

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Электроснабжение группы цехов трубопрокатного завода

Студент

Е.Н. Старкова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Бакалаврская работа состоит из введения, трех глав, заключения и списка литературы.

В первой главе затронуты вопросы, касающиеся анализа существующей схемы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода;

Во второй главе разработаны технические мероприятия и предложения по осуществлению электроснабжения предприятия;

Третья глава посвящена обеспечению надежности функционирования системы электроснабжения, а именно: выбор коммутационной аппаратуры на напряжение 35 и 10кВ, релейной защите и автоматики элементов системы электроснабжения, техника безопасности при эксплуатации системы электроснабжения, а также экономическая оценка проекта;

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки – 49 листов и 6 чертежей.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Анализ существующей системы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода и обоснование направлений ее совершенствования .	7
1.1 Общие сведения о трубопрокатном заводе и характеристика проблем его энергоснабжения	7
1.2 Характеристика источников и приемников электроэнергии.....	7
1.3 Расчет электрических нагрузок объекта	9
1.4 Построение картограммы электрических нагрузок, определение их центра и месторасположения ГПП	12
2 Разработка технических предложений по электроснабжению предприятия	15
2.1 Выбор схем электроснабжения и заземления	15
2.2 Обоснование состава трансформаторной подстанции.....	17
2.3 Проектирование распределительной сети	18
3 Обеспечение надежности функционирования системы, электроснабжения	25
3.1 Выбор коммутационных аппаратов	25
3.1.1 Выбор высоковольтных выключателей 35кВ	25
3.1.2 Выбор разъединителей 35кВ.....	25
3.1.3 Выбор трансформаторов тока 35кВ	26
3.1.4 Выбор трансформаторов напряжения 35кВ	26
3.1.5 Выбор высоковольтных выключателей 10кВ	27
3.1.6 Выбор комплектных распределительных устройств 10кВ.....	27
3.1.7 Выбор трансформаторов тока 10кВ	28
3.1.8 Выбор трансформаторов напряжения 10кВ	28
3.2 Релейная защита и автоматика	29
3.3 Техника безопасности при эксплуатации элементов системы электроснабжения	32

3.3.1 Правила техники безопасности при обслуживании коммутационной аппаратуры.....	32
3.3.2 Правила ТБ при обслуживании комплектных РУ	33
3.3.3 Требования Правил ТБ при ремонтных работах на кабельных линиях .	35
3.3.4 Требования техники безопасности при эксплуатации заземляющих устройств.....	36
3.3.5 Требования техники безопасности при эксплуатации молниезащиты ..	37
3.4 Экономическая оценка проекта	40
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	48

ВВЕДЕНИЕ

На данный момент развитие энергетики в значительной мере влияет на развитие народного хозяйства и промышленности в страны. К увеличению потребления электроэнергии приводит не только ввод нового оборудования, но так способствует развитию магистральных и распределительных сетей предприятия.

Электрическая сеть - это совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередач, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии. Электрические сети имеют иерархическую структуру и, в зависимости от уровня данной иерархии, значительно отличаются по пропускной способности, класса напряжения и другим параметрам. Верхним уровнем электрических сетей является Единая энергетическая система России.

Воздушная линия электропередач – это средство передачи электроэнергии на расстояние на открытом воздухе. Воздушная линия включает в себя провода, которые крепятся к опорам при помощи изоляторов. По воздушным линиям может передаваться как переменный, так постоянный ток.

Стратегическими целями развития современной электроэнергетики в рассматриваемой перспективе являются:

- Надежное энергоснабжение экономики и населения страны электроэнергией;
- Сохранение целостности и развитие единой энергетической системы страны, ее интеграция с другими энергообъединениями на Евроазиатском континенте;
- Повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе новых современных технологий;
- Снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Актуальность задачи обеспечения надежного электроснабжения предприятий возросла в последние годы в связи с серьезными, не только количественными, но и качественными изменениями потребителей электроэнергии. В связи с этим возросли требования к надежности электроснабжения промышленных предприятий, к качеству электрической энергии, к ее экономическому использованию и рациональному расходованию материальных ресурсов при сооружении систем электроснабжения.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода. Основной задачей настоящего проекта является проектирование надежного бесперебойного электроснабжения приемников цеха с минимальными капитальными затратами и эксплуатационными издержками и обеспечение высокой безопасности.

1 Анализ существующей системы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода и обоснование направлений ее совершенствования

1.1 Общие сведения о трубопрокатном заводе и характеристика проблем его энергоснабжения

Трубопрокатный завод является производством по выпуску труб различного диаметра и изготовленных из разных марок стали. Основным способом получения бесшовных труб является способ раскатки гильз и как результат получение черновой трубы.

Основной продукцией трубопрокатного завода является:

- трубы водопроводные и нефтегазопроводные хладостойкие;
- обсадные и насосно-компрессорные;
- котельные;
- трубы для машиностроения, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, и т.д.

Трубопрокатный завод так же является поставщиком заготовок для других предприятий. Завод поставляет:

- заготовка для насосно-компрессорных труб диаметром 60ч88,9 мм - с трубопрокатной установки 30-102;
- заготовка для нефтегазопроводных труб диаметром 60ч108.

Питание трубопрокатного завода осуществляется от подстанции энергосистемы на которой установлены два трансформатора мощностью 25 МВА напряжением 37/10,5кВ. Трансформаторы работают отдельно. Расстояние от подстанции энергосистемы до трубопрокатного завода равно 42 км. Электрическая сеть цехового электроснабжения трубопрокатного завода осуществляется преимущественно по магистральной схеме. Главным преимуществом магистральной схемы по сравнению с радиальными является простота обслуживания и эксплуатации линий, менее затратный монтаж оборудования и применение более простых схем автоматизации по

сравнению с радиальной схемой. По сравнению со всеми плюсами магистральная схема обладает так же существенными недостатками. Магистральная схема электроснабжения является менее надежной по сравнению с радиальными схемами электроснабжения так как при аварийной ситуации или повреждении магистрального шинпровода питание теряют все потребители.

1.2 Характеристика источников и приемников электроэнергии

Питание потребителей трубопрокатного завода осуществляется от 10 комплектных трансформаторных подстанций, расположенных на территории завода. Потребителями трубопрокатного завода являются электроприемники до и выше 1000В. Суммарная установленная мощность электрооборудования до 1000В составляет 6497,12кВт. Оборудованием выше 1000В являются синхронные электродвигатели кислородной станции с суммарной установленной мощностью 2500кВ.

Таблица 1 - Перечень цехов предприятия

	Наименование цеха
1	Цех горячей прокладки бесшовных труб
2	Трубосварочный цех
3	Трубоволоочильный цех №1
4	Кузнечно-прессовой цех
5	Очистные сооружения №1
6	Очистные сооружения №2
7	Цех ремонта прокатного оборудования
8	Механический цех
9	Склад 1
10	Трубоволоочильный цех №2
11	Склад 2
12	Заводоуправление
13	Центральная котельная
14	Кислородная станция

1.3 Расчет электрических нагрузок объекта

Расчетные нагрузки для цехов трубопрокатного предприятия определяются методом коэффициента спроса. Все расчеты по нагрузкам завода отображены в таблице 2.

Расчетная активная мощность цеха:

$$P_p = K_c \cdot P_n; \quad (1)$$

Расчетная реактивная мощность цеха:

$$Q_p = K_c \cdot P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (2)$$

Нагрузка электрического освещения:

$$P_{po} = p_o \cdot F \cdot K_{co}; \quad (3)$$

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

где p_o - нагрузка производственной площади, Вт/м²;

Примем

F - площадь цеха, м²;

$\operatorname{tg} \varphi$ - определяется из $\cos \varphi$;

K_{co} - коэффициент спроса на осветительную установку.

Суммарная активная нагрузка цеха:

$$\Sigma P_p = P_p + P_{po}; \quad (5)$$

Суммарная реактивная нагрузка цеха:

$$\Sigma Q_p = Q_p + Q_{po}; \quad (6)$$

Определим полную цеховую нагрузку с учетом коэффициента одновременности максимумов нагрузок K_{pm} , значение которого принимается в зависимости от расположения цеха относительно ЦЭН, при этом $K_{pm} = 0,82 \div 1,00$:

$$S_p = K_{pm} \sqrt{(\sum P_p)^2 + (\sum Q_p)^2} \quad (7)$$

Для расчета нагрузки предприятия необходимо учесть потери в цеховых трансформаторах, но так как они еще не выбраны, потери составляют:

$$\Delta P_t = 0,02 \cdot S_p; \quad (8)$$

$$\Delta Q_t = 0,1 \cdot S_p; \quad (9)$$

Расчетная нагрузка цеха с учетом потерь определяется по формуле:

$$S = K_{p.m.} \sqrt{(P_p + P_{p.o.} + \Delta P_t)^2 + (Q_p + Q_{p.o.} + \Delta Q_t)^2} \quad (10)$$

Таблица 2 - Определение расчетных нагрузок предприятия

Наименование цеха	P_n кВт	K_c	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_p кВт	Q_p кВАр	P_0 Вт/м ²	$F, \text{ м}^2$	K_{co}	P_{po} кВт	Q_{po}	ΣP_p кВт	ΣQ_p кВАр	S_p кВА	ΔP_T кВт	ΔQ_T кВАр	$S, \text{ кВА}$
Цех горячей прокладки бесшовных труб	900	0,6	0,65	1,17	540	631,3	8	1280	0,95	9,7	3,11	549,7	634,4	839,4	16,79	83,95	839,4
Трубо сварочный цех	700	0,7	0,8	0,75	490	367,5	8	2000	0,95	15,2	4,86	505,2	372,3	627,6	12,55	62,76	627,6
Трубоволоочильный цех №1	800	0,35	0,7	1,02	280	285,6	8	2000	0,95	15,2	4,86	295,2	290,5	414,1	8,28	41,42	414,1
Кузнечно-прессовой цех	900	0,25	0,65	1,17	225	263,0	8	5120	0,95	38,9	12,4	263,9	275,5	381,5	7,63	38,15	381,5
Очистные сооружения №1	290	0,35	0,7	1,02	101,5	103,5	8	6400	0,95	48,6	15,5	150,1	119,1	191,6	3,83	19,17	191,6
Очистные сооружения №2	140	0,35	0,7	1,02	49	49,99	8	1600	0,95	12,1	3,89	61,16	53,88	81,51	1,63	8,15	81,51
Цех ремонта прокатного оборудования	342,1	0,2	0,65	1,17	68,4	79,99	8	960	0,95	7,29	2,33	75,72	82,33	111,8	2,24	11,19	111,8
Механический цех	700	0,6	0,65	1,17	420	491,0	8	1920	0,95	14,5	4,66	434,5	495,7	659,2	13,18	65,92	659,2
Склад 1	120	0,35	0,7	1,02	42	42,84	8	2080	0,95	15,8	5,05	57,8	47,90	75,08	1,50	7,51	75,08
Трубоволоочильный цех №2	700	0,5	0,75	0,88	350	308,6	8	1040	0,95	7,90	2,52	357,9	311,2	474,2	9,49	47,43	474,2
Склад 2	180	0,6	0,8	0,75	108	81	8	960	0,85	6,52	2,08	114,5	83,08	141,4	2,83	14,15	141,4
Заводоуправление	300	0,5	0,8	0,75	150	112,5	8	1040	0,85	7,07	2,26	157,0	114,7	194,5	3,89	19,45	194,5
Центральная котельная	300	0,7	0,6	1,33	210	280	8	960	0,85	6,52	2,08	216,5	282,0	355,6	7,11	35,56	355,6
Кислородная станция	125	0,85	0,8	0,75	106,2	79,68	8	960	0,85	6,52	2,08	112,7	81,77	139,3	2,79	13,93	139,3
	2500	0,85	0,85	0,62	2125	-----	-----	-----	----	----	----	2125	-----	2125	-----	-----	2125
Всего по цехам												5477,2	3244,6	6812,3	93,74	468,73	5066
Наружное освещение							0,16	42080	1	6,7	2,1	6,73	2,15	6,7328			
Потери ГПП															101,32	506,60	
Итого (с учетом потерь)												5679,0	4222,1	7076,6			

1.4 Построение картограммы электрических нагрузок, определение их центра и месторасположения ГПП

Радиус окружности:

$$R = \sqrt{\frac{\sum P_p}{\pi \cdot m_p}}, \quad (11)$$

где $m_p = 1 \text{ кВт/мм}^2$ - масштаб мощности.

Для представления о том, какая часть мощности используется для освещения цеха, на окружности выделяется сектор, угол которого пропорционален общей нагрузке цеха.

$$\alpha = \frac{P_{po} \cdot 360^\circ}{\sum P_p}. \quad (12)$$

Таблица 3 – Данные для картограммы нагрузок

	Наименование	$\sum P_p$, кВт	R , мм	P_{po} , кВт	α , град
1	Цех горячей прокладки бесшовных труб	566,52	13,43	9,73	6,18
2	Трубо сварочный цех	517,75	12,84	15,20	10,57
3	Трубоволоочильный цех №1	303,48	9,83	15,20	18,03
4	Кузнечно-прессовой цех	271,54	9,30	38,91	51,59
5	Очистные сооружения №1	153,97	7,00	48,64	113,72
6	Очистные сооружения №2	62,79	4,47	12,16	69,72
7	Цех ремонта прокатного оборудования	77,96	4,98	7,30	33,69
8	Механический цех	447,78	11,94	14,59	11,73
9	Склад 1	59,31	4,35	15,81	95,95
10	Трубоволоочильный цех №2	367,39	10,82	7,90	7,75
11	Склад 2	117,36	6,11	6,53	20,02
12	Заводоуправление	160,96	7,16	7,07	15,82
13	Центральная котельная	223,64	8,44	6,53	10,51
14	Кислородная станция 0,4кВ	115,56	6,07	6,53	20,34
	Кислородная станция 10кВ	2125	26,01	-----	-----

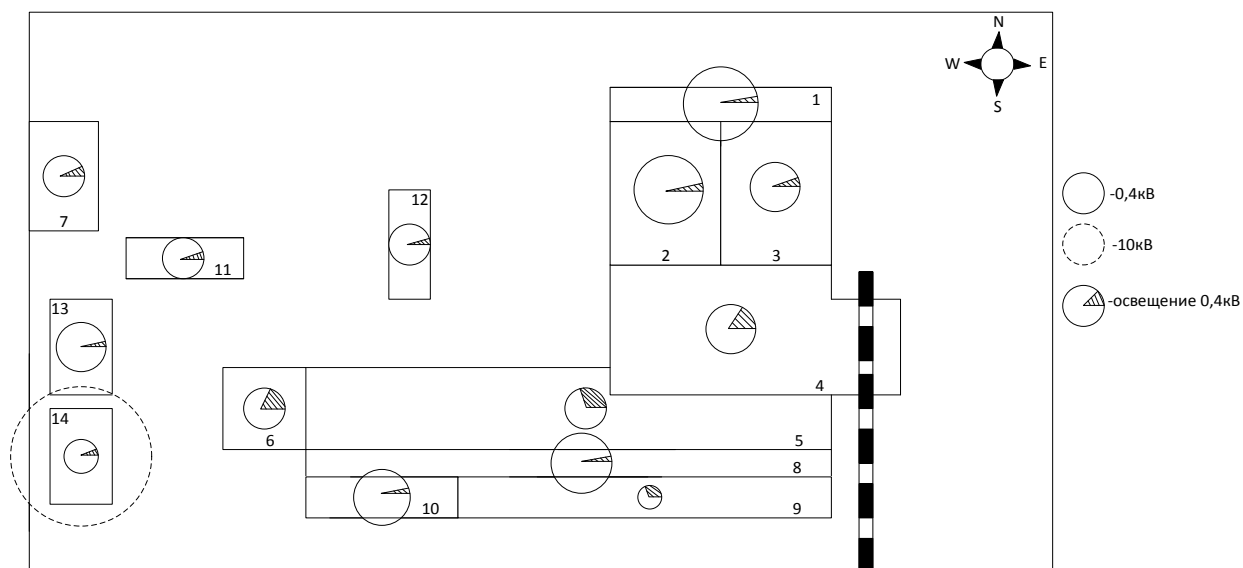


Рис. 2 – Картограмма нагрузок

Координаты ЦЭН:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad (13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}. \quad (14)$$

Таблица 4– Определение центра электрических нагрузок

	X	Y	ΣP_p	$\Sigma P_p \cdot X$	$\Sigma P_p \cdot Y$
1	333,3	226,6	566,52	188820,3	128372,87
2	306,6	189,3	517,75	158742,8	98010,45
3	360	189,3	303,48	109254,1	57449,44
4	336	120	271,54	91238,21	32585,074
5	306	80	153,97	47115,75	12317,84
6	173,3	80	62,79	10881,54	5023,21
7	16	196	77,96	1247,314	15279,59
8	306	53,3	447,78	137019,7	23866,5
9	306	36	59,31	18148,73	2135,14
10	173,3	36	367,39	63668,62	13226,02
11	80	153,3	117,36	9388,63	17990,96
12	186,6	160	160,96	30035,62	25754,01

Данные из Таблицы 4 подставим в формулы (13) и (14)

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{874584,07}{3446,02} = 253,79 \text{ м}$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{464283,43}{3446,03} = 134,72 \text{ м}$$

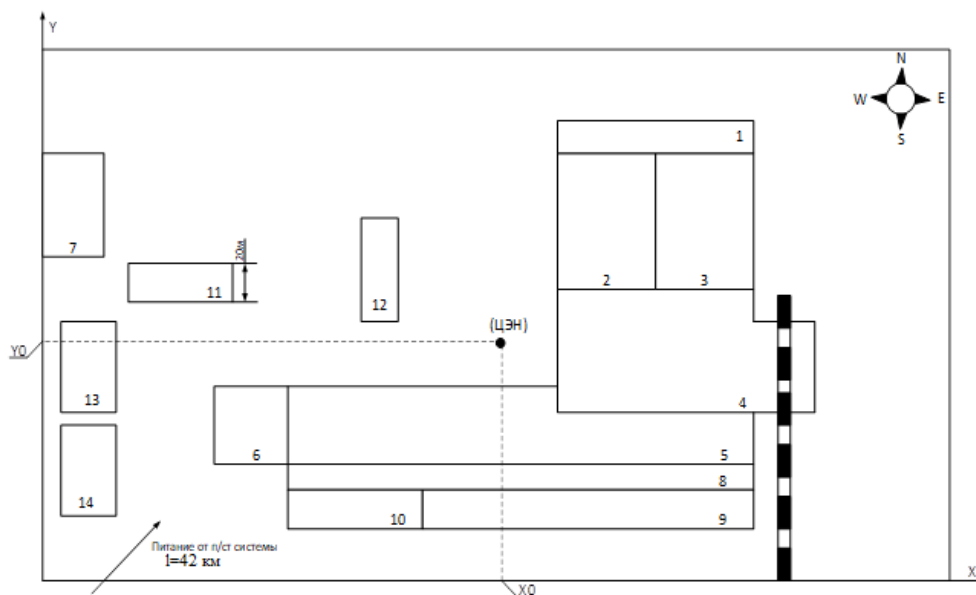


Рис.3 - ЦЭН трубопрокатного завода

В условном месте ЦЭН невозможно установить подстанцию, поэтому питание разместим в непосредственной близости около центра нагрузки.

2 Разработка технических предложений по электроснабжению предприятия

2.1 Выбор схем электроснабжения и заземления

Подстанция получает питание от линии 35кВ. Количество присоединений: 2 линии и 2 трансформатора. Этим условиям удовлетворяют 2 схемы: 35-5Н (Мостик с выключателями в цепях линии) и 35-5АН (Мостик с выключателями в цепях трансформаторов) [3].

Рассмотрим эти два варианта схем внешнего электроснабжения:

1) Мостик с выключателями в цепях линий (см.рис 4);

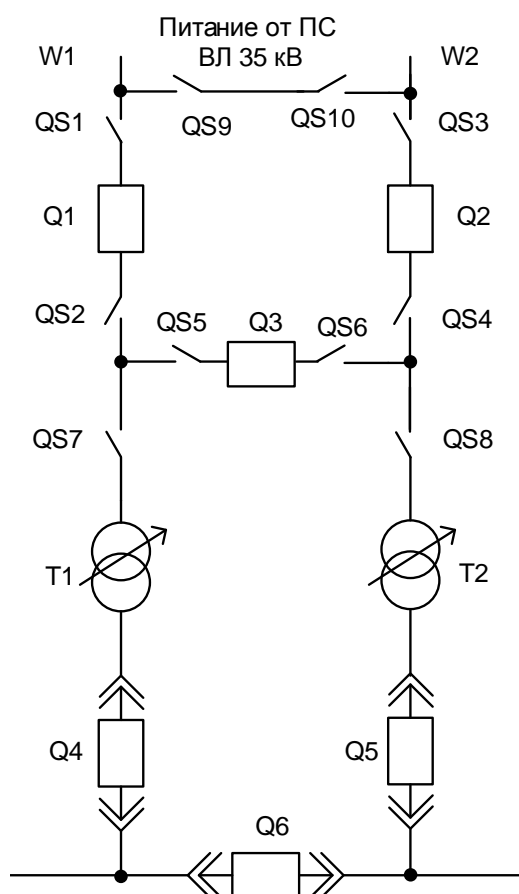


Рис. 4 - Вариант №1 схемы внешнего электроснабжения

Данная схема применяется при необходимости сохранения в работе трансформаторов при коротком замыкании на линии. Нужно рассмотреть наш случай в отдельности.

Подстанция является проходной, но питания в нормальном режиме получает только по линии W2 и запитывает трансформатор другой подстанции (ПС3) по линии W1. ПС3 снабжена неавтоматической перемычкой.

При коротком замыкании на линии W1 мы обесточиваем трансформатор, расположенный на ПС3, но питания нашей подстанции будет продолжаться по линии W2, так же в работе останутся оба трансформатора.

При коротком замыкании на линии W2 происходит полное отключение подстанции. Так как основными потребителям являются потребители 3 категории, то возможен перерыв в электроснабжении в течении 1 суток.

2) Мостик с выключателями в цепях трансформатора (см.рис. 5);

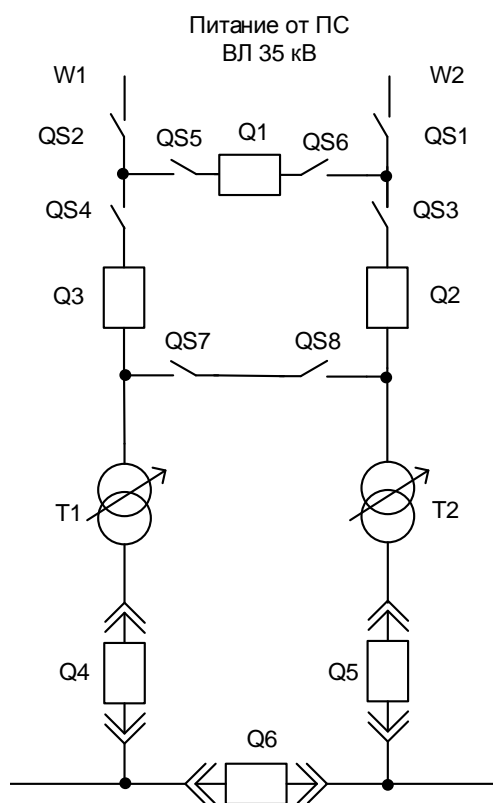


Рис. 5 - Вариант №2 схемы внешнего электроснабжения

Данная схема применяется при необходимости сохранения в работе линий при коротком замыкании в трансформаторе.

Наша основная цель это сохранение в работе линии W2, так как без нее подстанции не будет получать питания.

При коротком замыкании в линии W1 мы получим отключение трансформатора T1, что приведет к срабатыванию АВР секционного выключателя на стороне 10кВ.

По суточным графикам нагрузки летнего и зимнего дня можно увидеть, что трансформаторы не догружаются и зимой, и летом.

Если тенденция к уменьшению нагрузки продолжится, то можно будет рассматривать работу первого трансформатора и второго трансформатора в резерве.

Для электроснабжения трубного завода выбираем второй вариант схемы электроснабжения.

2.2 Обоснование состава трансформаторной подстанции

На предприятии большинство потребителей относится ко второй категории, а также к первой, поэтому принимаем число трансформаторов равное двум.

Выбор мощности трансформаторов производится с учётом его перегрузочной способности. При выходе из строя одного трансформатора оставшиеся в период спада нагрузки должны обеспечить электроснабжение всех потребителей (1, 2 и 3 категорий). При нагрузке $s \geq 0,7S_{\max}$ потребители 3 категории отключаются. При отсутствии в электрических сетях резервных трансформаторов возможен выбор трансформаторов для двухтрансформаторной подстанции по условию:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq S_p \cdot 0,7, \quad (22)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ - ориентировочная номинальная мощность трансформатора;

$$S_{\text{ном.тр}} \geq 7076,6 \cdot 0,7 = 4953,62 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформаторы ТМН-6300/35/10 [2]. Его параметры внесём в таблицу 5.

Таблица 5 - Параметры трансформаторов ГПП

$S_{\text{н}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение К.З., %	Ток Х.Х., %
				Х.Х.	К.З.		
6,3	35	10	У/Д-11	5,5	46,5	7,5	0,3

Трансформаторы, разместим ГПП за территорией завода максимально приближенно к ЦЭН.

В состав трансформаторной подстанции ГПП входят два трансформатора типа ТМН-6300/35/10 для обеспечения резервирования, а также выключатели и распределительное устройство на низкой стороне для распределительной сети завода.

Выделим под ГПП площадку $40 \times 25 \text{ м}^2$.

2.3 Проектирование распределительной сети

Кабельные линии предназначены для передачи электроэнергии, состоят из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами, а также крепежными деталями. При выборе способов прокладки КЛ необходимо выполнять рекомендации:

1. При прокладке кабелей в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать не более 6 силовых кабелей. При большем количестве кабелей следует прокладывать в отдельных траншеях с расстоянием между группами не менее 0,5 м или в каналах, туннелях по эстакадам и в галереях (при количестве силовых кабелей в одном направлении более 20).

2. Прокладка кабелей в блоках применяется при условиях большой стесненности по трассе, в местах пересечения с железнодорожными путями и переездами.

3. Внутри зданий кабели можно прокладывать по конструкциям зданий открыто в коробах или трубах, каналах, блоках, туннелях, в трубах, проложенных в полах и перекрытиях, по фундаментам машин, в шахтах, кабельных этажах и двойных полах.

Используем прокладку кабелей в траншеях, поскольку это наиболее простой и дешевый способ, экономичный по расходу цветных металлов. При прокладке КЛ в траншеях необходимо снизу кабелей применять подсыпку, а сверху - слоем мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора или шлака. В одной траншее с силовыми кабелями допускается прокладка 3-4 контрольных кабелей. При параллельной прокладке кабельных линий расстояние по горизонтали между ними должно быть не менее 100 мм.

Протяженность кабельных и межцеховых сетей до 1 кВ рекомендуется принимать не более 150 м. Общие требования к КЛ: трасса выбирается кратчайшей параллельно фундаментам зданий; пересечение кабелей друг с другом, а также с другими коммуникациями сводится к минимуму; количество кабелей в траншее - не более шести.

В качестве распределительной сети предприятия спроектирована система электроснабжения по радиальному принципу построения (см.рис.6), которая будет обеспечивать более высокую надежность по сравнению с магистральной схемой.

С Выбор конкретной схемы внутреннего электроснабжения выполняется на основе технико-экономического сравнение вариантов.

Сплошной толстой линией обозначены кабельные линии 10 кВ (питание ТП по двум линиям); пунктирной толстой линией - кабели 0,4 кВ (питание РУ по двум линиям). На всех ЦТП принимаем к установке два трансформатора согласно категорийности потребителей.

Внутризаводское электроснабжение выполним кабельными линиями. Способ канализации кабельных линий по территории завода выберем в земле в траншеях, как наиболее подходящий. Потому что количество кабелей в одной траншее не будет превышать шести и прокладка кабелей в траншеях значительно дешевле прокладки кабелей в кабельных каналах. Кабели укладываем в траншеи глубиной 0,7 м., предварительно подсыпанную слоем мелкой земли.

При параллельной прокладке кабельных линий расстояние по горизонтали в свету между кабелями принимаем 100 мм [1].

Для прокладки в траншеях на напряжение 10 кВ используем бронированные кабели марки АПвБП - силовые кабели трёхжильные с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена, бронированные, в оболочке из полиэтилена [7].

Кабельные линии напряжением 0,4 кВ выполняем четырехжильными кабелями марки АПвБбШП - силовые кабели с алюминиевыми токопроводящими жилами, изоляцией жил из сшитого полиэтилена, броней из двух стальных лент, без подушки, предохраняющей изоляцию от коррозии и механических повреждений лентами или проволоками брони, с защитным покровом в виде выпрессованного шланга из полиэтилена [15].

Кабель выбираем по экономическому сечению:

$$F = \frac{I_p}{j}, \quad (23)$$

где j - экономическая плотность тока

Расчетный ток кабельной линии:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_H}, \quad (24)$$

где S_p - максимальная расчетная нагрузка, проходящая по линии, кВА, с учётом компенсации;
 максимальное напряжение линии, кВ.
 n - количество кабелей.

Проверка по нагреву сводится к сравнению максимального расчётного тока с табличным допустимым током для кабеля, с учетом коэффициента прокладки:

$$\frac{I_{\phi}}{K_{\text{ПР}}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (25)$$

где $I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток проводника, А [7];

$K_{\text{ПР}}$ - поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле. [1, Табл. 1.3.26].

Потери напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_l + Q \cdot x_l}{U_n}; \quad (26)$$

Относительные потери напряжения:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\%; \quad (27)$$

Приведем пример расчета участка ГПП – КТП 4 для первого варианта схемы (см. рис. 6).

Максимальный расчетный ток по формуле (31):

$$I_p = \frac{294.3}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 8.5 \text{ A}$$

$$F = \frac{8.5}{1.1} = 7.72 \text{ мм}^2$$

По каталогу [15] выбираем кабель АПВБП-3х35 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 136 \text{ А}$. Удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля равны

$$\text{Соответственно } r_0 = 0,92 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, x_0 = 0,095 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Проверим кабель по форсированному режиму:

$$\frac{2I_p}{K_{\text{пр}}} = \frac{17}{0,8} = 21,25 \text{ А}$$

Кабель прошел проверку по нагреву.

Потеря напряжения в кабеле равна:

$$\Delta U = \frac{271.5 \cdot 0.92 \cdot 0.35 + 113.6 \cdot 0.095 \cdot 0.35}{10} = 9.07 \text{ В};$$

$$\Delta U\% = \frac{9,07}{10000} \cdot 100\% = 0,09\%$$

Значение падения напряжения не превышает допустимого по требованиям ПУЭ ($\Delta U_{\%} \leq 5\%$).

Значения по выбору кабельной сети для электроснабжения трубного завода сведем в Таблицу 7.

Таблица 7 - Оценка стоимости кабельной сети

Участок сети	S_p , кВА	число кабелей	I_p , А	$F_{эк}$, мм ²	Марка и сечение кабеля	Идоп, А	l, км	$\Delta U_{\%}$, %
ГПП-КТП1	914,89	2	26,44	24,04	АПвБП 3х35	136	0,11	0,059
ГПП-КТП2	676,31	2	19,55	17,77	АПвБП 3х35	136	0,08	0,039
ГПП-КТП3	449,76	2	13,00	11,82	АПвБП 3х35	136	0,9	0,260
ГПП-КТП4	414,87	2	11,99	10,90	АПвБП 3х35	136	0,04	0,010
ГПП-КТП5	206,95	2	5,98	5,44	АПвБП 3х35	136	0,05	0,007
ГПП-КТП6	449,99	2	13,01	11,82	АПвБП 3х35	136	0,1	0,032
ГПП-КТП8	718,28	2	20,76	18,87	АПвБП 3х35	136	0,21	0,090
ГПП-КТП10	594,56	2	17,18	15,62	АПвБП 3х35	136	0,26	0,106
ГПП-КТП13	509,92	2	14,74	13,40	АПвБП 3х35	136	0,13	0,037
ГПП-КТП14	150,05	2	4,34	3,94	АПвБП 3х35	136	0,17	0,019

3 Обеспечение надежности функционирования системы, электроснабжения

3.1 Выбор коммутационных аппаратов

3.1.1 Выбор высоковольтных выключателей 35кВ

В нашей схеме необходимо установить 3 выключателя 1 секционный и 2 линейных.

В рассматриваемой схеме будем использовать выключатель вакуумный, трехполюсной наружной установки типа С-35-3200/2000-50Б У1 на номинальное напряжение 35 кВ, номинальный ток отключения 50 кА, номинальный ток 2000 А, для умеренно-холодного климатического исполнения. Технические характеристики выбранного выключателя приведены в таблице 8.

Таблица 8- Паспортные данные на выключатель С-35-3200/2000-50БУ1

$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{н.откл},$ кА	$I_{пр.скв},$ кА	$i_{пр.скв},$ кА	$I_{вкл},$ кА	$i_{вкл},$ кА	$I_{терм}, / t_{терм},$ кА / с	$t_{п.в} / t_{с.в},$ с	$\beta, \%$
35	2000	50	50	125	50	63	50/3	0,06/0,04	40

3.1.2 Выбор разъединителей 35кВ

Нам нужно установить 6 выключателей: 4 разъединителя (с двумя заземляющими ножами) и 2 разъединителя (с одним заземляющим ножом).

Рассмотрим разъединитель РГПЗ-СЭЩ-2(1а,1б)-II-35/1000 УХЛ1 [6].

Разъединитель горизонтально-поворотного типа с заземляющими ножами, предназначенный для 2 степени загрязнения по ГОСТ 9920-89, номинальное напряжения 35кВ, номинальный ток 1000А. Климатическое исполнение умеренно-холодный климат, предназначен для наружной установки.

Технические характеристики разъединителя указаны в таблице 9

Таблица 9 – Технические характеристики разъединителя РГН-1-110П/1000

$U_{в.ном}$, кВ	$I_{в.ном}$, А	$i_{пр.скв}$, кА	$I_{терм}$, кА/ $t_{терм}$, с
35	1000	50	20/3

3.1.3 Выбор трансформаторов тока 35кВ

Так как в выключатели не предусмотрены встроенные трансформаторы тока, то устанавливаем внешние трансформаторы тока. Примем количество трансформаторов тока, согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 для схемы 5АН.

Выберем трансформаторы тока ТЛО-35-П-0,5/10Р-200/5 УХЛ1 [9]

Технические характеристики ТТ указаны в таблице 10.

Таблица 10 - Характеристики ТЛО-35-П-0,5/10Р-75/5 У1

$U_{ном}$, кВ	$I_{ном1}$, А	$I_{ном2}$, А	Класс точности	$i_{дин}$, кА	$I_{терм}$, кА/ $t_{терм}$, с
35	150	5	0,5/10Р	81	31,5/3

В перемычке устанавливаем трансформатор ТЛО-35-П-0,5/10Р-200/5 УХЛ1. Очевидно, что он так же пройдет проверку.

3.1.4 Выбор трансформаторов напряжения 35кВ

Произведём выбор трансформаторов напряжения из [9]. В качестве трансформатора напряжения будем использовать трансформатор типа НАМИ-35 УХЛ1 – антирезонансный трехобмоточный трансформатор напряжения с естественной циркуляцией воздуха и масла, для обнаружения однофазных К.З. Класс точности – 0,5, что соответствует требованиям по учету электроэнергии. Данный трансформатор подходит по номинальному напряжению, классу точности и схеме соединения обмоток. Принимаем к установке трансформатор напряжения данного типа. Устанавливаем его через предохранитель ПКН103-35 УХЛ1[11]

Для защиты оборудования подстанции от набегающих волн перенапряжений будем использовать ограничитель перенапряжения (ОПН). Принимаем ОПН-РК-35/40,5-10-680 – УХЛ1[10].

3.1.5 Выбор высоковольтных выключателей 10кВ

В качестве выключателей ввода проверим выключатели марки ВВ-М-10-31,5/1000-У2 [10]. Технические характеристики выбранного выключателя приведены в таблице 11.

Таблица 11- Паспортные данные на выключатель ВВ-М-10-31,5/1000-У2

$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{н.откл}},$ кА	$I_{\text{пр.скв}},$ кА	$i_{\text{пр.скв}},$ кА	$I_{\text{вкл}},$ кА	$i_{\text{вкл}},$ кА	$I_{\text{терм}}, / t_{\text{терм}},$ кА / с	$t_{\text{п.в}}/t_{\text{с.в}},$ с	$\beta,$ %
10	1000	31,5	31,5	80	31,5	52	31,5/3	0,09/0,015	40

В качестве секционного выключателя и линейных выключателей, а также выключателей в линиях СД принимаем выключатели такой же марки, как и ввода, их расчеты на проверку идентичны.

3.1.6 Выбор комплектных распределительных устройств 10кВ

Выключатели ввода, секционный и линейные выключатели ВВ-М-10-31,5/1000-У2 помещаем в ячейки КРУ серии D-12Р [10]. Технические характеристики ячейки КРУ приведены в таблице 12.

Таблица 12– Технические характеристик ячейки КРУ серии D-12Р

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей, А	630
Номинальный ток сборных шин, А	630
Номинальный ток отключения выключателя, кА	12,5
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}},$ кА / допустимое время его действия $t_{\text{терм}},$ с	12,5/3

3.1.7 Выбор трансформаторов тока 10кВ

В КРУ выключателей ввода выбираем трансформатор тока ТЛК-10-0,5/10Р-500/5 У3 [9]. Технические характеристики приведены в таблице 13.

Таблица 13– Характеристики ТЛК-10-0,5/10Р-300/5 У3

$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{2ном}$, А	$I_{пр.скв.}$ кА	$I_{терм.}$ кА/ $t_{терм.}$ с
10	500	5	60	40/3

Выбранные для установки в цепи линейных выключателей 10 кВ трансформаторы тока представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Выбранные трансформаторы тока для отходящих линий

Отходящая линия	$I_{ном}$, А	$I_{ф.р.}$, А	Марка ТТ
ГПП-КТП1	26,44	52,88	ТЛК-10-0,5/10Р-75/5У3
ГПП-КТП2	19,55	39,1	ТЛК-10-0,5/10Р-50/5У3
ГПП-КТП3	13,0	26	ТЛК-10-0,5/10Р-30/5У3
ГПП-КТП4	11,99	23,98	ТЛК-10-0,5/10Р-30/5У3
ГПП-КТП5	5,98	11,96	ТЛК-10-0,5/10Р-20/5У3
ГПП-КТП6	13,01	26,02	ТЛК-10-0,5/10Р-30/5У3
ГПП-КТП8	20,76	41,52	ТЛК-10-0,5/10Р-50/5У3
ГПП-КТП10	17,18	34,36	ТЛК-10-0,5/10Р-40/5У3
ГПП-КТП13	14,74	29,48	ТЛК-10-0,5/10Р-30/5У3
ГПП-КТП14	4,34	8,68	ТЛК-10-0,5/10Р-10/5У3

3.1.8 Выбор трансформаторов напряжения 10кВ

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95- УХЛ2 антирезонансный трехобмоточный трансформатор напряжения с естественной циркуляцией воздуха и масла, для контроля изоляции сети [9]. Класс точности - 0,5, что соответствует требованиям по учету электроэнергии. Обмотки трансформатора соединены как $Y_0/Y_0/\Delta-0$, к неполному треугольнику присоединяются приборы защиты от токов нулевой последовательности. Подключаем трансформатор напряжения через предохранитель типа ПКН-10 УХЛ3.

3.2 Релейная защита и автоматика

Выберем и рассчитаем релейную защиту трансформатора ТМГ 630 10/0,4.

Защита, устанавливаемая на силовом трансформаторе, должна обеспечивать его отключение при межфазных и высоковольтных коротких замыканиях, при замыканиях на землю, или подавать сигнал о ненормальном режиме работе трансформатора.

Произведем расчет уставок следующих видов защит:

Токовая отсечка от междуфазных замыканий

Ток, проходящий через трансформаторы тока защиты при трехфазном КЗ на

стороне низкого напряжения, $I_{к.макс.}$ кА:

$$I_{к.макс.} = \frac{I_{1т.ном}}{u_k} \quad (28)$$

где $I_{1т.ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора, А.

$$I_{к.макс.} = \frac{36,4}{4,5} \cdot 100\% = 808,88 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты $I_{с.з.}$, А:

$$I_{с.з.} = k_{отс} \cdot I_{к.макс.} \quad (29)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки равный 1,1.

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 808,88 = 889,77 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле $I_{с.р.}$, А:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{сх}}{K_1} \quad (30)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы равный 1.

K_1 – коэффициент трансформации трансформатора тока $K_1 = 100/5$

$$I_{с.р} = \frac{889,77 \cdot 1}{\frac{100}{5}} = 44,48 \text{ А}$$

Расчет МТЗ с выдержкой времени для защиты при внешних КЗ и резервирования токовой отсечки. МТЗ отстраиваем от тока самозапуска двигателей:

$$I_{с.з} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сз} \cdot I_{1т.ном}}{k_{в}} \quad (31)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки равный 1,1;

$k_{в} = 0,8$ – коэффициент возврата реле;

· $k_{сз} = 1,2$ – коэффициент самозапуска нагрузки.

$$I_{с.з} = \frac{1,1 \cdot 1,2 \cdot 36,4}{0,8} = 60,06 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{44,48 \cdot 1}{\frac{100}{5}} = 2,22 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты при трехфазном КЗ за трансформатором:

$$K_{ч} = \frac{I_{к.макс.}}{I_{с.з}} \quad (32)$$

$$K_{ч} = \frac{7117,6}{60,06} = 118,5$$

Значение коэффициента чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ, следовательно, защита может приниматься в качестве резервной защиты трансформатора.

Выдержка времени МТЗ согласуется с временем действия защит отходящих присоединений.

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{c.з} = t_{\text{прис}} + \Delta t$$

$$t_{\text{прис}} = 0.2c$$

где $t_{\text{прис}} = 0.2c$ время действия автоматического выключателя присоединения;
 $\Delta t = 0,5$ - ступень селективности, с.

$$t_{c.з} = 0.2 + 0.5 = 0.7c$$

Для защиты цехового трансформатора при перегрузке выполняется МТЗ от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{т.ном}}}{K_B}$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки равный 1,1;

$K_B = 0,8$ – коэффициент возврата реле.

$$I_{c.з} = \frac{1,1 \cdot 36,4}{0,8} = 50,05 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{c.р} = \frac{50,05 \cdot 1}{100/5} = 2,5 \text{ А}$$

Время уставки принимаем равным 9с.

3.3 Техника безопасности при эксплуатации элементов системы электроснабжения

3.3.1 Правила техники безопасности при обслуживании коммутационной аппаратуры

Для предотвращения ошибочного срабатывания коммутационных аппаратов и предотвращения ложного срабатывания аппаратов перед допуском в работу на электротехнических объектах должно быть:

а) сняты предохранители на обоих полюсах в цепях оперативного тока и в силовых цепях приводов;

б) закрыты вентили на подаче воздуха в баки выключателей или на пневматические приводы и выпущен в атмосферу имеющийся в них воздух.

в) вывешены плакаты на ключах и кнопках дистанционного управления «Не включать—работают люди», на закрытых вентилях — «Не открывать — работают люди»;

г) заперт на замок вентиль на подаче воздуха в баки воздушных выключателей или снят с него штурвал.

Перед закрытием наряда возможна временная подача напряжения на схему с целью проверки оперативных и сигнализационных цепей.

Включение, отключение цепей, снятие предохранителей, а также снятие плакатов «Не включать – работают люди» и «Не открывать — работают люди» производится оперативным персоналом или с разрешения производителя по наряду-допуска.

После проведения работ по опробованию схемы и условию продолжения работ производитель работ, указанный в наряде, должен выполнить все необходимые технические мероприятия, которые необходимы для допуска к работе.

С разрешения производителя работ производится так же дистанционное включение или отключение для опробования.

Подъем на находящийся под рабочим давлением воздушный выключатель разрешается только при проведении испытаний и наладочных работ.

Подъем на отключенный воздушный выключатель с воздухом наполненным отделителем (когда отделитель находится под рабочим давлением) запрещается во всех случаях. Перед началом производства работ воздушный выключатель для необходимого выполнения работ для предотвращения ложного срабатывания необходимо сделать следующие мероприятия:

- а) снять предохранители в цепях оперативного тока;
- б) заблокировать механические кнопки управления и клапаны, в результате случайного нажатия которых может быть произведено включение или отключение, или на время нахождения на выключателе людей поставить около него проинструктированного работника из состава бригады, который допускал бы к оперированию выключателем только одно определенное лицо по указанию производителя работ.

Проверку герметичности воздушных выключателей всех видов следует, как правило, производить по спаду давления при закрытых вентилях подводящих воздуховодов.

Если конструктивные особенности выключателей не позволяет применить выше указанный метод или для установления утечки воздуха, можно производить проверку герметичности швов путем заполнения сжатым воздухом колонок, камер и отделителей воздухом наполненного типа. В таких случаях допускается подъем людей на выключатель.

3.3.2 Правила ТБ при обслуживании комплектных РУ

В комплектных РУ с оборудованием на тележках выкатного типа запрещается проникать в отсеки ячейки без предварительного снятия напряжения с шин и установки переносных заземлений. Для выполнения работ на отходящих линиях необходимо производить работы со снятием

напряжения оборудования, подключенного к этим сетям. Тележку с выкатным оборудованием следует установить в ремонтное положение, дверцы шкафов или автоматические шторки запереть и на этих дверцах или шторках вывешивать плакат «Не включать— работают люди». На отходящие кабели в отсеках КРУ должно быть наложено заземление. Если заземление накладывается у места производства работ, накладывать переносное заземление отсеках КРУ не обязательно. Если работы производятся на кабельных воронках и другом аналогичном оборудовании, установленных в отсеках КРУ за выключателем, выкатные выключатели следует полностью выкатывать, на дверцах или на задней стенке отсека, из которого выкачена тележка с выключателем, вывешивать плакат «Не включать ~ работают люди», автоматические шторки запереть на замок, на верхней шторке вывешивать плакат «Стой — высокое напряжение». Если необходимо попасть внутрь тогда перегородка внутри шкафа (при расположении КРУ вплотную к стенке) или задняя стенка (при наличии прохода между КРУ и стенкой); на кабелях, по которым возможна подача напряжения, проверяется его отсутствие и накладывается заземление; в отсеке вывешивается плакат «Работать здесь». Для производства работ на оборудовании КРУ расположенном на тележках, тележки следует полностью выкатить и на оборудовании вывесить плакат «Работать здесь». При производстве работы в отсеках плакат «Работать здесь:» вывешивается внутри отсека. После выкатывания тележки дверцы шкафов запираются и на них вывешивается плакат «Не включать — работают люди». При отсутствии дверец запираются автоматические шторки и на них вывешивается плакат «Стой — высокое напряжение». При производстве работы на приборах, реле, во вторичных цепях и т. п. без выкатки тележек с оборудованием на запертых дверцах отсека с оборудованием или на рукоятке фиксации тележки выключателя» если дверцы должны быть открыты, вывешивается плакат «Не включать — работают люди», а на месте производства работ — плакат «Работать здесь».

Тележка с выключателем может быть установлена в испытательное положение:

- а) для опробования выключателя и регулировки привода, проверки РЗ присоед;
- б) при подготовке и сборке схемы после окончания работ и сдачи наряда;
- в) при работах на механической части электродвигателя или на приводе им в движение механизме.

В этом случае на запертые дверцы шкафа вывешивается плакат «Не включать — работают люди». Работы в помещении КРУ, выполняемые только на выкаченной из шкафа тележке с оборудованием, должны производиться по наряду. Выкатка тележки с выключателем или с другим оборудованием полностью из шкафа или в испытательное положение, а также вкатывание и установка ее на место могут производиться лицом оперативного персонала с квалификационной группой IV единолично или под его руководством с предварительной проверкой отключения заземляющих ножей.

3.3.3 Требования Правил ТБ при ремонтных работах на кабельных линиях

Работы на кабельных линиях должны производиться по наряду (в том числе и землеройные работы) не менее чем двумя лицами, одно из которых должно иметь IV квалификационную группу при работах на кабельных линиях напряжением выше 1000 В и III группу— при напряжении до 1000 В.

Наряд выдается на каждую линию на одного производителя работ, на один расчет. Количество расчетов, работающих на кабельной линии, должно учитываться в оперативном журнале.

«Работы по осмотру кабельных трасс, вырубка кустарника, а также ремонт пикетов производятся без наряда по распоряжению с записью в оперативном журнале». [5]

Производство ремонтных работ на кабеле разрешается только после отключения его со всех сторон, проверки отсутствия напряжения, наложения заземления и вывешивания плакатов «Не включать — работа на линии».

Ремонтные работы на кабельной линии считаются законченными только после доклада производителя работ об окончании работы и закрытия нарядов всех расчетов, работавших на линии.

Подача напряжения на кабельную линию после ремонта производится дежурным составом по разрешению лица, отдавшего распоряжение на ремонт линии.

3.3.4 Требования техники безопасности при эксплуатации заземляющих устройств

В процессе эксплуатации не исключена возможность повышения сопротивления растеканию тока заземлителя сверх расчетного и нарушение целостности заземляющего устройства.

Повышение сопротивления заземлителя может быть следствием сезонных колебаний сопротивления грунта, не учтенных проектом, «высушивания» почвы под воздействием находящихся вблизи заземлителя горячих поверхностей - трубопроводов пара, горячей воды и т.д., ухудшения состояния контактов между отдельными элементами заземлителя при прохождении больших токов, или в результате коррозии.

Нарушение целостности сети заземления (обрывы проводов, ослабление болтовых соединений, нарушение контактов и т.д.) может быть результатом случайных механических воздействий, а также термического или динамического действия аварийных токов, ошибочных операций при ремонтных работах.

Во всех случаях заземляющие устройства теряют, как правило, способность обеспечивать безопасность людей при замыканиях на корпус, поскольку при этом возможно значительное увеличение потенциала заземлителя, а, следовательно, и напряжений прикосновения и шага.

Правила предписывают производить измерение сопротивления заземляющего устройства:

- 1) после монтажа,
- 2) через год после включения в эксплуатацию,
- 3) в последующем при комплексном ремонте электрической установки, но не реже, чем через 10 лет на электростанции, 3 года - на подстанции потребителей, через 1 год - в цеховых электроустановках потребителей.

Каждое отдельное заземляющее устройство должно иметь паспорт, содержащий схему устройства, основные технические и расчетные данные, сведения о произведенных ремонтах и внесенных изменениях.

Защитные заземляющие устройства аналогичных электрических установок, получающих энергию от одной и той же сети с изолированной нейтралью и территориально приближенных одна к другой, целесообразно соединять электрически или выполнять их как одно целое устройство (ПУЭ).

Заземляющее устройство, используемое для заземления электрических установок одного или различных напряжений и назначений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электрических установок, защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т.д. (ПУЭ).

Заземлители рабочего и защитного заземления следует соединять с помощью шин или выполнять как одно целое (ПУЭ).

3.3.5 Требования техники безопасности при эксплуатации молниезащиты

Эксплуатация молниезащиты зданий, сооружений и наружных установок следует производить в соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей. Задачей эксплуатации устройств молниезащиты является поддержание устройств в работоспособном состоянии.

Своевременную проверку устройств молниезащиты следует проводить перед началом грозового сезона. Проверку так же необходимо организовывать при внесении изменений в систему и после установки рассматриваемой системы.

Для проведения проверки состояния МЗС указывается причина проверки и организуются:

- комиссия по проведению проверки МЗС с указанием функциональных обязанностей членов комиссии по обследованию молниезащиты;
- рабочая группа по проведению необходимых измерений;
- сроки проведения проверки.

Во время осмотра и проверки устройств молниезащиты рекомендуется:

- проверить визуальным осмотром (с помощью бинокля) целостность молниеприемников и токоотводов, надежность их соединения и крепления к мачтам;
- выявить элементы устройств молниезащиты, требующие замены или ремонта вследствие нарушения их механической прочности;
- определить степень разрушения коррозией отдельных элементов устройств молниезащиты, принять меры по антикоррозионной защите и усилению элементов, поврежденных коррозией;
- проверить надежность электрических соединений между токоведущими частями всех элементов устройств молниезащиты;
- проверить соответствие устройств молниезащиты назначению объектов и в случае наличия строительных или технологических изменений за предшествующий период наметить мероприятия по модернизации и реконструкции молниезащиты в соответствии с требованиями настоящей Инструкции;
- уточнить исполнительную схему устройств молниезащиты и определить пути растекания тока молнии по ее элементам при разряде молнии методом имитации разряда молнии в молниеприемник с

помощью специализированного измерительного комплекса, подключенного между молниеприемником и удаленным токовым электродом;

- измерить значение сопротивления растеканию импульсного тока методом "амперметра-вольтметра" с помощью специализированного измерительного комплекса;
- измерить значения импульсных перенапряжений в сетях электроснабжения при ударе молнии, распределения потенциалов по металлоконструкциям и системе заземления здания методом имитации удара молнии в молниеприемник с помощью специализированного измерительного комплекса
- измерить значение электромагнитных полей в окрестности расположения устройства молниезащиты методом имитации удара молнии в молниеприемник с помощью специальных антенн
- проверить наличие необходимой документации на устройства молниезащиты.

Периодическую проверку заземляющих устройств со вскрытием грунта необходимо производить 1 раз в 6 лет; при этом необходимо производить проверку до 20% их общего количества. Если коррозией заземлители и вызвала уменьшение площади поперечного сечения более чем на 25%, тогда такие заземлители должны быть заменены.

Осмотры устройств молниезащиты производят так же после стихийных бедствий.

Внеочередные замеры сопротивления заземления устройств молниезащиты следует производить после выполнения ремонтных работ как на устройствах молниезащиты, так и на самих защищаемых объектах и вблизи них.

Результаты проверок оформляются актами, заносятся в паспорта и журнал учета состояния устройств молниезащиты.

На основании полученных данных составляется план ремонта и устранения дефектов устройств молниезащиты, обнаруженных во время осмотров и проверок.

Земляные работы у защищаемых зданий и сооружений объектов, устройств молниезащиты, а также вблизи них производятся, как правило, с разрешения эксплуатирующей организации, которая выделяет ответственных лиц, наблюдающих за сохранностью устройств молниезащиты.

Во время грозы работы на устройствах молниезащиты и вблизи них не производятся.

3.4 Экономическая оценка проекта

Для экономической оценки проекта необходимо оценить затраты на прокладку кабельных линий, потери электроэнергии в линиях, стоимость КТП и РП, потери электроэнергии в трансформаторах и т.д.

Вначале определим данные по внутризаводским электрическим сетям. Стоимость сети определяется:

$$C_c = lnC_0, \quad (33)$$

где l - длина участка сети, км;

n - количество кабелей;

C_0 - стоимость одного километра кабеля, руб./м.

Годовые потери электрической энергии определяются:

$$\Delta W = 3I_{p,\max}^2 l r_{уд} \tau, \quad (34)$$

где $\tau = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$ ч;

Стоимость потерь электроэнергии в линии за год определяется по формуле:

$$C_{п} = \Delta W \cdot Ц, \quad (35)$$

где $C = 4,41$ руб/кВт.

Определим стоимость участка кабельных линий от ГПП-КТП1

Стоимость участка по формуле (33):

$$C_c = 40 \cdot 2 \cdot 509 \cdot 10^{-3} = 40,72 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые потери электрической энергии по формуле (36):

$$\tau = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 8760 = 2886,21 \text{ ч;}$$

$$\Delta W = 3 \cdot 8,5^2 \cdot 0,868 \cdot 0,04 \cdot 2886,21 = 43,22 \text{ кВтч}$$

Стоимость потерь электроэнергии в линии за год определяется по формуле (35):

$$C_{\pi} = 43,22 \cdot 4,2 \cdot 10^{-3} = 0,19 \text{ тыс. руб.}$$

Для остальных участков сети расчеты аналогичны. Остальные данные сведем в Таблицу 15.

Таблица 15 - Оценка стоимости кабельной сети и параметров её использования

Участок сети	Sp, кВА	число кабелей	Ip, А	$F_{эк}, мм^2$	Марка и сечение кабеля	Idоп, А	l, км	$\Delta U_{\%}, \%$	C_0 , руб/м	C_c , тыс. руб.	ΔW , кВт·ч	$C_{п}$, тыс. руб.
ГПП-КТП1	914,89	2	26,44	24,04	АПвБП 3x35	136	0,11	0,059	509	111,98	578,03	2,55
ГПП-КТП2	676,31	2	19,55	17,77	АПвБП 3x35	136	0,08	0,039	509	81,44	229,72	1,01
ГПП-КТП3	449,76	2	13,00	11,82	АПвБП 3x35	136	0,9	0,260	509	916,20	1142,94	5,04
ГПП-КТП4	414,87	2	11,99	10,90	АПвБП 3x35	136	0,04	0,010	509	40,72	43,22	0,19
ГПП-КТП5	206,95	2	5,98	5,44	АПвБП 3x35	136	0,05	0,007	509	50,90	13,44	0,06
ГПП-КТП6	449,99	2	13,01	11,82	АПвБП 3x35	136	0,1	0,032	509	101,80	127,12	0,56
ГПП-КТП8	718,28	2	20,76	18,87	АПвБП 3x35	136	0,21	0,090	509	213,78	680,18	3,00
ГПП-КТП10	594,56	2	17,18	15,62	АПвБП 3x35	136	0,26	0,106	509	264,68	577,01	2,54
ГПП-КТП13	509,92	2	14,74	13,40	АПвБП 3x35	136	0,13	0,037	509	132,34	212,21	0,94
ГПП-КТП14	150,05	2	4,34	3,94	АПвБП 3x35	136	0,17	0,019	509	173,06	24,03	0,11
ИТОГО										2086,9	3627,91	16,00

Минимум приведенных затрат определим из выражения:

$$З = E_H K + И, \quad (36)$$

где E_H - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принимаемый равным 0,12;

K - капитальные затраты на сооружение электрической сети;

$И$ - годовые эксплуатационные расходы.

Определение капитальных затрат:

В капитальные затраты на сооружение сети входят стоимость кабельных линий K_L и подстанций K_{Π} .

Стоимость линий определяется их длиной, номинальным напряжением, материалом и сечением проводов. Стоимость трансформаторов зависит от их типа, мощности и напряжения. Стоимость элементов, составляющих распределительные устройства (РУ), определяется схемой РУ.

Определение годовых эксплуатационных расходов:

В состав годовых эксплуатационных расходов входят соответствующие расходы в линиях $И_L$ и подстанциях $И_{\Pi}$:

$$И = И_a + И_э + И_{\Delta W}, \quad (37)$$

где $И_a$ - издержки на амортизацию;

$И_э$ - издержки на эксплуатацию;

$И_{\Delta W}$ - затраты на возмещение потерь электроэнергии.

Издержки на амортизацию $И_a$ определяются по норме отчисления на амортизацию от капитальных затрат:

$$И_a = \frac{a_p}{100} K \quad (38)$$

где a_p - коэффициент амортизации, %, принимаемый по [8, Табл. 6,1]; для кабельных линий равна $a_p = 4,5\%$ от капитальных затрат на сооружение, для электрооборудования РУ $a_p = 4,4\%$.

Эксплуатационные издержки I_3 определяются по выражению:

$$I_3 = \frac{\varepsilon_p}{100} K \quad (39)$$

где ε_p - отчисления на ремонты и обслуживание элементов электрической сети, %, принимаем по [8, Табл. 6,2], затраты на ремонты и обслуживание кабельных линий до 10 кВ $\varepsilon_p = 2,3\%$, для электрооборудования и распределительных устройств до 150 кВ $\varepsilon_p = 5,9\%$.

Затраты на возмещение потерь электроэнергии $I_{\Delta W}$ рассчитываются по формуле:

$$I_{\Delta W} = C \Delta W , \quad (40)$$

где ΔW - расчётные потери электроэнергии в сети, вызванные вводом объекта;

C - тариф на электроэнергию, руб/(кВт·ч), примем в расчётах $C=4,2$ руб/(кВт·ч).

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W = \frac{S_{нб}^2}{nU_n^2} R\tau + n\Delta P_{xx} 8760 \quad (41)$$

где n - количество трансформаторов, $n = 2$;

R - сопротивление обмоток трансформатора, Ом;

ΔP_{xx} - потери холостого хода трансформатора, кВт.

Затраты на возмещение потерь электроэнергии в трансформаторах для первой схемы приведём в таблице 17

Активное сопротивление трансформатора рассчитывается по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_K U_{BH}^2}{S_H^2} 10^3, \quad (42)$$

где ΔP_K - потери короткого замыкания, кВт;

U_{BH} - номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ;

S_H - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Таблица 16- Затраты на возмещение потерь электроэнергии в трансформаторах

№ ЦТП	S_H , кВА	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_K , кВт	R_T , Ом	ΔW_T , кВт·ч	$I_{\Delta W_T}$, тыс.руб
1	630	0,8	6,75	1,7	9751,08	43,00
2	400	0,6	4,6	2,9	6706,52	29,58
3	250	0,4	3,2	5,1	4606,91	20,32
4	250	0,4	3,2	5,1	4606,91	20,32
5	250	0,4	3,2	5,1	4606,91	20,32
6	400	0,6	4,6	2,9	6706,52	29,58
8	400	0,6	4,6	2,9	6706,52	29,58
10	400	0,6	4,6	2,9	6706,52	29,58
13	250	0,4	3,2	5,1	4606,91	20,32
14	100	0,28	1,9	19,6	2833,39	12,50
Всего					57838,17	255,07

Таблица 17 – Оценка стоимости КТП

№ ЦТП	Количество и тип трансформатора	Стоимость трансформатора, тыс. руб.	Стоимость РУ 10кВ	Стоимость КУ, тыс. руб.	Стоимость КТП	Общая стоимость ЦТП, тыс. руб.
КТП-1	2хТМГ-630/10/0,4	320	-	-	2500	3140
КТП-2	2хТМГ-400/10/0,4	250	-	-	2200	2700
КТП-3	2хТМГ-250/10/0,4	160	-	-	2000	2320
КТП-4	2хТМГ-250/10/0,4	160	-	78	2000	2398
КТП-5	2хТМГ-250/10/0,4	160	-	50	2000	2370
КТП-6	2хТМГ-400/10/0,4	250	-	-	2200	2700
КТП-8	2хТМГ-400/10/0,4	250	-	180	2200	2880
КТП-10	2хТМГ-400/10/0,4	250	-	-	2200	2700
КТП-13	2хТМГ-250/10/0,4	160	-	110	2000	2420
КТП-14	2хТМГ-100/10/0,4	104	700	44	1500	2452
Всего						26080

Расчитанные технико-экономические показатели сведен в Таблицу 18

Таблица 18 – Технико-экономические показатели спроектированной схемы.

Определяемый показатель	Показатели
Стоимость линий, тыс. руб.	2086,9
Издержки на амортизацию, тыс. руб.	93,91
Издержки на эксплуатацию, тыс. руб.	47,99
Потери электроэнергии в линиях, кВт·ч.	3627,91
Затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс. руб.	16
Годовые эксплуатационные расходы на линии, тыс. руб.	157,9
Стоимость КТП и РП, тыс. руб.	26080
Издержки на амортизацию, тыс. руб.	1147,52
Издержки на эксплуатацию, тыс. руб.	1538,72
Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч.	57838,17
Затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс. руб.	255,07
Годовые эксплуатационные расходы на КТП и РП, тыс. руб.	2941,31
Приведенные затраты, тыс. руб.	6479,23

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современное состояние систем электроснабжения многих старых предприятий, построенных еще в 20 веке, не соответствует требованиям времени. Одним из таких предприятий является трубопрокатный завод. Из-за устаревшего энергетического оборудования в конечном итоге повышается себестоимость продукции и она становится менее конкурентоспособной. Таким образом, решенная в данной работе задача была актуальной.

При выполнении выпускной квалификационной работы были проанализированы проблемы электроснабжения и определены направления его улучшения. Практически пришлось полностью обновлять все электрические сети и подстанции. На основе расчета электрических нагрузок были определены требования к кабельной продукции, силовым трансформаторам и коммутационному оборудованию.

В работе дана краткая характеристика завода, определена расчетная нагрузка цехов и завода в целом, найден центр электрических нагрузок завода, произведен выбор схемы электроснабжения, расчет распределительной сети, выбор элементов системы релейной защиты и автоматики цеховых трансформаторных подстанций.

Главная понизительная подстанция (ГПП) расположена с минимальным смещением от найденного расчетным путем центра электрических нагрузок.

На ГПП установлены два трансформатора типа ТМН-6300/35/10.

Большинство цеховых подстанций выполнено двух трансформаторными. В некоторых цехах установлены силовые пункты, которые получают питание от ближайших ТП. Высоковольтные потребители получают питание непосредственно с РУ-10кВ ГПП.

Полученные в бакалаврской работе научные результаты могут найти применение как на самом трубопрокатном заводе, так и на других аналогичных промышленных предприятиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
2. Кашкаров, А.П. Автономное электроснабжение частного дома своими руками / А.П. Кашкаров. - Рн/Д: Феникс, 2019. - 320 с.
3. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.
4. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.
5. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
6. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картавцев, Н.А. Черемисинова. - СПб.: Лань, 2011. - 192 с.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
8. Лещинская, Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства / Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов. - М.: КолосС, 2008. - 655 с.
9. Никитенко, Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение сельского хозяйства. Дипломное проектирование: Учебное пособие / Г.В. Никитенко, Е.В. Коноплев. - СПб.: Лань, 2018. - 316 с.
10. Назарычев, А.Н. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов / А.Н. Назарычев. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2006. - 928 с.
11. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.

12. Плащанский, Л.А. Электроснабжение горного производства. Релейная защита / Л.А. Плащанский. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2013. - 299 с.
13. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2009. - 328 с.
14. Чеботаев, Н.И. Электрооборудование и электроснабжение открытых горных работ / Н.И. Чеботаев. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2009. - 474 с.
15. Шевченко, М.Р. Водоснабжение и электроснабжение на дачном участке / М.Р. Шевченко. - М.: Эксмо, 2011. - 256 с.
16. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление в сельском хозяйстве: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - СПб.: Лань, 2018. - 392 с.
17. Щипакин, М.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / М.В. Щипакин, Н.В. Зеленецкий и др. - СПб.: Лань, 2011. - 192 с.
18. Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства. Курсовое и дипломное проектирование: Учебное пособие для студентов высших учебных заведений по специальности "Энергетическое обеспечение сельскохозяйственного производства" / Г.И. Янукович и др. - Мн.: ИВЦ Минфина, 2013. - 448 с.
19. Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства: Практикум / Г.И. Янукович, И.В. Протосовицкий, А.И. Зеленкевич. - М.: Инфра-М, 2018. - 304 с.
20. Яхонтова, О. Электроснабжение и электропотребление в строительстве: Учебное пособие / О. Яхонтова, Л. Валенкевич, Я. Рутгайзер. - СПб.: Лань, 2012. - 512 с.