Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Оренбургский государственный аграрный университет»

Инженерный факультет

Допущен к защите
Заведующий кафедрой
«Электротехнологии и электрооборудование»
_____Рахимжанова И.А.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему: «Реконструкция электрической сети для электроснабжения потребителей Бузулукского района»

Выполнил:
Студент 4 курса очной формы обучения
направление подготовки 35.03.06 *Агроинженерия*, профиль «*Электрооборудование и электротехнологии*»
_____Михайличенко М.В.
(подпись)

Научный руководитель:
К.т.н., доцент
_____Стеновский В.С.
(подпись)

«___» _____20__ г.

Оренбург 2020 г.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Оренбургский государственный аграрный университет»
Инженерный факультет

Кафедра «Электротехнологии и электрооборудование»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Рахимжанова И.А.
«___» _____20__г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу

Студент Михайличенко Максим Владимирович

1. Тема ВКР «Реконструкция электрической сети для электроснабжения потребителей Бузулукского района»

2. Предварительная защита _____

3. Срок сдачи ВКР _____

4. Исходные данные по ВКР

ВЗ-1000-0,6-У1 (Высокочастотный заградитель),

РНДЗ 110/1000 УХЛ1 (Разъединитель),

ТФЗМ-110 300/5 (Трансформатор тока),

ВГТ-110 II- 40/2500 У1 (Элегазовый выключатель),

ОПН-110 (Ограничитель перенапряжения),

ТДТН-16000/110 У1 (Силовой трансформатор),

К-59 (Закрытое распределительное устройство),

ТМ-100/10/04 (ТСН),

РНДЗ 35/1000 УХЛ1 (Разъединитель),

ВБС-35/630 УХЛ1 (Вакуумный выключатель)

Данные преддипломной практики:

1. Кудрин, Б.И. Электроснабжение [Текст] / Б.И. Кудрин. – М.: Издательство «Академия», 2014. – 512 с.
2. Правила устройства электроустановок — М. : KhoPvc, 2015.- 491 с.
3. Шмигель, В. В. Эксплуатация электрооборудования. Часть 1 / В. В. Шмигель. — М.: Изд. Ярославская ГСХА. 2015, — 194 с.

5.Содержание пояснительной записки

ВВЕДЕНИЕ
Краткая характеристика Бузулукского района
Расчет мощности и выбор главных понизительных трансформаторов
Выбор системы собственных нужд
Расчет электрических нагрузок проектируемой части района
Расчет токов короткого замыкания
Выбор коммутационной защитной аппаратуры сборных шин
Компенсация реактивной мощности
Безопасность жизнедеятельности

Экономическая часть
Заключение

6. Перечень графического (таблично-справочного) материала

1.План подстанции «Новотепловская»

2. Разрез подстанции «Новотепловская»

3. Схема электрических соединений подстанции

4.Плавка гололеда

5. Экономические показатели

7. Консультанты по разделам ВКР

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал	Задание принял
Краткая характеристика Бузулукского района	Стеновский В.С.		
Расчет мощности и выбор главных понизительных трансформаторов	Стеновский В.С.		
Выбор системы собственных нужд	Стеновский В.С.		
Расчет электрических нагрузок проектируемой части района	Стеновский В.С.		
Расчет токов короткого замыкания	Стеновский В.С.		
Выбор коммутационной защитной аппаратуры сборных шин	Стеновский В.С.		
Компенсация реактивной мощности	Стеновский В.С.		
Безопасность жизнедеятельности	Стеновский В.С.		
Экономическая часть	Стеновский В.С.		

8. Рецензент ВКР _____ / Ст. преподаватель, Кислова Е.Ф.

9. Дата выдачи задания_____

Руководитель ВКР _____/ Стеновский В.С.
(Подпись) *(расшифровка подписи)*

Студент_____
(Подпись)

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

«Оренбургский государственный аграрный университет»

Инженерный факультет

Кафедра Электротехнологии и электрооборудование

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Рахимжанова И.А

«___» _____20__г.

КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК

выполнения выпускной квалификационной работы

Тема Реконструкция электрической сети для электроснабжения Бузулукского района

Студент Михайличенко Максим Владимирович

Группа 41 эл

Наименование раздела	Объем в % от ВКР	Срок исполнения	Подпись руководителя
Введение	1	27.04.20	
Краткая характеристика Бузулукского района	5	30.04.20	
Расчет мощности и выбор главных понизительных трансформаторов	15	4.05.20	
Выбор системы собственных нужд	12	12.05.20	
Расчет электрических нагрузок проектируемой части района	15	15.05.20	
Расчет токов короткого замыкания	15	17.05.20	
Выбор коммутационной защитной аппаратуры сборных шин	10	19.05.20	
Компенсация реактивной мощности	10	21.05.20	
Безопасность жизнедеятельности	8	23.05.20	
Экономическая часть	8	25.05.20	
Заключение	1	26.05.20	

Руководитель ВКР _____ Стеновский В.С.

Подпись И.О.Фамилия

Студент _____ Михайличенко М.В.

Аннотация

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, в том числе 8 рисунков, 17 таблиц и 43 источника. Графическая часть выполнена на 5 листах формата А1.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос реконструкции электрической сети для электроснабжения потребителей Бузулукского района. Дается характеристика района и проектируемого объекта, производится расчет мощности и выбор главных понизительных трансформаторов, определяются системы собственных нужд, рассчитываются электрические нагрузки на стороне 10 кВ, рассчитываются токи короткого замыкания, выбирается коммутационная, защитная аппаратура. Произведен выбор основного оборудования подстанции.

В специальной части выпускной квалификационной работы рассмотрен вопрос компенсации реактивной мощности.

Раздел охраны труда содержит расчет заземляющего устройства для подстанции.

Раздел экономики состоит из расчетов экономической эффективности и расчета сроков окупаемости.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ……. 8
1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА …….. 10
1.1 Краткая характеристика реконструируемого объекта ……. 11
2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ И ВЫБОР ГЛАВНЫХ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ …… 12
2.1. Расчет максимальных нагрузок ……. 14
2.2. Определение расчетной мощности подстанции ……..... 17
2.3. Построение годового графика нагрузок подстанции ……..... 18
2.4. Расчет средней нагрузки и коэффициента заполнения графика …… 19
2.5. Выбор силовых трансформаторов …… 20
3. ВЫБОР СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД …….. 21
3.1. Выбор схемы собственных нужд …….. 22
3.2. Выбор трансформатора собственных нужд……..... 23
3.3. Расчет и проектирование электрических сетей собственных нужд подстанции…….. 24
4. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЧАСТИ РАЙОНА ……. 26
4.1. Принципы построения и требования к схемам электроснабжения сельскохозяйственных районов ……. 26
4.2. Расчет электрических нагрузок напряжением 10 кВ……. 29
4.3. Выбор конструкции сети ……... 35
4.4 Выбор вариантов схем сети 35 кВ ……..... 36
5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ……... 39
5.1. Расчет токов короткого замыкания подстанции «Новотепловская» …….. 40
6. ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ ЗАЩИТНОЙ АППАРАТУРЫ СБОРНЫХ ШИН…..... 44

6.1. Расчет токов нормальных режимов ……..... 44
6.2. Выбор выключателей, разъединителей на стороне 110 кВ …… 45
6.3. Выбор аппаратуры на стороне 35 кВ …… 46
6.4. Выбор аппаратуры на стороне 10 кВ …… 49
6.5. Выбор предохранителей, трансформаторов тока и напряжения ……... 50
6.6. Выбор разрядников …… 53
6.7. Выбор гибких шин и токопроводов …….. 54
6.8. Выбор кабельных и воздушных линий …… 60
7. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ …… 62
7.1. Понятие о реактивной мощности и ее компенсации …….. 62
7.2. Потребители реактивной мощности и меры по её уменьшению …….. 66
7.3. Конденсаторные батареи ……... 69
7.4. Синхронные двигатели …….. 74
8. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ ……... 78
8.1. Расчет заземляющих устройств подстанции «Новотепловская»……... 78
8.2. Плавка гололеда……. 84
8.1. Схема плавки гололеда…… ……. 86
8.4. Расчет плавки гололеда…….. 87
9. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ……. 88
9.1. Оценка экономической эффективности ……. 88
9.2. Расчет заработной платы ……. 91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ……. 96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ …… 98

Введение

В настоящее время к энергетике как к одной из базовых отраслей экономики предъявляются высокие требования. Большее значение имеют процесса производства, передачи, распределения и рационального использования электроэнергии.

Исходя из задач повышения качества продукции и технологических процессов необходимо в короткие сроки повышать надежность электроснабжения, улучшать качество отпускаемой электроэнергии. В этом и состоит задача эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий.

Электроснабжение сельских районов и промышленных предприятий осуществляется через понизительные подстанции, которые имеют следующие напряжения: 110/35/10, 110/35/6, 110/10, 35/10 кВ.

Для улучшения качества передаваемой потребителям электроэнергии необходимо совершенствование электрической сети и понизительных подстанций, разработка и внедрение принципиально нового оборудования, требующего значительно меньшего объёма технического обслуживания и ремонта, и имеющего сниженного значения параметров потока отказов. Данная выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции электрической сети для электроснабжения потребителей Бузулукского района от подстанции 110/35/10 «Новотепловская». Подстанция принадлежит предприятию Западному ПО ПАО МРСК Волги - «Оренбургэнерго».

Непрерывное развитие технологического процесса, тяжелые условия работы электроустановок и электрооборудования создают особые требования к системе электроснабжения. Это надежность и бесперебойность питания.

При реконструкции неотъемлемой частью ее проведения являются обоснование и выбор параметров оборудования и аппаратуры, а также принципиальное решение вопросов её защиты, компенсации реактивной мощности, сокращение потери электроэнергии в сетях и эксплуатационное обслуживание подстанции.

В целях обеспечения бесперебойности питания электроэнергией ответственных потребителей и повышения устойчивости аппаратуры по отношению к токам короткого замыкания предусматривается автоматизация в системах электроснабжения АВР, АПВ, что позволяет обходиться без дежурного персонала на подстанциях.

1 Краткая характеристика района

Бузулукский район расположен на крайнем западе Оренбуржья, охватывает долину реки Самары, нижнюю и среднюю части бассейна ее притока Боровки, низовья рек Ток и Бузулук и верховье реки Кутулук. Он граничит на севере с Бугурусланским и Асекеевским районами, на западе - с Борским районом Самарской области, на востоке - с Грачевским и Сорочинским районами, на юге - с Тоцким и Курманаевским районами. Район занимает территорию 3,8 тыс. кв.км и простирается с севера на юг на 88 км, с запада на восток - на 72 км. Административный центр - город Бузулук. Расстояние до Оренбурга 246 км.

Климат Бузулукского района - умеренно континентальный, что выражается в большой амплитуде колебаний температуры воздуха между зимой и летом, которая составляет 35-38°С, а также в малом количестве атмосферных осадков. Наибольшая продолжительность солнечного сияния отмечается в июле, наименьшая - в декабре.

Площадь территории Бузулукского района составляет 3,807 тыс. км^2.

Самым теплым месяцем в Бузулукском районе является июль, самым холодным - январь. В жаркие годы воздух в летние месяцы прогревается до 40-43°С, зимой охлаждается до - 43-45°С. Годовой ход температуры поверхности почвы аналогичен ходу температуры воздуха. В период с ноября по март поверхность почвы имеет отрицательную температуру.

Атмосферные осадки на территории Бузулукского района распределяются неравномерно, уменьшаясь в количестве с запада на восток и с севера на юг. Так в южных, юго-западных и восточных районах области их выпадает меньше, чем на остальной территории.

Снежный покров устойчиво ложится в конце ноября. Максимальной высоты снежный покров достигает в первой - второй декадах марта и может превышать 110 см. В среднем по району высота снежного покрова в этот период составляет 22-50 см. Сход снежного покрова в среднем, по району приходится на первую половину апреля.

1.1 Краткая характеристика реконструируемого объекта

Подстанция «Новотепловская» 110/35/10 кВ расположена в селе Новая Тепловка Бузулукского района.

Мощность трансформаторов, установленных на подстанции, составляет 32,6 МВА, тип трансформаторов –ТДТН, классы напряжения – 110/35/10 кВ. В работе рассмотрен вопрос реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Новотепловская» для электроснабжения потребителей района.

Реконстрируемая подстанция получает питание по линиям ЛЭП – 110 кВ. Так же подстанция, в случае аварий на линиях 110 кВ, может получить питание по стороне 35 кВ от подстанции «Грачевская».

После преобразования электроэнергии на напряжения 35 и 10 кВ электроэнергия передается потребителям. Согласно ПУЭ потребителей по надежности электроприемников делят на 3 категории.

Потребители I категории должны быть обеспечены питанием от двух независимых источников питания, и перерывы в их электроснабжении допускаются на время необходимое для автоматического вводе в действие резервного источника питания.

Ко второй категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной жизнедеятельности жителей.

К потребителям III категории относятся все остальные потребители не входящие в состав первой и второй категории. Для них допускается перерыв в электроснабжении на время, необходимое для ремонта и замена поврежденного элемента электрической сети, но не более суток.

Распределительное устройство подстанции выполнено открытого типа – 110 и 35 кВ.

Распределительное устройство 10 кВ (КРУН) состоит из частично закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемыми в собранном виде.

2 Расчет мощности и выбор главных понизительных трансформаторов

2.1 Расчет максимальных нагрузок

Определяем полную и реактивную мощность по следующим формулам:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos\phi_{\max}}, \quad (2.1)$$

$$Q_{\max} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max}^2}, \quad (2.2)$$

Для стороны СН

$S_{\max,CH} = \frac{35}{0,8} = 43,75\ MBA;$

$Q_{\max,CH} = \sqrt{43,75^2 - 35^2} = 26,25\ Мвар$

Для стороны НН:

$S_{\max,HH} = \frac{10}{0,85} = 11,76\ MBA$;

$Q_{\max,HH} = \sqrt{11,76^2 - 10^2} = 6,19\ Мвар$

Для компенсации реактивной мощности на стороне НН ставим компенсирующие устройства – конденсаторные установки (КУ).

Мощность КУ:

$$Q_{КУ} = P_{\max}\left(tg\phi - tg\phi_k\right)\cdot\alpha, \quad (2.3)$$

где tgφ – естественный коэффициент мощности до компенсации:

$tg\varphi = tg\varphi_{НН} = 0,619.$

$tg\varphi_к$ – соответствующий коэффициент мощности после компенсации;

$tg\varphi_к = tg\varphi_{раб} = 0,426.$

α – коэффициент, учитывающий повышающие коэффициенты мощности мерами, не требующими установки КУ:

α = 1,0

$Q_{КУ}$ = 35(0,619-0,426)·1 = 6,76 Мвар.

Выбираем КУ:

УКЛ(П)56 – 10 – 900 УЗ в количестве 3 штук

УКЛ(П)56 – 10 – 1350 УЗ в количестве 3 штук.

Тогда

$Q_{КУ}$ = 1,35·3+0,9·3= 6,75 Мвар.

Полная мощность с учетом компенсации:

$$S_{НН}=\sqrt{P_{НН}^2+(Q_{НН}-Q_{КУ})^2}, \qquad (2.4)$$

$$S_{НН}=\sqrt{35^2+(26,25-6,75)^2}=40,07\ MBA$$

Параметры конденсаторных установок и их количество представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1 - Параметры конденсаторной установки

Тип	$Q_{НО}$, Мвар	Количество
УКЛ(П)56 – 10 – 900 УЗ	900	3
УКЛ(П)56 – 10 – 1350 УЗ	1350	3

2.2 Определение расчетной мощности подстанции

При определении расчетной мощности подстанции учитываются мощности трансформаторов собственных нужд, которые присоединяются к сборным шинам 10 кВ. Мощность собственных нужд выбирается в пределах 0,5 % от мощности подстанции. Принимая P_{max} и Q_{max} за 100 % типового графика, строим график для каждой ступени мощности, значения которой находим из выражений [8] по формулам:

$$P_i = \frac{p_i \cdot P_{\max}}{100}, \quad (2.5)$$

$$Q_i = \frac{q_i \cdot Q_{\max}}{100}, \quad (2.6)$$

где p_i, q_i – ординаты типового графика [8] для рассматриваемой ступени мощности 8 %.

Результаты расчета сведены в табл. 2.2.

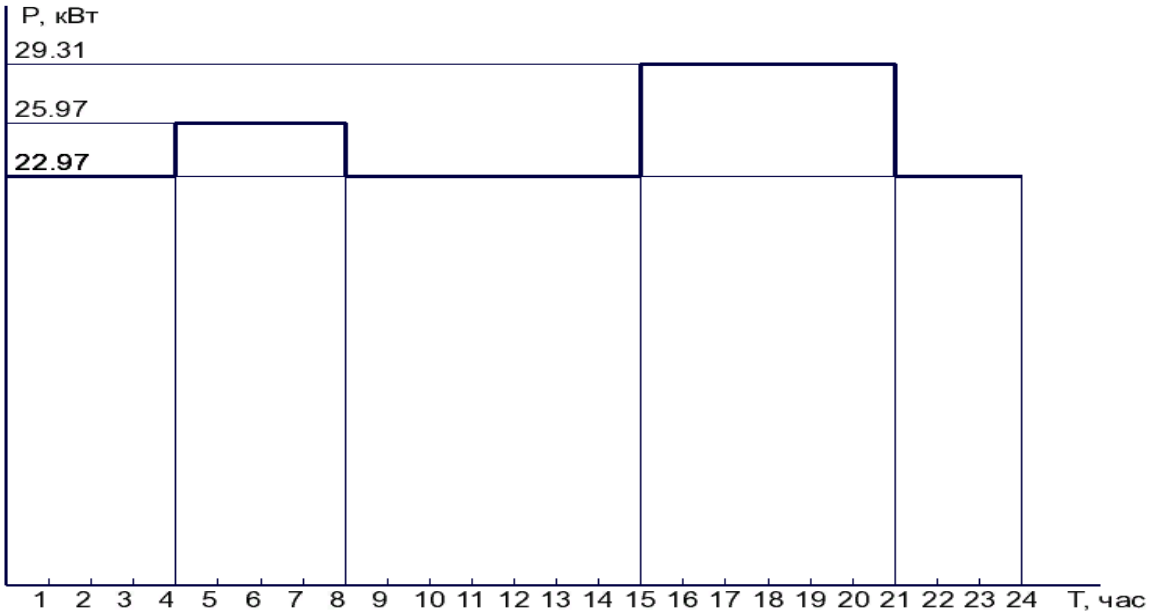
Таблица 2.2 - Суточные нагрузки подстанции

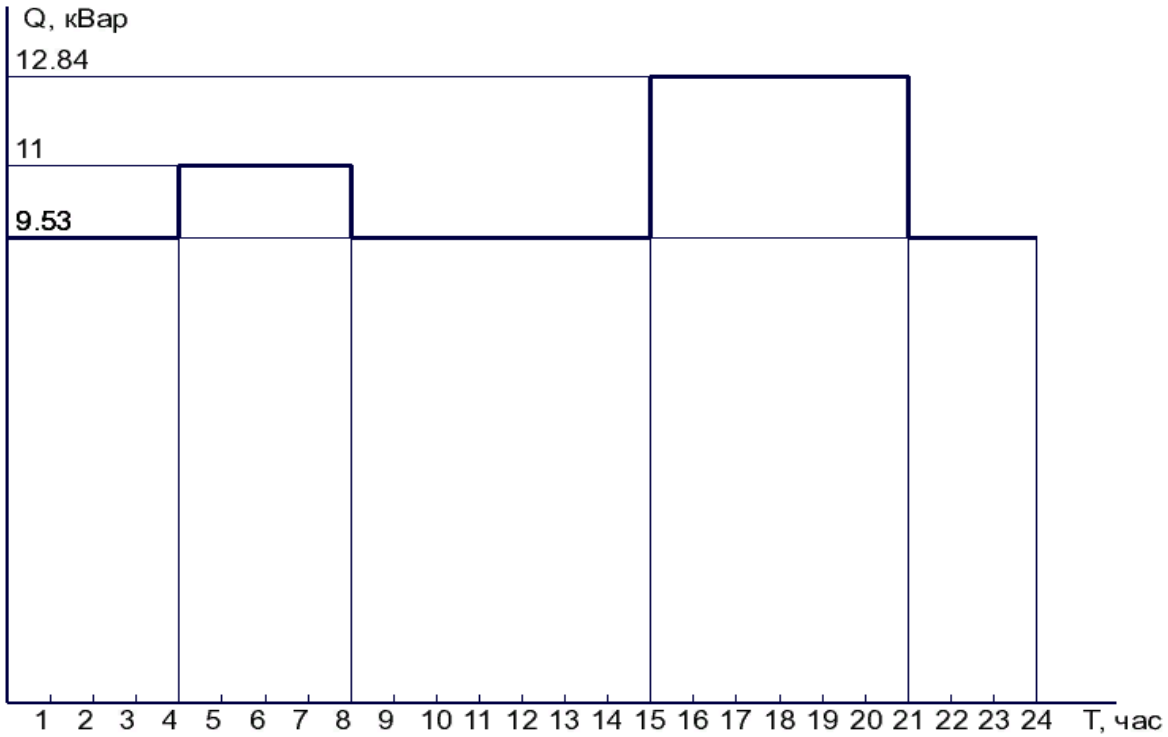
	Интервал времени, час				
	0 - 4	4 - 8	8 - 14	14 - 21	21 - 24
P, МВт	22,97	25,97	22,97	29,31	22,97
Q, Мвар	9,53	11	9,53	12,84	9,53
S, МВА	24,87	28,2	24,87	32	24,87

$P_{расч}$ =29,31 МВт;

$Q_{расч}$ =12,84 Мвар;

$S_{расч}$ = 32 МВ·А;


P, кВт
29.31
25.97
22.97
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 T, час


Q, кВар
12.84
11
9.53
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 T, час

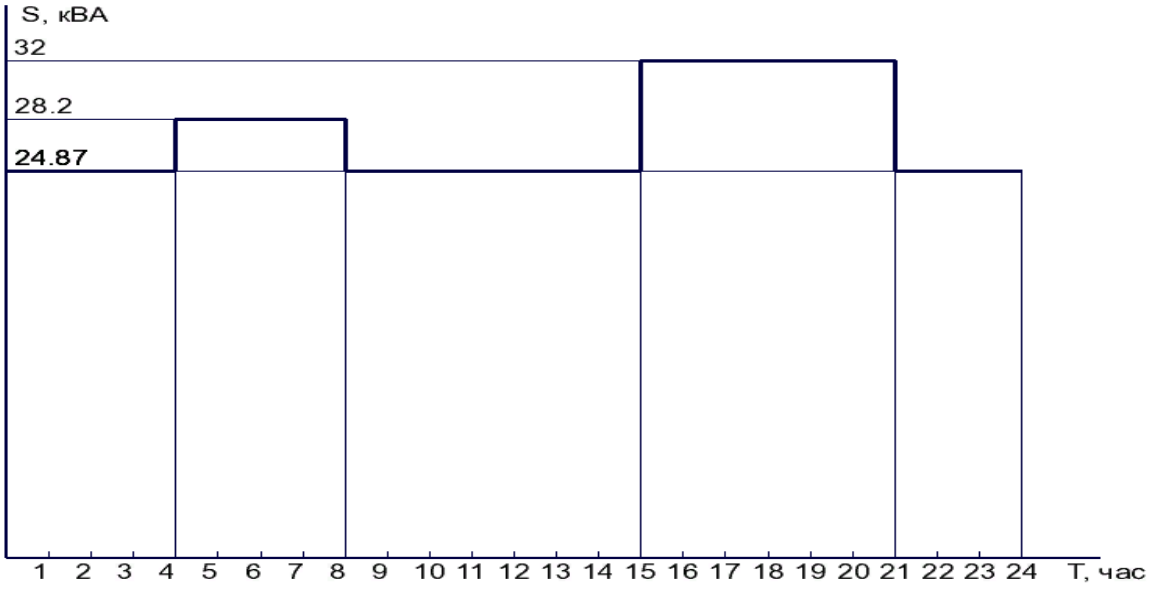


Рисунок 2.1 - Суточные графики нагрузок

При определении расчетной мощности подстанции следует учесть мощность трансформаторов собственных нужд (ТСН), которые присоединяются к сборным шинам НН, а также коэффициент перспективы роста нагрузок на 5 – 10 лет ($к_{10}$ = 1,25). Тогда полная расчетная мощность подстанции будет равна:

$$S_{расч\ п/ст} = (S_{НН} \cdot к_{С\ НН} + S_{СН} \cdot к_{С\ СН} + 0{,}005(S_{НН} + S_{СН})) \cdot к_{10}, \qquad (2.7)$$

где $к_{С\ НН}$, $к_{С\ СН}$ – коэффициент спроса для машиностроения, $к_{С\ НН}$ = 0,41, $к_{С\ СН}$ = 0,57.

$S_р = 17{,}09 \cdot 0{,}57 + 20{,}23 \cdot 0{,}41 + (17{,}09 + 20{,}23) \cdot 0{,}005) \cdot 1{,}25 = 22{,}75$ (МВ·А)

2.3 Построение годового графика нагрузок подстанции

Используем типовой годовой график нагрузок (рис. 2.2), результаты расчета сведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3 - Годовые нагрузки подстанции

Мощность	Интервал времени, месяц					
	1-2	3-4	5-6	7-8	9-10	11-12
P, МВт	25,39	22,51	19,10	19,10	22,51	25,39
S, МВА	38,98	34,3	31,17	31,17	34,3	38,98

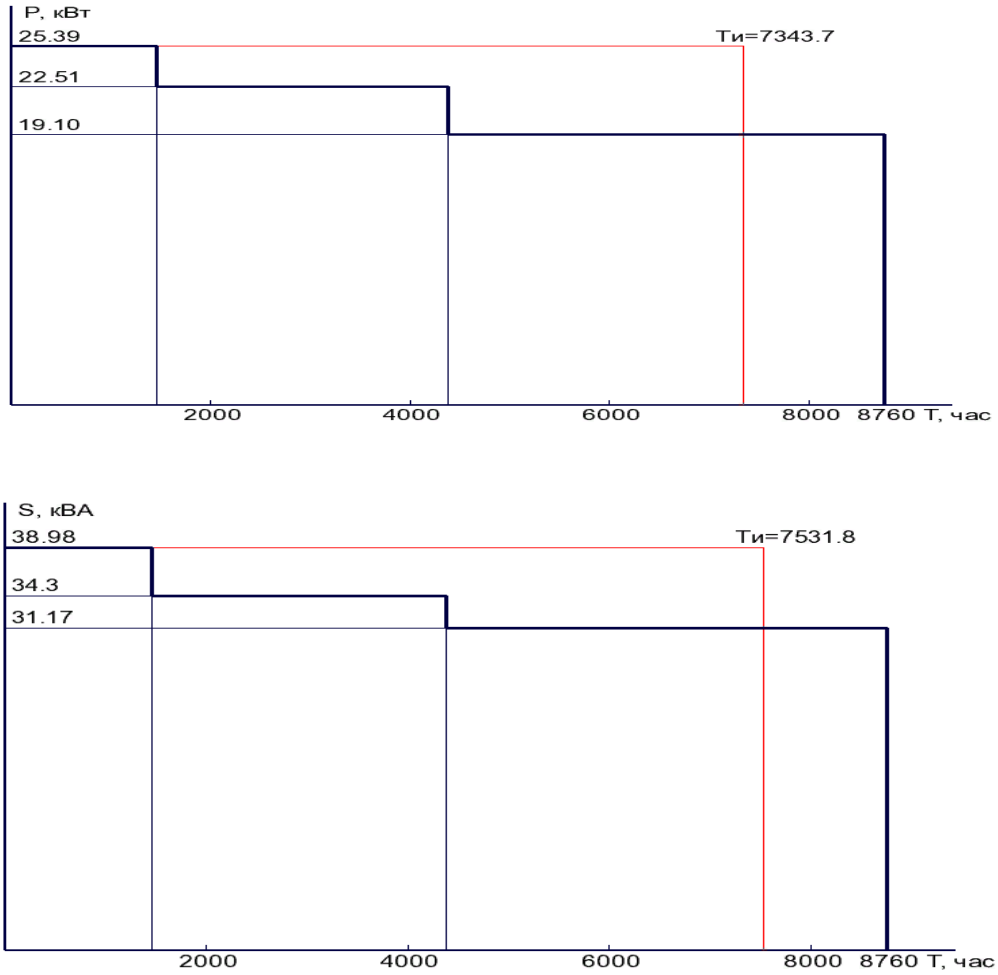


Рисунок 2.2 - Годовые графики нагрузок

2.4 Расчет средней нагрузки и коэффициента заполнения графика

Среднюю нагрузку определим по данным годового графика:

$$S_{ср}=\frac{W_{год}}{8760}, \tag{2.8}$$

где $W_{год}$ – полная потребляемая энергия за год;

$W_{год}$=38,98·2400+34,3(4945-2400)+31,17(8760-4945)=299759,05 МВ·А/ч.

$S_{ср}=\frac{299759,05}{8760}=34,22\ МВА$.

Коэффициент заполнения графика:

$$к_{зап}=\frac{S_{ср}}{S_{\max}}, \tag{2.9}$$

$к_{зап}=\frac{34,22}{39,92}=0,857$.

Время использования максимальной активной нагрузки за год:

$$T_{\max,a}=\frac{W_a}{P_{\max}}, \tag{2.10}$$

$W_{а,год}$=25,39·2400+22,51(4945-2400)+19,10(8760-4945)=191090,45 МВт·ч

$T_{\max,a}=\frac{191090,45}{34,3}=5571,15\ ч.$

Наибольшее время работы в году с максимальной нагрузкой определим по формуле из [10]:

$$ч_{нб}=\left(0,124+\frac{T_{\max,a}}{10000}\right)^2\cdot 8760, \tag{2.11}$$

2.5 Выбор силовых трансформаторов

Так как от подстанции питаются потребители всех категорий и питание от системы имеется лишь со стороны ВН, то требуется, как правило, установка не менее двух трансформаторов [15].

Для двухтрансформаторной подстанции:

$S_{тр} \geq (0,65 \div 0,7) \cdot S_р = 0,65 \cdot 22,75 = 14,8$ МВ·А.

Для высокой надежности принимаем к установке на подстанции 110/35/10 кВ «Новотепловская» два трансформатора выбираем трансформаторы типа: ТДТН-25000/110. Принимаем трансформатор мощностью 25 МВА с учетом перспективы развития сети на ближайшие 10 лет.

Технические данные трансформаторов представлены в табл. 2.4.

Таблица 2.4 - Технические данные трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ			$\Delta P_х$, кВт	$\Delta P_к$, кВт	$U_к$, %			$I_х$, %	Цена тыс. руб
		ВН	СН	НН			ВН-НН	ВН-СН	СН-НН		
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	15	100	17,5	10,5	6,5	0,3	120

Цены взяты из справочника [10]. Расчетная стоимость трехфазных трансформаторов 35-150 кВ, тыс. руб. в ценах на 2020 год. С учетом инфляций умножаем на поправочный коэффициент $к_{попр}$=300.

Проверим коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и перегрузки в аварийном режимах:

$$к_З = \frac{S_р}{(П_Т \cdot S_{тр})}, \quad (2.12)$$

где $П_Т$ – количество трансформаторов.

Подставляя значения, получим:

Для ТДТН-25000/110:

$к_З = \frac{22.75}{2 \cdot 25} = 0,455;$

$$к_{з,ав}=\frac{22.75}{25}=0,91<1,44$$.

Окончательно выберем трансформатор на основании технико-экономического сравнения вариантов.

3 Выбор системы собственных нужд

Для качественной работы подстанции при любых погодных ситуациях, а также для обеспечения питания цепи сигнализации – релейной защиты, для работы дежурного персонала на подстанции предусмотрена система собственных нужд (СН).

Она включает в себя два трансформатора собственных нужд (ТСН) 10/0,4 кВ, обогреватели релейных шкафов, ячеек приводов силовых выключателей нагрузки, а при использовании постоянного тока зарядных устройств аварийного и действующего освещения.

ТСН обеспечивает действие релейных защит, систем пожаротушения, средств оперативной связи и телемеханики.

К ТСН ПС класса напряжения до 220 кВ с трансформаторами с возможностью к повышенной нагрузке подключена форсированная система охлаждения высоковольтных трансформаторов и потребителей, отвечающих за жизнеспособность электроустановки.

3.1 Выбор схемы собственных нужд

Для питания собственных нужд подстанции выбираем схему с двумя ТСН и двумя системами шин. Шины 380/220 В секционируются нормально отключенным автоматическим выключателем с устройством АВР двухстороннего действия. В нормальном режиме каждый трансформатор питает приемники одной секции шин, при отключении которой питание подается от другой секции шин с помощью АВР, т.е. секционным выключателем.

3.2 Выбор трансформатора собственных нужд

Для питания собственных нужд устанавливаем два трансформатора ТСЗ-250/10, каждый из которых работает на свою систему шин.

Технические характеристики трансформатора представлены в табл. 3.2.

$S_{ном}$, кВ·А	$U_{ном}$, кВ		Потери, кВт		$И_к$,%	$I_х$, %	Масса, т
	ВН	НН	$P_х$	$P_к$			
250	10	0,4	1,0	3,8	5,5	3,5	1,8

Таблица 3.2 - Технические характеристики трансформатора собственных нужд

Проверим возможность работы одного трансформатора в аварийном режиме:

$$K_{п.ав} = \frac{S_{расч}}{S_{н.т.}}, \quad (3.1)$$

$$K_{п.ав} = \frac{265,74}{250} = 1,06.$$

Значение коэффициента перегрузки в аварийном режиме может достигать значения 1,4, следовательно, трансформатор выдержит аварийный режим.

3.3 Расчет и проектирование электрических сетей собственных нужд подстанции

Все электроприемники, запитанные от I и II секции шин, нуждаются в выборе питающего кабеля. Выбор сечения жил кабелей производят по техническим условиям. К техническим условиям относят выбор сечений по нагреву расчетным током, по механической прочности, по нагреву от кратковременного выделения тепла током КЗ, по потерям напряжения:

$$I_{доп} = I_{доп} \cdot к_{ср} \cdot к_{с.н.} \cdot к_{пов}, \quad (3.2)$$

где $I_{доп}$ – длительно допустимый ток одиночного кабеля;

$к_{ср}$ – коэффициент, учитывающий температуру среды;

$к_{с.н.}$ – коэффициент при групповой или многослойной прокладке;

$к_{пов}$ – коэффициент повышения допустимого тока при недогруженности отдельных кабелей.

Так как максимальные нагрузки приходятся на зиму при температуре ниже 0 ˚С, то $к_{ср}$ для отопительных приемников принимаем равным 1,14 [10].

Выбор кабеля для системы охлаждения трансформаторов Т1 и Т2:

P = 28,7 кВт, Q = 29,35 квар, S = 41,05 кВ·А

$$I_p = \frac{41,05}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 59,24\ A;$$

$I_{доп} = 59,24 \cdot 1,14 \cdot 1 \cdot 1 = 67,53$ А;

$I_{доп} > I_р$;

Выберем кабель марки АСБ-4×25.

Потери напряжения в кабеле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{доп} \cdot \ell \left(Г_{уд} \cdot \cos\phi + x_{уд} \cdot \sin\phi \right), \quad (3.3)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 67,53 \cdot 0,09 \left(1,25 \cdot 1 + 0,066 \cdot 0 \right) = 13,14\ B.$$

Примем напряжение на шинах ТСН $U_{нач}$= 400 В, тогда потеря напряжения не превышает 10 %. Выбор кабеля по механической прочности не производится, т.к. минимальное стандартное сечение удовлетворяет этому условию. Кабели, применяемые на напряжение до 1 кВ, не проверяются по термической стойкости, если сечение жилы 25 мм^2 и более. Расчет и выбор

кабеля для других электроприемников собственных нужд проводится аналогично и сведен в табл. 3.3.

Таблица 3.3 - Выбор кабелей для приемников собственных нужд

	P, кВт	Q,квар	S, кВ·А	I, А	кабель	$I_{доп}$	ΔU, %
Ввод ТСН1, ТСН2	258	84,12	265,74	390,53	3×АСБ-4×120	722	9,5
РПН Т1, Т2	3,72	3,78	5,3	7,96	АПВ-4×25	72	0,6
обогрев МВ-110	34	0	34	50,86	АСБ-4×50	158	1,6
освещение ОРУ-110	14	0	14	20,7	АСБ-4×10	62	1,2
отопление и вентиляция КРУН	10	0	10	17,1	АСБ-4×10	62	7,8
блокировка разъединителей	1	0	1	1,25	АПВ-4×25	73	0,4
вентилятор аккумулятора	3,72	3,78	5,3	7,96	АПВ-4×25	73	0,6
освещение и вентиляция ОПУ	28	0	28	41,3	АСБ-4×35	132	6,0
система охлаждения Т1, Т2	28	0	28	41,3	АСБ-4×25	112	8,9
мастерская	4	3	5	7,03	АСБ-4×4	36	3,3
аварийное освещение	3	0	3	4,04	АВРГ-2×10	28	0,5
отопление ОПУ	45	0	45	64,25	АСБ-4×35	132	8,1
аппаратура связи	1,2	0	1,2	1,59	АПВ-4×25	73	0,4

4 Расчет электрических нагрузок проектируемой части района

4.1 Принципы построения и требования к схемам электроснабжения сельскохозяйственных районов

Выбор схемы электроснабжения потребителей сельскохозяйственных районов производят в зависимости от требования надежности питания, обеспечения допустимого отклонения напряжения у приемников электроэнергии, наличия источников питания и перспективы развития электрических сетей.

В соответствии с ПУЭ потребители сельскохозяйственных районов по обеспечению надежности питания разделяются на три категории. Надежность может быть обеспечена применением резервных электростанций, необходимым количеством генераторов, трансформаторов, секций шин, питающих линий и средств автоматики.

Выбор схем электроснабжения начинается с определения электрических нагрузок отдельных узлов потребления электроэнергии. Затем решается вопрос об уровне напряжения, о числе и мощности трансформаторов в узлах нагрузки и о числе и пропускной способности линий, связывающих трансформаторные подстанции с источниками питания.

Для новых крупных групп приемников электроэнергии выбор схемы электроснабжения производится путем технико-экономического сравнения вариантов питания потребителей от действующих центров питания (ЦП) — подстанций 35/10, 110/10 и 110/35/10 кВ по сетям 10 кВ с учетом их развития с вариантами строительства дополнительных (разукрупняющих) подстанций 35/10 или 110/10 кВ. При росте нагрузок существующих потребителей вопрос развития систем электроснабжения должен решаться аналогичным путем.

Необходимость обеспечения электроснабжения новых потребителей, расширения зоны централизованного электроснабжения и освоения новых сельскохозяйственных районов требует дальнейшего развития электрических

сетей в сельских районах. В схемах перспективного развития сетей должны комплексно решаться вопросы электроснабжения существующих и новых потребителей отдельно по схемам развития электрических сетей 35—110 кВ в сельской местности и по схемам развития распределительных электрических сетей 10 кВ. Схемы развития сетей 35—110 кВ в сельской местности должны увязываться со схемами развития электрических сетей энергосистем напряжением 110 кВ и выше.

Основанием для постановки вопроса о сооружении новых линий и подстанций, расширении и реконструкции существующих должно быть определение перспективных нагрузок и необходимость обеспечения современного требования уровня надежности, повышения экономичности работы оборудования и экономной передачи электроэнергии.

Если существующие сети 35 кВ не могут обеспечить передачу перспективных электрических нагрузок, то следует рассмотреть варианты увеличения пропускной способности этих сетей за счет строительства дополнительных участков, перевода существующих сетей 35 кВ на напряжение 110 кВ, строительства дополнительных опорных подстанций 110/35/10 кВ.

Повышение пропускной способности действующих сетей 110 кВ рекомендуется решать аналогичным путем. Все это должно увязываться с техническими возможностями расширения и реконструкции существующих подстанций, наличием свободных ячеек выключателей, мест для прокладки линий и новых сооружений.

При решении вопроса о схемах развития распределительных сетей 10 кВ, их конфигурации, размещении новых ЦП, проходных ТП 10/0,38 кВ секционирующих и распределительных пунктов следует исходить из перспективы развития населенных пунктов, районных планировок, складывающихся нагрузок, состояния уровня напряжения и отклонения напряжения у потребителя, технических данных установленного в сетях электрооборудования и аппаратуры, требований, накладываемых

селективностью и чувствительностью защит, необходимостью осуществления комплексной автоматизации и телесигнализации сетей.

Следует рассматривать повышение пропускной способности сетей 10 кВ за счет перевода существующих сетей на напряжение 20 кВ. Выбор схемы сетей 10 кВ необходимо увязывать с выполненными и выполняемыми схемами сетей 20 — 35 — 110 кВ, с исходными опорными пунктами для питания сетей 10 кВ.

При проектировании сетей 10—110 кВ расчетные нагрузки рекомендуется определять по данным существующей нагрузки трансформаторов подстанций и нагрузок вновь вводимых потребителей.

При составлении проектов или при разработке схем развития электрических сетей сельскохозяйственных районов 6 — 20 кВ расчетные нагрузки определяют по коэффициентам роста, исходя из существующих нагрузок трансформаторных подстанций 6 — 20/0,4 кВ, а также нагрузок вновь вводимых потребителей, требующих установки ТП.

Существующие нагрузки ТП определяются по данным замеров максимальной мощности или по годовому потреблению электроэнергии.

По ТП, питающим построенные животноводческие комплексы, потребители неперспективных населенных пунктов и другие потребители, развитие которых не намечается, коэффициент роста нагрузки надо принимать равным 1.

При составлении проектов и разработке схем развития сетей 35 —110 кВ расчетные нагрузки определяют по результатам расчетов нагрузок сетей 10 кВ или исходя из существующих нагрузок трансформаторных подстанций 110 —35/10 кВ и коэффициентов их роста с учетом новых крупных потребителей.

4.2 Расчет электрических нагрузок напряжением 10 кВ

В соответствии техническими документами и инструкциями при определении электрических нагрузок проектируемых трансформаторных подстанций, дизельных электростанций и электрических линий должны быть учтены все потребители электроэнергии, расположенные в зоне электроснабжения проектируемой электроустановки независимо от их ведомственной принадлежности.

Зону электроснабжения от трансформаторных подстанций, электростанций и электрических линий 10 кВ определяют путем технико-экономических расчетов без учета границ административных районов. Электрические нагрузки определяют по результатам технико-экономического обследования потребителей электроэнергии с учетом перспективного развития на ближайшие 10…15 лет.

Для сельскохозяйственных потребителей и сетей различают дневную активную $P_д$ (реактивную $Q_д$) и вечернюю активную $P_в$ (реактивную $Q_в$) расчетные нагрузки. Наличие дневного максимума в графике электрической нагрузки характерно для производственных сельскохозяйственных потребителей (освещение производственных помещений, электрические двигатели, электронагревательные и электротехнологические установки). При коммунально-бытовых потребителях (внутреннее освещение жилых и общественных зданий, наружное освещение, электробытовые приборы индивидуального и коллективного пользования) наибольшее значение мощности наблюдается в вечернее время. При смешанных потребителях график нагрузки может иметь пики как в дневное, так и в вечернее время. В этом случае соотношение значений дневной и вечерней расчетных нагрузок определяется долями нагрузок производственных и коммунально-бытовых потребителей.

В качестве расчетной нагрузки для выбора параметров электрических сетей (сечения проводов, мощности трансформаторов и т. п.) принимаем большую из дневной или вечерней расчетных нагрузок.

Метод определения нагрузок электрических сетей основан на суммировании расчетных нагрузок на вводах потребителей, участках линий или на шинах трансформаторных подстанций с учетом коэффициента одновременности.

Коэффициент одновременности $к_о$ представляет собой отношение значения совмещенной максимальной нагрузки к сумме максимальных нагрузок потребителей или их групп [9].

Полную расчетную мощность в дневной и вечерний максимумы определяем по формулам:

$$S_{РАСЧ.Д.} = \frac{P_{РАСЧ.Д.}}{\cos\phi_{Д}}, \qquad (4.1)$$

$$S_{РАСЧ.В.} = \frac{P_{РАСЧ.В.}}{\cos\phi_{В}}, \qquad (4.2)$$

Подсчет электрических нагрузок в сетях 10кВ производим путем суммирования расчетных нагрузок ТП 10/0,4кВ отдельно для дневного и вечернего максимумов нагрузок.

Максимальную расчетную мощность на участках сетей 10кВ определяем с учетом коэффициентов одновременности, если суммируемые нагрузки не отличаются одна от другой более чем в 4 раза, и табличным методом, если отличаются более чем в 4 раза.

Расчетную мощность при суммировании с учетом коэффициента одновременности определяем [7]:

$$P_{Д\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{Дi}, \qquad (4.3)$$

$$P_{B\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{Bi} \quad , \tag{4.4}$$

где $P_{д\Sigma}$, $P_{в\Sigma}$ — расчетные дневная и вечерняя нагрузки на участке линии или на шинах ТП, кВт;

$к_о$ — коэффициент одновременности [15];

$Р_{д.i}$, $Р_{в.i}$, — дневная и вечерняя нагрузки на вводе i-го элемента сети, кВт.

Полная расчетная мощность на участках сети определяется делением расчетной активной мощности участка на соответствующий коэффициент мощности $cos\varphi$ определяется в зависимости от отношения расчетных нагрузок дневного максимума $P_д$ к расчетной нагрузке вечернего максимума $P_в$ по таблице.

Расчетные нагрузки определяются для участков линий 10 кВ, фидеров ТП и полностью для трансформаторной подстанции 35/10 кВ.

Записываются значения соответственно дневного и вечернего максимумов нагрузки.

По таблице определяем коэффициенты одновременности нагрузок $к_{од}$, $к_{ов}$ в зависимости от числа ТП для соответствующих групп максимумов. Определяем суммарные расчетные нагрузки групп максимумов по формулам:

$$P_{Д\Sigma} = k_{оД.} \cdot \sum P_{Д.} \quad , \tag{4.5}$$

$$P_{B\Sigma} = k_{оВ.} \cdot \sum P_{В.} \quad , \tag{4.6}$$

Определяем наименьшие значения групп дневного и вечернего максимумов и по таблице находятся значения добавок активной мощности для суммирования нагрузок $\Delta Р_д$ и $\Delta Р_в$.

Определяем значение расчетной нагрузки на рассматриваемом элементе сети для дневного и вечернего максимумов, суммируя значения добавок с

максимальными значениями из групп дневного и вечернего максимумов соответственно [5]:

$$P_{Д.} = P_{Д\Sigma} + \Delta P_{Д}, \quad (4.7)$$

$$P_{В.} = P_{В\Sigma} + \Delta P_{В}, \quad (4.8)$$

Определяем отношение $P_д$ / $P_в$, по таблице находим значения коэффициентов мощности cos $\varphi_д$, cos $\varphi_в$.

Определяем полную расчетную мощность на элементе для дневного и вечернего максимумов нагрузки по формулам [8]:

$$S_{Д.} = \frac{P_{Д.}}{\cos\phi_{Д}}, \quad (4.9)$$

$$S_{В.} = \frac{P_{В.}}{\cos\phi_{В}}, \quad (4.10)$$

Со стороны 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новотепловская» основными потребителями являются:

Фидер 1: с.Шахматовка

Фидер 2: Питает села Каменная Сарма, Никифоровка, Ст. Тепловка

Фидер 5: п.Гремучий

Фидер 6: с.Сухоречка

Фидер 8: с.Новая Тепловка

Составляем расчетную схему распределительной сети 10кВ, на примере ЛЭП, питающей село. На схеме указываем дневные (в числителе), вечерние (в знаменателе) максимумы нагрузок ТП 10кВ и номера ТП.

Расчет ведем начиная с конечных участков.

Участок 3-2:

$P_д=k_о \Sigma P=0,85 \cdot (66,3+192,1+77,5+66,3+208+38,4)=551,31$ кВт,

где, $k_о= 0,85$.

$P_в=0,85 \cdot (68,1+188,3+68,1+71,5+197+37,1)=535,6$ кВт

$P_д/P_в=1,03$; принимаем $\cos\varphi_д=0,89$, $\cos\varphi_в=0,93$

$S_д=P_д/ \cos\varphi_д=551,31/0,89=619,45$ кВА,

$S_в=P_в/ \cos\varphi_в=535,6/0,93=575,91$ кВА.

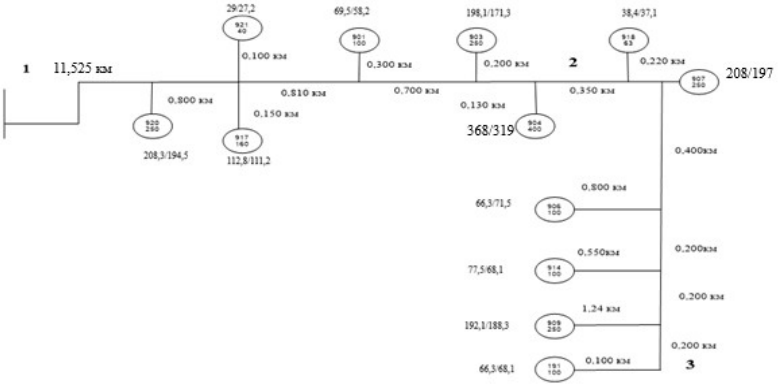


Рисунок 4.1 - Схема присоединения ЛЭП фидер 6 к подстанции 110/35/10 кВ «Новотепловская»

Участок 2-1:

$P_д=k_о \Sigma P=0,85 \cdot (660,5+368+198,1+69,5+29+112,8+208,3)=1399,27$ кВт,

где, $k_о=0,85$.

$P_в=0,85 \cdot (672,56+319+171,3+58,2+27,2+111,2+194,5)=1320,87$ кВт

$P_д/P_в=1,73$; принимаем $\cos\varphi_д=0,89$, $\cos\varphi_в=0,93$

$S_д=P_д/ \cos\varphi_д=1399,27/0,89=1572,21$ кВА,

$S_в=P_в/ \cos\varphi_в=1320,87/0,93=1420,29$ кВА.

В ПУЭ приводятся значения экономической плотности тока для проводов. Сечение определяют по формуле [1]:

$$F_{эк} = \frac{Ii}{J_{эк}}, \qquad (4.11)$$

где $F_{эк}$ - экономическое сечение провода, мм^2;

I_i - номинальный расчетный ток на i-том участка линии, А;

$J_{эк}$ - экономическая плотность тока, А/мм^2; $J_{эк}$=1,3 [9]

По $F_{эк}$ выбираем провод ближайшего сечения. Затем проверяем по потере напряжения.

$$\Delta U = \frac{S \cdot l(\cos\varphi \cdot r_0 + \sin\varphi \cdot x_0) \cdot 10^{-3}}{U_н^2} \cdot 100\% , \quad (4.12)$$

Участок 1-2:

$S_д$ = 1572,21 кВА

$$\Delta U_{2-1} = \frac{1572,21 \cdot 14,715(0,78 \cdot 0,42 + 0,6 \cdot 0,392) \cdot 10^{-3}}{110,25} \cdot 100\% = 1,181$$

Участок 2-3:

$S_д$ = 619,45 кВА

$$\Delta U_{2-3} = \frac{619,45 \cdot 19,475(0,78 \cdot 0,592 + 0,6 \cdot 0,392) \cdot 10^{-3}}{110,25} \cdot 100\% = 1,094$$

ΣΔU=2,275 %

Таблица 4.1 - Расчет сечения и потери напряжения ЛЭП ТП

Участок	$I = \frac{Sp}{\sqrt{3}Uн}$, А	$F.эк = \frac{Ii}{J.эк}$, мм^2	Стандартное сечение	l, км	ΔU, %	$I_{доп}$, А
1-2	92,8	71,38	СИП-70	14,005	1,181	265
2-3	37,01	28,46	СИП-35	18,765	1,094	175

4.3 Выбор конструкции сети

Для электроснабжения потребителей Бузулукского района принимаем воздушные линии электропередач на железобетонных опорах.

Для ВЛ 35-110 кВ рекомендуется применять провода марки АС, по всей номенклатуре сечений (ГОСТ 839-80).

Трассы ВЛ прокладываем вдоль проезжих частей дорог, по границам полей, севооборотов, полезащитных лесных полос, оросительных и осушительных каналов.

На опорах применяем подвесные изоляторы типа ПС-70В.

Радиальные схемы сетей проектируются только в отдельных случаях с учетом в перспективе кольцевания сетей [10].

4.4 Выбор вариантов схем сети 35 кВ

На основе существующего расположения центров питания крупных электроприемников и источника питания (п/ст «Новотепловская») Бузулукского района составляем возможные варианты схем электроснабжения.

Из множества вариантов схем электроснабжения выбираются 2-3 варианта схем наиболее четко отвечающие требованиям надежности электроснабжения в соответствии с категорийностью потребителей, а также наиболее рациональные по экономическим соображениям.

Потребители, находящиеся в рассматриваемой зоне, относятся ко 2-3 категориям электроснабжения. Выбранные схемы электроснабжения одинаковые по надежности электроснабжения и экономической рациональности.

4.5 Выбор числа и мощности ТП на потребительских подстанциях 35/10 Бузулукского района

Выбор числа трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях, определяется категорийностью потребителей, питающихся от них.

При наличии в составе нагрузок подстанции потребителей 1 и 2 категории на подстанции устанавливаются два силовых трансформатора. При отсутствии потребителей 1-ой категории допускается установка одного силового трансформатора [13].

На РТП устанавливаются два трансформатора в следующих случаях:

- расстояние до ближайшей соседней РТП больше 45км,

- из-за преград невозможно зарезервировать хотя бы одну из линий 10кВ,

- расчетная мощность более 6300 кВ · А,

- отходящих линий более пяти,

- не возможно заменить поврежденный трансформатор в течение суток со дня повреждения,

- при питании потребителей первой категории.

На двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются трансформаторы одинаковой мощности, причем мощность каждого из них должна составлять 65-70 % мощности подстанции на конец расчетного периода.

Мощность трансформатора определяем по формуле [16]:

$$S_{рас} = \frac{\sum S}{K_{ав} \cdot (n - 1)}, \quad (4.13)$$

где $K_{ав}$ - принимают 1,4 (такая перегрузка допустима в течении пяти суток) при условии что коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума не более 6 часов;

n – количество трансформаторов на подстанции;

$\sum S$ - суммарная мощность нагрузки по фидерам.

Подстанция 35/10 кВ «Грачевская»:

$$S_{рас} = \frac{4266,48}{1,4 \cdot (2-1)} = 3047,49 \text{ кВ·А.}$$

На каждой подстанции устанавливаем два трехфазных трансформатора мощностью до 10000 кВА напряжением 35 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой: РПН на стороне ВН ±12 % ±8 ступеней, ГОСТ 11920-85 [14].

Таблица. 4.2- Параметры выбранных трансформаторов

Наименование	$S_{н,}$ кВ·А	$U_к$ %	$I_х$ %	$P_{хх}$ кВт	$P_{кз}$ кВт	Тип
п/ст «Грачевская»	2×4000	7,5	1,0	6,70	33,5	ТМН

5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (к.з.) необходим для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей и т. д.) на электродинамическую стойкость и термическую устойчивость, проектирования и наладки релейной защиты, выбора средств и схем грозозащиты, выбора и расчета токоограничивающих и заземляющих устройств.

Расчет токов к.з. производится методом относительных единиц. Параметры схемы выражаются в долях от величины, принятой в качестве основной (базисной).

Для расчета токов короткого замыкания составляется схема замещения, в которую вводятся все элементы электросети, влияющие на силу тока короткого замыкания, своими сопротивлениями. При помощи известных из электротехники правил преобразования электрических цепей (схема приводится к простейшему виду последовательно соединенных сопротивлений), за тем, складывая индуктивные и активные сопротивления до точки КЗ по формуле находится полное сопротивление цепи:

$$Z=\sqrt{r_{\sum ¿^2+x_{\sum ¿^2}}}\ ¿¿\ , \qquad (5.1)$$

Базисные величины связаны между собой следующими выражениями:

$$I_б = S_б / (\sqrt{3} \cdot U_б), \quad (5.2)$$

$$Z_б = U_б / (\sqrt{3} \cdot I_б) = U_б / S_б, \quad (5.3)$$

Базисные условия:

базисная мощность - $S_б$=90 МВА;

базисные напряжения - $U_{б1}$=115; $U_{б2}$=37 кВ, $U_{б3}$=6,6 кВ, $U_{б4}$=10,5 кВ;

базисный ток – $I_{б1}$=90/(√3·115) = 0,46 кА;

$I_{б2}$=90/(√3·37) = 1,41 кА;

$I_{б3}$=90/(√3·6,6) = 7,88 кА;

$I_{б4}$=90/(√3·10,5) = 4,95 кА.

Мощность короткого замыкания системы: $S_{к.с.}$=2700 МВА [18].

5.1 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Новотепловская»

Расчет производим для двух режимов:

1. Раздельная работа трансформаторов на стороне 10 кВ и 35 кВ (для выбора аппаратов).

2. Параллельная работа трансформаторов на стороне 10 и 35 кВ.

Соотношение мощностей обмоток трансформаторов 100:100:100

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах.

Напряжение обмоток КЗ:

$$U_{квн}=0,5 \cdot (U_{к\ в\text{-}с}+U_{к\ в\text{-}н}-U_{к\ с\text{-}н}), \quad (5.4)$$

$$U_{квн}=0,5 \cdot (10,5+18-6)=11,25\%.$$

$$U_{ксн}=0,5 \cdot (U_{к\ в\text{-}с}+U_{к\ с\text{-}н}-U_{к\ в\text{-}н}), \quad (5.5)$$

$$U_{ксн}=0,5 \cdot (10,5+6-18)=0,75\%.$$

$$U_{кнн}=0,5 \cdot (U_{к\ в\text{-}н}+U_{к\ с\text{-}н}-U_{к\ в\text{-}с}), \quad (5.6)$$

$$U_{кнн}=0,5 \cdot (10,5+6-10,5)=3\%.$$

$U_{вн\ ,сн,\ нн}$ - номинальные напряжения обмоток, кВ.

$U_{к\ в\text{-}с,\ в\text{-}н,\ с\text{-}н}$ –напряжение к.з. между обмотками в процентах или относительных единицах.

Индуктивное сопротивление обмоток трансформатора в относительных единицах составит:

$$X_{вн} = \frac{U_{кзвн}}{100} \cdot \frac{Sб}{S_{нт}}, \quad (5.7)$$

$$X_{сн} = \frac{11,25 \cdot 90}{100 \cdot 16} = 0,63 \text{ Ом}$$

$$X_{сн} = \frac{U_{кзсн}}{100} \cdot \frac{Sб}{S_{нт}}, \quad (5.8)$$

$$X_{сн} = \frac{0,75 \cdot 90}{100 \cdot 16} = 0,0422 \text{ Ом}$$

$$X_{нн} = \frac{U_{кзнн}}{100} \cdot \frac{Sб}{S_{нт}}, \quad (5.9)$$

$$X_{сн} = \frac{3 \cdot 90}{100 \cdot 16} = 0,17 \text{ Ом}$$

Составим схему замещения в соответствии с рис.5.2:

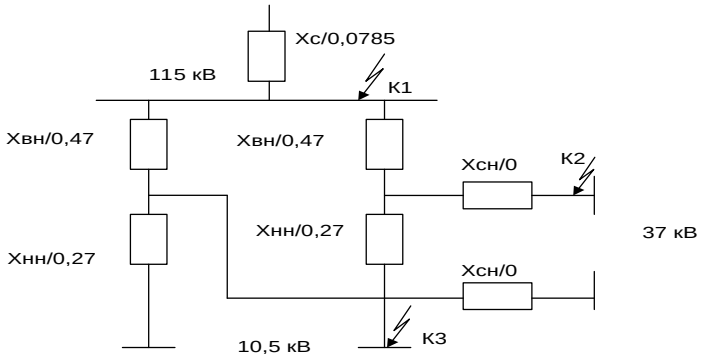


Рисунок 5.2 - Схема замещения

Рассмотрим 3 точки КЗ:

а) КЗ на шинах 110 кВ (точка К-1);

б) КЗ на шинах 35 кВ (точка К-2);

в) КЗ на шинах 10 кВ (точка К-3).

Принимаем базисное напряжение:

$X_с$=0,0785; $S_б$=90 МВ·А; $U_{б1}$ = 115 кВ; $U_{б2}$ = 37 кВ;$U_{б3}$ = 10,5 кВ.

$$I_{б1} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,452 \text{ кА}$$

$$I_{б2}=\frac{90}{\sqrt{3}\cdot 37}=1,41\ кА$$

$$I_{б3}=\frac{90}{\sqrt{3}\cdot 10,5}=4,95\ кА$$

Точка К-1:

$x_{рез} = x_c = 0,0785$ Ом.

Периодическая составляющая тока К-1 равна:

$$I_k^{(3)}=\frac{I_б}{X_{рез}}, \qquad (5.10)$$

$$I_k^{(3)}=\frac{0,452}{0,0785}=5,76\ кА$$

Ударный ток К3:

$$i_{уд}=1,8\sqrt{2}I_k^{(3)}, \qquad (5.11)$$

$$i_{уд}=1,8\cdot\sqrt{2}\cdot 5,76=14,62\ кА.$$

Точка К-2:

$$x_{рез} = x_c + x_{вн} + x_{сн}, \qquad (5.12)$$

$x_{рез} = 0,0785+0,47+0=0,5485$ Ом

$$I_k^{(3)}=\frac{1,41}{0,5485}=2,57 кА$$

$$i_{уд}=1,8\cdot\sqrt{2}\cdot 2,57=6,52\ кА$$

Точка К-3:

$x_{рез} = 0,0785+0,47+0,27=0,8185$ Ом.

$$I_k^{(3)}=\frac{4,95}{0,8185}=6,05\ кА.$$

$$i_{уд}=1,8\cdot\sqrt{2}\cdot 6,05=15,35\ кА.$$

Составим схему замещения в соответствии с рис. 5.3[17]:

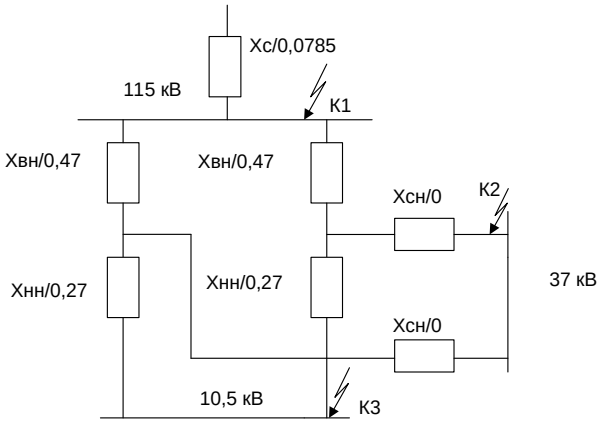


Рисунок 5.3 - Параллельная работа трансформаторов (схема замещения)

Точка К-1

Значения токов КЗ такие же что и при раздельной работе трансформаторов.

Точка К-2

$X_{рез}=0,391$

$$I_k^{(3)}=\frac{1,41}{0,391}=3,61\ кА$$

$$i_{уд}=1,8\cdot\sqrt{2}\cdot 3,61=9,16\ кА$$

Точка К-3

$X_{рез}=0,4$

$$I_k^{(3)}=\frac{4,95}{0,4}=12,38\ кА$$

$$i_{уд}=1,8\cdot\sqrt{2}\cdot 12,38=31,4\ кА$$

Таблица 5.1 - Расчет токов короткого замыкания

Схема	Точка	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
Раздельная работа трансформаторов	К1	5,76	14,62
	К2	2,57	6,52
	К3	6,05	15,35
	К1	5,76	14,62

Параллельная работа трансформаторов	К2	3,61	9,16
	К3	12,38	31,4

6 Выбор коммутационной защитной аппаратуры сборных шин

6.1 Расчет токов нормальных режимов

Токи нормальных режимов рассчитываются исходя из нормальной схемы соединений электрооборудования подстанции [19].

$$I_{раб.\max л.ВН} = \frac{S_p \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ВН} \cdot \kappa_{ВН}}, \quad (6.1)$$

$$I_{раб.\max л.ВН} = \frac{38,98 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2} = 97,96 \ A.$$

$$I_{раб.\max л.СН} = \frac{S_{p\,СН} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.СН} \cdot \kappa_{СН}}, \quad (6.2)$$

$$I_{раб.\max л.СН} = \frac{12,66 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 8} = 24,72 \ A.$$

$$I_{раб.\max л.НН} = \frac{(S_{p\,НН} - 4S_{СД}) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НН} \cdot \kappa_{НН}}, \quad (6.3)$$

$$I_{раб.\max л.НН} = \frac{(17,15 - 4 \cdot 0,567) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 30} = 27,03 \ A.$$

Максимальные токи секций шин подсчитываются с учетом коэффициента аварийной перегрузки [20]:

$$I_{раб.\max л.ВН} = \frac{S_p \cdot \kappa_{n_i\ ав} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.}}, \quad (6.4)$$

$$I_{раб.\max л.ВН} = \frac{38,98 \cdot 1,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 274,3\ A;$$

$$I_{раб.\max л.СН} = \frac{12,66 \cdot 1,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 276,9\ A;$$

$$I_{раб.\max л.НН} = \frac{17,15 \cdot 1,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1321,8\ A$$

6.2 Выбор выключателей, разъединителей на стороне 110 кВ

Выключатели выбираются по номинальному значению тока и напряжения, роду установки и условиям работы, конструктивному исполнению и отключающим способностям.

Выбор выключателей производится:

1) по напряжению

$$U_{ном} \geq U_{сети,\ ном}, \quad (6.1)$$

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

$U_{сети,\ ном}$ - номинальное напряжение сети, кВ.

2) по длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{ном}, \quad (6.2)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя, А.

$I_{раб,\ max}$ – максимальный рабочий ток, А.

3) по отключающей способности:

Проверяется возможность отключения периодической составляющей тока короткого замыкания [21]:

$$i_{a,r} \le i_{a,норм} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.норм}, \quad (6.3)$$

где $i_{a,r}$ – апериодическая составляющая тока КЗ, составляющая времени до момента расхождения контактов выключателя;

$i_{a,норм}$ – номинальный апериодический ток отключения выключателя;

Допускается выполнение условия:

$$\sqrt{2} \cdot (1 + \beta_{норм}) \cdot I_{откл.норм} > \tau_{k,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + \tau_{a,\tau}, \quad (6.4)$$

где $\beta_{норм}$ – нормативное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения;

τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения контактов [22];

$$\tau = \tau_{з,\ мин} + t_{соб}, \quad (6.5)$$

где $\tau_{з,\ мин}$ = 1,5 с – минимальное время действия защит;

$t_{соб}$ – собственное время отключения выключателя.

4) на электродинамическую стойкость выключатель проверяется по сквозному предельному току короткого замыкания:

$$I_{K3}^{(3)} = ¿\, I_{пр,скв}; \quad i_{пр,скв} = i_{дин} > i_{уд}, \quad (6.6)$$

где $I_{пр,\ скв}$ – действительное значение предельного сквозного тока короткого замыкания;

$I_{K3}^{(3)}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя.

5) на термическую стойкость:

выключатель проверяется по тепловому импульсу [23]:

$$I^2_{терм,норм} \cdot t_{терм,норм} \geq B_к, \quad (6.7)$$

где $I^2_{терм,норм}$ - предельный ток термической стойкости;

$t_{терм,норм}$ - нормативное время протекания тока термической стойкости.

Выбираем выключатель элегазовый фирмы ABB марки LTB-D или LTB-E [40].

Таблица 6.1 - Технические характеристики выключателей

	ВГБЭ-110 кВ	ВГБЭ-330 кВ
Номинальное напряжение	110 кВ	330 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	126 кВ	336 кВ
Номинальная частота	50 Гц	50 Гц
Номинальный ток	3150 А	4000 А
Номинальный ток отключения	40 кА	40 кА

Из таблицы 6.1 выбираем выключатель типа: ВГБЭ-110 кВ.

Выключатель обладает рядом преимуществ перед аналогами:

1. Простой монтаж
2. Полимерная или фарфоровая внешняя изоляция
3. Высокая сейсмостойкость
4. Выключатель подходит для работы в сетях 50 и 60 Гц

Выбираем разъединитель: РНДЗ-2-110/630 А [41].

Таблица 6.2 - Технические данные разъединителей

	РЛНДЗ-2-110/630

Номинальное напряжение	110 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	126 кВ
Номинальная частота	50 Гц
Номинальный ток	1000 А

6.3 Выбор аппаратуры на стороне 35 кВ

Выбор и обоснование выбранной аппаратуры приведено в таблице 6.3

Условия выбора аналогичны п. 6.2. Секционный выключатель и секционные разъединители выбраны такие же.

Таблица 6.3 - Параметры аппаратуры на стороне 35 кВ

Условия выбора	Численное значение	ВГБЭ-35	РНДЗ-35/1000-У1
$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{сети}$ =35 кВ	$U_{ном}$ =35 кВ	$U_{ном}$ =35 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.max}$	$I_{раб.max}$ =286,78 А	$I_{ном}$ =630 А	$I_{ном}$ =1000 А
$I_{откл} \geq I_{КЗ}$	$I_{КЗ}$ =3,017 кА	$I_{откл}$ =10 кА	-
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{уд}$ =7,89	$i_{пр.скв}$ =26 кА	$i_{пр.скв}$ =63 кА
$I^2 \cdot t \geq B_к$	$B_к$ =29,86 $МА^2 \cdot с$	$I^2 \cdot t$ = 300 $МА^2 \cdot с$	$I^2 \cdot t$ = 625 $МА^2 \cdot с$

Тип привода разъединителя: ПРН-110У1 [26].

Тип привода выключателя: ШПЭ-12 [27].

6.4 Выбор аппаратуры на стороне 10 кВ

Выбор и обоснование выбранной аппаратуры приведено в таблице 5.3. Условия выбора аналогичны п. 6.2.

Таблица 6.4 - Параметры аппаратуры на стороне 10 кВ

Условия выбора	Численное значение	ВВ/TEL-10
$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{сети}$ =10 кВ	$U_{ном}$ =10 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.max}$	$I_{раб.max}$ =2198 А	$I_{ном}$ =2500 А
$I_{откл} \geq I_{КЗ}$	$I_{КЗ}$ =14,66 кА	$I_{откл}$ =31,5 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{уд}$ =37,32	$i_{пр.скв}$ =80 кА
$I^2 \cdot t \geq B_к$	$B_к$ =245 $МА^2 \cdot с$	$I^2 \cdot t$ = 3969 $МА^2 \cdot с$

Выключатели расположены в шкафах КРУ наружной установки типа КРУН-10Л [39].

Для ТСН выбираем автоматический выключатель на 0,4 кВ: А3790: $I_{ном}$ = 160 А; уставка полупроводникового расцепителя: $I_{ном.\ раб}$ = 320 А; уставка электромагнитного расцепителя: $I_{м.\ р}$ = 4,0 А.

6.5 Выбор предохранителей, трансформаторов тока и напряжения

6.5.1. Выбор предохранителей

Условия выбора предохранителей [32]:

$$U_{ном} \geq U_{сети,\ ном}, \quad (6.8)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.max}, \quad (6.9)$$

$$I_{откл.\ ном} \geq I_{КЗ}, \quad (6.10)$$

На стороне 35 кВ для трансформаторов выбираем предохранитель типа: ПН-2-315:

$U_{ном}$ = 35 кВ;

$I_{ном.\ пр}$ = 315 А;

$I_{откл.\ норм}$ = 2,5 кА.

На стороне 10 кВ для трансформаторов выбираем предохранитель типа: ПН-2-60:

$U_{ном}$ = 10 кВ;

$I_{ном.\ пр}$ = 50 А;

$I_{откл.\ норм}$ = 2,5 кА.

6.5.2. Выбор трансформаторов тока

На стороне 110 кВ выбираем встроенный в выключатель трансформатор тока. Выбор и обоснование трансформатора тока приведены в таблице 6.5. Количество трансформаторов тока на выключатель – 6 штук.

Для силового трансформатора выбираем встроенные трансформаторы тока. Выбор и обоснование приведены в табл. 6.5 [33].

Количество трансформаторов тока на один ввод: 2 штуки.

На стороне 35 кВ выбираем встроенные в выключатель трансформаторы тока, выбор и обоснование которых приведены в таблице 6.6 [33].

Количество трансформаторов тока на выключатель – 6 штук.

На стороне 10 кВ выбор и обоснование трансформаторов тока представлены в табл. 6.5.

Таблица 6.5 - Параметры трансформаторов тока, установленных на стороне 110 кВ

Условия выбора	Численное значение	ТВ-110-I-300/5-У2 (для выключателя)	ТВТ-110-I-300/1 (для силового трансформатора)
$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{сети}$ =110 кВ	$U_{ном}$ =110 кВ	$U_{ном}$ =110 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.max}$	$I_{раб.max}$ =280 А	$I_{ном}$ =1000 А	$I_{ном}$ =1000 А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд}$ =4,998	$i_{дин}$ =20 кА	$i_{дин}$ =25 кА
$I^2 \cdot t \geq B_к$	$B_к$ =6,5 $МА^2 \cdot с$	$I^2 \cdot t$ = 1975 $МА^2 \cdot с$	$I^2 \cdot t$ = 1975 $МА^2 \cdot с$

Таблица 6.6 - Параметры трансформаторов тока, установленных на стороне 35 кВ

Условия выбора	Численное значение	секционный	на линии
		ТВ-35-II-600/5	ТВ-35-II-600/5
$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{сети}$ =35 кВ	$U_{ном}$ =35 кВ	$U_{ном}$ =35 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.max}$	$I_{раб.max}$ =286,78 А	$I_{ном}$ =600 А	$I_{ном}$ =600 А

$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд}$ =7,89	$i_{дин}$ =10 кА	$i_{дин}$ =10 кА
$I^2 \cdot t \geq B_к$	$B_к$ =29,86 $МА^2 \cdot с$	$I^2 \cdot t$ = 400 $МА^2 \cdot с$	$I^2 \cdot t$ = 400 $МА^2 \cdot с$

Таблица 6.7 - Параметры трансформаторов тока, установленных на стороне 10 кВ

Условия выбора	Численное значение на вводе	ТОЛ-10У2	Численное значение на линиях	ТЛМ-10-2У3
$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{сети}$ =10 кВ	$U_{ном}$ =10 кВ	$U_{сети}$ =10 кВ	$U_{ном}$ =10 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.max}$	$I_{раб.max}$=2198 А	$I_{ном}$ =3000 А	$I_{раб.max}$=52,2А	$I_{ном}$ =100 А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд}$ =37,32	$i_{дин}$ =128 кА	$i_{уд}$ =37,32	$i_{дин}$ =35,2 кА
$I^2 \cdot t \geq B_к$	$B_к$=194,1 $МА^2 \cdot с$	$I^2 \cdot t$ = 400 $МА^2 \cdot с$	$B_к$=194,1 $МА^2 \cdot с$	$I^2 \cdot t$ = 150,7 $МА^2 \cdot с$

6.5.3. Выбор трансформаторов напряжения

Условия выбора трансформаторов напряжения (ТН):

$$U_{ном} \geq U_{сети}, \quad (6.11)$$

Выбор трансформаторов напряжения представлен в табл. 6.8.

Таблица 6.8 - Параметры трансформаторов напряжения

Тип ТН	$U_{ном}$, кВ	$U_{ном.1}$, кВ	$U_{ном.2}$, В	$U_{ном. доп}$, В	$S_{ном}$, ВА (0,5)	$S_{пред}$, ВА
НКФ-110-58У1	110	100/1,732	100/1,732	100/3	400	2000
ЗНОМ-35-65У1	35	35/1,732	100/1,732	100/3	150	1200
НТМИ-10-66У3	10	10	100	100/3	120	1000

ТН защищаем предохранителями типа:

НКФ-110-58У1 – ПВТ104-110-50-2,5У1 [35].

ЗНОМ-35-65У1 – ПКН-001-35У1 [36].

НТМИ-10-66У3 – ПКН-001-10У1 [37].

6.6 Выбор разрядников

Для работы в сетях с эффективно заземленной нейтралью, для ограничения перенапряжений, в нейтраль трансформатора включают вентильный разрядник, устанавливаемый вблизи защищаемого оборудования.

Условия выбора разрядников:

$$U_{ном}=U_{сети}, \quad (6.12)$$

Выбор разрядников представлен в таблице 6.9 [38].

Таблица 6.9 - Параметры разрядников

РВС-110-МУ1	ОПН-35У1	ОПН-15У1
$U_{ном}$=110 кВ	$U_{ном}$=350 кВ	$U_{ном}$=15 кВ
$U_{доп.\ maz}$=120 кВ	$U_{доп.\ maz}$=40,5 кВ	$U_{доп.\ maz}$=19 кВ
$U_{проб.\ не\ менее}$=200 кВ	$U_{проб.\ не\ менее}$=78 кВ	$U_{проб.\ не\ менее}$=38 кВ
$U_{проб.\ не\ более}$=250 кВ	$U_{проб.\ не\ более}$=98 кВ	$U_{проб.\ не\ более}$=48 кВ

В нейтраль главного понизительного трансформатора ставим разрядники: ОПН-35У1 и ОПН-15У1.

6.7 Выбор гибких шин и токопроводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, которые выполняются проводом марки АС. Сечение гибких шин и токопроводов выбираются по:

1) экономической плотности тока:

$$S_{эк} = \frac{I_{раб}}{j_{эк}}, \quad (6.13)$$

2) допустимому термическому действию тока КЗ:

$$B_к = I^2 \cdot t, \quad (6.14)$$

3) динамическому действию тока КЗ.

Проверка по условиям коронирования необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше.

Разряд в виде «короны» возникает при начальном значении максимальной критической напряженности электрического поля [24]:

$$E_0 = 30{,}3 \cdot m \cdot (1 + 0{,}299/r_0), \quad (6.15)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость провода, m = 0,82;

r_0 – радиус проводника.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода:

$$E = \frac{0,35U}{r_0 \cdot \lg(Д_{ср}/r_0)}, \quad (6.16)$$

где $Д_{ср}$ – среднегеометрическое расстояние между проводниками фаз.

6.7.1. Выбор шин на стороне 110 кВ

$I_{раб.max}$=270 А.

Экономическую плотность тока согласно [15] принимаем $j_{эк}$=1,3 А/мм^2, при T_{max} более 5000 часов в год, отсюда сечение:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C_m}, \quad (6.17)$$

$$S_{min} = \frac{\sqrt{6,2 \cdot 10^6}}{90} = 27,67 \ мм^2.$$

$$S_{эк} = \frac{270}{1,3} = 207,7 \ мм^2.$$

Выбираем провод марки 2×АС-150:

$Д_{min}$ = 16,0 мм, $I_{доп}$ = 420 А, $Д_{ср}$ = 5 м.

Проверим провод по длительному допустимому току:

$I_{раб.max} < I_{доп}$;

280 А < 420 А.

Проверим по условию коронирования:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{8}}\right) = 27,92 \ кВ/см;$$

$$E=\frac{0,354\cdot 110}{2\cdot 2,9\cdot \lg(500/5,8)}\cdot(1+0,25\lg 2)=8,303\ \ кВ/см$$

Проверка условия:

$E_0\cdot 1,07\geq E\cdot 0,9$;

25,13>8,91

Условие выполняется.

6.7.2 Выбор шин на стороне 35 кВ

$I_{раб.max}$=286,7 А.

$$S_{\min}=\frac{\sqrt{B_к}}{C_m}, \qquad (6.18)$$

$$S_{\min}=\frac{\sqrt{29,86\cdot 10^6}}{90}=60,72\ \ мм^2.$$

$$S_{эк}=\frac{286,7}{1,3}=220,2\ \ мм^2.$$

Выбираем провод марки АС-240:

d = 17,0 мм, $I_{доп}$ = 605 А,$Д_{ср}$ = 3,5 м.

Проверим по условию коронирования:

$$E_0=30,3\cdot 0,82\cdot\left(1+\frac{0,299}{\sqrt{2,16/2}}\right)=31,99\ \ кВ/см.$$

Проверка условия:

$E_0\cdot 1,07 \geq E\cdot 0,9$;

25,13>8,91

Условие выполняется.

$$E=\frac{0,35\cdot 35}{\frac{2,16}{2}\cdot\lg\left(\frac{350\cdot 2}{2,16}\right)}=4,52\ \ кВ/см.$$

Проверка условия:

1,07·4,52 < 0,9·31,99;

4,83 < 28,79

Условие выполняется.

6.7.3 Выбор шин на стороне 10 кВ

$I_{раб.max}$=2198 А.

$$S_{\min}=\frac{\sqrt{245\cdot10^6}}{90}=173,91\ \ мм^2.$$

Сборные шины выполним жесткими алюминиевыми. Выберем двухполосные алюминиевые шины прямоугольного сечения размером b×h = 120×8 мм: $I_{доп}$ = 2650 А;

Площадь сечения: 9,6 $см^2$;

Масса 1 м шины: 2,584 кг.

Механическая система: две полосы – изоляторы, должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилий в результате механического резонанса.

Исходя из этого первое условие выбора пролета:

$$\ell_n\le0,133\cdot10^{-2}\cdot\sqrt[4]{\frac{E\cdot J_к}{m_к}}, \qquad (6.19)$$

где $J_к=\frac{b\cdot h^3}{12}$ - момент инерции полосы,

$m_к$ = 2,584 кг/м;

E = $7\cdot10^{10}$ Па – модуль упругости.

Второе условие выбора такое, чтобы электродинамические силы, возникающие при КЗ не вызывали соприкосновения полос:

$$\ell_n\le0,216\cdot\sqrt{\frac{a_к}{i_{уд}}\cdot¿\sqrt[4]{\frac{E\cdot J_к}{к_{ср}}},¿} \qquad (6.20)$$

где $к_{ср}$ = 0,47; $a_к$ = 0,8·2 = 1,6 см – расстояние между осями полос.

По первому условию:

$$J_к = \frac{12 \cdot 0{,}8^3}{12} = 0{,}512;$$

$$\ell_n = 0{,}133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0{,}512}{2{,}584}} = 0{,}456 \ \ м.$$

По второму условию:

$$\ell_n = 0{,}216 \cdot \sqrt{\frac{1{,}6}{37{,}32 \cdot 10^3}} \cdot ¿ \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0{,}512}{0{,}47}} = 0{,}743 \quad м. ¿$$

Принимаем ℓ_n = 0,457 м.

Тогда число прокладок в пролете

$$n = \frac{\ell}{\ell_n} - 1, \tag{6.21}$$

где ℓ = 1,2 м;

$$n = \frac{1{,}2}{0{,}457} - 1 = 1{,}623$$

Принимаем 2 штуки.

При двух прокладках в пролете, расчетный пролет:

$$\ell_{пр} = \frac{\ell}{n+1} = \frac{1{,}2}{3} = 0{,}4 \quad м.$$

Определим силу взаимодействия между полосами:

$$f_n = \frac{к_{ср} \cdot i_{уд}^2}{4 \cdot h} \cdot 10^{-7}, \tag{6.22}$$

$$f_n = \frac{0{,}47 \cdot (37{,}32 \cdot 10^3)^2}{4 \cdot 0{,}008} \cdot 10^{-7} = 1621 \ \text{Н/м}.$$

Напряжение в материале полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot \ell_{пр}^2}{12 \cdot W_n}, \tag{6.23}$$

где $W_n = \frac{h^2 \cdot b}{6}$ - момент сопротивления одной полосы.

$$W_n = \frac{0{,}8^2 \cdot 8}{6} = 0{,}85 \ \ см^2$$

Тогда:

$$\sigma_n = \frac{1621 \cdot 0{,}4^2}{12 \cdot 0{,}85} = 25{,}4 \ \ МПа$$

.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_n = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\ell^2 \cdot i_{уд}^2}{a \cdot W_{ср}}, \qquad (6.24)$$

где $W_{ср} = \frac{h^2 \cdot b}{3}$ - момент сопротивления.

$$W_n = \frac{0{,}8^2 \cdot 8}{3} = 1{,}71 \ \ см^2$$

.

а = 0,8 м – расстояние между фазами.

$$\sigma_{ср} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1{,}2^2 \cdot (37{,}32 \cdot 10^3)^2}{0{,}8 \cdot 1{,}71} = 13{,}89 \ \ МПа$$

.

Шины считаются механически прочными, если:

$$\sigma_{расч} = \sigma_n + \sigma_{ср} \leq \sigma_{доп}, \qquad (6.25)$$

$\sigma_{доп}$ = 50 МПа – для алюминиевых шин.

$\sigma_{расч}$ =25,43+13,89 = 39,32<50 МПа

Условие выполняется.

6.8 Выбор кабельных и воздушных линий

6.8.1. Выбор на стороне 10 кВ

Условие выбора кабелей:

$$U_{ном} \geq U_{ном.\ сети}, \tag{6.26}$$

$$S \approx S_{min} = \frac{I_{расч.норм}}{j_{эк}}, \tag{6.27}$$

где $j_{эк}$ = 2,0 для кабелей с бумажной и проводов с резиновой изоляцией, изоляцией с медными шинами согласно [15].

$$I_{дл.\ доп} \geq I_{расч}, \tag{6.28}$$

$$S \geq S_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C_m}, \tag{6.29}$$

$C_т$ = 140 А·с/МПа^2 – для кабелей до 10 кВ с медными шинами [10].

$I_{ном.\ расч}$ = 47,90 А;

$$S_{эк}=\frac{47,90}{2}=23,95\ \ мм^2;$$

$$S_{\min}=\frac{\sqrt{194\cdot10^6}}{140}=99,5\ \ мм^2.$$

Принимаем сечение кабеля 120 мм^2.

Выбираем кабель СБ-10-3×120:

$I_{дл.\ доп}$ = 200 А.

Выбор марки провода ВЛ 10 кВ:

$I_{раб.\ max}$ = 47,90 А.

$$S_{эк}=\frac{47,90}{1,3}=36,84\ \ мм^2;$$

$$S_{\min}=\frac{\sqrt{194\cdot10^6}}{90}=155\ \ мм^2.$$

Выбираем провод СИП-50; $Д_{ср}$ = 1 м;

$I_{дл.\ доп}$ = 390 А > $I_{раб.\ max}$ = 47,9 А

6.8.3. Выбор на стороне 110 кВ

$I_{раб.\ max}$ = 100,2 А; $B_к$ = 6,5 кА^2·с

$$S_{эк}=\frac{100,2}{1,3}=77\ \ мм^2.$$

$$S_{\min}=\frac{\sqrt{6,5\cdot10^6}}{90}=28,3\ \ мм^2.$$

Выбираем провод АС-150;

d = 16,0 мм; $I_{дл.\ доп}$ = 450 А; $Д_{ср}$ = 5 м; $I_{дл.\ доп}$ = 450 А > $I_{раб.\ max}$ = 100,2 А.

7 Компенсация реактивной мощности

7.1 Понятие о реактивной мощности и ее компенсации

Одним из основных вопросов, связанных с повышением качества электроэнергии в сетях, решаемых на стадиях проектирования и эксплуатации электрооборудования систем промышленного электроснабжения является вопрос компенсации реактивной мощности.

Реактивная мощность - мощность, которую источник переменного тока в течение одной четверти периода отдаёт во внешнюю цепь, обладающую реактивным сопротивлением, а в течение другой четверти периода получает её обратно. Характеризует энергию, не потребляемую во внешней цепи, а колеблющуюся между внешней цепью и источником, т.е. ёмкостную и индуктивную энергию, временно накапливаемую, а затем отдаваемую источнику.

Полная электрическая мощность состоит из активной и реактивной энергии:

$$S=Q+P\ ,$$

где Q – реактивная, P – активная.

Реактивная мощность возникает в магнитных и электрических полях, которые характерны для индуктивной и емкостной нагрузки при работе в цепях переменного тока. При работе активной нагрузки, фазы напряжения и тока одинаковы и совпадают. При подключении индуктивной нагрузки – напряжение отстает от тока, а при емкостной – опережает.

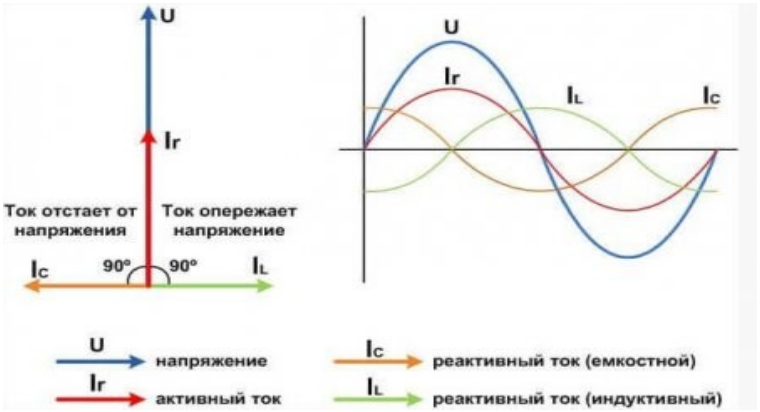


Рисунок 7.1- Векторная диаграмма токов и напряжений в сети с активно-индуктивной нагрузкой

Активная мощность характеризует энергию, расходуемую необратимо источником в единицу времени на производство полезной работы потребителем. Эта мощность измеряется в ваттах (Вт), киловаттах (кВт) или мегаваттах (МВт). Активная энергия, потребляемая электроприёмниками, преобразуется в другие виды энергии: механическую, тепловую, энергию сжатого воздуха и газа и т. п.

Полная мощность — величина, равная произведению действующих значений периодического электрического тока I в цепи и напряжения U на её зажимах: $S = U \cdot I$; соотношение полной мощности с активной и реактивной мощностями выражается в следующем виде: $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, где P — активная мощность, Q — реактивная мощность (при индуктивной нагрузке Q›0, а при ёмкостной Q‹0).

Векторная зависимость между полной, активной и реактивной мощностью выражается формулой: $\overrightarrow{S} = \overrightarrow{P} + \overrightarrow{Q}$. Единица полной электрической мощности — вольт-ампер, киловольт-ампер (ВА, кВА).

Полная мощность имеет практическое значение, как величина, описывающая нагрузки, фактически налагаемые потребителем на элементы подводящей электросети (провода, кабели, распределительные щиты, трансформаторы, линии электропередачи), так как эти нагрузки зависят от потребляемого тока, а не от фактически использованной потребителем

энергии. Именно поэтому полная мощность трансформаторов и распределительных щитов измеряется в вольт-амперах, а не в ваттах.

Реактивная мощность – величина, характеризующая нагрузки, создаваемые в электротехнических устройствах колебаниями (обменом) энергии между источником и приемником. Для синусоидального тока она равна произведению действующих значений тока I и напряжения U на синус угла сдвига фаз между ними: $Q = UI \sin\varphi$. Единица измерения – ВАр.

Реактивная мощность Q не связана с полезной работой ЭП и расходуется только на создание переменных электромагнитных полей в электродвигателях, трансформаторах, аппаратах, линиях и т. д.

Для реактивной мощности приняты такие понятия, как генерация, потребление, передача, потери, баланс. Считается, что если ток отстает по фазе от напряжения (индуктивный характер нагрузки), то реактивная мощность потребляется и имеет положительный знак, а если ток опережает напряжение (емкостный характер нагрузки), то реактивная мощность генерируется и имеет отрицательное значение.

Основными потребителями реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели (60–65 % общего потребления), трансформаторы (20–25 %), вентильные преобразователи, реакторы, воздушные электрические сети и прочие приемники (10 %).

Передача реактивной мощности загружает электрические сети и установленное в ней оборудование, уменьшая их пропускную способность. Реактивная мощность генерируется синхронными генераторами электростанций, синхронными компенсаторами, синхронными двигателями (регулирование током возбуждения), батареями конденсаторов (БК) и линиями электропередачи.

Реактивная мощность, вырабатываемая емкостью сетей, имеет следующий порядок величин: воздушная линия 20 кВ генерирует 1 кВАр на 1 км трехфазной линии; подземный кабель 20 кВ – 20 кВАр/км; воздушная линия 220 кВ – 150 кВАр/км; подземный кабель 220 кВ – 3 МВАр/км.

Компенсировать реактивную мощность возможно синхронными компенсаторами, синхронными двигателями, косинусными конденсаторами (конденсаторными установками).

7.2 Потребители реактивной мощности и меры по её уменьшению

Потребители реактивной мощности — электродвигатели, трансформаторы, реакторы, катушки индуктивности и конденсаторы. Реактивная энергия пульсирует между генераторами электростанций и потребителями, непроизводительно загружая электрическую сеть током.

На сегодняшний день потери напряжения от передачи реактивной мощности составляют около 30 % суммарных потерь напряжения в распределительных сетях 6–10 кВ и около 70 % в сетях более высоких классов напряжений. Кроме влияния на экономические показатели, протекающая реактивная мощность приводит и к нарушению технических ограничений по допустимым напряжениям в узлах сети, установленных ГОСТ 32144-2013.

Увеличение потребления реактивной мощности в сельских электрических сетях вызвано широким внедрением в сельское хозяйство не только производственных электроприводов, но и бытовой техники: холодильников, стиральных машин, стабилизаторов напряжения, электрических швейных машин, различных кухонных приборов с электроприводом. Исследования реактивной мощности в бытовом электропотреблении показали, что фактический коэффициент мощности составляет 0,7...0,8.

При передаче реактивной мощности к месту ее потребления возникают активные потери (кВт) во всех звеньях электрической сети:

$$\Delta P = 3 I^2 r \times 10^3 \qquad (7.1)$$

где I — сила тока, А; r - сопротивление, Ом.

Они зависят от квадрата силы тока нагрузки. Поэтому для уменьшения потерь важно снизить значение силы полного тока.

Коэффициент мощности (cos (φ) характеризует потребление электроприемником реактивной мощности. Различают мгновенное и средневзвешенное значение коэффициента мощности. Мгновенное (текущее)

значение cos φ наиболее точно можно определить по фазометру или по формуле:

$$\cos\varphi_i = \frac{P_i}{S_i} = \frac{P_i}{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}} \qquad (7.2)$$

где P_i ,S_i ,Q_i — соответственно активная, реактивная и полная мощности в I-й момент времени, кВт, квар, кВ • А.

На практике широко применяют условное усредненное значение средневзвешенного коэффициента мощности cos <$p_{ср\ в}$ за сутки, неделю, месяц, квартал или год. Значение cos <$p_{ср\ в}$ определяют по показаниям счетчиков активной W_a и реактивной W_p энергии за определенный промежуток времени:

$$\cos\varphi_{ср.в} = \frac{1}{\sqrt{1 + tg\varphi_{ср.в}^2}} \ ; \ tg\,\varphi_{ср.в} = \frac{W_p}{W_a} \qquad (7.3)$$

Уменьшение потребления реактивной мощности в электроустановках сельскохозяйственных потребителей и повышение cos <p достигаются прежде всего путем улучшения использования электроприемников (так называемым естественным путем), а также путем применения компенсирующих устройств. К мероприятиям, снижающим потребление реактивной мощности и повышающим значение cos ср без применения специальных компенсирующих устройств, относятся следующие:

1) упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования и снижению расчетного максимума реактивной нагрузки;

2) улучшение загрузки электродвигателей и силовых трансформаторов, ограничение холостого хода асинхронных электродвигателей, сварочных трансформаторов и других электроприемников путем внедрения соответствующих ограничителей;

3) замена или отключение на период малых нагрузок трансформаторов, загруженных менее чем на 30 % их номинальной мощности, если это допускается по условиям режима работы сети и электроприемников;

4) замена загруженных менее чем на 60 % асинхронных электродвигателей на двигатели меньшей мощности при условии технико-экономического обоснования и при наличии практической возможности такой замены;

5) замена асинхронных электродвигателей синхронными, если замена может быть обоснована технико-экономическим расчетом;

6) понижение напряжения у малозагруженных электродвигателей напряжением до 1000 В (переключение статорной обмотки с треугольника на звезду, секционирование статорных обмоток, переключение ответвлений понижающих трансформаторов);

7) улучшение качества ремонта электродвигателей, сварочных трансформаторов и других электроприемников, потребляющих реактивную мощность (с целью сохранения номинальных параметров).

7.3. Конденсаторные батареи

Конденсаторные батареи (КБ) являются простым и надежным статическим устройством. КБ собирают из отдельных конденсаторов, которые выпускаются на различные мощности и номинальные напряжения.

Конденсатор - устройство, которое состоит из двух проводников, разделенных диэлектриком. Конденсатор, если к нему приложено напряжение, способен накапливать электрический заряд (заряжаться) и отдавать его (разряжаться). В пространстве между проводниками, которые могут иметь любую форму, при заряде конденсатора образуется электрическое поле. Заряд конденсатора тем больше, чем больше его емкость и приложенное к его проводникам напряжение. Емкость конденсатора, в свою очередь, тем больше, чем больше внутренняя поверхность проводников, образующих конденсатор, и чем меньше расстояние между этими проводниками.

Пространство между проводниками заполнено диэлектриком, т. е. материалом, обладающим высокими изоляционными свойствами или, можно сказать, очень низкой электропроводностью. К таким материалам относятся, например, воздух, конденсаторная бумага, керамика, синтетическая пленка. Диэлектрик, применяемый в конденсаторах, должен обладать высокой электрической прочностью, т. е. сохранять свои изолирующие свойства при высоком напряжении и небольшой толщине (10-15 мкм). Качество диэлектрика для конденсаторов тем выше, чем выше его диэлектрическая проницаемость, т. с. способность аккумулировать электрический заряд. Например, относительная диэлектрическая проницаемость конденсаторной бумаги, пропитанной маслом, составляет 3,54, а полистирольной пленки - 2,5-2,7.

Число и емкость конденсаторов определяют в зависимости от величины реактивной мощности, необходимой для компенсации. Мощность однофазного конденсатора определяют по формуле:

$$Q_к = \omega \cdot U^2 \cdot C \cdot 10^{-3},\ кВАр, \qquad (7.4)$$

где $\omega = 2\pi f$ - угловая частота, Гц; f - частота тока, Гц; U – линейное напряжение, кВ; С - емкость, мкФ.

Реактивная мощность батареи конденсаторов:

1) при соединении звездой: $Q_к = \omega \cdot U^2 \cdot C_ф \cdot 10^{-3},\ кВАр,$ (7.5)

где Сф - емкость одной фазы, мкФ;

2) при соединении треугольником: $Q_к = 3 \cdot \omega \cdot U^2 \cdot C \cdot 10^{-3},\ кВАр.$ (7.6)

Емкость одной фазы конденсаторной батареи:

1) при соединении звездой: $C_ф = \frac{Q_к \cdot 10^3}{\omega \cdot U^2},\ мкФ;$
(7.7)

2) при соединении треугольником: $C_ф = \frac{Q_к \cdot 10^3}{3 \cdot \omega \cdot U^2},\ мкФ.$
(7.8)

Из приведенных выражений видно, что емкость конденсатора обратно пропорциональна величине напряжения, поэтому применение их на стороне высокого напряжения значительно снижает их число.

При соединении батареи в треугольник требуется в три раза меньше конденсаторов, чем при соединении звездой.

После определения суммарной емкости батареи выбирают тип конденсатора и определяют их способ соединения в батарею, при этом следует учитывать, что в батареи следует применять конденсаторы одного типа. Число конденсаторов определяют из выражений:

1) для последовательного соединения: $C_{экв} = \frac{C}{n}$; (7.9)

2) для параллельного соединения: $C_{экв} = C \cdot n$,
(7.10)

где $C_{экв}$ - суммарная емкость конденсаторов; C - емкость одного конденсатора; n - число конденсаторов.

Конденсатор, как и любой элемент электроэнергетической системы, характеризуется потерями активной мощности, которые приводят к его нагреву. Эти потери тем больше, чем выше приложенное напряжение, его частота и емкость конденсатора. Потери в конденсаторе зависят и от свойств диэлектрика, определяемых тангенсом угла диэлектрических потерь (tgБ) и характеризующих удельные потери (Вт/кВАр) в конденсаторе. В зависимости от типа и назначения конденсатора потери в них могут составлять от 0,5 до 4 Вт/кВАр.

В электроэнергетике для компенсации реактивной мощности применяют так называемые косинусные конденсаторы, предназначенные для работы при частоте напряжения 50 Гц. Их мощность составляет от 10 до 100 кВАр.

Конструктивно конденсатор представляет собой металлический (стальной или алюминиевый) корпус, в котором размещаются секции (пакеты), намотанные из нескольких слоев алюминиевой фольги, проложенные конденсаторной бумагой или синтетической пленкой толщиной 10-15 мкм (0,010-0,015 мм). Соединенные между собой секции имеют выводы, расположенные снаружи корпуса, в его верхней части. Трехфазные конденсаторы имеют три фарфоровых вывода, однофазные - один.

Шкала номинальных напряжений конденсаторов - от 230 В до 10,5 кВ, что позволяет собирать из них установки для сетей напряжением от 380 В и выше. Конденсаторы обладают хорошей перегрузочной способностью по току (до 30 % от номинального) и по напряжению (до 10 % от номинального). Группу конденсаторов, соединенных между собой параллельно или последовательно, или параллельно-последовательно, называют конденсаторной батареей.

Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует конденсаторную установку (КУ).

Поэтому нерегулируемые КБ обладают отрицательным регулирующим эффектом, что, в отличие от синхронных компенсаторов, является их недостатком. Это значит, что мощность КБ снижается со снижением

приложенного напряжения, тогда как по условиям режима эту мощность необходимо увеличивать.

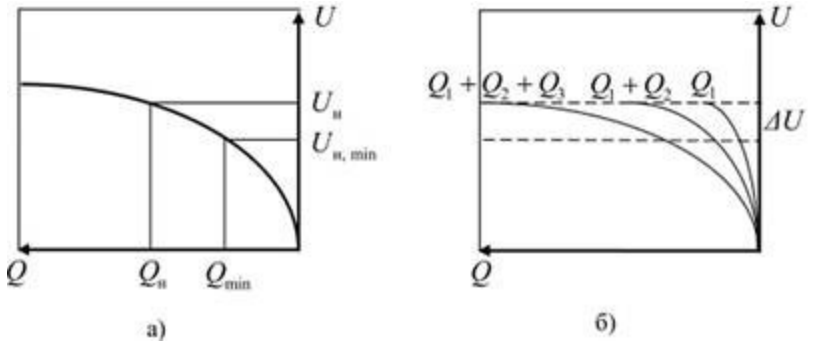


Рисунок 7.1 - Статические характеристики КУ: а) состоящей из одной секции; б) состоящей из трех секций

Регулирующий эффект КУ по реактивной мощности показан на рис. 7.1, *а*, а КУ, состоящий из нескольких секций, на рис. 7.1, *б*. Как видно из рис. 7.1, *а*, при снижении напряжения от $U_{ном}$ до U_{min} реактивная мощность снижается пропорционально квадрату напряжения от Qном до Qmin.

Конденсаторная установка состоит, как правило, из нескольких секций, имеющих общую систему управления. Низковольтные КУ напряжением 380 В собираются из трехфазных конденсаторов, включенных параллельно. Для защиты таких КУ от коротких замыканий и перегрузки применяют предохранители (рис. 7.2, *б)*. Высоковольтные конденсаторные установки собираются из однофазных конденсаторов, включенных последовательно-параллельно (рис. 7.2, *а)*.

Включение КУ сопровождается бросками тока, а отключение - перенапряжением, что отрицательно сказывается на сроке службы конденсаторов и коммутационной аппаратуры. Поэтому КУ не рекомендуется включать-выключать более 2-4-х раз за сутки. Для ограничения бросков тока конденсаторы перед включением обязательно должны быть разряжены с помощью разрядных сопротивлений *R* или трансформаторов напряжения *TV* (рис. 7.2).

Обычно эти устройства постоянно подключены к конденсаторам, а резисторы могут быть встроены внутри конденсатора.

Величина разрядного сопротивления определяется выражением:

$$R \le 15 \cdot 10^6 \frac{U_\phi}{Q_к} \ , \qquad (7.11)$$

где Uф - фазное напряжение, кВ; $O_к$ - мощность батареи конденсаторов, кВАр.

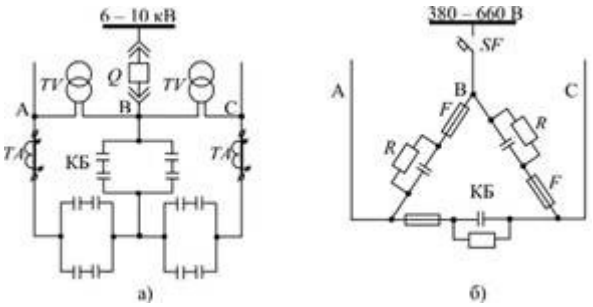


Рисунок 7.2 - Принципиальная схема одной трехфазной секции КУ: а) для сети 6-10 кВ; б) для сети 380-660 В

При непосредственном соединении батареи с трансформатором или двигателем специальные разрядные сопротивления не нужны.

7.4 Синхронные двигатели

Приведём пример другого вида КУ – синхронные двигатели.

Синхронные двигатели, в процессе своей работы способны генерировать реактивную мощность. По этой причине электропривод с синхронным двигателем может работать с заданным коэффициентом мощности cosφ, максимальным КПД и обеспечивать необходимый уровень показателей качества электросети, к которой он подключён. Воздействие на энергетические показатели осуществляется с помощью регулирования тока возбуждения двигателя в ручном или автоматическом режиме.

При некотором токе возбуждения реактивная составляющая тока станет равной нулю, т.е. ток статора станет чисто активным. Это состояние характеризуется минимальным значением тока статора и максимальным значением cosφ = 1. Если продолжить увеличивать ток возбуждения вновь появится, и начнёт расти реактивная составляющая тока, но она будет опережать напряжение сети на 900. За счёт этого ток статора, будет также опережать напряжение сети, и синхронный двигатель начнет работать с опережающим cosφ, уже отдавая реактивную энергию в питающую сеть. Обобщая выше сказанное, получим что, при работе синхронного двигателя с переменной нагрузкой на валу для наилучшего использования его компенсирующих свойств требуется соответствующее изменение тока возбуждения.

Характеристики рис. 7.3 позволяют выявить также зависимость компенсирующей способности СД от мощности *P* на его валу. Как видно из рис. 7.3, с ростом мощности *P* область генерации реактивной мощности (опережающего cosφ) смещается в сторону больших токов возбуждения. Другими словами, при неизменном токе возбуждения с изменением мощности на валу отдаваемая в сеть реактивная мощность также меняется.

Из сказанного следует важный вывод: если СД работает с переменной нагрузкой на валу, то для полного использования его компенсирующих свойств требуется регулирование тока возбуждения.

Следует подчеркнуть, что при использовании СД в качестве источника реактивной мощности необходимо обеспечивать повышенные токи возбуждения и увеличивать габаритную (полную) мощность СД, что не является ограничивающим фактором для такого применения СД. Покажем это следующим несложным расчетом.

Запишем отношение полной габаритной мощности *S*к активной мощности Р:

$$S/P = \sqrt{P^2+Q^2}/P = \sqrt{1+(Q/P)^2}\,. \qquad (7.12)$$

Пусть требуется, например, чтобы реактивная опережающая мощность составляла 40 % активной мощности, т. е. Q/P = 0,4. Расчет по формуле (7.12) выявляет, что при этом отношение S/P составит 1,08, т. е. генерирование указанной реактивной мощности потребует увеличения габаритной мощности только на 8 %. Это показывает, что использование СД для компенсации реактивной мощности является выгодным.

Отдаваемая (или потребляемая при недовозбуждении) реактивная мощность СД определяется общей формулой:

$$Q = 3U_{\phi}\cdot I_1 \cdot sin\varphi \qquad (7.13)$$

Более удобные для практических расчетов выражения можно получить с помощью векторных диаграмм СД. Для явнополюсного СД приведена формула:

$$Q = 3U_{\phi}\cdot\frac{E\cdot cos\theta}{x_d} - U_{\phi}\cdot\frac{\cos^2\theta}{x_d}+\frac{\sin^2\theta}{x_q} \qquad (7.14)$$

где x_d и x_q– индуктивные сопротивления СД соответственно по продольной и поперечной осям.

Формулу для неявнополюсного СД можно получить из выражения (7.14), если положить в нем $x_d=x_q=x_1$,

$$Q=\frac{3U_\phi}{x_1}\cdot\left(E\cos\theta - U_\phi\right). \qquad (7.15)$$

Полученные формулы подтверждают выводы, сделанные на основании анализа характеристик рис. 7.3, а именно: с увеличением тока возбуждения и тем самым ЭДС E растет генерируемая СД реактивная мощность, значение которой при этом зависит от нагрузки СД, определяющей угол θ.

При использовании СД для компенсации реактивной мощности сети энергоснабжения обычно требуется рассматривать в комплексе несколько вопросов. Одним из основных вопросов является технико-экономическое обоснование использования данного способа компенсации реактивной энергии. Как известно, кроме СД для этой цели могут использоваться также статические компенсирующие устройства (конденсаторы) и синхронные компенсаторы. Среди приемлемых вариантов экономически целесообразным будет тот, который обеспечивает минимум приведенных годовых затрат,

$$З = K_{н,э}K + C_э = \min, \qquad (7.16)$$

где $K_{н,э}$– нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений K; $C_э$– эксплуатационные расходы.

Приведенные затраты, связанные с установкой средств компенсации реактивной мощности, ее генерированием и передачей, определяются по формуле:

$$З = З_0 + З_{у1}Q + З_{у2}Q^2, \qquad (7.17)$$

где Q– реактивная мощность, генерируемая источником, Мвар;$З_0$– постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой реактивной мощности, руб.; $З_{у1}$– удельные затраты на 1 Мвар реактивной мощности, руб/Мвар; $З_{у1}$– удельные затраты на 1 Мвар^2 генерируемой мощности, руб/Мвар^2.

Если в результате выполненных технико-экономических расчетов выявлена целесообразность использования СД для компенсации определенной реактивной мощности Q, то далее необходимо установить наиболее экономическое ее распределение между отдельными СД. Это достигается отысканием оптимального варианта возбуждения СД, участвующих в компенсации. Под оптимальным вариантом возбуждения СД обычно понимают такое распределение реактивной мощности Q между отдельными СД, при котором суммарные потери активной мощности, зависящие от выработки и распределения реактивной мощности, минимальны.

8 Безопасность жизнедеятельности

8.1 Расчет заземляющих устройств подстанции «Новотепловская»

Согласно ПУЭ, для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но имеющие возможность оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять.

Заземляющее устройство состоит из заземлителей и заземляющих проводников. Заземлитель - это металлический проводник (труба, уголок) или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники (полоса, круглый прокат) служат для соединения заземлителей между собой и соединения их с заземляемыми частями оборудования.

Заземляющее устройство, выполненное на рассматриваемой подстанции не соответствует требованиям ПУЭ (на подстанции с высшим напряжением 110 кВ и выше сопротивление заземляющих устройств должно было быть не более 0,5 Ом). Расчет проводится для того, чтобы выбрать заземляющее устройство соответствующее требованиям безопасности.

Территория подстанции занимает площадь $S = 70 \times 60$ м^2. Расчетные удельные сопротивления верхнего и нижнего слоев земли $\rho_1 = 400$ Ом $\cdot$ м, $\rho_2 = 60$ Ом $\cdot$ м. Мощность верхнего слоя земли $h_1 = 1{,}8$ м.

Заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением 40×4 мм и вертикальных электродов из угловой стали $50 \times 50 \times 5$ мм длиной $l_в = 5$ м; глубина заложения электродов в землю $t = 0{,}7$ м.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос-опоры четырех подходящих к подстанции ВЛ электропередач 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета 250 м; каждая линия имеет один стальной трос сечением S=50 мм^2; расчетное сопротивление заземления одной опоры $r_{оп}$ =12 Ом.

Расчет заземляющих устройств подстанции «Новотепловская**».**

Сопротивление заземлителя растеканию тока $R_з$ должно быть не более 0,5 Ом.

Сопротивление естественных заземлителей для четырех линий $R_е$ определяем по формуле:

$$R_E = \frac{1}{4}\sqrt{r_{ОП.} \cdot \frac{0{,}15 \cdot l}{S \cdot n_T}}, \qquad (8.1)$$

где $r_{оп}$ =12 Ом;

l - длина пролета,м;

S =50мм^2 - сечение троса;

$n_т$ =1.

$$R_E = \frac{1}{4}\sqrt{12 \cdot \frac{0{,}15 \cdot 250}{50 \cdot 1}} = 0{,}75 Ом.$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя $R_И$ получим с учетом того, что $R_З$ =0,5 Ом и R_E =0,75 Ом:

$$R_И = \frac{R_З \cdot R_И}{R_З - R_И}, \qquad (8.2)$$

$$R_И = \frac{0{,}75 \cdot 0{,}5}{0{,}75 - 0{,}5} = 1{,}5 \ Ом$$

Количество вертикальных заземлителей найдем по формуле:

$$n = \frac{R_{од}}{R_з \cdot \eta}, \qquad (86)$$

где, $R_{од}$ - сопротивление одиночного заземлителя, $R_{од} = 0{,}0029 \cdot \rho_{гр}$;

$\rho_{гр}$ – расчетное удельное сопротивление грунта, $\rho_{гр} = 0{,}2 \cdot 10^4$ Ом · см;

$R_з$ –сопротивление земли, $R_з = 0{,}5$ Ом;

η - коэффициент использования $\eta = 0,23$

$$n = \frac{0,0029 \cdot 0,2 \cdot 10^4}{0,5 \cdot 0,23} = 50,43$$

Принимаем: n = 50.

Составляем предварительную схему заземлителя и наносим её на план подстанции, приняв контурный (распределенный) тип заземлителя, т.е. в виде сетки из горизонтальных полосовых и вертикальных стержневых электродов. Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

По предварительной схеме определяем суммарную длину горизонтальных и количество вертикальных электродов: $L_Г$ =1200 м, n=50 шт.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью S=7400 м^2. Длина одной стороны будет равна $\sqrt{S}$=86 м. Количество ячеек по одной стороне модели будет:

$$m = \frac{L_Г}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \qquad (8.3)$$

$$m = \frac{1200}{2 \cdot \sqrt{7400}} - 1 = 5.98$$

Принимаем m=6.

Уточняем суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_Г = 2 \cdot (m+1) \cdot \sqrt{S}, \qquad (8.4)$$

$$L_Г = 2 \cdot (6+1) \cdot \sqrt{7400} = 1204 \ м$$

Длина стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \qquad (8.5)$$

$$b = \frac{\sqrt{7400}}{6} = 14,34 \ м$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = 4 \cdot \frac{\sqrt{S}}{n}, \quad (8.6)$$

$$a = 4 \cdot \frac{\sqrt{7400}}{50} = 6,88 \ м$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_B = n \cdot l_B, \quad (8.7)$$

$L_B = 50 \cdot 5 = 250$ м.

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{OTH} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (8.8)$$

$$t_{OTH} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{7400}} = 0,066$$

Относительная длина:

$$l_{OTH} = \frac{h_1 - t}{l_в}, \quad (8.9)$$

$$l_{OTH} = \frac{1,8 - 0,7}{5} = 0,22$$

Определяем эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{"Э} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K, \quad (8.10)$$

где k- коэффициент зависящий от ρ_1/ρ_2.

$$\frac{\rho_1}{\rho_2}=\frac{400}{60}=6{,}67$$

Поскольку $1<\rho_1/\rho_2<10$ значение k находим по формуле:

$$k=0{,}43\cdot\left(l_{ОТН}+0{,}272\cdot\ln\frac{a\cdot\sqrt{2}}{l_B}\right), \qquad (8.11)$$

$$k=0{,}43\cdot\left(0{,}22+0{,}272\cdot\ln\frac{6{,}88\cdot\sqrt{2}}{5}\right)=0{,}172.$$

$$\rho_э=80\cdot\left(\frac{400}{60}\right)^{0{,}172}=110{,}87\ \ Ом.$$

Вычисляем расчетное сопротивление $R_И$ рассматриваемого искусственного заземлителя.

$$R_И=A\cdot\frac{\rho_Э}{\sqrt{S}}+\frac{\rho_Э}{L_Г+L_B}, \qquad (8.12)$$

где A =0,444-0,84 · $t_{отн}$=0,444-0,84 · 0,066=0,389.

$$R_И=0{,}389\cdot\frac{110{,}87}{\sqrt{7400}}+\frac{110{,}87}{1204+250}=0{,}577\ \ Ом.$$

Это значение меньше требуемого сопротивления искусственного заземлителя (1,5 Ом), что допустимо, т.к. повышает условия безопасности.

Общее сопротивление заземляющего устройства подстанции (с учетом естественных заземлителей):

$$R_И=\frac{0{,}577\cdot0{,}75}{0{,}577-0{,}75}=2{,}503\ Ом$$

Определяем потенциал заземляющего устройства в аварийный период:

$$\varphi_{З.У.}=I_З\cdot R_З, \qquad (8.13)$$

$\varphi_{з.у.} = 3600 \cdot 2{,}503 = 9010{,}8$ В.

Этот потенциал допустим, т.к. он меньше допустимого 10 кВ.

Рассматриваемый заземлитель удовлетворяет по всем требованиям безопасности. Следовательно, к установке принимаем заземлитель из горизонтальных полосовых электродов сечением 40×4 мм и вертикальных электродов из угловой стали 50х50х5 мм длиной 5 метров расположенных по периметру заземлителя.

8.2. Плавка гололеда

Отложения гололеда, изморози и мокрого снега представляют большую опасность для нормальной эксплуатации воздушных линий электропередачи (ВЛ). Они могут вызывать:

а) разрегулировку проводов и тросов и их сближение между собой;

б) сближение проводов и тросов при подскоке вследствие неодновременного сброса гололеда;

в) интенсивную пляску, вызывающую короткие замыкания между проводами и между проводами и тросами, ожоги проводов и тросов, а в некоторых случаях повреждения линейной арматуры и креплений;

г) значительную перегрузку проводов и тросов и их обрывы, особенно при ожогах проводов и тросов электрической дугой;

д) перегрузку и поломку траверс;

е) разрушение опор в результате обрыва проводов и тросов при перегрузке от гололеда, когда возникающие неуравновешенные тяжения на опоры от оставшихся целыми проводов и тросов значительно превышают расчетные, а также при сочетании гололеда с сильным ветром.

Плавка гололеда является наиболее эффективным средством для предупреждения аварий. Она позволяет удалить гололед на десятках километров линий в течении 0,5 – 1 ч, предупредить опасную перегрузку и ликвидировать пляску проводов. При проектировании ВЛ, трассы которых проходят в IV и особом районах гололедности, а также в районах интенсивной и частой пляски проводов, плавка гололеда рекомендуется на проводах линий напряжением до 220 кВ включительно.

С этой целью должна быть заранее проработана последовательность всех операций по сборке схемы плавки и мероприятия, обеспечивающие их быстрейшее завершение.

Сборка и разборка схем плавки гололеда производится по программам – технологическим картам, предусматривающим выдачу диспетчерам комплексных оперативных заданий с учетом максимально возможной одновременности производства операций.

Сборка схемы с поэтапным выполнением операций и докладом после каждой из них может быть разрешена на исключение, если по местным условиям проведения группы операций не может быть допущено. Все такие случаи энергосистемы должны согласовываться с Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем. Вопрос о проведении плавки гололеда должен решать главный инженер сетевого предприятия или специально выделенное им лицо.

Плавку гололеда следует производить возможно большими токами, что позволяет быстрее завершить ее и восстановить нормальную схему работы сети. Одновременно это способствует уменьшению затрат электроэнергии на плавку, поскольку энергия, отдаваемая в окружающую среду непосредственно зависит от длительности обогрева.

Время плавки гололеда зависит от величины тока, размеров и плотности гололедно-изморозевых образований, их формы, скорости ветра и температуры воздуха.

8.3.Схемы плавки гололеда

Схемы плавки гололеда должны быть простыми и надежными. Необходимо обеспечить быструю сборку схемы и восстановление нормальной работы сети. Lля выполнения этих требований должны быть смонтированы специальные перемычки и установлены дополнительные выключатели и разъединители.

Схема плавки должна лишь в минимальной степени нарушать режим работы сети и снижать качество электроэнергии, подаваемой потребителю.

Для плавки гололеда может применяться как переменный, так и постоянный ток. В тех случаях, когда имеются технические возможности применения переменного тока, его использование является наиболее оправданным. Постоянный ток должен применяться в тех случаях, когда применением переменного тока невозможно или сопряжено с большими трудностями с точки зрения режима энергосистемы и надежности ее работы в период плавки гололеда.

Постоянный ток позволяет существенно (в 2-6 раз) снизить требуемые для плавки мощность и напряжение по сравнению с полной мощностью и напряжением, требуемыми при переменном токе. Особенно эффективно применение постоянного тока при плавке гололеда на линиях с большим сечением проводов. Постоянный ток может быть успешно использован не только при невозможности применения переменного, но м в случаях, когда плавка переменным током требует установки дополнительного оборудования (например, трансформаторов, специально предназначенных для плавки со стандартным или нестандартным номинальным напряжением). В таких случаях род тока для плавки гололеда выбирается на основе технико-экономического сравнения вариантов.

8.4. Расчет плавки гололеда

Плавка гололеда на воздушной линии 35 кВ «Вязовская» провод АС-70 длиной 28,9 км.

R = 0,408 · 28,9 = 11,79 Ом;

X = 0,417 ·28,9 = 12,05 Ом;

Z = 16,86 Ом;

Ток плавки методом трехфазного КЗ составит :

$$Iр = \frac{U}{\sqrt{3}\cdot Z} = \frac{11000}{\sqrt{3}\cdot 16,86} = 377,1 \text{ А} \qquad (8.14)$$

Толщина стенки гололеда 15 мм (согласно нормам для IV района по гололедности и ПУЭ), скорость ветра - 20 м/с. Температура воздуха t = -5 ^{0}С. В этих условиях ток 362 А потребуется для плавки гололеда в течение 9 минут.

Плавка гололеда на воздушной линии 35 кВ «Грачевская» провод АС-70 длиной 26,2 км.

R = 0,408·26,2 = 10,69 Ом;

X = 0,417·26,2 = 10,93 Ом;

Z = 15,29 Ом;

Ток плавки методом трехфазного КЗ составит :

$$Iр = \frac{U}{\sqrt{3}\cdot Z} = \frac{11000}{\sqrt{3}\cdot 15,29} = 415,9 \text{ А} \qquad (8.15)$$

Толщина стенки гололеда 15 мм (согласно нормам для IV района по гололедности и ПУЭ), скорость ветра - 20 м/с. Температура воздуха t = -5 0С. В этих условиях ток 398 А потребуется для плавки гололеда в течение 7 минут.

9 Экономическая часть

9.1 Оценка экономической эффективности

Основными технико-экономическими показателями электрической сети являются:

К – капитальные вложения;

И – эксплуатационные расходы (издержки);

У – среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Последний показатель учитывается при выборе вариантов сети с учетом надежности. При этом следует помнить, что сопоставлению подлежат только те варианты сети, которые обеспечивают необходимую надежность, оговоренную в ПУЭ.

В соответствии с методикой технико-экономических расчетов в энергетике критерием оценки принимаем суммарные приведенные расчетные затраты, для вариантов с одинаковой степенью надежности электроснабжения.

$$З_{\text{расч,і}}=E_{\text{н}}\,к+И_{\text{г}}, \qquad (9.1)$$

где $E_{\text{н}}$=0,12—нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год;

$к$—капиталовложения в сеть, руб.;

$И_{\text{г}}$—годовые издержки производства (годовые эксплуатационные расходы), руб.

$$к=к_{\text{лэп}}+к_{\text{тр}}+к_{\text{ору}}+к_{\text{пост}}, \qquad (9.2)$$

где $к_{лэп}$—расчетная стоимость ЛЭП, руб.;

$к_{тр}$—расчетная стоимость установленных на подстанции трансформаторов, руб.;

$к_{ору}$—стоимость подстанции без трансформаторов, руб.;

$к_{пост}$—стоимость постоянной части затрат руб.;

Определяем стоимость линий электропередач для вариантов по формуле:

$$к_{лэп}=\sum к_{лэп.0i}\ l_{учi}, \quad (9.3)$$

где $к_{лэп.0}$ - стоимость одного километра воздушных линий;

$l_{уч}$—длина рассматриваемого участка, км.

Для двух вариантов:

$к_{лэп.1}=1600 \cdot 30+1600 \cdot 12+1600 \cdot 20+1\ 600 \cdot 18=1280000$ руб.

$к_{лэп.2}=1600 \cdot 30+1600 \cdot 12+1600 \cdot 20=992000$ руб.

Определяем стоимость трансформаторов по формуле:

$$к_{тр}=\sum к_{тр.0}\ \cdot n, \quad (9.4)$$

где $к_{тр0}$—стоимость одного трансформатора определенной мощности;

n—число трансформаторов одинаковой мощности.

Для двух вариантов:

$к_{тр1}= к_{тр2}=28 \cdot 2+28 \cdot 2+28 \cdot 2=168000$ руб.

Определяем стоимость ОРУ по формуле:

$$к_{ору}=\sum к_{ору..0}, \quad (9.5)$$

где, $к_{ору}$—стоимость одной ячейки ОРУ;

Для двух вариантов с учетом индексации:

$к_{ору1}=25 \cdot 20,5 \cdot 100=512500$ руб.

$к_{ору2}=26 \cdot 20,5 \cdot 100=533000$ руб.

Определяем постоянную часть затрат по подстанциям.

$$к_{пост}=\sum к_{пост..0} \quad (9.6)$$

где $к_{пост.0}$—стоимость постоянной части затрат в зависимости от электросхемы подстанции на стороне высокого напряжения, руб.

Постоянные затраты для двух вариантов с учетом индексации:

$к_{пост1}= к_{пост2}=48 \cdot 8 \cdot 52=1996800$ руб.

Суммарные капиталовложения составят по вариантам:

$к_1=128000+168000+51250+19968= 3672180$ руб.;

$к_2=99200+168000+53300+19968=3404680$ руб.

9.2 Расчет заработной платы

Заработная плата производственных рабочих, занятых изготовлением и сборкой конструкции, $C_{зп}$ рассчитываем по формуле:

$$C_{зп} = C_{озп} + C_{дзп} + C_{соц}, \quad (9.7)$$

где $C_{озп}$ – основная заработная плата, руб.;

$C_{дзп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$C_{соц}$ – отчисления на социальные нужды, руб.

$C_{зп} = 750000 + 120000 + 270090 = 1140090$ руб.

Основная заработная плата $C_{озп}$ определяется по формуле:

$$C_{озп} = T_{сб} \cdot C_{ч} \cdot n, \quad (9.8)$$

где $T_{сб}$ – трудоемкость сборки подстанции на одного человека, чел.-ч ($T_{сб}$ = 8000 чел.-ч);

$C_{ч}$ – часовая тарифная ставка рабочих, исчисляемая по среднему разряду, руб. ($C_{ч}$ = 90 руб/ч);

n – количество рабочих, чел. (n = 10 чел.).

$C_{озп} = 800 \cdot 90 \cdot 10 = 720000$ руб.

Дополнительную заработную плату $C_{дзп}$ можно принять 20% от основной (районный коэффициент):

$$C_{дзп} = \frac{20 \cdot C_{озп}}{100}, \quad (9.9)$$

$$C_{дзп} = \frac{20 \cdot 720000}{100} = 144000 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды $C_{соц}$ определяем по формуле:

$$C_{соц} = k_{от} \cdot (C_{озп} + C_{дзп}), \quad (9.10)$$

где $k_{от}$ – величина отчислений, принимается равной 0,381.

$$C_{соц} = 0,381 \cdot (720000 + 144000) = 327660 \text{ руб.}$$

Балансовую стоимость модернизированной конструкции $Б_{пр}$ определяем по формуле:

$$Б_{пр} = Б_{б} + C_{к}, \quad (9.11)$$

где $Б_{б}$ – балансовая стоимость подстанции для испытания и регулирования в базовом исходном варианте, руб. ($Б_{б}$ = 7800000 руб.);

$C_{к}$ – затраты на модернизацию конструкции, руб.

$$Б_{пр} = 780000 + 8728715 = 16528715 \text{ руб.}$$

Полную заработную плата рабочего, занятого проверкой подстанции, $C_{зп}$ определяем по формуле (9.12):

$$C_{зп} = C_{озп} + C_{дзп} + C_{соц}, \quad (9.12)$$

где $C_{озп}$ – основная заработная плата, руб./шт.;

$C_{дзп}$ – дополнительная заработная плата, руб./шт.;

$C_{соц}$ – отчисления на социальные нужды, руб./шт.

Основную заработную плату $C_{озп}$ определяем по формуле:

$$C_{озп} = \frac{\sum C_{чi} \cdot N_i}{Y}, \quad (9.13)$$

где $C_{чi}$ – часовая тарифная ставка i-го разряда, руб./ч ($C_ч$ = 90 руб/ч);

N_i – количество работников, оплачиваемых по i-му разряду, чел. (N = 10 чел.);

Y – ритм выполнения операции, шт./ч.

Ритм выполнения операции Y устанавливается экспериментально или рассчитывается по формуле:

$$Y = \frac{N}{T_{уд}}, \qquad (9.14)$$

где N – количество рабочих, занятых в операции, чел. (N = 10 чел.);

$T_{уд}$ – трудоемкость единицы операции, чел.-ч/шт.

Трудоемкость проверки трансформаторов $T_{тр}$ определяем по формуле:

$$Tmp = \frac{N \cdot t}{N_{нас}}, \qquad (9.15)$$

где t – общее время проверки одного трансформатора, ч;

$N_{тр}$ – число трансформаторов, одновременно проверяемых на подстанции, шт.($N_{тр}$ = 10 шт.).

Общее время проверки одного трансформатора t определяется по формуле:

$$t = t_1 + t_2 + t_3, \qquad (9.16)$$

где t_1= время монтажа трансформатора, ч.;

t_2=время заливки масла, ч.;

t_3 – время проверки изоляции трансформатора, ч;

t_4 – время проверки герметичности уровня масла, ч;

t_3 – время обработки показаний, ч.

При базовом варианте:

t_1 = 650ч; t_2 = 28 ч; t_3 = 110; $t4$=28

$t_б$=816 ч.

$T_{уд.б} = \frac{10 \cdot 816}{1} = 8160$ чел.-ч/шт.

$Y_б = \frac{10}{8160} = 0,0012$ шт./ч.

$C_{озп.б} = \frac{90 \cdot 10}{0,0012} = 750000$ руб./шт.

При проектном варианте:

t_1 = 600 ч; t_2 = 28 ч; t_3 = 95 ч. t_4 = 28 ч

$t_{пр} = 751$ ч.

$T_{уд.пр} = \frac{10 \cdot 751}{1} = 7510$ чел.-ч/шт.

$Y_{пр} = \frac{10}{7510} = 0,0013$ шт./ч.

$C_{озп.пр} = \frac{90 \cdot 10}{0.0013} = 692308$ руб./шт.

Амортизационные отчисления A находим по формуле:

$$A = \frac{Б \cdot a}{100 \cdot Q}, \quad (9.17)$$

где $Б$ – балансовая стоимость, руб.;

a – норма амортизации, % (принимается равным 10%);

Q – годовой объем работ, шт./год.

Годовой объем работ Q определяем по формуле:

$$Q = \frac{t \cdot Y}{n}, \quad (9.18)$$

где t – время работы стенда в течение срока эксплуатации, ч (принимается равным 440000 ч);

Y – ритм выполнения операции, шт./ч;

n – срок эксплуатации стенда, лет (принимается равным 10 лет).

$$Q_б = \frac{440000 \cdot 0,0012}{50} = 10,56$$ шт./год.

$$Q_{пр} = \frac{440000 \cdot 0,0013}{50} = 11,44$$ шт./год.

$$A_б = \frac{7800000 \cdot 10}{100 \cdot 10,56} = 73864$$ руб./шт.

$$A_{пр} = \frac{165287515 \cdot 10}{100 \cdot 11,44} = 1449552$$ руб./шт.

Затраты на ремонт и ТО P определяем по формуле:

$$P = \frac{Б \cdot r}{100 \cdot Q}, \quad (9.19)$$

где r – норма отчислений на ремонт и ТО, % (принимается равным 5%).

$$P_б = \frac{7800000 \cdot 5}{100 \cdot 10,56} = 36932$$ руб./шт.

$$P_{пр} = \frac{155287515 \cdot 5}{100 \cdot 11,44} = 678704$$ руб./шт.

Годовую экономию эксплуатационных затрат $Э_г$ определяем по формуле:

$$Э_г = (U_б - U_{пр}) \cdot Q_{пр} \quad (9.20)$$

где $U_б$ и $U_{пр}$ - себестоимость единицы работы по базовому и проектному варианту соответственно, руб./шт.;

$Q_{пр}$ – годовой объем работ проектного варианта, шт./год.

$Э_г = 1052079$ руб.

Срок окупаемости дополнительных капиталовложений $T_{ок}$ определяем по формуле:

$$T_{ок} = \frac{C_к}{Э_г}, \quad (9.21)$$

$$T_{ок} = \frac{9028715}{1052079} = 9 \text{ лет.}$$

Через 9 лет произойдет возврат денежных средств, вложенных в первоначальное строительство

Заключение

В работе рассмотрены вопросы реконструкции электрической сети для электроснабжения потребителей Бузулукского района. Реконструкция проводится от подстанции Бузулукского района подстанции 110/35/10 кВ «Новотепловская». Исходя из категории надежности электроснабжения потребителей, к установке приняты два понижающих трансформатора ТДТН-25000/110, вместо существующих ТДТН-16000/110.

На напряжение 110 кВ принята схема РУ с одной системой сборных шин и ремонтной перемычкой. Установлены выключатели вместо отделителей и короткозамыкателей.

На напряжение 35 кВ принята одиночная система шин секционированная выключателем.

На напряжение 10 кВ принята двойная система сборных шин секционированная выключателями. РУ - 10 кВ принято из шкафов КРУН. Все коммутационное оборудование выбрано на основе токов КЗ и устойчиво к ним.

Для обеспечения надежности и безопасности применены средства автоматики и защиты отдельных элементов системы электроснабжения.

Также был рассмотрен вопрос о собственных нуждах подстанции, в котором выбраны наиболее удобная схема снабжения и трансформаторы собственных нужд.

Был произведен выбор трансформаторов на понижающей подстанции 35/10 кВ «Грачевская» а также вариантов схемы электроснабжения по линии 35 кВ, выбраны марки проводов и опор для ЛЭП 110,35,10 кВ/

В экономической части была рассчитана стоимость оборудования подстанции и линий электропередач, затраты и время на его установку.

При проектировании данного объекта были проработаны основные вопросы, включая рост нагрузок на ближайшие 10 лет, из этого следует, что в течение этого времени не потребуются затраты на реконструкцию подстанции.

Список использованных источников

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Текст]: учебник/ Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. – М.: ФОРУМ, 2014. – 416 с.

2. Булычев, А.В. Релейная защита в распределительных электрических сетях [Текст]: пособие для практических расчетов / А.В. Булычев, А.А. Наволочный. – М.: ЭНАС, 2011. – 208 с.

3. Дрозд, В.В. Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Текст] / В.В. Дрозд. – М.: Альвис, 2012. – 640 с.

4. Кабышев, А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 124 с. – URL: http://window.edu.ru (дата обращения 27.04.20 г.).

5. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений: учебное пособие [Текст] / Э.А. Киреева. – М.: КНОРУС, 2015. – 234 с.

6. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Текст]: учебник/ Э.А. Киреева, С.А. Цирук – М.: Издательство «Академия», 2014. – 288 с.

7. Киреева, Э.А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) [Текст] / Э.А. Киреева, С.Н. Шерстнев. – М.: КНОРУС, 2012. – 864 с.

8. Конюхова, Е.А. Электроснабжение [Текст] / Е.А. Конюхова. – М.: Издательство МЭИ, 2015. – 352 с.

9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение [Текст] / Б.И. Кудрин. – М.: Издательство «Академия», 2014. – 512 с.
10. Маньков, В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения [Текст]: справочное пособие / В.Д. Маньков. – СПб.: НОУ ДПО «УМИТЦ «ЭлектроСервис», 2010. – 664 с.
11. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – СПб.: БХВ-Петербург, 2013. – 608 с.
12. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [Текст]. – М.: Омега-Л, 2015. – 144 с.
13. Правила устройства электроустановок [Текст]. – М.: Норматика, 2015. – 464 с.
14. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст] / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательство «Академия», 2013. – 448 с.
15. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов [Текст]: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. – М.: ФОРУМ, 2015. – 384 с.
16. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение [Текст]: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 328 с.
17. Суворин, А.В. Электрические схемы электроустановок: составление и монтаж [Текст]: практическое пособие / А.В. Суворин. – Ростов н/Д: Феникс, 2014. – 541 с.
18. Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения [Текст] / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – СПб.: Издательство «Лань», 2012. – 480 с.
19. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения [Текст] / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов – М.: Издательство Дрофа, 2013. – 288 с.

20. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях [Текст]: учебн. пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов – М.: ФОРУМ, 2014. – 596 с.
21. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения [Текст]: учеб. пособие / В.П. Шеховцов. – М.: ФОРУМ, 2014. – 216 с.
22. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению [Текст] / В.П. Шеховцов. – М.: ФОРУМ, 2014. – 136 с.
23. Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства [Текст]: учеб. пособие / М.А. Юндин, А.М. Королев. – СПб.: Издательство «Лань», 2011. – 320 с.
24. Юндин, М.А. Токовая защита электроустановок [Текст]: учеб. пособие / М.А. Юндин. – СПб.: Издательство «Лань», 2012. – 288 с.
25. Сайт ОАО «МРСК Волги» [Электронный ресурс]. URL: http://www.mrskvolgi.ru/ (дата обращения 28.04.20 г.).
26. Сайт ОАО «Энергия – Раменский электротехнический завод» [Электронный ресурс]. URL: http://www.ramenergy.ru/ (дата обращения 01.12.19 г.).
27. Сайт ЗАО «Арматурно-изоляторный завод» Лыткарино [Электронный ресурс]. - URL: http://www.insulators.ru (дата обращения 30.04.20 г.).
28. Сайт ЗАО «Завод энергозащитных устройств» - Производство энергозащитного оборудования, Санкт-Петербург [Электронный ресурс]. - URL: http://opnzeu.ru/ (дата обращения 01.05.20 г.).
29. Сайт ООО «Тольяттинский трансформатор» - Завод электротехнического оборудования. – Тольятти [Электронный ресурс]. - URL: http://transformator/com.ru/ (дата обращения 01.05.20 г.).
30. Сайт ЗАО «Высоковольтный союз» - Екатеринбург [Электронный ресурс]. - URL: http://www.vsoyuz.com/ (дата обращения 02.05.20 г.).
31. Сайт ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» - Екатеринбург [Электронный ресурс]. - URL: http://www.uetm.ru/ (дата обращения 02.05.20 г.).

32. Сайт ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» - Электротехническая продукция. – С.: [Электронный ресурс]. - URL: http://www.electroshield.ru/ (дата обращения 03.05.20 г.).
33. Сайт ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». – Екатеринбург [Электронный ресурс]. - URL: http:// http://www.cztt.ru/ (дата обращения 03.05.20 г.).
34. Сайт ЗАО «НПО «Изолятор» - Высоковольтные полимерные изоляторы. – С-Пб [Электронный ресурс]. - URL: http://www.izolyator.ru/ (дата обращения 03.05.20 г.).
35. Сайт ООО «Тюльганский электро-механический завод». – Оренбург [Электронный ресурс]. - URL: http://www.ooo-temz.ru/ (дата обращения 03.05.20 г.).
36. Сайт компании ЗАО «ГК «Таврида Электрик» - Коммутационные аппараты [Электронный ресурс]. - URL: http://www.tavrida.ru (дата обращения 08.12.19 г.).
37. Сайт компании ЗАО «ГК «Таврида Электрик» - Системы быстродействующего АВР [Электронный ресурс]. - URL: http://www.tavrida.ru (дата обращения 04.05.20 г.).
38. Сайт компании ЗАО «ГК «Таврида Электрик» - Ограничители перенапряжения [Электронный ресурс]. - URL: http://www.tavrida.ru (дата обращения 04.05.20 г.).
39. Сайт компании ЗАО «ГК «Таврида Электрик» - Комплектные распределительные устройства [Электронный ресурс]. - URL: http://www.tavrida.ru (дата обращения 05.05.20 г.).
40. Сайт компании ABB – Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. - URL: http://www.abb.ru (дата обращения 05.05.20 г.).
41. Сайт компании ООО «Чебоксарский завод электроустановок» – Высоковольтное и низковольтное оборудование [Электронный ресурс]. - URL: http://www.chzeu.ru (дата обращения 05.05.20 г.).
42. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок - СПб.: ДЕАН Издательство, 2017. – 175с.

43. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 – Новосибирск: Норматика, 2017. – 462с.