

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ЭЭ

_____ В.И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2023г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

в форме ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

13.03.02.07 Электроснабжение

Электроснабжение поселка в
Юго-Восточной части Сибири

Пояснительная записка

Руководитель

подпись, дата

должность, ученая степень

А.С. Амузаде

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В.Е. Степаненко

инициалы, фамилия

Красноярск 2023

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Пантелеев В.И.
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2023г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме дипломного проекта

Студенту _____ Степаненко Владиславу Евгеньевичу _____
Группа ЗФЭ18-056 Направление (специальность) 13.03.02.07
номер код

Электроснабжение

наименование

Тема выпускной квалификационной работы
Электроснабжение поселка в Юго-Восточной части Сибири

Утверждена приказом по университету № _____ от _____ г.

Руководитель ВКР А.С. Амузаде
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР 1. План блока цехов. 2. Нагрузки цехов
Перечень разделов ВКР 1. Расчет электрических нагрузок. 2. Определение месторасположение ГПП. 3. Выбор числа и мощности трансформаторов. 4. Выбор схемы внешнего электроснабжения. 5. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учётом КРМ. 6. Выбор компенсирующих устройств. 7. Выбор кабельных линий. 8. Расчёт токов короткого замыкания. 9. Выбор и проверка электрических аппаратов. 10. Расчет заземляющего устройства и грозозащиты. 11. Релейная защита. 12. Специальный вопрос. 13. Расчет технико-экономических параметров.

Перечень графического материала: 1. Генплан блока завода цехов с картограммой электрических нагрузок; 2. Экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения; 3. Однолинейная схема электроснабжения блока цехов; 4. План и разрез ГПП; 5. Схема релейной защиты трансформатора ГПП; 6. Таблица ТЭП; 7. Чертежи спецвопроса.

Руководитель ВКР _____
подпись

А.С. Амузаде

Задание принял к исполнению _____
подпись, инициалы и фамилия студента

В.Е. Степаненко

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение поселка в Юго-Восточной части Сибири» содержит __ страницы текстового документа, __ приложение, __ использованных источников, __ листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЦЕХ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, НАГРУЗКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЩНОСТЬ, ПОТЕРИ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ

Объект электроснабжения – поселок в Юго-Восточной части Сибири.

Цели проектирования:

- рассмотрение и выбор наилучшего варианта схемы электроснабжения, выбор числа и мощности цеховых трансформаторов;
- выбор электрооборудования.

В результате проектирования электроснабжения было выбрано новейшее электрооборудование, рассмотрены вопросы электробезопасности, рассчитаны молниезащита и заземление ГПП.

Содержание

	Исходные данные на проектирование	4
	Описание технологического процесса и требования к надёжности электроснабжения завода	8
1	Расчёт электрических нагрузок по заводу	12
1.1	Определение расчётных нагрузок объектов	12
1.2	Определение расчётной нагрузки завода с учётом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах	15
2	Определение центра электрических нагрузок	18
3	Определение рационального напряжения питания, числа и мощности трансформаторов ГПП.....	21
4	Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения	23
4.1	Первый вариант внешнего электроснабжения (110 кВ).....	28
4.1.1	Выбор сечения проводов ВЛ.....	28
4.1.2	Капитальные вложения на строительство схемы электроснабжения..	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.3	Расчёт ежегодных издержек.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.4	Расчёт стоимости потерь электроэнергии	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.5	Определение вероятного ущерба от перерывов электроснабжения Ошибка! Закладка не определена.	
4.1.6	Расчет приведенных затрат	Ошибка! Закладка не определена.
4.2	Второй вариант внешнего электроснабжения (35 кВ).....	Ошибка! Закладка не определена.
4.2.1	Выбор сечения проводов ВЛ.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.2.2	Капитальные вложения на строительство схемы электроснабжения..	Ошибка! Закладка не определена.
4.2.3	Расчёт ежегодных издержек.....	Ошибка! Закладка не определена.

- 4.2.4 Расчёт стоимости потерь электроэнергии**Ошибка! Закладка не определена.**
- 4.2.5 Определение вероятного ущерба от перерывов электроснабжения
Ошибка! Закладка не определена.
- 4.2.6 Расчет приведенных затрат **Ошибка! Закладка не определена.**
- 5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности 33
- 6 Выбор компенсирующих устройств**Ошибка! Закладка не определена.**
- 6.1 Выбор числа и мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах **Ошибка! Закладка не определена.**
- 6.2 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ **Ошибка! Закладка не определена.**
- 7 Выбор кабелей **Ошибка! Закладка не определена.**
- 8 Расчет токов короткого замыкания**Ошибка! Закладка не определена.**
- 9 Выбор оборудования **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.1 Выбор коммутационной аппаратуры**Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН–10000/110 **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.1.2 Выбор выключателей на стороне 10 кВ для КРУ на НН в цепи трансформатора ТДН–10000/110..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.1.3 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий ЗРУ и КРУ, которые обеспечивают их связь с синхронными двигателями РУ1..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.2 Выбор предохранителей **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.3 Выбор измерительных электроаппаратов**Ошибка! Закладка не определена.**

- 9.4 Выбор изоляторов..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.5 Выбор трансформаторов собственных нужд.....**Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.6 Выбор шин на ЗРУ **Ошибка! Закладка не определена.**
- 9.7 Защита от перенапряжений **Ошибка! Закладка не определена.**
- 10 Расчет молниезащиты и заземления **Ошибка! Закладка не определена.**
- 10.1 Расчет молниезащиты ГПП 110/10кВ**Ошибка! Закладка не определена.**
- 10.2 Расчет заземляющих устройств **Ошибка! Закладка не определена.**
- 11 Релейная защита трансформатора ГПП**Ошибка! Закладка не определена.**
- 12 Электромагнитная совместимость **Ошибка! Закладка не определена.**
- 12.1 Источники электромагнитных воздействий, критерии оценки ЭМС
Ошибка! Закладка не определена.
- 12.2 Особенности компоновки ГПП **Ошибка! Закладка не определена.**
- 12.3 Напряжения и токи промышленной частоты, воздействующие на
вторичное оборудование при КЗ на землю**Ошибка! Закладка не определена.**
- 12.4 Разности потенциалов на ЗУ между точкой КЗ и местом расположения
вторичного оборудования. **Ошибка! Закладка не определена.**
- 12.5 Разности потенциалов, приложенные к изоляции вторичных цепей и
(или) на входах цифровой аппаратуры при молниевом разряде.....**Ошибка!
Закладка не определена.**
- 12.6 Уровни магнитного поля при КЗ в высоковольтных сетях**Ошибка!
Закладка не определена.**
- 12.7 Уровни импульсного магнитного поля при разряде молнии**Ошибка!
Закладка не определена.**
- 12.8 Токи по экранам, броне, оболочкам кабелей**Ошибка! Закладка не
определена.**
- 12.9 Мероприятия по обеспечению ЭМС**Ошибка! Закладка не определена.**

12.10 Мероприятия по защите от магнитных полей**Ошибка! Закладка не определена.**

12.11 Мероприятия по защите от импульсных помех....**Ошибка! Закладка не определена.**

12.12 Разряды статического электричества**Ошибка! Закладка не определена.**

12.13 Заземление шкафов и панелей **Ошибка! Закладка не определена.**

12.14 Заземление экранов кабелей **Ошибка! Закладка не определена.**

12.15 Заземление КРУЭ **Ошибка! Закладка не определена.**

12.16 Заземляющее устройство ПС **Ошибка! Закладка не определена.**

12.17 Система оперативного постоянного тока**Ошибка! Закладка не определена.**

12.18 Система электропитания переменным током**Ошибка! Закладка не определена.**

12.19 Напряжение на заземляющем устройстве при КЗ**Ошибка! Закладка не определена.**

12.20 Требования в части ЭМС к размещаемой на ПС МП аппаратуре
Ошибка! Закладка не определена.

12.21 Обследование электромагнитной обстановки**Ошибка! Закладка не определена.**

13 Техничко-экономические показатели системы электроснабжения
Ошибка! Закладка не определена.

Заключение **Ошибка! Закладка не определена.**

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**Ошибка! Закладка не определена.**

Исходные данные на проектирование

1. Схема генерального плана поселка, рисунок 1.
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода.
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлены два автотрансформатора мощностью по 40 МВА, напряжение 115/37 кВ. Трансформаторы работают раздельно.
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до поселка 7,7 км.
5. Стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч определяется в зависимости от ценовой категории по Предельным уровням нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям (потребителям) (сайт ПАО "Красноярскэнергосбыт").

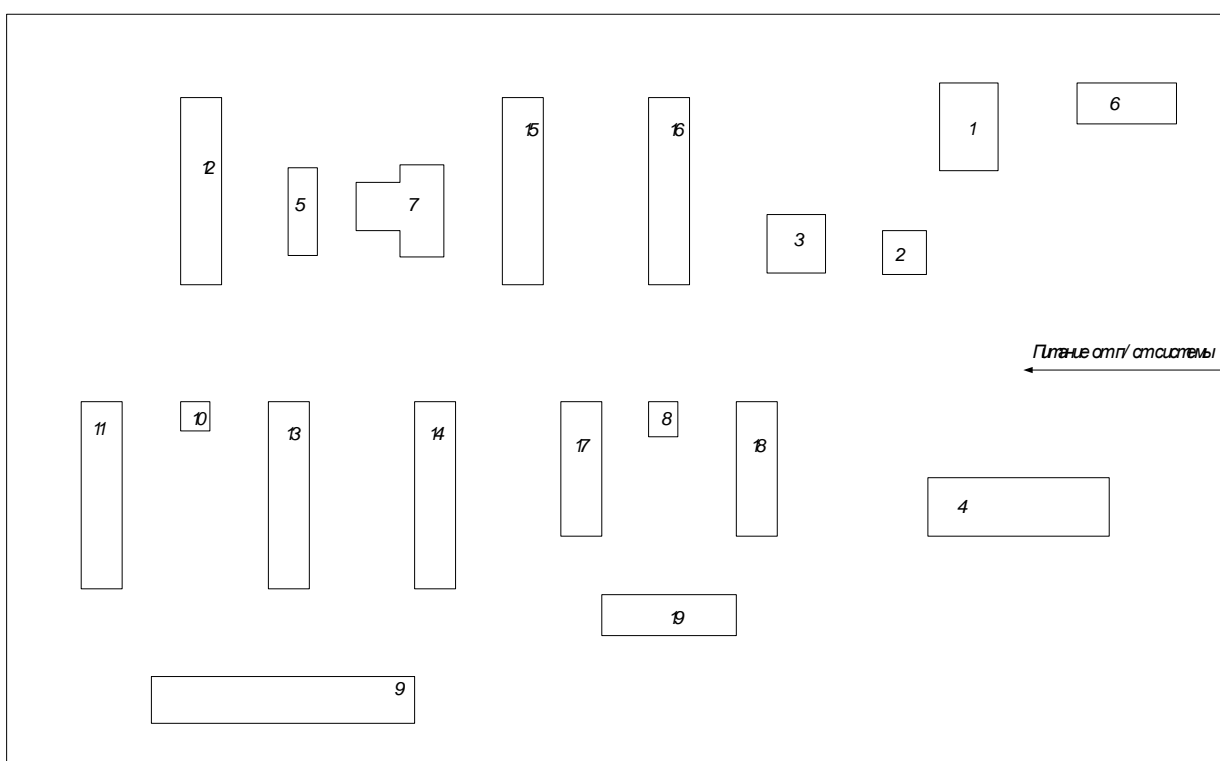


Рисунок 1 - Генеральный план поселка

					<i>ДП – 130302.07 ПЗ</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Степаненко В.Е.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Амузаде А.С.				7	
Реценз.					ЭЭ		
Н. Контр.							
Утверд.		Пантелеев					
					Электроснабжение поселка в Юго-Восточной части Сибири		

Требования, предъявляемые к надёжности электроснабжения потребителей поселка

Требования к надёжности электроснабжения (ЭСН) регламентированы ПУЭ и строительными нормативами [18].

Согласно этим документам, все электроприёмники сетей микрорайона, в том числе электроприёмники зданий, делятся на три категории:

1 К первой категории относятся электроприёмники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь опасность для жизни людей, нарушение функционирования особо важных элементов городского хозяйства. К ним относятся:

а) электроприёмники лечебно-профилактических учреждений жизненно важных отделений (операционных, родильных, реанимационных, анестезиологии).

б) электроприёмники противопожарных устройств в больницах или диспансерах или в отдельных их корпусах, в поликлиниках с количеством посещений более 600;

в) электроприёмники котельных, обеспечивающих потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла;

г) водопроводные насосные станции в городах с числом жителей более 50 тыс. человек, канализационные насосные станции, не имеющие аварийного выпуска;

д) электроприёмники противопожарных устройств лифтов, сигнализация общественных зданий высотой более 17 этажей и выше, учреждений с количеством работающих более 2000 чел. и выше, учреждения финансирования, кредитования и государственного страхования;

									Лист
									8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				

е) электроприёмники противопожарных устройств общеобразовательных школ, профессионально-технических училищ, средних специальных и высших учебных заведений при количестве учащихся более 1000 чел.;

ж) центральный диспетчерский пункт электрической сети, сети газоснабжения, водопроводно-канализационного хозяйства и сети наружного освещения;

з) электродвигатели и другие электроприёмники противопожарных устройств;

и) пункты централизованной охраны;

к) городские центры питания (ЦП) с суммарной нагрузкой более 10000 кВА.

Электроприёмники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания (Ш1) и перерыв в электроснабжении допустим только на время автоматического включения резервного питания (АВР).

2 Ко второй категории относятся электроприёмники, перерыв в электроснабжении которых приводит к нарушению нормальной деятельности человека (значительного количества жителей города). К ним относятся:

а) жилые дома с электроплитами (за исключением одно-, восьмиквартирных домов) и дома высотой более 6 этажей с газовыми плитами;

б) общежития вместимостью более 50 чел.;

в) учреждения с количеством рабочих от 50 до 2000 чел.;

г) детские учреждения;

д) медицинские учреждения, аптеки;

е) крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале от 300 до 800 чел.;

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				

ж) открытые спортивные сооружения и искусственным освещением при наличии 20 рядов и более;

з) предприятия общественного питания;

и) магазины с торговой площадью от 250 до 2000 м²;

к) бани;

л) комбинаты бытового обслуживания, ателье, парикмахерские с количеством рабочих мест более 10;

м) химчистки и прачечные с производительностью 400 кг и более белья в смену;

н) учебные заведения;

о) музеи и выставки местного значения;

п) гостиницы с количеством мест от 200 до 1000;

р) библиотеки с книжным фондом от 100 тыс. до 1 млн. единиц хранения;

с) ЭВМ вычислительных центров, отделов, не отнесенных к первой категории;

т) диспетчерские пункты жилых районов и микрорайонов;

у) установки наружного освещения дорог, улиц, тротуаров;

ф) трансформаторные подстанции (ПП) с суммарной нагрузкой от 400 до 10000 кВА (при отсутствии электроприёмников I категории). Электроприёмники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников, однако, перерывы в электроснабжении допустимы на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом.

3 К электроприёмникам 3 категории относятся все электроприёмники не подходящие под определение первой и второй категорий. Электроприёмники третьей категории могут питаться от одного источника, при этом перерывы в электроснабжении допустимы для подачи временного питания или ремонта на время не более одних суток.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				10

Изложенные выше требования являются основой построения схем внешнего и внутреннего электроснабжения.

Таблица 1 – Категории надёжности электроснабжения потребителей

№ п/п	Наименование цеха	Категория надёжности
1	Пожарное депо	I
2	АЗС	II
3	Администрация	II
4	Больница	I
5	Детский сад	II
6	Насосная	I
7	Школа	II
8	Магазин	II
9	Гаражный кооператив №1	III
10	Аптека	II
11	Жилой дом №1	II
12	Жилой дом №2	II
13	Жилой дом №3	II
14	Жилой дом №4	II
15	Жилой дом №5	II
16	Жилой дом №6	II
17	Жилой дом №7	II
18	Жилой дом №8	II
19	Жилой дом №9	II

1 Расчёт электрических нагрузок по заводу

1.1 Определение расчётных нагрузок объектов

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надёжность работы электрооборудования.

Расчёт производим по методу установленной мощности и коэффициенту спроса.

Расчётная активная нагрузка определяется по формуле, кВт

$$P_p = K_c \cdot P_{ном}, \quad (1)$$

где K_c – коэффициент спроса, [2];

$P_{ном}$ – суммарная номинальная мощность электроприёмников объекта, кВт.

Расчётную реактивную нагрузку определим по формуле, кВар

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, который соответствует $\cos \varphi$ данной группы приёмников, [2].

Таким образом, полная нагрузка объекта равна

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3)$$

Активная нагрузка освещения вычисляется по формуле, кВт

$$P_{ро} = K_{со} \cdot P_{но}, \quad (4)$$

где $K_{со}$ – коэффициент спроса на осветительную установку, [2]; $P_{но}$ – суммарная номинальная мощность осветительной нагрузки, кВт.

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (5)$$

где $P_{удо}$ – удельная плотность нагрузки на 1 м^2 заводской площади, [2], кВт/м²;

F – площадь соответственного объекта с учётом масштаба, м². По генеральному плану определяются заводские площади.

По формуле вычисляется реактивная нагрузка освещения, кВар

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности светильников, который соответствует $\cos \varphi$ данного типа светильников, [2].

Полная расчётная мощность объекта, кВА

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (7)$$

На примере потребителя №1 рассмотрим расчёт мощности.

Расчётная активная нагрузка, кВт (по (1))

$$P_{p1} = 0,75 \cdot 120 = 90.$$

Расчётная реактивная нагрузка, квар (по (2))

$$Q_{p1} = 90 \cdot 0,62 = 56.$$

Номинальная мощность осветительной нагрузки, кВт (по (5))

$$P_{но1} = 0,017 \cdot 600 = 10,20.$$

Активная нагрузка освещения, кВт (по (4))

$$P_{po1} = 10,20 \cdot 0,8 = 8,16.$$

Реактивная нагрузка освещения, квар (по (6))

$$Q_{po1} = 8,16 \cdot 0,48 = 3,95.$$

Полная расчётная мощность потребителя, кВА (по (7))

$$S_{p1} = \sqrt{(90 + 8,16)^2 + (56 + 3,95)^2} = 114,90.$$

Для оставшихся потребителей производим расчёт нагрузок таким же образом.

В таблице 2 приведены результаты расчётов электрических нагрузок поселка.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка							Суммарная нагрузка				
	Р _н , кВт	К _с	cos φ	tg φ	Р _р , кВт	Q _р , квар	F, м ²	Р _{удо} , кВт/м ²	Р _{но} , кВт	К _{со}	Р _{ро} , кВт	cos φ _о	tg φ _о	Q _{ро} , квар	Р _{рΣ} , кВт	Q _{рΣ} , квар	S _р , кВ·А	
Потребители 0,4 кВ																		
1	Пожарное депо	120	0,75	0,85	0,62	90	56	600	0,017	10,20	0,8	8,16	0,9	0,48	3,95	98,16	59,73	114,90
2	АЗС	100	0,9	0,9	0,48	90	44	225	0,015	3,38	0,7	2,36	0,9	0,48	1,14	92,36	44,73	102,63
3	Администрация	85	0,75	0,75	0,88	63,75	56	400	0,02	8,00	0,95	7,60	0,9	0,48	3,68	71,35	59,90	93,16
4	Больница	250	0,75	0,75	0,88	187,5	165	1240	0,02	24,80	0,95	23,56	0,9	0,48	11,41	211,06	176,77	275,31
5	Детский сад	80	0,75	0,8	0,75	60	45	300	0,02	6,00	0,95	5,70	0,9	0,48	2,76	65,70	47,76	81,23
6	Насосная	268	0,75	0,8	0,75	201	151	476	0,0014	0,67	0,7	0,47	0,9	0,48	0,23	201,47	150,98	251,76
7	Школа	85	0,75	0,75	0,88	63,75	56	705	0,02	14,10	0,95	13,40	0,9	0,48	6,49	77,15	62,71	99,42
8	Магазин	30	0,75	0,8	0,75	22,5	17	120	0,018	2,16	0,9	1,94	0,9	0,48	0,94	24,44	17,82	30,25
9	Гаражный кооператив №1	200	0,75	0,75	0,88	150	132	1440	0,013	18,72	0,6	11,23	0,9	0,48	5,44	161,23	137,73	212,05
10	Аптека	15	0,75	0,8	0,75	11,25	8	100	0,018	1,80	0,9	1,62	0,9	0,48	0,78	12,87	9,22	15,83
11	Жилой дом №1	540	0,75	0,8	0,75	405	304	896	0,019	17,02	0,95	16,17	0,9	0,48	7,83	421,17	311,58	523,90
12	Жилой дом №2	540	0,75	0,8	0,75	405	304	896	0,019	17,02	0,95	16,17	0,9	0,48	7,83	421,17	311,58	523,90
13	Жилой дом №3	540	0,75	0,8	0,75	405	304	896	0,019	17,02	0,95	16,17	0,9	0,48	7,83	421,17	311,58	523,90
14	Жилой дом №4	540	0,75	0,8	0,75	405	304	896	0,019	17,02	0,95	16,17	0,9	0,48	7,83	421,17	311,58	523,90
15	Жилой дом №5	540	0,75	0,8	0,75	405	304	896	0,019	17,02	0,95	16,17	0,9	0,48	7,83	421,17	311,58	523,90
16	Жилой дом №6	540	0,75	0,8	0,75	405	304	896	0,019	17,02	0,95	16,17	0,9	0,48	7,83	421,17	311,58	523,90
17	Жилой дом №7	384	0,75	0,8	0,75	288	216	896	0,019	17,02	0,95	16,17	0,9	0,48	7,83	304,17	223,83	377,65
18	Жилой дом №8	384	0,75	0,8	0,75	288	216	896	0,019	17,02	0,95	16,17	0,9	0,48	7,83	304,17	223,83	377,65
19	Жилой дом №9	384	0,75	0,8	0,75	288	216	896	0,019	17,02	0,95	16,17	0,9	0,48	7,83	304,17	223,83	377,65
	Освещение территории							108000	0,0002	21,60	1	21,60	0,9	0,48	10,46	21,60	10,46	24,00
	Итого по 0,4 кВ	5625				4233,75	3201,02			264,64		243,20			117,8	4476,95	3318,80	5572,93
	Всего	5625,0				4233,75	3201,02									4476,95	3318,80	5572,93

1.2 Определение расчётной нагрузки завода с учётом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах

Расчётная полная мощность завода определяется по расчётным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учётом расчётной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП (при её сооружении), компенсации реактивной мощности.

По данным таблицы 2 полная расчётная мощность нагрузки 0,4 кВ равна: $S_p = 5572,93$.

Потери активной и реактивной мощности этих трансформаторов вычислим приблизительно, поскольку трансформаторы главной понизительной подстанции (ГПП) и цеховые трансформаторы ещё не определены.

Потери активной мощности, для цеховых трансформаторов, кВт

$$\Delta P_{ц. тр} = 0,02 \cdot S_p, \quad (8)$$

где S_p – полная расчетная мощность силовых (0,4 кВ) и осветительных приёмников завода.

$$\Delta P_{ц. тр} = 0,02 \cdot 5572,93 = 111,46.$$

Потери реактивной мощности, квар

$$\Delta Q_{ц. тр} = 0,1 \cdot S_p, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{ц. тр} = 0,1 \cdot 5572,93 = 557,29.$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в сеть поселка, в период максимальных нагрузок энергосистемы, кВар

$$Q_{\Sigma} = K_a \cdot (P_{p\Sigma 0,4} + P_{p\Sigma 10}), \quad (10)$$

где K_a – коэффициент, зависящий от напряжения питающих линий; при $U = 110$ кВ $K_a = 0,29$,

$\Sigma P_{p,0,4}$, $\Sigma P_{p,10}$ – суммарная расчётная активная мощность приёмников напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВт.

$$Q_{\Sigma} = 0,29 \cdot (4476,95 + 0) = 1298,31.$$

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				

Ориентировочно, необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом определяется из следующего выражения, квар

$$Q_{\text{ку}} = \sum Q_{\text{р.0,4}} + \sum Q_{\text{р.10}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{э}}, \quad (11)$$

где $\sum Q_{\text{р.0,4}}$, $\sum Q_{\text{р.10}}$ – суммарная расчётная реактивная мощность приёмников напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, квар.

$$Q_{\text{ку}} = 3318,80 + 0 + 557,29 - 1298,31 = 2577,78.$$

Расчётная мощность завода, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, квар

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (Q_{\text{р}\Sigma 0,4} + Q_{\text{р}\Sigma 10}) \cdot K_{\text{рм}} + \Delta Q_{\text{цт}}, \quad (12)$$

где $K_{\text{рм}}$ – коэффициент разновременности максимума нагрузок, равняется 0,95.

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (3318,80 + 0) \cdot 0,95 + 557,29 = 3710,16.$$

Нескомпенсированная реактивная мощность на шинах 10 кВ ГПП, квар

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_{\text{ку}}; \quad (13)$$

$$Q_{\text{р}} = 3710,16 - 2577,78 = 1132,37.$$

В качестве компенсирующих устройств принимаем батареи статических конденсаторов. Определим потери активной мощности в них, квар

$$\Delta P_{\text{ку}} = \Delta P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{ку}}, \quad (14)$$

где $\Delta P_{\text{уд}}$ – удельные потери в БСК, равняются 0,002 (0,2%), кВт/квар.

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 2577,78 = 5,16.$$

Общая активная мощность предприятия, отнесённая к шинам ГПП 10кВ с учётом разновременности максимумов силовой нагрузки и потерь в КУ, кВт

$$P_{\text{р}} = (P_{\text{р}\Sigma 0,4} + P_{\text{р}\Sigma 10}) \cdot K_{\text{рм}} + P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{цт}} + \Delta P_{\text{ку}}, \quad (15)$$

где $P_{\text{р}\Sigma}$ – расчётная активная мощность завода, отнесённая к шинам 10кВ с учётом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки $K_{\text{рм}} = 0,95$.

					<i>ДП – 130302.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

$$P_p = (4233,75 + 0) \cdot 0,95 + 243,20 + 111,46 + 5,16 = 4381,87.$$

Расчётная нагрузка на шинах ГПП 10кВ с учётом компенсации реактивной мощности, кВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{4381,87^2 + 3710,16^2} = 4525,82. \quad (16)$$

Потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт

$$\Delta P_{\text{ТГПП}} = 0,02 \cdot S_p, \quad (17)$$

$$\Delta P_{\text{ТГПП}} = 0,02 \cdot 4525,82 = 90,52.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар

$$\Delta Q_{\text{ТГПП}} = 0,1 \cdot S_p, \quad (18)$$

$$\Delta Q_{\text{ТГПП}} = 0,1 \cdot 4525,82 = 452,58.$$

Суммарная расчётная мощность предприятия со стороны высшего напряжения (ВН) ГПП, кВА

$$S''_{\text{рВН}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{ТГПП}})^2 + (Q_p + \Delta Q_{\text{ТГПП}})^2}, \quad (19)$$

$$S''_{\text{рВН}} = \sqrt{(4381,87 + 90,52)^2 + (3710,16 + 452,58)^2} = 4744,93.$$

2 Определение центра электрических нагрузок

ГПП представляет собой один из главных компонентов в системе электроснабжения того или иного промышленного района. В процессе проектирования систем электроснабжения, для того чтобы определить месторасположение ГПП, на генеральном плане промышленного района наносится картограмма нагрузок. Эта картограмма района отображает в себе размещаемые по всему генеральному плану окружности, при этом площади, заключенные в эти окружности, в определенном масштабе эквивалентны расчетным нагрузкам цехов. Центр этой окружности является центром нагрузок цеха и каждому цеху отводится определенная окружность [2].

Картограмма электрических нагрузок дает возможность оценить распределение нагрузок по цехам предприятия.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и, следовательно, центр электрической нагрузки i -го цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генеральном плане промышленного предприятия. Практика проектирования показала, что учета третьей координаты z_0 , как правило, не требуется. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Выбор места расположения ГПП проводят в следующем порядке. На генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Главную понижающую и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения завода, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Радиус окружности вычисляется по формуле, мм

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot \mu}}, \quad (20)$$

где P_{Pi} - расчетная активная нагрузка i -го объекта, кВт;
 μ - масштаб для вычисления площади круга, кВт/мм².

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора α определяется из соотношения активных расчетных P_p и осветительных нагрузок P_{po} цехов.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				18

$$\alpha_i = \frac{P_{poi}}{P_{pi}} \cdot 360, \quad (21)$$

где P_{poi} - осветительная нагрузка цеха, кВт.

В таблице 3 приведены показатели r_i и α_i по объектам.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха) [1]. Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам, м

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (22)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (23)$$

где x_i, y_i - координаты центра электрической нагрузки i -го объекта

В таблице 3 приведен расчет центра нагрузок и параметры картограммы нагрузок. Картограмма нагрузок приведена на листе графической части №1.

Таблица 3 – Определение центра электрических нагрузок района

№ цеха на генплане	$P_{p\Sigma}$, кВт	P_{po} , кВт	R	α	X, м	Y, м	$P_{p\Sigma} \cdot X$, кВт·м	$P_{p\Sigma} \cdot Y$, кВт·м
1	98,16	8,16	6	30	309	210	30331,44	20613,60
2	92,36	2,36	5	9	287	167	26508,04	15424,54
3	71,35	7,60	5	38	250	170	17837,50	12129,50
4	211,06	23,56	8	40	326	80	68805,56	16884,80
5	65,70	5,70	5	31	81	181	5321,70	11891,70
6	201,47	0,47	8	1	363	218	73132,33	43919,69
7	77,15	13,40	5	63	114	181	8794,53	13963,25
8	24,44	1,94	3	29	205	110	5011,02	2688,84
9	161,23	11,23	7	25	75	14	12092,40	2257,25
10	12,87	1,62	2	45	45	111	579,15	1428,57
11	421,17	16,17	12	14	13	84	5475,25	35378,52
12	421,17	16,17	12	14	47	188	19795,12	79180,49
13	421,17	16,17	12	14	77	84	32430,31	35378,52
14	421,17	16,17	12	14	127	84	53488,95	35378,52
15	421,17	16,17	12	14	157	188	66124,13	79180,49
16	421,17	16,17	12	14	207	188	87182,77	79180,49
17	304,17	16,17	10	19	177	93	53838,59	28288,07
18	304,17	16,17	10	19	237	93	72088,95	28288,07
19	304,17	16,17	10	19	207	43	62963,77	13079,43
освещение террито- рии	21,60	21,60	3	360	190	115	4104,00	2484,00
<i>итого по 0,4 кВ</i>	4476,95						705905,50	557018,31
ВСЕГО	4476,95						705905,50	557018,31

X = 158 м

Y = 124 м

3 Определение рационального напряжения питания, числа и мощности трансформаторов ГПП

В нормальных условиях мощность силовых трансформаторов должна обеспечивать питание всех приемников в системе электроснабжения промышленных предприятий. За счет установки на подстанции двух трансформаторов достигается надежность электроснабжения предприятия. В случае аварии одного из трансформаторов, второй сразу же начнет компенсировать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категорий с учетом перегрузочной возможности трансформатора, [2].

По формуле Стилла, определяем рациональное напряжение системы внешнего электроснабжения, кВ

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (24)$$

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{7,7 + 16 \cdot 4,48} = 38,66,$$

$$35 \text{ кВ} < 38,66 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Для расчета технико-экономических затрат выбираем два близлежащих значения номинального напряжения 110 кВ и 35 кВ.

Мощность трансформаторов ГПП выбираем по формуле, кВА

$$S_{тр} \geq \frac{S_{рВН}}{K_3 \cdot n_m}, \quad (25)$$

где $S_{рВН}$ – полная расчетная мощность завода, кВА;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

n_m – число трансформаторов.

$$S_{тр} \geq \frac{4744,93}{0,7 \cdot 2} = 3389,23.$$

Выбираем стандартную мощность трансформатора $S_{ст тр} = 4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$K_{3.НР} = \frac{S_{рВН}}{n_m \cdot S_{шт}} \leq 0,7, \quad (26)$$

$$K_{3.НР} = \frac{4744,93}{2 \cdot 4000} = 0,6 \leq 0,7.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме

$$K_{3.АР} = \frac{S_{рВН}}{S_{шт}} \leq 1,4. \quad (27)$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				21

$$K_{3.AP} = \frac{4744,93}{4000} = 1,2 \leq 1,4.$$

Выбираем по [6] трансформатор ТМН-4000/35, ТДН-4000/110.

Таблица 4 – Данные трансформаторов из каталога

Тип	S _{ном} , МВА	Напряжение обм.		Потери, кВт		U _к , %	I _{хх} , %
		ВН	НН	P _{хх}	P _{кз}		
ТМН-4000/110	4	110	11	5	44	10,5	0,2
ТМН-4000/35	4	35	11	4	34	7,5	0,3

4 Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

Целью технико-экономических расчётов является определение оптимального варианта схемы и параметров электросети и её элементов.

Выбор величины напряжения определяется экономическими факторами: при увеличении номинального напряжения возрастают капиталовложения в строительство объектов энергосистемы, но при этом за счет снижения потерь электроэнергии уменьшаются эксплуатационные издержки. Напряжение сетей внешнего электроснабжения предприятия определяется техническими условиями энергосистемы на подключение, зависит от мощности предприятия, его удаленности от источника питания, перспектив развития сетей энергосистемы и предприятий в данном районе.

Питание завода осуществляется от ТЭЦ, где установлены 2 повысительных трансформатора ТДТН-40000/110, воздушной линией 35 кВ, либо кабельной линией 10кВ. Выбираем вариант электроснабжения для технико-экономического сравнения: от шин 110 кВ воздушной линией 35 кВ (1-й вариант) или от шин ТЭЦ кабельной линией 10 кВ (2-ой вариант). Согласно вариантам, представлены схемы электроснабжения на рисунке 2.

Для расчета капитальных вложений необходимо выбрать коммутационное оборудование, установленное на подстанции, сечение проводников ЛЭП.

Для выбора сечения питающей ЛЭП вычисляем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах, А

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (28)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (29)$$

Расчетное сечение проводов линии 110 кВ, ищем по величине расчетного тока и экономической плотности тока, мм²

$$F = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (30)$$

					<i>ДП – 130302.07 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

где $j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, выбираемое по [2] в зависимости от годового числа часов применения максимума нагрузки.

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются по формуле, тыс. руб.

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ГПП}, \quad (31)$$

где $K_{ЛЭП}$ - капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию, в системные выключатели Q и разъединители QS, тыс. руб.;

$K_{ГПП}$ - капиталовложения в ГПП, складываются из капиталовложений в трансформаторы, выключатели Q и разъединители QS, тыс. руб.

Капитальные вложения в оборудование и строительство ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{ЛЭП} = K_{ВЛ} + K_{В} + K_{Р}, \quad (32)$$

$$K_{ВЛ} = K_{оВЛ} \cdot l \cdot n_{ц}, \quad (33)$$

где $K_{оВЛ}$ - стоимость 1 км воздушной линии, тыс. руб./км [7];

l – длина воздушной линии, км;

$n_{ц}$ - количество параллельно подключенных цепей.

$$K_{В} = K_{В} \cdot n_{В}, \quad (34)$$

где $K_{В}$ - стоимость одного выключателя, тыс. руб.;

$n_{В}$ – количество выключателей.

$$K_{Р} = K_{Р} \cdot n_{Р}, \quad (35)$$

где $K_{Р}$ - стоимость одного разъединителя, тыс. руб.;

$n_{Р}$ – количество разъединителей.

$$K_{ГПП} = K_{Т} + K_{В} + K_{Р}, \quad (36)$$

$$K_{Т} = K_{оТр} \cdot n_{тр}, \quad (37)$$

где $K_{оТр}$ – стоимость одного трансформатора [6], тыс. руб.;

$n_{тр}$ – число трансформаторов ГПП.

Суммарные ежегодные расходы в сравниваемых вариантах схем электроснабжения находят по формуле, тыс. руб./год.

$$I_{\Sigma} = I_{\Sigma}^{AM} + I_{\Sigma}^0 + I_{\Sigma}^{ПЭ}, \quad (38)$$

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				

где I_{Σ}^{AM} - суммарные амортизационные отчисления по электрическим сетям и подстанциям, руб./год;

I_{Σ}^0 - суммарные ежегодные расходы на обслуживание электрических сетей и подстанций, руб./год;

$I_{\Sigma}^{ПЭ}$ - суммарная стоимость годовых потерь электроэнергии в сетях и подстанциях, руб./год;

$$I_{\Sigma}^{AM} = I_{ЛЭП}^{AM} + I_{В+Р(ЛЭП)}^{AM} + I_{ТР}^{AM} + I_{В+Р(ГПП)}^{AM}, \quad (39)$$

$$I_{\Sigma}^{AM} = I_{ЛЭП}^0 + I_{В+Р(ЛЭП)}^0 + I_{ТР}^0 + I_{В+Р(ГПП)}^0,$$

Ежегодные расходы на покрытие потерь электроэнергии

$$I_{\Sigma}^{ПЭ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E}, \quad (40)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – потери электроэнергии, кВт·ч;

β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Потери энергии за год, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} + \Delta \mathcal{E}_{ТР}, \quad (41)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = \Delta P \cdot \tau, \quad (42)$$

где ΔP - потери мощности в элементах системы электроснабжения, кВт;

τ - время потерь, ч.

Время потерь, ч

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{МАКС}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (43)$$

где $T_{МАКС}$ - число часов применения максимума, [9].

Потери мощности на воздушной линии, кВт

$$\Delta P = \frac{S_P^2}{U^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (44)$$

где r_0 - активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км;

l - длина воздушной линии, км;

n - количество параллельно подключенных цепей.

Потери энергии в трансформаторах за год, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_{ТР} = n_{ТР} \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_m + \frac{1}{n_{ТР}} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \left(\frac{S_P}{S_{НОМ.ТР.}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (45)$$

где $\Delta P_{ХХ}$ - потери холостого хода трансформатора, кВт [11];

									Лист
									25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				

ΔP_{K3} - потери короткого замыкания трансформатора, кВт [11].

Приведенные затраты, тыс. руб.

$$Z = p_n \cdot K + I, \quad (46)$$

где p_n – коэффициент дисконтирования, $p_n = 0,141$ 1/год;

K, I – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

Критерием технико-экономического сравнения вариантов являются приведенные затраты.

Так как на проектируемом заводе преобладают нагрузки I и II категорий, то для внешнего электроснабжения предусматриваем две питающих линии. В случае сооружения ГПП предусматриваем установку двух трансформаторов связи с энергосистемой.

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				

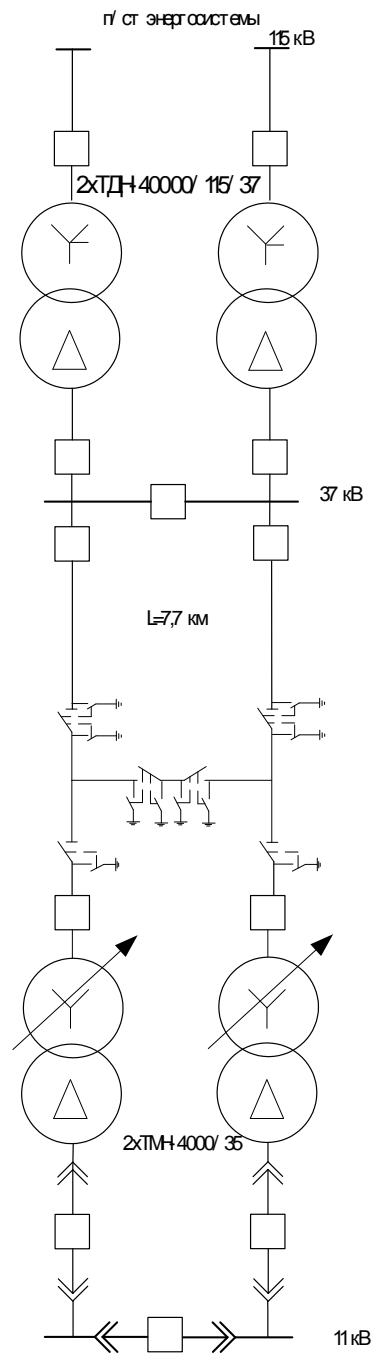
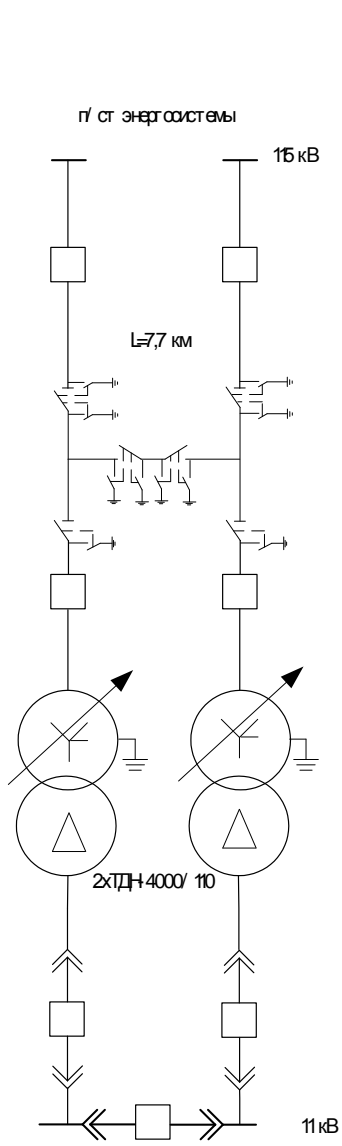


Рисунок 2 – Схемы сравнения вариантов внешнего электроснабжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП – 130302.07 ПЗ

Лист

27

4.1 Первый вариант внешнего электроснабжения (110 кВ)

4.1.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Вычисляем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах, А

$$I_p = \frac{4744,93}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 11,91,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{4744,93}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 23,82.$$

Расчетное сечение проводов линии 110 кВ, мм²

При $T_{\text{max}}=3500$ ч [9], $j_{\text{эк}}=1,1$ А/мм² [2, таблица 4.1].

$$F = \frac{11,91}{1,1} = 10,83.$$

По условию короны, на линии 110 кВ сечение провода 70 мм², является минимально допустимым.

Принимаем провод марки АС-70/11.

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс}} = 23,82 \text{ А}.$$

Капитальные вложения в оборудование и строительство ЛЭП

Стоимость элегазового выключателя ВГТ-110-П-40/2500ХЛ1 составляет 980 тыс. руб., разъединителя РДЗ.2-110/1000 УХЛ1 равна 170 тыс. руб. [7].

Цена постройки 1 км ВЛ 110 кВ на металлических опорах с подвешиванием одной цепи и проводом марки АС-70/11 составляет 811,6 тыс. руб./км [7].

Капитальные вложения в строительство 7,7 км ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ВЛ}} = 811,6 \cdot 2 \cdot 7,7 = 12498,64.$$

Общие капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 980 + 2 \cdot 170 + 12498,64 = 14798,64.$$

Капитальные вложения в ГПП

Цена трансформатора ТМН-4000/110 – 3700 тыс. руб. [6]

$$K_{\text{д}} = 2 \cdot 3700 = 7400.$$

Общие затраты на ГПП, тыс. руб.

					<i>ДП – 130302.07 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$K_{\text{ГПП}} = 2 \cdot 980 + 4 \cdot 170 + 7400 = 10040.$$

Общие капиталовложения по второму варианту, тыс. руб.

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} = 14798,64 + 10040 = 24838,64.$$

4.1.2 Расчет ежегодных расходов: на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

На амортизацию и обслуживание, ежегодные расходы составят, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma}^{\text{AM}} = \frac{2,8}{100} \cdot 12498,64 + \frac{6,3}{100} \cdot 2300 + \frac{6,3}{100} \cdot 7400 + \frac{6,3}{100} \cdot 2640 = 1003,90,$$

$$I_{\Sigma}^0 = \frac{0,4}{100} \cdot 12498,64 + \frac{3}{100} \cdot 2300 + \frac{3}{100} \cdot 7400 + \frac{3}{100} \cdot 2640 = 430,39.$$

Рассчитаем ежегодные расходы на покрытие потерь электроэнергии.

Время потерь, ч

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 1968.$$

Потери мощности на воздушной линии, кВт

$$\Delta P = \frac{4,74^2}{115^2} \cdot \frac{0,42 \cdot 7,7}{2} \cdot 10^3 = 2,75.$$

Потери энергии в линиях за год, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = 2,75 \cdot 1968 = 5417,94.$$

Потери энергии в трансформаторах за год, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ТР}} = 2 \cdot 5 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot \left(\frac{4744,93}{4000}\right)^2 \cdot 1968 = 95928,82.$$

Потери энергии за год, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = 5417,94 + 95928,82 = 101346,76.$$

Ежегодные расходы на потери электроэнергии, тыс. руб.

$$I_{\text{ПЭ}} = 2,88 \cdot 10^{-3} \cdot 101346,76 = 291,88.$$

Общие расходы за год, тыс. руб./год

$$I_{\Sigma} = 1003,90 + 430,39 + 291,88 = 1726,18.$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб./год

$$Z_{\Sigma} = 0,141 \cdot 24838,64 + 1726,18 = 5203,58.$$

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ				

4.2 Второй вариант внешнего электроснабжения (35 кВ)

4.2.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Вычисляем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах, А

$$I_p = \frac{4744,93}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 37,02,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{4744,93}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 74,04.$$

Расчетное сечение проводов линии 35 кВ, мм²

При $T_{\text{max}}=3500$ ч [9], $j_{\text{эк}}=1,1$ А/мм².

$$F = \frac{37,02}{1,1} = 33,65.$$

По условию короны, на линии 35 кВ сечение провода 50 мм², является минимально допустимым.

Принимаем стандартное сечение $F_{\text{ст.}}=50$ мм².

$$I_{\text{доп}} = 210 \text{ А} \geq I_{\text{раб. макс}} = 74,04 \text{ А}.$$

4.2.2 Капитальные вложения на строительство схемы электроснабжения

Капитальные вложения в оборудование и строительство ЛЭП

Цена элегазового выключателя ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 равна 790 тыс. руб., разъединителя РДЗ-35/1000 составляет 150 тыс. руб., [7].

Цена постройки 1 км ВЛ 35 кВ на металлических опорах с подвешиванием одной цепи и проводом марки АС-50/8 равна 635,1 тыс. руб./км, [7].

Капитальные вложения в строительство 7,7 км ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ВЛ}} = 635,1 \cdot 2 \cdot 7,7 = 9780,54.$$

Общие капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 790 + 2 \cdot 150 + 9780,54 = 11660,54.$$

Капитальные вложения в ГПП

Цена трансформатора ТМН-4000/35 – 2565 тыс. руб. [6]

$$K_{\text{д}} = 2 \cdot 2565 = 5130.$$

Общие затраты на ГПП, тыс. руб.

					<i>ДП – 130302.07 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$K_{\text{ГПП}} = 2 \cdot 790 + 4 \cdot 150 + 5130 = 7310.$$

Общие капиталовложения по второму варианту, тыс. руб.

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} = 11660,54 + 7310 = 18970,54.$$

4.2.3 Расчет ежегодных расходов: на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

На амортизацию и обслуживание, ежегодные расходы составят, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma}^{\text{AM}} = \frac{2,8}{100} \cdot 9780,54 + \frac{6,3}{100} \cdot 1880 + \frac{6,3}{100} \cdot 5130 + \frac{6,3}{100} \cdot 2180 = 734,39,$$

$$I_{\Sigma}^0 = \frac{0,4}{100} \cdot 9780,54 + \frac{3}{100} \cdot 1880 + \frac{3}{100} \cdot 5130 + \frac{3}{100} \cdot 2180 = 314,82.$$

Рассчитаем ежегодные расходы на покрытие потерь электроэнергии.

Время потерь, ч

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 1968.$$

Потери мощности на воздушной линии, кВт

$$\Delta P = \frac{4,74^2}{35^2} \cdot \frac{0,592 \cdot 7,7}{2} \cdot 10^3 = 37,48.$$

Потери энергии в линиях за год, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = 37,48 \cdot 1968 = 73773,27.$$

Потери энергии в трансформаторах за год, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ТР}} = 2 \cdot 4 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 34 \cdot \left(\frac{4744,93}{4000}\right)^2 \cdot 1968 = 75081,4.$$

Потери энергии за год, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = 73773,27 + 75081,4 = 148854,63.$$

Ежегодные расходы на потери электроэнергии, тыс. руб.

$$I_{\text{ПЭ}} = 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 148854,63 = 454,01.$$

Общие расходы за год, тыс. руб./год

$$I_{\Sigma} = 734,39 + 314,82 + 454,01 = 1503,21.$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб./год

$$3_{\Sigma} = 0,141 \cdot 18970,54 + 1503,21 = 4159,09.$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 130302.07 ПЗ					31

Таблица 5 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ вар.	K _Σ , тыс. р./год	Ежегодные издержки, р./год			З _Σ , р./год
		И _Σ ^{AM}	И _Σ ^O	И _{ПЭ}	
1(110)	24838,64	1003,90	430,39	291,88	5203,58
2 (35)	18970,54	734,39	314,82	454,01	4159,09

Вывод: для дальнейших расчетов принимаем 2 вариант – питание поселка по ВЛ 35 кВ.

5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
2. Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

5.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки, кВА/м²

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}, \quad (47)$$

где S_p – расчетная мощность потребителя, F - площадь помещения.

Проведем расчет для группы потребителей ТП-1

$$\sigma_n = \frac{562,45}{1701,00} = 0,33.$$

Если плотность нагрузки до $\sigma_n = 0,2$ кВА/м² целесообразно использовать трансформаторы мощностью до 1000 и 1600кВА, если плотность 0,2 – 0,5кВА/м² – мощностью 1600 кВ·А. Если плотность более 0,5кВА/м² целесообразность использования трансформаторов мощностью 1600 или 2500кВА [3].

Трансформатор выбираем мощностью 400 кВА.

Минимальное число цеховых трансформаторов $N_{мин}$ равной мощности $S_{ном.т}$ для питания:

$$N_{мин} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{ном.т}} + \Delta N, \quad (48)$$

где P_p – расчетная активная мощность нагрузок, связанных технологически, кВт; K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Рекомендуется принимать следующие коэффициенты загрузки трансформаторов: для цехов с преобладающей нагрузкой I категории для двухтрансформаторных ТП $K_3 = 0,75-0,8$; для цехов с преобладающей нагрузкой II категории для однострансформаторных подстанций в случае взаимного резервирования трансформаторов на низшем напряжении $K_3 = 0,8-0,9$; для цехов с нагрузкой III категории $K_3 = 0,95-1$.

$$N_{\text{мин}} = \frac{562,45}{0,75 \cdot 400} = 1,54 + 0,46 = 2.$$

Оптимальное число трансформаторов

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{мин}} + m = 2 + 0 = 2, \quad (49)$$

где m – дополнительные трансформаторы.

В таблице 6 приведены, результаты выбора цеховых трансформаторов.

Таблица 6 – Выбор цеховых трансформаторов

Наимен. пункта пит-я	Потребители	δ , м ²	P_p кВт	Q_p кВар	$S_{\text{ном.т.}}$ кВ·А	K_3	$N_{\text{опт}}$	Тип трансформатора
ТП1	1, 6, 2, 3	0,331	463,34	315,34	400	0,75	2	ТМ-400/10
ТП2	4, 17, 18, 19, 8	0,355	1148,02	866,09	1000	0,8	2	ТМ-1000/10
ТП3	9, 10, 11, 13, 14	0,426	1437,62	1081,70	1000	0,75	2	ТМ-1000/10
ТП4	15, 16	0,585	842,35	623,17	630	0,8	2	ТМ-630/10
ТП5	5, 7, 12	0,383	585,62	432,51	400	0,8	2	ТМ-400/10
ТП1	1, 6, 2, 3	0,331	463,34	315,34	400	0,75	2	ТМ-400/10
ТП2	4, 17, 18, 19, 8	0,355	1148,02	866,09	1000	0,8	2	ТМ-1000/10

3/2023

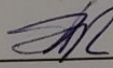
Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись

В.И. Пантелеев
инициалы, фамилия

« 23 » 06 2023 г.

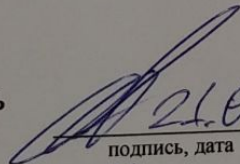
ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

13.03.02.31 Электроснабжение

Электроснабжение поселка в Юго-Восточной части Сибири

Пояснительная записка

Руководитель


подпись, дата

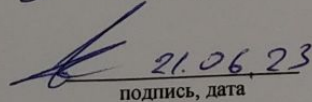
доц., канд.тех.наук

должность, ученая степень

А.С. Амузаде

инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

В.Е. Степаненко

инициалы, фамилия

Красноярск 2023

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись

В.И. Пантелеев
инициалы, фамилия

«04» 04 2023 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме дипломного проекта

Студенту Степаненко Владиславу Евгеньевичу

Группа: ЗФЭ18-05Б Направление (специальность): 13.03.02.07 «Электро-снабжение»

Тема выпускной квалификационной работы: Электроснабжение поселка в Юго-Восточной части Сибири.

Утверждена приказом по университету № 5352/с от 04.04.2023 г.

Руководитель ВКР: А.С. Амузаде, Доцент, кандидат технических наук, кафедра электроэнергетики.

Исходные данные для ВКР: генеральный план поселка, нагрузки потребителей.

Перечень разделов ВКР: расчет электрических нагрузок, определение месторасположение ГПП, выбор числа и мощности трансформаторов, выбор схемы внешнего электроснабжения, выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учётом КРМ, выбор компенсирующих устройств, выбор кабельных линий, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземляющего устройства и грозозащиты, релейная защита, специальный вопрос, расчет технико-экономических параметров.

Перечень графического материала: презентационный материал в количестве 9 слайдов, генплан блока завода цехов с картограммой электрических нагрузок, экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения, однолинейная схема электроснабжения блока цехов, план и разрез ГПП, схема релейной защиты трансформатора ГПП, таблица ТЭП, чертежи спецвопроса.

Руководитель ВКР



подпись

А.С. Амузаде

Задание принял к исполнению



подпись

В.Е. Степаненко

« 3 » февраля 2023 г.

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
Политехнический институт

ОТЗЫВ

руководителя о бакалаврской работе
студента *факультета энергетики*
группы ЗФЭ18-05Б

Степаненко Владислава Евгеньевича
(Ф.И.О. студента)

1. Бакалаврская работа выполнена по заданию кафедры

электроэнергетики ПИ СФУ

_____ (наименование организации, отдела)

2. В работе (проекте) решены следующие задачи:

Дана краткая характеристика электроприемников поселка в Юго-Восточной части Сибири. Произведен расчет электрических нагрузок, выбор центра электрических нагрузок, технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения, выбор числа и мощности цеховых трансформаторов, выбор кабельных линий, расчет компенсирующих устройств, выбор схемы электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрооборудования, расчет заземления и грозозащиты подстанции, рассмотрены вопросы электробезопасности, а также произведен расчет релейной защиты трансформатора ГПП, спецвопрос на тему «Организационные и технические мероприятия при работах в ТП».

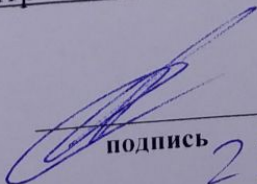
3. Замечания и предложения по проекту и его оценка:

нет

Проект заслуживает оценки «отлично»,

а его автор — присвоения квалификации бакалавр техники и технологии
по профилю подготовки Электроснабжение.

Руководитель проекта


подпись

Амузаде А.С.
Фамилия И.О

23.06.2023_{г.}