. Основной целью программы является развитие сетевой инфраструктуры, сохранение и поддержание генерирующих мощностей, обеспечение спроса на электроэнергию и мощности в долгосрочной и среднесрочной перспективе.

Проектирование распределительной сети 35 кВ для питания объектов нефтегазовой промышленности» обусловлено возрастающей значимостью надежного и эффективного электроснабжения в условиях современного производства. Нефтегазовая отрасль требует устойчивых энергетических решений, так как любые перебои в электроснабжении могут привести к значительным финансовым потерям и рискам для безопасности.

Проектирование распределительных сетей 35 кВ становится актуальным в связи с необходимостью повышения уровня автоматизации, внедрения современных технологий и соблюдения требований экологической безопасности.

Основной целью работы является разработка проекта распределительной сети 35 кВ, которая обеспечит надежное и эффективное электроснабжение объектов нефтегазовой промышленности.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- провести анализ существующих нормативных документов и стандартов в области электроснабжения;
- исследовать особенности эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли;
- определить оптимальные схемы и технологии проектирования распределительных сетей;
- провести расчет основных параметров сети, включая токи и потери энергии;
- разработать рекомендации по выбору оборудования и средств автоматизации для повышения надежности и эффективности работы распределительной сети.

## 1 Исходные данные для проектирования

Объектом проектирования является распределительная сеть 35 кВ, предназначенная для надежного и эффективного электроснабжения объектов нефтегазовой промышленности в Ханты-Мансийском автономном округе Сургутского района. Необходимость данного проекта обусловлена возрастающими потребностями отрасли в электроэнергии и важностью бесперебойного энергоснабжения для предотвращения финансовых потерь и обеспечения безопасности. К проектируемой сети предъявляются высокие требования по надежности, эффективности, уровню автоматизации, применению современных технологий и соблюдению экологической безопасности. В целом, проектируемая распределительная сеть 35 кВ представляет собой сложную инженерную систему, требующую комплексного подхода с учетом специфики нефтегазовой отрасли и климатических условий региона [1].

Исходная схема района с расположением узлов К, 44, 40 и 83 представлена на рисунке 1. На данной схеме представлено расположение узлов сети, связи между данными узлами будут проработаны далее.

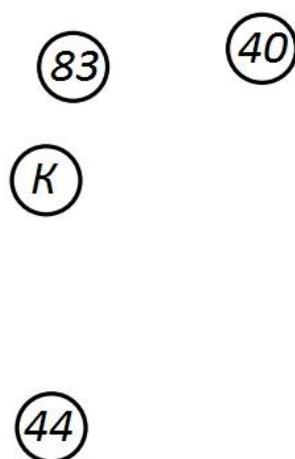


Рисунок 1 – Исходная схема сети

Число часов максимальной мощности нагрузок района проектирования  $T_{\max} = 4500$  час [4]. Коэффициенты мощностей нагрузок всех узлов одинаковы. Значения экономических характеристик, используемых при проектировании:

- коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам ( $k$ ),  $k=68,8$  [6];
- удельная стоимость потерь электроэнергии в сети ( $\beta$ ),  $\beta=1,2$  руб/кВт.ч [6].

«Электрическая система (ЭЭС) ХМАО входит в состав Тюменской энергосистемы. Он также имеет связи с ЭЭС Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), ЭЭС Свердловской и Томской областей.

ЭЭС ХМАО работает в сетях класса 500 кВ и ниже. Энергетические зоны ХМАО, работают изолированно от энергосистемы, работают в сетях класса 35 кВ и ниже» [12].

На территории округа находятся:

- 11 электрических подстанций с максимальным напряжением 500 кВ;
- 59 подстанций с максимальным напряжением 220 кВ;
- 397 подстанций с более высоким напряжением 110 кВ.

«Передачей электроэнергии на территории ХМАО занимаются такие крупные компании, как:

- филиал «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири (класс напряжения используемого оборудования 220 кВ и выше. В эксплуатации 58 подстанций с классом напряжения 220-500 кВ, от которых отходят 11292,78 км линий электропередач. Общая мощность подстанций составляет 27670,93 МВА.);
- ОАО «Тюменьэнерго» (класс напряжения эксплуатируемого оборудования 0,4-110 кВ. В эксплуатации 470 подстанций с классом напряжения 10-220 кВ, из которых 875,454 км линий электропередач. Общая мощность подстанций составляет 18403 МВА.);
- ОАО «ЮТЭК-РС»;
- ОАО «ЮРЭСК»» [3].

Передача энергии по городам и населенным пунктам осуществляется 23 государственными энергетическими предприятиями. Класс напряжения рабочего оборудования составляет 0,4-110 кВ. В эксплуатации 4461 трансформаторная подстанция с классом напряжения 0,4-110 кВ, от которой отходят 13277,3 км линий электропередач [7].

На период 2018-2021 годов планируется разработка сети с напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России. «Разработка связана с решением различных проблем, направленных на повышение технической и экономической эффективности:

- обеспечение новых потребителей электроэнергией;
- увеличение роста нагрузок существующих потребителей;
- повышение надежности электроснабжения;
- запуск новых электростанций;
- выдача «запертой» мощности новых электростанций;
- снятие сетевых ограничений в существующих электростанциях;
- формирование межсистемных связей для обеспечения эффективной работы ЕЭС России;
- выполнение поставленных планов по экспорту/импорту электроэнергии;
- разрешение проблем по регулированию и установке напряжения в допустимых пределах.» [3].

Выводы по разделу 1.

В данном разделе рассмотрен участок распределительной сети 35 кВ от которого подключены подстанции, обеспечивающие электроэнергией объекты нефтегазовой промышленности. Рассмотрены основные характеристики участка сети, климатические условия и условия местности, необходимые для дальнейшего проектирования электрической сети.

## 2 Проектирование сети 35 кВ

### 2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Используя исходные данные (таблица 1) производится расчет реактивной мощности.

Таблица 1 – Значения мощностей по узлам сети

№ узла	$P_{\text{нагр}}$ , МВт	$Q_{\text{нагр}}$ МВА	$tg(\arccos\varphi_{\text{нагр}})$
44	3,5	0,35	0,1
40	2,5	0,25	0,1
83	1,3	0,13	0,1

Реактивная мощность рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} tg(\arccos\varphi_{\text{нагр}}), \quad (1)$$

где  $P_{\text{нагр}}$  – значение активной мощности в узле нагрузки, МВт;

$tg(\arccos\varphi_{\text{нагр}})$  – значение коэффициента реактивной мощности.

Расчет реактивной мощности для узлов 44, 40, 83 производится по формуле (1):

$$Q_{44,\text{нагр}} = 3,5 \cdot 0,1 = 0,35 \text{ МВАр};$$

$$Q_{40,\text{нагр}} = 2,5 \cdot 0,1 = 0,25 \text{ МВАр};$$

$$Q_{83,\text{нагр}} = 1,3 \cdot 0,1 = 0,13 \text{ МВАр}.$$

Полная мощность:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}. \quad (2)$$

Расчет полной мощности для узлов 44, 40, 83 производится по формуле (2):

$$S_{44,\text{нагр}} = \sqrt{3,5^2 + 0,35^2} = 3,52 \text{ МВА};$$

$$S_{40,\text{нагр}} = \sqrt{2,5^2 + 0,25^2} = 2,51 \text{ МВА};$$

$$S_{83,\text{нагр}} = \sqrt{1,3^2 + 0,13^2} = 1,3 \text{ МВА}.$$

Номинальные мощности трансформаторов в узлах сети определяются по формуле:

$$S_{\text{нт}} \geq \frac{S_{\text{нагр}}}{k_{a,b} \cdot (n_{\text{т}} - 1)}, \quad (3)$$

где  $n_{\text{т}}$  – «количество трансформаторов» [5];

$k_{a,b}$  – «коэффициент аварийной перегрузки, принимается 1,4» [5].

Расчет мощности трансформаторов для узлов 44, 40, 83 производится по формуле (3):

$$S_{44,\text{нт}} = \frac{3,52}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 2,51 \text{ МВА};$$

$$S_{40,\text{нт}} = \frac{2,51}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 1,79 \text{ МВА};$$

$$S_{83,\text{нт}} = \frac{1,3}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 0,93 \text{ МВА}.$$

В соответствии с рассчитанными мощностями выбираются трансформаторы: для узла 44 – ТМН-4000/35; для узла 40 – ТМН-2500/35; для узла 83 – ТМН-1000/35.

## 2.2 Расчёт параметров трансформаторов

Эквивалентное активное сопротивление определяется по формуле:

$$R^{\text{э}} = \frac{R_{\text{T}}}{n_{\text{T}}}, \quad (4)$$

где  $R_{\text{T}}$  – «активное сопротивление трансформатора, Ом» [5].

Эквивалентное индуктивное сопротивление определяется по формуле:

$$X^{\text{э}} = \frac{X_{\text{T}}}{n_{\text{T}}}, \quad (5)$$

где  $X_{\text{T}}$  – «индуктивное сопротивление трансформатора, Ом».

Суммарные активные и реактивные потери холостого хода определяются по формулам:

$$\Delta P_{\text{xx}}^{\text{э}} = \frac{\Delta P_{\text{xx}}}{1000} \cdot n_{\text{тр}}, \quad (6)$$

$$\Delta Q_{\text{xx}}^{\text{э}} = \frac{\Delta Q_{\text{xx}}}{1000} \cdot n_{\text{тр}}, \quad (7)$$

где  $\Delta P_{\text{xx}}$  – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta Q_{\text{xx}}$  – реактивные потери холостого хода трансформатора, квар.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta S_{\text{T}}^2 = \left( \frac{S_{\text{нагр}}}{U_{\text{ср.экспл.}}} \right)^2 \cdot (R^{\text{э}} + jX^{\text{э}}), \quad (8)$$

где  $U_{\text{ср.экспл.}}$  – напряжение в сети, кВ.

Расчет потерь мощности трансформатора ТМН-4000/35 производится по формулам (4)-(8):

$$R^{\vartheta} = \frac{2,6}{2} = 1,3 \text{ Ом};$$

$$X^{\vartheta} = \frac{23}{2} = 11,5 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{xx}^{\vartheta} = \frac{6,7}{1000} \cdot 2 = 0,0134 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{xx}^{\vartheta} = \frac{40}{1000} \cdot 2 = 0,08 \text{ МВар};$$

$$\Delta S_{\tau}^2 = \left( \frac{2,51}{35} \right)^2 \cdot (1,3 + j11,5) = 0,0065 + j0,058 \text{ МВА}.$$

Расчет потерь мощности трансформатора ТМН-2500/35 производится по формулам (4)-(8):

$$R^{\vartheta} = \frac{4,6}{2} = 2,3 \text{ Ом};$$

$$X^{\vartheta} = \frac{31,9}{2} = 15,95 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{xx}^{\vartheta} = \frac{5,1}{1000} \cdot 2 = 0,0102 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{xx}^{\vartheta} = \frac{27,5}{1000} \cdot 2 = 0,055 \text{ МВар};$$

$$\Delta S_{\tau}^2 = \left( \frac{1,79}{35} \right)^2 \cdot (0,0102 + j0,055) = 0,00003 + j0,000165 \text{ МВА}.$$

Расчет потерь мощности трансформатора ТМН-1000/35 производится по формулам (4)-(8):

$$R^{\vartheta} = \frac{7,9}{2} = 3,95 \text{ Ом};$$

$$X^{\text{э}} = \frac{49,8}{2} = 24,9 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{\text{xx}}^{\text{э}} = \frac{3,6}{1000} \cdot 2 = 0,0072 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{xx}}^{\text{э}} = \frac{22,4}{1000} \cdot 2 = 0,045 \text{ МВар};$$

$$\Delta S_{\text{т}}^2 = \left( \frac{0,93}{35} \right)^2 \cdot (0,0072 + j0,045) = 0,000005 + j0,00003 \text{ МВА}.$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Выбор числа и мощности трансформаторов

№ узла	P <sub>нагр</sub> МВт	Q <sub>нагр</sub> МВА	tg φ	S <sub>нmax</sub> МВА	S <sub>нт,</sub> МВА	Трансформа тор	Параметры трансформаторов					
							R <sub>э,</sub> Ом	X <sub>э,</sub> Ом	ΔP, МВт	ΔQ, МВАр	ΔP <sub>xx</sub> <sup>э</sup>	ΔQ <sub>xx</sub> <sup>э</sup>
44	3,5	0,35	0,1	3,52	2,51	ТМН-4000/35	1,3	11,5	0,0065	0,058	0,0134	0,08
40	2,5	0,25	0,1	2,51	1,79	ТМН-2500/35	2,3	15,95	0,0003	0,000165	0,0102	0,055
83	1,3	0,13	0,1	1,3	0,93	ТМН-1000/35	3,95	24,9	0,0005	0,00003	0,0072	0,045

Нагрузочная мощность узла 44 вычисляется по формулам [8]:

$$Q_{\text{э}} = Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\text{тр}} + \Delta Q_{\text{xx}}^{\text{э}}, \quad (9)$$

$$P_{\text{э}} = P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{xx}}^{\text{э}}, \quad (10)$$

$$S_{\text{э}} = \sqrt{P_{\text{э}}^2 + Q_{\text{э}}^2}, \quad (11)$$

Расчет нагрузочной мощности производится в соответствии с формулами (9)-(11):

$$Q_{\text{э44}} = 0,35 + 0,058 + 0,08 = 0,488 \text{ МВАр};$$

$$P_{\text{э44}} = 3,5 + 0,0065 + 0,0134 = 3,52 \text{ МВт};$$

$$S_{\text{э}}^{44} = \sqrt{0,488^2 + 3,52^2} = 3,55 \text{ МВА.}$$

Дальнейший расчет для остальных узлов производится аналогично и сводится в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетные мощности нагрузочных узлов

№ узла	P <sub>э</sub> , МВт	Q <sub>э</sub> , МВАр	S <sub>э</sub> , МВА
44	3,52	0,488	3,55
40	2,51	0,305	2,53
83	1,3	0,175	1,31

Максимальный нагрузочный ток в узлах нагрузки определяется по формуле [9]:

$$I_{\text{э}} = \frac{S_{\text{э}}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.эксп}}}, \quad (12)$$

Расчет максимального нагрузочного тока для узлов 44, 40, 83 производится по формуле (12):

$$I_{\text{э}}^{44} = \frac{3,55 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 58,26 \text{ А;}$$

$$I_{\text{э}}^{40} = \frac{2,53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,74 \text{ А;}$$

$$I_{\text{э}}^{83} = \frac{1,31 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 21,61 \text{ А.}$$

Расчетный ток вычисляется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_1 \alpha_T I_{\text{э}}, \quad (13)$$

где  $\alpha_1$  – «коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимается равным 1,05» [5];  
 $\alpha_T$  – «коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, принимается равным 1» [5].

Расчитанные токи сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Максимальные нагрузочные и расчётные токи узлов

№ узла	Максимальный ток $I$ , А	Расчетный ток узла, А
44	58,26	61
40	41,74	44
83	21,61	23

Таким образом, был проведен расчет токов для различных узлов электрической сети. Данные значения будут использованы в дальнейших расчетах для выбора проводов ЛЭП и расчета электрических режимов [10].

### 2.3 Выбор сечений линий электропередач для различных вариантов схем развития сети

Для выбора сечений линии электропередач следует рассмотреть различные варианты схемы. При этом линии электропередач выполнены воздушными с металлическими опорами. Климатический район – II, характеризующийся образованием гололеда [11].

Сила тока в распределительной сети определяется по формуле:

$$I_{K-83} = \frac{I_{83}^p (l_{83-40} + l_{40-44} + l_{44-K}) + I_{40}^p (l_{40-44} + l_{44-K}) + I_{44}^p (l_{44-K})}{l_{83-40} + l_{40-44} + l_{44-K} + l_{K-83}} \quad (14)$$

На остальных участках токи определяются по первому закону Кирхгофа:

$$I_{83-40} = I_{K-83} - I_{83}; \quad (15)$$

$$I_{40-44} = I_{83-40} - I_{40}; \quad (16)$$

$$I_{44-K} = I_{40-44} - I_{44}. \quad (17)$$

Ток распределительной сети узла К-83 определяется по формуле (14):

$$I_{\Gamma} = \frac{23(2,63 + 16 + 8) + 44(16 + 8) + 61(8)}{1,1 + 2,63 + 16 + 8} = 77,76 \text{ A.}$$

Токи в линиях цепи определяются по формулам (15)-(17):

$$I_{83-40} = 77,76 - 23 = 54,8 \text{ A};$$

$$I_{40-44} = 54,8 - 44 = 10,8 \text{ A};$$

$$I_{44-K} = 10,8 - 61 = -50,2 \text{ A.}$$

Схема по замкнутому варианту сети представлена на рисунке 2.

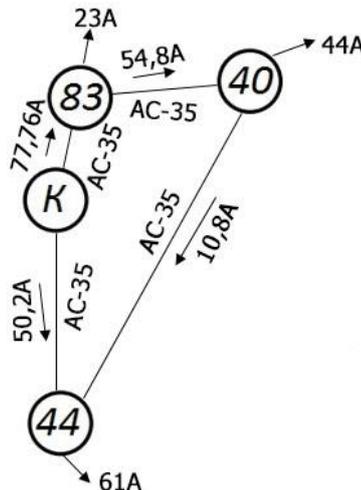


Рисунок 2 – Замкнутая схема сети

Предварительный выбор сечений линий электропередач представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Сечения линий электропередач для замкнутого варианта сети

Линия	l, км	I <sub>расч</sub> , А	n	I <sub>ц</sub> , А	Сечение	Вид аварии: обрыв		I <sub>доп</sub> , А	Решение
						1 линии 83-40	1 линии 44-К		
						I <sub>ц</sub> после аварии, А			
К-83	1,1	77,76	1	77,76	АС-35	23	128	175	АС-35
83-40	2,63	54,8	1	54,8	АС-35	-	105	175	АС-35
40-44	16	10,8	1	10,8	АС-35	44	61	175	АС-35
44-К	8	50,2	1	50,2	АС-35	105	-	175	АС-35

Число выключателей в распределительных устройствах подстанций – 11.

Далее рассматривается разомкнутая магистральная электроэнергетическая сеть с соответствующими узлами. При этом линии электропередач выполнены воздушными со стальными опорами [14].

Токи в данном варианте сети определяются по первому закону Кирхгофа:

$$I_{K-83} = I_{40} + I_{83}; \quad (18)$$

$$I_{83-40} = I_{K-83} - I_{83}; \quad (19)$$

$$I_{44-K} = I_{44}. \quad (20)$$

Числовые значения токов во всех линиях цепи определяются в соответствии с формулами (19)-(20):

$$I_{K-83} = 23 + 44 = 67 \text{ А};$$

$$I_{83-40} = 67 - 23 = 44 \text{ А};$$

$$I_{44-K} = 61 \text{ А}.$$

Схема по разомкнутому магистральному варианту сети представлена на рисунке 3.

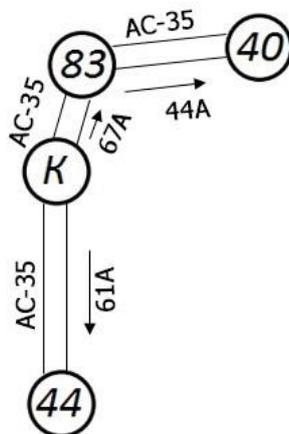


Рисунок 3 – Разомкнутая магистральная схема сети

Предварительный выбор сечений линий электропередач показан в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор сечений линий электропередач для разомкнутого магистрального варианта сети

Линия	l, км	$I_{расч},$ А	n	$I_{ц},$ А	Сечение	Вид аварии: обрыв		$I_{доп},$ А	Решение
						1 линии 83-40	1 линии К-44		
						$I_{ц}$ после аварии, А			
К-83	1,1	67	2	35	АС-35	67	67	350	АС-35
83-40	2,63	44	2	22	АС-35	44	44	350	АС-35
44-К	8	61	2	30,5	АС-35	61	61	350	АС-35

Число выключателей в распределительных устройствах подстанций равно 12.

Расчет нормального и аварийного режима сети проведем в программе RastrWin, результаты приведены на рисунке 4.

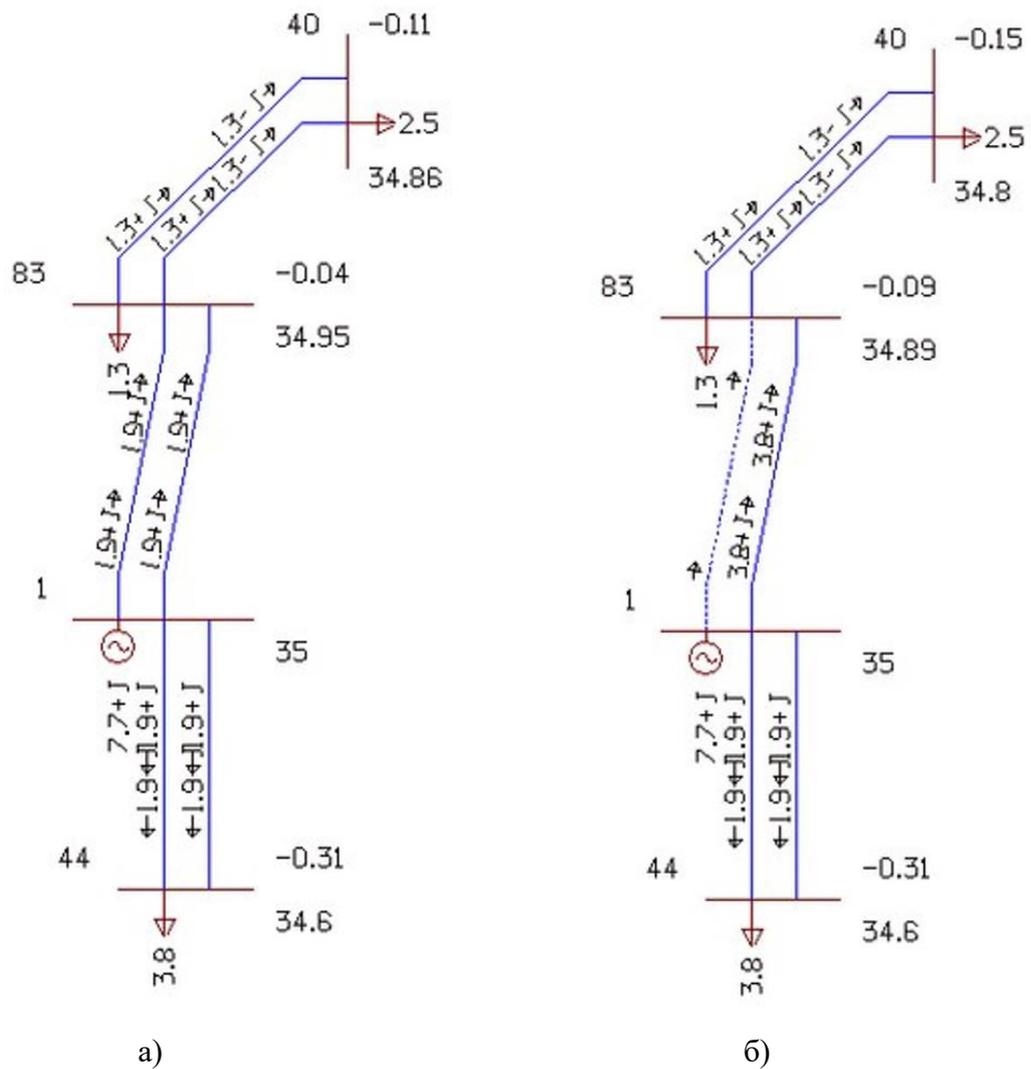


Рисунок 4 – Режимы работы разомкнутого варианта сети:  
 а) нормальный режим; б) аварийный режим.

Далее рассматривается разомкнутая радиальная схема электроэнергетической сети с соответствующими узлами. При этом линии электропередач выполнены воздушными со стальными опорами.

Токи в данном варианте сети определяются следующим образом:

$$I_{K-83} = I_{83}; \quad (21)$$

$$I_{K-40} = I_{40}; \quad (22)$$

$$I_{44-K} = I_{44}. \quad (23)$$

Расчет токов производится в соответствии с формулами (21)-(23):

$$I_{K-83} = 23 \text{ A};$$

$$I_{K-40} = 44 \text{ A};$$

$$I_{44-K} = 61 \text{ A}.$$

Схема сети по разомкнутому радиальному варианту представлена на рисунке 5.

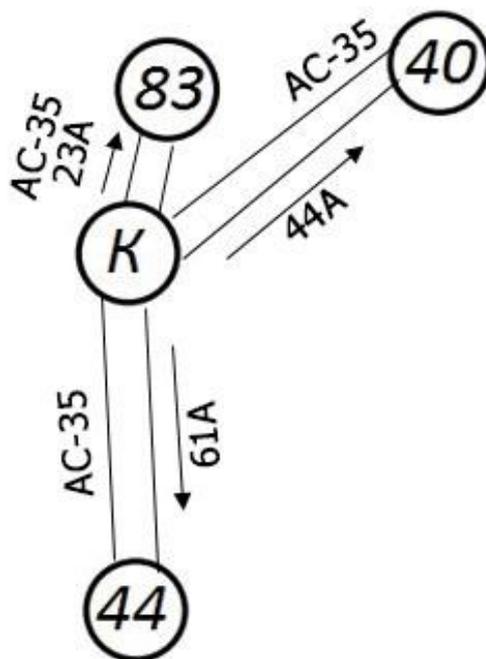


Рисунок 5 – Разомкнутая радиальная схема сети

Расчет нормального и аварийного режима сети проводится в программе RastrWin, результаты приведены на рисунке 6.

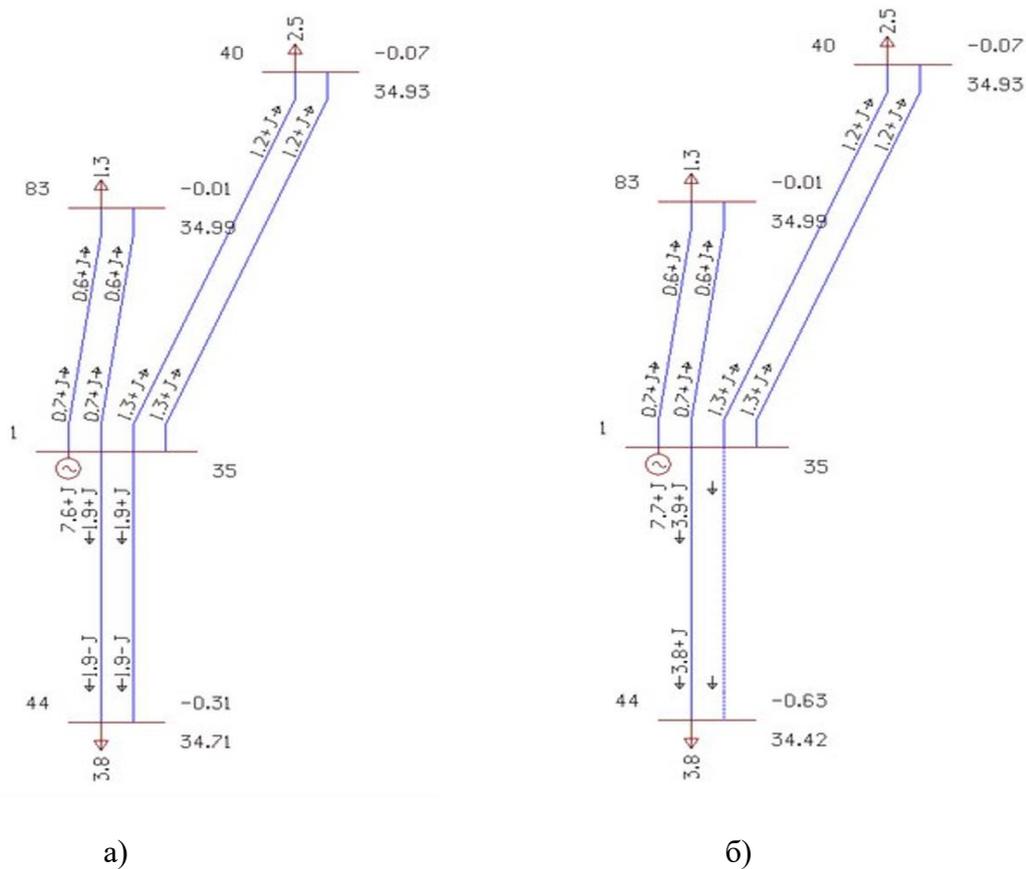


Рисунок 6 – Режимы работы разомкнутого радиального варианта сети:  
а) нормальный режим; б) аварийный режим.

Предварительный выбор сечений линий электропередач показан в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор сечений линий электропередач для разомкнутого радиального варианта сети

Линия	l, км	I <sub>расч</sub> , А	n	I <sub>ц</sub> , А	Сечение	Вид аварии: обрыв		I <sub>доп</sub> , А	Решение
						1 линии 2-3	1 линии 1-14		
						I <sub>ц</sub> после аварии, А			
К-83	1,1	23	2	11,5	АС-35	23	23	350	АС-35
К-40	2,63	44	2	22	АС-35	44	44	350	АС-35
44-К	8	61	2	30,5	АС-35	61	61	350	АС-35

Число выключателей в распределительных устройствах подстанций –  
12.

#### 2.4 Экономическое сравнение вариантов развития сети

Для проведения экономического анализа альтернативных вариантов рассчитываются статические эквивалентные затраты согласно следующей формуле:

$$Z = E_n K_\Sigma + И + У, \quad (24)$$

где  $E_n$  – «нормативный коэффициент эффективности» [13];

$У$  – «средний ущерб от нарушения электроснабжения» [13].

Суммарные капиталовложения  $K_\Sigma$  рассчитываются по следующей формуле:

$$K_\Sigma = K_{п/ст} + K_{л}, \quad (25)$$

где  $K_{п/ст}$  – «капиталовложения в подстанции» [13];

$K_{л}$  – «капиталовложения в подстанции» [13].

Годовые издержки  $И$  рассчитываются по следующей формуле:

$$И = И_{п/ст} + И_{л} + И_{ДЭ}, \quad (26)$$

где  $И_{л}$  – «годовые издержки на обслуживание линии» [13];

$И_{п/ст}$  – «годовые издержки на обслуживание подстанции» [13];

$И_{ДЭ}$  – «годовые издержки на возмещение потерь электроэнергии в сетях» [13].

Капиталовложения в линии электропередачи вычисляются по следующей формуле:

$$K_d = c \cdot l \cdot n \cdot k, \quad (27)$$

где  $c$  – «удельная стоимость сооружения ЛЭП [44], в ценах 1990 г., тыс/руб.км»;

$l$  – «длина линии электропередачи, км» [13];

$n$  – «число параллельных линий» [13];

$k$  – «коэффициент приведения капвложений к современным ценам» [44].

Капитальные вложения в подстанции определяются формулой:

$$K_{п/ст} = K_T + K_{выкл}, \quad (28)$$

Капиталовложения в трансформаторы вычисляются по соотношению:

$$K_T = c_T \cdot n_T \cdot k, \quad (29)$$

где  $c_T$  – «расчётная стоимость силового трансформатора, в ценах 1990 г., тыс/шт» [44];

$n_T$  – «число трансформаторов» [13];

$k$  – «коэффициент приведения капиталовложений к современным ценам» [44].

Капитальные вложения в выключатели определяются формулой:

$$K_{выкл} = c_{выкл} \cdot n_{выкл} \cdot k, \quad (30)$$

где  $c_{выкл}$  – «расчётная стоимость ячейки выключателя, в ценах 1990 г., тыс/шт» [44];

$n_{выкл}$  – «число ячеек выключателя» [13];

$k$  – «коэффициент приведения капвложений к современным ценам» [44].

Годовые издержки на амортизацию и обслуживание ДЭП ( $I_L$ ) и подстанций ( $I_{п/ст}$ ), находятся по следующим формулам:

$$I_L = \alpha_L K_L; \quad (31)$$

$$I_{п/ст} = \alpha_{п/ст} K_{п/ст}, \quad (32)$$

где  $\alpha_L$  – «коэффициент отчислений на амортизацию и обслуживание ЛЭП» [31].

$\alpha_{п/ст}$  – «коэффициент отчислений на амортизацию и обслуживание подстанций» [31].

Издержки на возмещение потерь электроэнергии в сетях определяются формулой:

$$I_{\Delta Э} = \beta_0 (\tau \cdot \Delta P_{\max} + 8760 \cdot \Delta P_{\text{пост}}), \quad (33)$$

где  $\Delta P_{\max}$  – «суммарные переменные потери мощности в сети в режиме максимальных нагрузок» [31];

$\Delta P_{\text{пост}}$  – «суммарные постоянные потери, так как в сетях 110 кВ и ниже потери на корону не учитываются» [31];

$\beta_0$  – «удельная стоимость потерь активной энергии в сети» [31].

Следует отметить, что в сетях напряжением 110 кВ и ниже потери на корону не учитываются, поэтому суммарные постоянные потери равны потерям холостого хода.

«Число часов максимальных потерь в году определяются формулой» [31]:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right), \quad (34)$$

где  $T_{\max}$  – «годовое число часов максимальной мощности.»

Расчет капиталовложений в линии электропередачи по замкнутому варианту сети производится по формуле (27):

$$K_{л}^{K-83} = 14,4 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 68.8 = 1.09 \text{ млн. руб};$$

$$K_{л}^{83-40} = 14,4 \cdot 2,63 \cdot 1 \cdot 68.8 = 2,6 \text{ млн. руб};$$

$$K_{л}^{40-44} = 14,4 \cdot 16 \cdot 1 \cdot 68.8 = 15,9 \text{ млн. руб};$$

$$K_{л}^{44-K} = 14,4 \cdot 8 \cdot 1 \cdot 68.8 = 7,9 \text{ млн. руб};$$

$$K_{л}^{\text{общ}} = 27,5 \text{ млн. руб.}$$

Расчет капиталовложений в трансформаторы по замкнутому варианту сети производится по формуле (29):

$$K_{т}^{\text{ТМН } 4000} = 96 \cdot 2 \cdot 68.8 = 13,2 \text{ млн. руб};$$

$$K_{т}^{\text{ТМН } 2500} = 77 \cdot 2 \cdot 68.8 = 10,6 \text{ млн. руб};$$

$$K_{т}^{\text{ТМН } 1000} = 41,8 \cdot 2 \cdot 68.8 = 5,75 \text{ млн. руб};$$

$$K_{т}^{\text{общ}} = 29,6 \text{ млн. руб.}$$

Расчет капиталовложений в выключатели по замкнутому варианту сети производится по формуле (30):

$$K_{\text{выкл}} = 5,4 \cdot 11 \cdot 68.8 = 4,09 \text{ млн. руб};$$

Тогда общие капиталовложения в подстанцию определяются как сумма капиталовложений на трансформаторы и на выключатели (28):

$$K_{пс} = 29,6 + 4,09 = 33.69 \text{ млн. руб.}$$

Затраты на подстанцию как сумму капиталовложений на подстанцию и линии электропередач определяются по формуле (25):

$$K_{\Sigma} = 27,5 + 33,69 = 61,19 \text{ млн. руб.}$$

Годовые издержки на амортизацию и обслуживание линий и подстанций определяются по формулам (31), (32):

$$I_{\text{л}} = 0,028 \cdot 27,5 = 0,77 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{\text{пс}} = 0,094 \cdot 33,69 = 3,16 \text{ млн. руб.}$$

Постоянные потери активной мощности:

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{xx}}^{\text{э общ}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{xx}}^{\text{э 44}} + \Delta P_{\text{xx}}^{\text{э 40}} + \Delta P_{\text{xx}}^{\text{э 83}} \quad (35)$$

Расчет потерь активной мощности производится по вышеприведенной формуле (35):

$$\Delta P_{\text{пост}} = 0,0134 + 0,0102 + 0,0072 = 0,0308 \text{ МВт.}$$

Переменные потери активной мощности:

$$\Delta P_{\text{max}} = 3 \cdot \sum (I_{\text{ли}}^2 \cdot R_{\text{ли}}). \quad (36)$$

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{л}} = \frac{r^{\text{ЭКВ}} l}{100}. \quad (37)$$

Расчет активных сопротивлений ЛЭП для узлов производится по формуле (37):

$$R_{K-83} = \frac{30,6 \cdot 1,1}{100} = 0,34 \text{ Ом};$$

$$R_{83-40} = \frac{42,8 \cdot 2,63}{100} = 1,12 \text{ Ом};$$

$$R_{40-44} = \frac{65 \cdot 16}{100} = 10,4 \text{ Ом};$$

$$R_{44-K} = \frac{65 \cdot 8}{100} = 5,2 \text{ Ом}.$$

Тогда потери активной мощности (36):

$$\begin{aligned} \Delta P_{\max} &= 3(0.077^2 \cdot 0.34 + 0.054^2 \cdot 1.12 + 0.01^2 \cdot 10.4 + 0.05^2 \cdot 5.2) = \\ &= 0,058 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Издержки определяются по формуле (34):

$$И_{\Delta z} = 1,2 \cdot 10^3 (2886 \cdot 0,058 + 8760 \cdot 0,0308) = 0,52 \text{ млн. руб.}$$

Ущерб отсутствует, так как в данной топологии нет незарезервированных подстанций. Суммарные издержки вычисляются по формуле (26):

$$И = 3,16 + 0,77 + 0,52 = 4,45 \text{ млн. руб.}$$

Эквивалентные затраты определяются согласно формуле (24):

$$З_1 = 12,31 + 4,45 + 0 = 16,76 \text{ млн. руб.}$$

Аналогичный расчет производится для разомкнутого магистрального варианта сети. Капиталовложения в линии электропередачи определяются по формуле (27):

$$K_{\text{л}}^{\text{К-83}} = 14,4 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 68,8 = 2,13 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{л}}^{\text{83-40}} = 14,4 \cdot 2,63 \cdot 2 \cdot 68,8 = 5,1 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{л}}^{\text{44-К}} = 14,4 \cdot 8 \cdot 2 \cdot 68,8 = 15,52 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{л}}^{\text{общ}} = 22,75 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения в трансформаторы определяются по формуле (29):

$$K_{\text{т}}^{\text{ТМН 4000}} = 96 \cdot 2 \cdot 68,8 = 13,2 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{т}}^{\text{ТМН 2500}} = 77 \cdot 2 \cdot 68,8 = 10,6 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{т}}^{\text{ТМН 1000}} = 41,8 \cdot 2 \cdot 68,8 = 5,75 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{т}}^{\text{общ}} = 29,6 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения в выключатели определяем по формуле (30):

$$K_{\text{выкл}} = 5,4 \cdot 12 \cdot 68,8 = 4,45 \text{ млн. руб.}$$

Тогда общие капиталовложения в подстанцию определяются как сумма капиталовложений на трансформаторы и на выключатели (28):

$$K_{\text{пс}} = 29,6 + 4,45 = 34,05 \text{ млн. руб.}$$

Затраты на подстанцию (25):

$$K_{\Sigma} = 22,75 + 34,05 = 56,8 \text{ млн. руб.}$$

Годовые издержки на амортизацию и обслуживание линий и подстанций определяются по формулам (31), (32):

$$И_{\text{л}} = 0,028 \cdot 22,75 = 0,64 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{\text{пс}} = 0,094 \cdot 34,05 = 3,2 \text{ млн. руб.}$$

Постоянные потери активной мощности определяются по формуле (35):

$$\Delta P_{\text{пост}} = 0,0134 + 0,0102 + 0,0072 = 0,0308 \text{ МВт.}$$

Расчет активных потерь мощности производится по формулам (36), (37):

$$R_{\text{к-83}} = \frac{65 \cdot 1,1}{2 \cdot 100} = 0,36 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{83-40}} = \frac{65 \cdot 2,63}{2 \cdot 100} = 0,85 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{44-к}} = \frac{65 \cdot 8}{2 \cdot 100} = 2,6 \text{ Ом;}$$

$$\Delta P_{\text{мах}} = 3(0,067^2 \cdot 0,36 + 0,044^2 \cdot 0,85 + 0,061^2 \cdot 2,6) = 0,039 \text{ МВт.}$$

Издержки определяются по формуле (34):

$$I_{\Delta\text{э}} = 1,2 \cdot 10^3 (2886 \cdot 0,039 + 8760 \cdot 0,0308) = 0,46 \text{ млн. руб;}$$

Ущерб отсутствует, так как в данной топологии нет незарезервированных подстанций [15]. Суммарные издержки вычисляются по формуле (26):

$$I = 3,2 + 0,64 + 0,46 = 4,3 \text{ млн. руб.}$$

Эквивалентные затраты определяются согласно формуле (24):

$$З_1 = 11,97 + 4,3 + 0 = 16,27 \text{ млн. руб.}$$

Расчет для разомкнутого радиального варианта сети производится аналогично. Капиталовложения в линии электропередачи определяются по формуле (27):

$$K_{\text{л}}^{\text{K}-83} = 14,4 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 68,8 = 2,18 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{л}}^{\text{K}-40} = 14,4 \cdot 2,84 \cdot 2 \cdot 68,8 = 5,63 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{л}}^{\text{44-K}} = 14,4 \cdot 8 \cdot 2 \cdot 68,8 = 15,8 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{л}}^{\text{общ}} = 23,7 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения в трансформаторы определяются по формуле (29):

$$K_{\text{т}}^{\text{ТМН 4000}} = 96 \cdot 2 \cdot 68,8 = 13,2 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{т}}^{\text{ТМН 2500}} = 77 \cdot 2 \cdot 68,8 = 10,6 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{т}}^{\text{ТМН 1000}} = 41,8 \cdot 2 \cdot 68,8 = 5,75 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{т}}^{\text{общ}} = 29,6 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения в выключатели определяются по формуле (30):

$$K_{\text{выкл}} = 5,4 \cdot 12 \cdot 68,8 = 4,46 \text{ млн. руб.};$$

Тогда общие капиталовложения в подстанцию определяются как сумма капиталовложений на трансформаторы и на выключатели (28):

$$K_{\text{пс}} = 29,6 + 4,46 = 34,06 \text{ млн. руб.}$$

Затраты на подстанцию определяются по формуле (25):

$$K_{\Sigma} = 23,7 + 34,06 = 57,76 \text{ млн. руб.}$$

Годовые издержки на амортизацию и обслуживание линий и подстанций определяются по формулам (31), (32):

$$I_{\text{л}} = 0,028 \cdot 23,7 = 0,66 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{\text{пс}} = 0,094 \cdot 34,06 = 3,2 \text{ млн. руб.}$$

Постоянные потери активной мощности определяются по формуле (35):

$$\Delta P_{\text{пост}} = 0,0134 + 0,0102 + 0,0072 = 0,0308 \text{ МВт.}$$

Расчет активных потерь мощности производится по формулам (36), (37):

$$R_{\text{к-83}} = \frac{65 \cdot 1,1}{2 \cdot 100} = 0,36 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{к-40}} = \frac{65 \cdot 2,84}{2 \cdot 100} = 0,92 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{44-к}} = \frac{65 \cdot 8}{2 \cdot 100} = 2,6 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{\text{мах}} = 3(0,023^2 \cdot 0,36 + 0,044^2 \cdot 0,92 + 0,061^2 \cdot 2,6) = 0,039 \text{ МВт.}$$

Издержки определяются по формуле (34):

$$I_{\Delta \text{э}} = 1,2 \cdot 10^3 (2886 \cdot 0,039 + 8760 \cdot 0,0308) = 0,46 \text{ млн. руб.};$$

Ущерб отсутствует, так как в данной топологии нет незарезервированных подстанций. Суммарные издержки вычисляются по формуле (26):

$$I = 3,2 + 0,66 + 0,46 = 4,32 \text{ млн. руб.}$$

Эквивалентные затраты согласно определяются формуле (24):

$$Z_1 = 11,84 + 4,32 + 0 = 16,16 \text{ млн. руб.}$$

В таблице 8 представлен сравнительный анализ экономических показателей вариантов сетей.

Таблица 8 – Сравнительный анализ экономических показателей вариантов сетей

Показатель	Вариант схемы сети		
	замкнутая	разомкнутая магистральная	разомкнутая радиальная
Капитальные вложения в линии, млн. руб	27,5	22,75	23,7
Капитальные вложения в ПС, млн. руб	31,19	56,8	57,76
Издержки на амортизацию и обл. линий, млн.руб	0,77	0,64	0,66
Издержки на амортизацию и обл. ПС, млн.руб	3,16	3,2	3,2
Годовые издержки на потери, млн.руб	4,45	4,3	4,32
Приведенные затраты, млн.руб	16,76	16,27	16,16
Приведенные затраты, отн.ед.	1,03	1,01	1

Выводы по разделу 2.

В данном разделе рассмотрены различные конфигурации схемы распределительной сети 35 кВ. Для различных вариантов схемы были приведены расчеты затрат на строительство и содержание. Исходя из результатов расчета видно, что разомкнутые варианты магистральной и радиальной сети являются самыми низкими по стоимости. Поэтому дальнейшие расчеты будут проводиться для данных вариантов.

### 3 Анализ уровней напряжения в нормальном и аварийном режимах в нагрузочном узле

#### 3.1 Исследование установившихся режимов

«Выполняется анализ стационарного режима разомкнутого магистрального варианта сети с использованием программного комплекса RastrWin. Параметры сети в установившемся режиме до регулирования представлены в таблице 9» [2].

Таблица 9 – Параметры сети в установившемся режиме до регулирования

Установившийся режим		
Ветви ЛЭП	R, Ом	X, Ом
К-83	0,72	0,49
К-83	0,72	0,49
83-40	1,7	1,14
83-40	1,7	1,14
К-44	5,2	3,48
К-44	5,2	3,48

Нагрузка узлов в установившемся режиме до регулирования представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Нагрузка узлов в установившемся режиме до регулирования

№ узла	U ном	U кВ, Расчетное (полученное в RastrWin)	Отклонение %
К-83	35	34,95	0,1
40-83	35	34,86	0,4
К-44	35	34,6	1,1

Согласно ГОСТ 32144-2013 отклонение напряжения в нормальном режиме определяется формулами:

$$\delta U_{(+)} = \left[ \frac{U_{m(+)} - U_0}{U_0} \right] \cdot 100, \quad (38)$$

$$\delta U_{(-)} = \left[ \frac{U_0 - U_{m(-)}}{U_0} \right] \cdot 100, \quad (39)$$

Расчет отклонения напряжения для узлов сети (39):

$$\delta U_{(-)K-83} = \left[ \frac{35 - 34,95}{35} \right] \cdot 100 = 0,1 \%;$$

$$\delta U_{(-)40-83} = \left[ \frac{35 - 34,86}{35} \right] \cdot 100 = 0,4 \%;$$

$$\delta U_{(-)K-44} = \left[ \frac{35 - 34,6}{35} \right] \cdot 100 = 1,1 \%.$$

Отклонение напряжения у потребителей не превышает 10% согласно ГОСТ 32144-2013. В связи с этим, дополнительного оборудования для регулирования напряжения не требуется [16].

«Выполняется расчет стационарного состояния разомкнутого радиального варианта сети с использованием программного комплекса RastrWin. Параметры сети в установившемся режиме до регулирования показаны в таблице 11» [2].

Таблица 11 – Параметры сети в установившемся режиме до регулирования

Установившийся режим		
Ветви ЛЭП	R, Ом	X, Ом
К-83	0,72	0,49
К-83	0,72	0,49
К-40	1,84	1,23
К-40	1,84	1,23
К-44	5,2	3,48
К-44	5,2	3,48

Нагрузка узлов в установившемся режиме до регулирования показаны в таблице 12.

Таблица 12 – Нагрузка узлов в установившемся режиме до регулирования

№ узла	U ном	U кВ, Расчетное (полученное в RastrWin)	Отклонение %
К-83	35	34,99	0,03
К-40	35	34,93	0,2
К-44	35	34,71	0,8

Согласно ГОСТ 32144-2013 отклонение напряжения в нормальном режиме определяется формулой (39):

$$\delta U_{(-)К-83} = \left[ \frac{35 - 34,99}{35} \right] \cdot 100 = 0,03 \%;$$

$$\delta U_{(-)К-40} = \left[ \frac{35 - 34,93}{35} \right] \cdot 100 = 0,2 \%;$$

$$\delta U_{(-)К-44} = \left[ \frac{35 - 34,71}{35} \right] \cdot 100 = 0,8 \%.$$

Отклонение напряжения у потребителей не превышает 10% согласно ГОСТ 32144-2013. В связи с этим дополнительного оборудования для регулирования напряжения не требуется.

### 3.2 Исследование аварийных и послеаварийных режимов

Расчет аварийных режимов разомкнутого магистрального варианта сети проводится в RastrWin, результаты данного расчет будут приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета аварийных режимов в RastrWin

Место аварии	Параметр	Узел		
		83	44	40
К-83	U расч, кВ	34,89	34,6	34,8
	Отклонение, %	0,3	1,1	0,6

При отключении линии с самым высоким напряжением в узле отклонение не превышает 10% согласно ГОСТ 32144-2013.

Расчет аварийных режимов разомкнутого радиального варианта сети проводится в RastrWin, результаты приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета аварийных режимов в RastrWin

Место аварии	Параметр	Узел		
		83	44	40
К-44	Урасч, кВ	34,99	34,42	34,93
	Отклонение, %	0,03	1,6	0,2

При отключении линии с самым высоким напряжением в узле отклонение не превышает 10% согласно ГОСТ 32144-2013.

Выводы по разделу 3.

Произведен расчет отклонений напряжений для выбранных вариантов схем распределительной сети в различных режимах. По результатам расчета установлено, что возникающие отклонения напряжения не превышают нормативных значений.

## 4 Выбор оборудования

### 4.1 Расчет токов короткого замыкания

Для дальнейших расчетов принимается схема разомкнутого радиального варианта сети. Исходная схема замещения данного варианта сети представлена на рисунке 7.

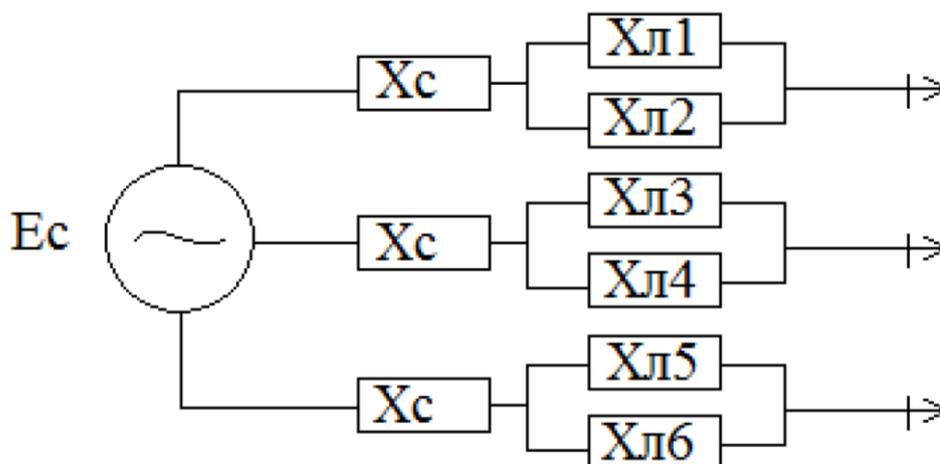


Рисунок 7 – Исходная схема замещения сети

Упрощенная схема замещения сети представлена на рисунке 8.

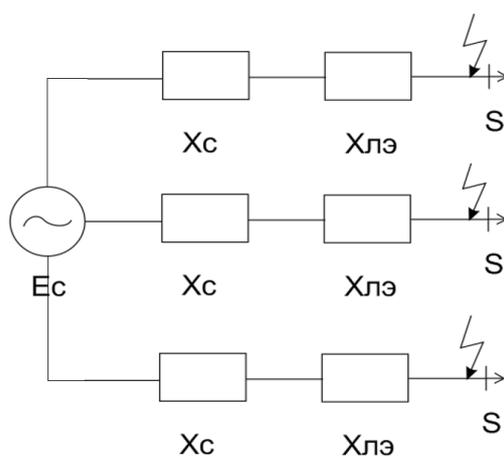


Рисунок 8 – Схема замещения

Поскольку данные о токе КЗ отсутствуют, то возможное значение сопротивления системы можно вычислить из параметров выключателей [17]. Ток КЗ принимается равным номинальному току отключения всех выключателей:

$$X_c = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ОТКЛ ВЫК}}}, \quad (41)$$

где  $X_c$  – сопротивление системы.

Расчет по формуле (41):

$$X_c = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 31,5} = 0,64 \text{ Ом},$$

Эквивалентное сопротивление линий:

$$X_l^{\text{э}} = \frac{x_0 \cdot l}{2}, \quad (42)$$

Расчет по формуле (42):

$$X_{83л}^{\text{э}} = \frac{0,435 \cdot 1,1}{2} = 0,24 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление:

$$X_{\text{э}} = X_{c+X_l^{\text{э}}}, \quad (43)$$

Расчет по формуле (43):

$$X_{\text{э}} = 0,64 + 0,24 = 0,9 \text{ Ом}.$$

Окончательная схема замещения представлена на рисунке 9.

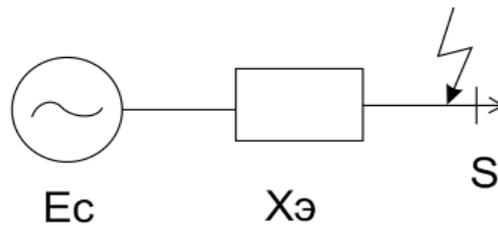


Рисунок 9 – Сокращенная схема замещения

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ определяется по формуле (44), а ЭДС по формуле (45):

$$E_c = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}, \quad (44)$$

$$E_c = \frac{35}{\sqrt{3}} = 20,2 \text{ кВ},$$

$$I_{n0} = \frac{E_c}{X_э}, \quad (45)$$

$$I_{n0} = \frac{20,2}{0,9} = 22,4 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (46)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (47)$$

где  $T_a$  – апериодическая составляющая.

Апериодическая составляющая определяется по формуле:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \quad (48)$$

где  $x_{\Sigma}$  – эквивалентное индуктивное сопротивление, Ом,

$R_{\Sigma}$  – эквивалентное активное сопротивление, Ом,

$\omega$  – угловая частота вращения, рад/с

Расчет по формулам (46)-(48):

$$R_{\Sigma} = 0,5 \text{ Ом};$$

$$T_a = \frac{3,24}{314 \cdot 0,5} = 0,02 \text{ с};$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,6;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 22,4 \cdot 1,6 = 50,69 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_a(\tau) = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-(t_{св} + t_{рз})}{T_a}}, \quad (49)$$

где  $t_{св}$  – собственное время отключения выключателя;

$t_{рз}$  – время срабатывания релейной защиты.

Расчет апериодической составляющей производится по формуле (49):

$$i_a(\tau) = \sqrt{2} \cdot 22,4 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,02}} = 3,33 \text{ кА}$$

Термическая устойчивость:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{св} + t_{рз} + T_a), \quad (50)$$

$$B_k = 22,4^2 \cdot (0,045 + 0,02) = 32,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Эквивалентное сопротивление ЛЭП К-40 определяется по формуле (42):

$$X_{40л}^э = \frac{0,435 \cdot 2,84}{2} = 0,62 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление определяется по формуле (43):

$$X_э = 0,64 + 0,62 = 1,26 \text{ Ом}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ определяется по формуле (45):

$$I_{n0} = \frac{20,2}{1,26} = 16,03 \text{ кА.}$$

Расчет ударного тока производится по вышеприведенным формулам (46)-(48):

$$R_\Sigma = \frac{r_0 \cdot l}{2} = 1,29 \text{ Ом};$$

$$T_a = \frac{3,24}{314 \cdot 1,29} = 0,008 \text{ с};$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,008}} = 1,29;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 16,03 \cdot 1,29 = 29,24 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ (49):

$$i_a(\tau) = \sqrt{2} \cdot 16,03 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,008}} = 0,08 \text{ кА.}$$

Термическая устойчивость (50):

$$B_k = 16,03^2 \cdot (0,045 + 0,008) = 13,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчет эквивалентного сопротивления ЛЭП К-44 производится по формулам (41)-(43):

$$X_{40л}^э = \frac{0,435 \cdot 8}{2} = 1,74 \text{ Ом};$$

$$X_c = 0,64 \text{ Ом};$$

$$X_э = 0,64 + 1,74 = 2,38 \text{ Ом}.$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ по определяется формуле (45):

$$I_{n0} = \frac{20,2}{2,38} = 8,49 \text{ кА}.$$

Расчет ударного тока производится формулам (46)-(48):

$$R_\Sigma = 3,64 \text{ Ом};$$

$$T_a = \frac{3,24}{314 \cdot 3,64} = 0,003 \text{ с};$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,003}} = 1,03;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,49 \cdot 1,03 = 12,37 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ (49):

$$i_a(\tau) = \sqrt{2} \cdot 8,49 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,008}} = 0,04 \text{ кА}.$$

Термическая устойчивость определяется по формуле (50):

$$B_k = 8,49^2 \cdot (0,045 + 0,003) = 3,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таким образом определены токи КЗ, необходимые для дальнейшего выбора основного электрооборудования подстанций распределительной сети.

## 4.2 Выбор выключателей

Наиболее тяжелым режимом является отключение одной цепи в линии К-44. При этом ток в распределительной сети  $I_{К-44}^{ab} = 61 \text{ А}$ .

«Апериодическая составляющая находится по формуле» [13]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta\%}{100\%} \cdot I_{откл.ном}, \quad (51)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot \frac{40\%}{100\%} \cdot 12,5 = 7,07 \text{ кА}.$$

Выбор выключателей осуществляется после их проверки по параметрам, приведенным в таблице 15.

Таблица 15 – Сравнительные характеристики выключателя

Параметр	Паспортные значения	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ}$	35	35
$I_{махраб} \leq I_{ном}, \text{А}$	630	61
$i_{уд} \leq i_{дин}, \text{кА}$	32	12,37
$I_{по} \leq I_{дин}, \text{кА}$	12,5	8,49
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}, \text{кА}$	12,5	8,49
$i_{ат} \leq i_{аном}, \text{кА}$	32	0.04
$I_{по} \leq I_{выкл.ном}, \text{кА}$	12,5	8,49
$i_{уд} \leq i_{выкл.ном}, \text{кА}$	32	12,37
$B_{к расч} \leq I_{тер}^2 t_{тер}, \text{кА}^2 \times \text{с}$	468,75	3,46

Выключатель типа ВГБ-35 соответствует всем рассчитанным данным.

### 4.3 Выбор разъединителей

Для установки рассматривается разъединитель РГП-СЭЩ. Выбор разъединителей несколько отличается от выбора выключателей и осуществляется по следующим параметрам:

- по классу напряжения места установки;
- проверка по длительному току;
- проверка на электродинамическую стойкость;
- проверка на термическую стойкость.

Сравнение по вышеприведенным параметрам приведено в таблице 16.

Таблица 16 - Сравнительные характеристики разъединителя

Параметр	Паспортные значения	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ}$	35	35
$I_{тахраб} \leq I_{ном}, \text{А}$	1000	61
$i_{уд} \leq i_{дин}, \text{кА}$	50	12,37
$W_{к расч} \leq I_{тер}^2 t_{тер}, \text{кА}^2 \times \text{с}$	$20^2 \cdot 3 = 1200$	3,46

Выбранный разъединитель РГП-СЭЩ соответствует всем параметрам.

Выводы по разделу 4.

В данном разделе произведен расчет токов КЗ для стороны 35 кВ. По результатам расчета, а также по другим исходным параметрам были выбраны коммутационные аппараты.

## **5 Выбор трассы и расстановка опор**

### **5.1 Описание трассы ВЛ 35 кВ**

Проектируемая ВЛ 35 кВ расположена в Сургутском районе и обслуживает электроэнергией нефтегазовые месторождения Федорова.

Деревня Федоровское находится в 45 км к северу от Сургута, посреди тайги, в месте слияния двух рек Мохова и Меудекъяун. Район болотистый, вокруг густой лес, мелководные реки и озера.

Геологически этот район представлен песчано-глинистыми породами, а также рядом озерно-болотистых отложений, представленных торфяниками. Вдоль дороги ВЛ глинистые породы, которые имеют почти повсеместное развитие, представлены горшечной почвой от плотной пластической консистенции до жидкой пластической консистенции [18]. Глинистые почвы в зоне сезонного промерзания обладают высокими свойствами. Что касается конструкций из углеродистой и низколегированной стали, они обладают высокими коррозионными свойствами. Глинистые почвы, которые выше уровня грунтовых вод по сравнению с бетоном, проявляют агрессивные свойства. Песчаные почвы, представленные песком, представляют собой мелкий и порошкообразный песок, имеют ограниченное распространение.

Амплитуда колебания уровней воды озер невелика и составляет 10-50 см. Уровненный режим рек характеризуется чётко выраженным весенним половодьем, продолжающимся до конца мая – начала июля и устойчивой продолжительной зимней меженью.

Трасса ВЛ проходит на территории III категории сложности инженерно-геологического состояния. Условия строительства осложняются наличием участков плохо проходимых болот.

Трасса ВЛ проходит по умеренно и плохо проходимой равнине. Вдоль дороги растут лиственные и хвойные леса различной высоты и плотности.

Гидрографическая сеть района хорошо развита. Он представлен ручьями, реками, болотистыми угодьями и множеством малых и средних озер.

Водные пути относятся к первой группе трудностей переходов ВЛ через водоемы. Скорость размыва берегов в большинстве ручьев не превышает 0,5 метра в год. Помимо рек и ручьев, к логам и озерам присваиваются элементы первой группы сложности.

В основном ВЛ 35 кВ пересекают озера, расположенные в болотах, которые в основном имеют торфяные берега и различные формы, и размеры.

Амплитуда колебаний уровня воды в озерах невелика и составляет 10-50 см. Режим уровня рек характеризуется четко выраженным весенним паводком, продолжающимся до конца мая-начала июля и продолжительным постоянным зимней меженью.

## 5.2 Выбор и расстановка опор

Согласно ПУЭ и ПТЭ для сети 35 кВ выбираются опоры с расстоянием между ними равным 150 м. Для линий, проходящих вне населенных пунктов, а по лесистой и болотистой местности, с пересечением нескольких рек. Тогда для трассы длиной в 11,94 км следует рассчитать количество опор.

Количество опор определяется по формуле:

$$n_{\text{оп}} = \frac{l_{\text{тр}}}{l_{\text{пр}}}, \quad (52)$$

где  $l_{\text{тр}}$  – длина трассы;

$l_{\text{пр}}$  – длина пролета.

Расчет опор для рассматриваемых трасс производится по формуле (52):

$$n_{\text{оп1}} = \frac{8000}{150} = 54 \text{ шт.};$$

$$n_{\text{оп2}} = \frac{1100}{150} = 8 \text{ шт.};$$

$$n_{\text{оп3}} = \frac{2840}{150} = 19 \text{ шт.}$$

Общее количество опор:

$$n_{\text{оп}} = n_{\text{оп1}} + n_{\text{оп2}} + n_{\text{оп3}}, \quad (53)$$

Расчет по формуле (53):

$$n_{\text{оп}} = 54 + 8 + 19 = 81 \text{ шт.}$$

Опоры ВЛ 35 кВ представлены к установке свободностоящие из унифицированных стальных конструкций. Стальные промежуточные опоры марки ПМ35-2Ф и марки АМ35-2Ф представлены на рисунке 12.

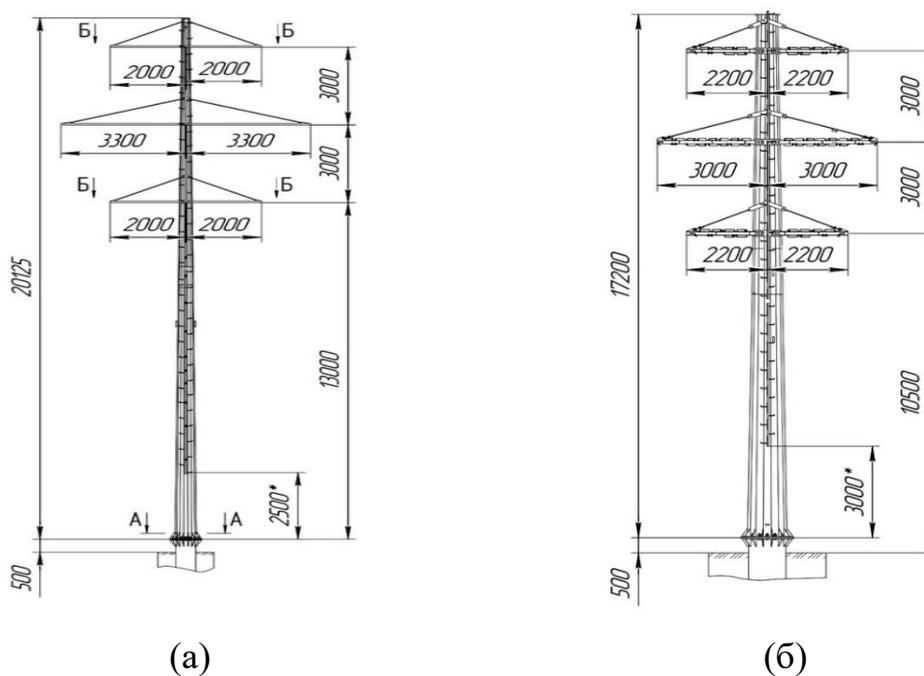


Рисунок 12 – Стальные промежуточные опоры:

а) ПМ35-2Ф; б) АМ35-2Ф

Данные опоры соответствуют приведенным климатическим условиям и условиям местности.

### 5.3 Выбор изоляторов

«Механические нагрузки, действующие на тросы и провода, определяются массой тела провода, ледяной нагрузкой и давлением ветра на провод. Величина механической нагрузки необходима для расчета типа изоляторов. На основании этих данных определяются виды нагрузок.»

Нагрузка от собственного веса провода:

$$p_1 = G_0, \quad (54)$$
$$p_1 = 148 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м.}$$

Для удельной нагрузки:

$$\gamma_1 = \frac{p_1}{F}, \quad (54)$$
$$\gamma_1 = \frac{148 \cdot 10^{-3}}{43,1} = 3,43 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/(мм}^2 \cdot \text{м)}$$

где  $F$  – расчетное сечение.

Нагрузка от гололеда:

$$p_2 = 0,9 \cdot k_{в.г} \cdot k_d \cdot \pi \cdot c \cdot (d + c) \cdot 10^{-3}, \quad (55)$$
$$p_2 = 0,9 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 3,14 \cdot 15 \cdot (8,4 + 15) \cdot 10^{-3} = 1190,3 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м.}$$

где  $c$  – толщина стенки льда;

$k_{в.г}$  – коэффициент, учитывающий высоту положения провода;

$k_d$  – коэффициент, учитывающий диаметр провода.

Для удельной нагрузки:

$$\gamma_2 = \frac{p_2}{F}, \quad (56)$$

$$\gamma_2 = \frac{1190.3 \cdot 10^{-3}}{43,1} = 27,6 \cdot 10^{-3} \text{ кгс}/(\text{мм}^2 \cdot \text{м})$$

Нагрузка от веса провода и гололеда:

$$p_3 = p_1 + p_2, \quad (57)$$

$$p_3 = 148 \cdot 10^{-3} + 1190.3 \cdot 10^{-3} = 1338,3 \cdot 10^{-3} \text{ кгс}/\text{м}$$

Для удельной нагрузки:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2, \quad (58)$$

$$\gamma_3 = 3.43 \cdot 10^{-3} + 27,6 \cdot 10^{-3} = 31,03 \cdot 10^{-3} \text{ кгс}/(\text{мм}^2 \cdot \text{м})$$

Нагрузка от ветра на провод без гололеда:

$$p_4 = \alpha \cdot C_x \cdot k_{\text{в.в}} \cdot q_{\text{max}} \cdot (d + 2 \cdot c) \cdot 10^{-3}, \quad (59)$$

$$p_4 = 0.75 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 52,6 \cdot (8.4 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 1817.9 \cdot 10^{-3} \text{ кгс}/\text{м}$$

где  $\alpha$  – поправочный коэффициент неравномерности.

$C_x$  – для проводов и тросов диаметром менее 20 мм и свободных от гололеда;

$q_{\text{max}}$  – скоростной напор.

Скоростной напор определяется по формуле:

$$q_{\text{max}} = \frac{u_0^2}{16}, \quad (60)$$

$$q_{max} = \frac{29^2}{16} = 52,6 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2}$$

Для удельной нагрузки:

$$\gamma_4 = \frac{p_4}{F}, \quad (61)$$

$$\gamma_4 = \frac{1817,9 \cdot 10^{-3}}{43,1} = 42,17 \cdot 10^{-3} \text{ кгс}/(\text{мм}^2 \cdot \text{м})$$

Нагрузка от ветра на провод, покрытый гололедом:

$$p_5 = 1,2 \cdot \alpha \cdot k_{в.в} \cdot q_{\Gamma} \cdot (d + 2 \cdot c) \cdot 10^{-3}, \quad (62)$$

$$p_5 = 1,2 \cdot 0,75 \cdot 1 \cdot 26,3 \cdot (8,4 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 908,9 \cdot 10^{-3} \text{ кгс}/\text{м},$$

где  $q_{\Gamma}$  – скоростной напор на провод, покрытый гололедом.

Скоростной напор на провод, покрытый гололедом, определяется по формуле:

$$q_{\Gamma} = \frac{q_{max}}{2}, \quad (63)$$

$$q_{\Gamma} = \frac{52,6}{2} = 26,3 \text{ кгс}/\text{м}^2$$

Для удельной нагрузки:

$$\gamma_5 = \frac{p_5}{F}, \quad (64)$$

$$\gamma_5 = \frac{908,9 \cdot 10^{-3}}{43,1} = 21,09 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2 \cdot \text{м}}$$

Нагрузка от ветра и веса провода без гололеда:

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}, \quad (65)$$

$$p_6 = \sqrt{(148 \cdot 10^{-3})^2 + (1817.9 \cdot 10^{-3})^2} = 1823.9 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м}$$

Для удельной нагрузки:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}, \quad (66)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{(3.43 \cdot 10^{-3})^2 + (42.17 \cdot 10^{-3})^2} = 42.3 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/(мм}^2 \cdot \text{м)}.$$

Нагрузка от ветра и веса провода с гололедом:

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}, \quad (67)$$

$$p_7 = \sqrt{(1338,3 \cdot 10^{-3})^2 + (908.9 \cdot 10^{-3})^2} = 1617.8 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м}.$$

Для удельной нагрузки:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}, \quad (68)$$

$$\gamma_7 = \sqrt{(31,03 \cdot 10^{-3})^2 + (21,09 \cdot 10^{-3})^2} = 37.52 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/(мм}^2 \cdot \text{м)}.$$

Число и тип изолятора ВЛ определяется классом напряжения линии, степенью загрязнения атмосферы на участках трасс и расчетной механической растягивающей нагрузки [19]. Для 35 кВ используются стержневые изоляторы. Для установки предложен и выбран изолятор типа ИОСК 3/35 УХЛ1.

Соответствие электромеханической разрушающей нагрузки изолятора определяется формулой двойного неравенства:

$$k_7 \cdot (\gamma_7 \cdot F \cdot l_{\text{вес}} + G_{\text{г.из7}}) < P > k_1 \cdot (\gamma_1 \cdot F \cdot l_{\text{вес}} + G_{\text{г.из1}}), \quad (69)$$

где  $k_7$  – нормативное значение коэффициента запаса для максимальной нагрузки от ветра и веса провода с гололедом;

$k_1$  – нормативное значение коэффициента запаса для минимальной нагрузки без гололеда;

$G_{\text{г.из1}}$  – вес гирлянды изоляторов при минимальной нагрузке без гололеда;

$G_{\text{г.из7}}$  – вес гирлянды изоляторов при максимальной нагрузке от ветра и веса провода с гололедом;

$P$  – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора.

Вес гирлянды изоляторов при минимальной нагрузке без гололеда определяется по формуле:

$$G_{\text{г.из1}} = 1.1 \cdot G_{\text{из}} \cdot n_{\text{из}}, \quad (70)$$

$$G_{\text{г.из1}} = 1.1 \cdot 2,5 \cdot 3 = 8,25 \text{ даН}$$

Вес гирлянды изоляторов при максимальной нагрузке от ветра и веса провода с гололедом определяется по формуле:

$$G_{\text{г.из7}} = 2 \cdot G_{\text{из}} \cdot n_{\text{из}}, \quad (71)$$

$$G_{\text{г.из7}} = 2 \cdot 2,5 \cdot 3 = 15 \text{ даН}$$

Определим, соответствует ли выбранный изолятор типа ИОСК 3/35 УХЛ1 формулой двойного неравенства:

$$k_7 \cdot (\gamma_7 \cdot F \cdot l_{\text{пр}} + G_{\text{г.из7}}) < P > k_1 \cdot (\gamma_1 \cdot F \cdot l_{\text{пр}} + G_{\text{г.из1}}), \quad (72)$$

$$2,7 \cdot (37,52 \cdot 10^{-3} \cdot 8,4 \cdot 150 + 8,25) < P > 5 \cdot (3,43 \cdot 10^{-3} \cdot 8,4 \cdot 150 + 15);$$

$$149,9 < 3000 > 168,1$$

Выбранный изолятор типа ИОСК 3/35 УХЛ1 соответствует расчетным данным и подходит для установки.

Также требуется значение длины изолятора, оно определяется по формуле:

$$\begin{aligned}\lambda &= n_{\text{из}} \cdot \lambda_{\text{из}}, \\ \lambda &= 3 \cdot 440 = 1320 \text{ мм.}\end{aligned}\tag{73}$$

Количество изоляторов в гирлянде определяется ПУЭ и равно 3.

#### 5.4 Расчет провесов провода

Для сталеалюминевых проводов марки АС с сечением алюминия 43,1 мм<sup>2</sup> следует определить предел прочности провода. Отношением сечения алюминия к стали для АС 35 составляет 5,8, модуль упругости провода ( $E$ ) равен  $8,25 \cdot 10^3$  кгс/мм<sup>2</sup>. Тогда предел прочности определяется как:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{в}} &= \frac{E}{F}, \\ \sigma_{\text{в}} &= \frac{8250}{43,1} = 191,4 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}\end{aligned}\tag{74}$$

где  $\sigma_{\text{в}}$  – предел прочности провода при его натяжении.

Допустимое напряжение в материале провода:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{доп}} &= \sigma_{\text{в}} \cdot 0.45, \\ \sigma_{\text{доп}} &= 191,4 \cdot 0.45 = 67 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2},\end{aligned}\tag{75}$$

Провес провода:

$$f = \frac{\gamma_3 \cdot l_{\text{пр}}}{8 \cdot \sigma_{\text{доп}}}$$

$$f = \frac{31,03 \cdot 10^{-3} \cdot 150^2}{8 \cdot 67} = 1,9 \text{ м}$$

Исходя из расчетов провес провода будет равен 1,9 м.

### 5.5 Расчет длины провода в пролете

С помощью длины параболы можно определить длину провода. Длина отрезка ветви параболы равна [20]:

$$L = 150 + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{l}, \quad (76)$$

$$L = 150 + \frac{8}{3} \cdot \frac{1,9^2}{150} = 150,07 \text{ м}$$

Таким образом, длина отрезка ветви параболы получилась равная 150,07 метра.

Выводы по разделу 5.

Произведен расчет количества опор и изоляторов. По результатам расчета, а также по приведенным исходным данным был определен провис проводов и длина провода в пролете для ЛЭП 35 кВ.

## **6. Общие требования к безопасности и экологичности проекта**

### **6.1 Требования безопасности при выполнении работ в электроустановках**

В электроэнергетической отрасли к квалификации персонала предъявляются строгие требования, охватывающие профессиональную подготовку, безопасность и ответственность [21]. Для допуска к работе необходимо соответствующее образование или обучение в специализированных центрах. Постоянное повышение квалификации и проверка знаний обязательны и регулируются государственными и отраслевыми нормативными актами по охране труда. Важнейшим аспектом является умение оказывать первую помощь пострадавшим от электрического тока.

Обслуживающий персонал электроустановок должен регулярно подтверждать знание правил технической эксплуатации, пожарной безопасности, применения средств защиты и обслуживания оборудования. Уровень знаний должен соответствовать занимаемой должности и подтверждаться присвоенной группой по электробезопасности.

Стажеры и дублирующие сотрудники допускаются к работе решением руководства, а самостоятельная работа разрешается только после официального распоряжения.

Каждый сотрудник обязан незамедлительно сообщать руководителю о любых нарушениях, представляющих потенциальную угрозу персоналу, оборудованию или другим объектам, если не может устранить их самостоятельно.

Правила оперативного обслуживания и осмотров электроустановок диктуют строгие меры безопасности. Оперативные переключения разрешены только уполномоченному персоналу. Приближаться к токоведущим частям

под напряжением запрещено без надлежащего ограждения, обеспечивающего безопасное расстояние, установленное нормативными документами.

Осмотры проводятся оперативным персоналом (не ниже III группы) или административно-техническим персоналом (IV группа до 1000 В, V группа выше 1000 В) по письменному распоряжению руководителя. Во время осмотра разрешено открывать двери щитов, пультов и сборок, однако в электроустановках выше 1000 В запрещен вход в помещения и камеры без защитных ограждений и барьеров. Любые работы во время осмотра категорически запрещены.

При замыкании на землю в установках 3-35 кВ приближаться к месту аварии разрешено только оперативному персоналу для ликвидации замыкания и спасения людей, с обязательным использованием средств защиты и соблюдением безопасного расстояния (не менее 4 метров в ЗРУ, 8 метров в ОРУ и на ВЛ).

Для ручного управления разъединителями, отделителями и выключателями выше 1000 В необходимо использовать диэлектрические перчатки.

В случае поражения электрическим током снятие напряжения для освобождения пострадавшего производится немедленно, без ожидания разрешения руководства.

Выполнение работ в электроустановках регламентируется строгим порядком. Все работы в действующих электроустановках производятся только по наряду-допуску. Начинать работы или менять их характер без наряда или распоряжения запрещено [22]. Если наряд уже выдан другому исполнителю, необходимо согласование с ответственным руководителем или лицом, выдавшим наряд.

Ремонт оборудования под напряжением выше 1000 В, токоведущих частей и воздушных линий, как правило, выполняется по технологическим картам.

Запрещается работать в изогнутом положении, если при выпрямлении уменьшится расстояние до токоведущих частей ниже допустимого. Находиться вблизи неогражденных токоведущих частей, чтобы они оказались сзади или сбоку от работника, также недопустимо.

При работах с оборудованием под напряжением обязательно применение средств электрозащиты. Персонал должен учитывать возможность подачи напряжения без предупреждения.

Работы проводятся в хорошо освещенных зонах, с равномерным освещением, без слепящих бликов.

При приближении грозы все работы на ВЛ, ВЛС, ОРУ, вводах, коммутационных аппаратах ЭРУ, в помещениях связи и на антенно-мачтовых сооружениях немедленно прекращаются.

Защитные каски обязательны для всех, кто работает в помещениях с электрооборудованием (кроме щитов управления, релейных панелей и подобных устройств), ЗРУ, ОРУ, колодцах, туннелях, траншеях, а также при обслуживании и ремонте ВЛ [23].

## **6.2 Экологичность проекта**

Электромагнитные поля, генерируемые линиями электропередачи, оказывают значительное воздействие на окружающие биологические объекты. Вблизи высоковольтных опор линий электропередач можно наблюдать заметные изменения в поведении насекомых. Например, пчелы проявляют повышенную агрессивность, сниженную активность и менее интересуются уходом за маткой [24]. Другие насекомые, такие как комары и бабочки, также демонстрируют изменения в своих поведенческих реакциях.

Кроме того, электромагнитные поля могут оказывать воздействие на растения, приводя к аномалиям в их развитии. Эти аномалии могут включать в себя изменения в форме цветков, листьев и стеблей, а также появление дополнительных лепестков.

Необходимо подчеркнуть, что указанные изменения могут негативно сказываться на экосистемах и биоразнообразии. Поэтому требуется дополнительное исследование и уделение внимания этому аспекту при проектировании и эксплуатации систем электроэнергетики [25].

Особенность воздействия линий электропередач на окружающую среду заключается в комплексном воздействии различных электромагнитных факторов, включая:

- изменяющийся электромагнитный потенциал;
- электрические токи утечки;
- электрические токи, проникающие в грунт;
- коронные разряды;
- ионизирующее излучение;
- зона экранирования.

Длительное пребывание поблизости от линий электропередач может вызывать негативные последствия для человеческого здоровья. Краткосрочное воздействие в течение нескольких минут может оказать влияние только на особо чувствительных людей или тех, у кого есть аллергические реакции. Однако, при долгом нахождении человека в электромагнитном поле линий электропередач, могут возникнуть проблемы с сердечно-сосудистой системой и нервной системой.

Самое сильное воздействие электрического поля линий электропередач наблюдается, когда человек изолирован от Земли при помощи обуви. В таком случае, на поверхности тела человека может возникать индуцированный потенциал, поскольку он отделен от земли. Индуцированный потенциал зависит от соотношения между емкостью человеческого тела и заземленными элементами линии передачи. Если человеческое тело заземлено менее эффективно (например, через толстую подошву обуви), индуцированный потенциал становится более высоким и может достигать нескольких киловольт.

Из-за особенностей устройства линий электропередач, таких как провисание электрических проводов, наиболее сильное воздействие электромагнитного поля на человека наблюдается в середине пролета. Эта часть линии передачи с высоким напряжением, находящаяся на уровне человека, может иметь напряженность поля выше 5 кВ/м, в зависимости от класса напряжения и конструкции линии. Наименьшее воздействие наблюдается под траверсами опор.

В ходе экспериментов был установлен предельный уровень напряженности электромагнитного поля, вызывающий заметные изменения в реакции человеческого организма - 160 кв. м/м. Эти исследования послужили основой для разработки стандартов и санитарных норм, устанавливающих минимально допустимые расстояния между жилыми домами и источниками электромагнитного излучения. Эти нормы также ограничивают максимально допустимые уровни электромагнитного излучения от других источников. Для защиты человека используются различные средства, включая металлические экранные устройства, такие как листы и сетки.

С начала 1970-х годов были введены строгие правила, которые остаются одними из самых строгих в мире. Эти нормы регламентированы в санитарных правилах и регламентах под номером № 2971-84 и известны как "Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи промышленной частоты переменного тока". Согласно этим стандартам, все электростанции спроектированы и построены.

Выводы по разделу 6.

В данном разделе рассматриваются общие положения по безопасности обслуживания электроустановок среднего напряжения. Подчеркивается необходимость использования средств защиты и соблюдения нормативных расстояний от токоведущих частей. Отмечено негативное воздействие электромагнитных полей на окружающую среду и на обслуживающий персонал.

## Заключение

В данной ВКР была спроектирована распределительная сеть 35 кВ, необходимая для обеспечения надежного электроснабжения нефтегазовых объектов в Сургутском районе ХМАО. Необходимость проекта обусловлена растущими потребностями отрасли в электроэнергии и важностью бесперебойного энергоснабжения для предотвращения финансовых потерь и обеспечения безопасности.

Для узлов 44, 40 и 83 рассчитаны полные мощности нагрузки. На основе этих значений выбраны трансформаторы: ТМН-4000/35, ТМН-2500/35 и ТМН-1000/35. Рассчитаны эквивалентные активные и индуктивные сопротивления, потери холостого хода и потери мощности для каждого трансформатора.

Рассмотрены три варианта схемы сети. Для каждого варианта рассчитаны токи в линиях и выбраны сечения проводов АС-35, обеспечивающие допустимую токовую нагрузку как в нормальном, так и в аварийном режимах. Рассчитано количество выключателей для каждого варианта. Проведен экономический анализ трех вариантов с учетом капитальных вложений в линии и подстанции, издержек на амортизацию и обслуживание, а также потерь электроэнергии. Рассчитаны приведенные затраты для каждого варианта. Разомкнутая радиальная схема показала наименьшие приведенные затраты (16.16 млн. руб.) и выбрана как наиболее экономически целесообразная.

Для разомкнутой радиальной схемы рассчитаны токи короткого замыкания. Для всех участков сети выбран выключатель ВГБ-35. Проведены проверки выбранного выключателя. Выбран разъединитель РГП-СЭЩ. В результате проведенных расчетов и проверок выбрана коммутационная аппаратура, соответствующая параметрам проектируемой сети и обеспечивающая ее надежную работу в режимах коротких замыканий.

Выбраны унифицированные стальные опоры типов ПМ35-2Ф и АМ35-2Ф. Длина пролета принята равной 150 м. Рассчитано общее количество опор, и изоляторов в гирлянде.

Особое внимание уделено мерам безопасности при работе вблизи токоведущих частей и в аварийных ситуациях. Подчеркивается необходимость использования средств защиты и соблюдения нормативных расстояний. Отмечено негативное воздействие электромагнитных полей (ЭМП) линий электропередачи на окружающую среду, включая изменения в поведении насекомых и аномалии в развитии растений.

Таким образом, в выпускной квалификационной работе предложен вариант развития линии 35 кВ для питания объектов нефтегазовой промышленности Сургутского района. Проект удовлетворяет всем технико-экономическим, экологическим требованиям, а также требованиям техники безопасности.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. Алиев, И.И. Электротехнический справочник / И.И. Алиев – М.: ИП РадиоСофт, 2002. 384 с.
2. Боровиков, В.А. Электрические сети энергетических систем / В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот – Л.: Энергия, 1977. 391 с.
3. Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. - Москва: Энергоатомиздат, 1985. 214 с.
4. Веников, В.А. Электрические системы. Электрические сети: учебник для электроэнерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.; под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – М.: Высшая школа, 1998. – 511 с.
5. Гальперин, М.В. Электротехника и электроника: учебник, 2-е изд. / М.В. Гальперин - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2017. 480 с.
6. Герасименко, А.А. Производство, передача и распределение электрической энергии. Расчет и анализ электрических режимов электропередач: учебно-методическое пособие для студентов / А.А. Герасименко - Саяногорск: СШФ СФУ, 2013. 183 с.
7. Герасименко, А.А. Передача и распределение электроэнергии: Учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин – Ростов-н/Д.: Феникс, 2006. 720 с.
8. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки: утв. и введ. в действие Постановлением Гос. ком. СССР по стандартам от 31.01.85 № 236: взамен ГОСТ 14209-69: дата введ. 1985-07-01: [в ред. 1988 г., с изм. № 1] / разработ. М-вом электротехн. пром-сти СССР. – Москва: Стандартинформ, 2009. – 36 с.: ил. – Электрон. версия доступна на сайте Электрон. фонда правовой и нормативно-техн. документации Консорциума Кодекс. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-14209-85> (дата обращения: 12.11.2024).

9. ГОСТ Р 59279-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению" (утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 24.12.2020 N 1375-ст).

10. Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств / Л. И. Двоскин - Москва: Энергоатомиздат, 1985. 240 с.

11. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко – М.: НЦ ЭНАС, 2009. 456 с.

12. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей / В.И. Идельчик - Москва: URSS: ЛЕНАНД, 2022. 592 с.

13. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро - Москва: ЭНАС, 2012. 374 с.

14. Кокин, С.Е. Схемы электрических соединений подстанций [Текст] : учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей 140400 - Электроэнергетика и электротехника / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа - Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2015. 99 с.

15. Крючков, И.П. Электрическая часть станций и подстанций/ Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев - М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

16. Приказ Минэнерго России от 30.11.2023 № 1095 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2024 — 2029 годы».

17. Правила устройства электроустановок с изменениями и дополнениями на 2023 г. Все действующие разделы: по состоянию на 2023 год. -: -е и 7-е издания. - Москва: Эксмо.

18. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Минск.: Высшая школа, 1988. 308 с.
19. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование для станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулина - М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.
20. СТО 34.01-27.3-001-2014. ВНПБ 28-14. Установки противопожарной защиты общие технические требования. Стандарт организации. Дата введения - 01.03.2015.
21. СТО 56947007-29.240.121-2012. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ; Введ. 2012-06-01. - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. 27 с.
22. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. 132 с.
23. Ушаков, В.Я. Современные проблемы электроэнергетики [Электронный ресурс]: учебное пособие / В.Я. Ушаков - Томск: Томский политехнический университет, 2014. 447 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/34715.html> (дата обращения: 10.03.2024).
24. Хорольский В.Я. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, В.Г. Жданов - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 144 с.
25. Хусаинов, И.М. Примеры расчетов электрических сетей: Учебное пособие для студентов специальности 100400 и направления 551700 / И.М. Хусаинов – Саратов: СГТУ, 1998. 94 с.