

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение завода по производству тракторной техники»

Студент(ка)

А.А. Демидов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шаповалов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В выпускной квалификационной работе бакалавра спроектирована система электроснабжения завода по производству тракторной техники. Разработанная система электроснабжения позволяет осуществлять рациональное получение, распределение и потребление электроэнергии на предприятии.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы произведен подробный расчет электрических нагрузок электроцеха и всего предприятия. Выбраны число и мощность силовых трансформаторов цеховых ТП. Произведен расчет токов КЗ, с учетом которых выбрано необходимое оборудование схем внутреннего и внешнего электроснабжения. Решены вопросы компенсации реактивной мощности.

Рассмотрены вопросы релейной защиты силового трансформатора главной понизительной подстанции предприятия.

Выпускная квалификационная работа содержит 56 листов, 11 таблиц и 5 рисунков.

Содержание

Введение	5
1. Описание объекта проектирования	7
2. Расчет электрических нагрузок	8
3. Выбор силовых трансформаторов КТП	20
4. Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения, числа и мощности трансформаторов ГПП	25
5. Обоснование схемы электроснабжения	29
6. Выбор уровня напряжения и схемы внутреннего электроснаб- жения предприятия	35
7. Расчет токов КЗ	37
8. Выбор электрооборудования системы электроснабжения пред- приятия	41
9. Компенсация реактивной мощности	49
Заключение	53
Список использованных источников	54

Введение

Большинство электроприемников технологических установок, предприятия, населенного пункта предназначены для эксплуатации при напряжении до 1 кВ [1-5]. Понижение напряжения происходит на подстанциях потребителей, а распределение электроэнергии выполняется по внутрицеховым электрическим сетям при напряжении 0,4-1 кВ. Наиболее распространенной является схема электроснабжения предприятий от энергосистемы, представленной ТЭЦ или ГЭС.

Систему электроснабжения (СЭС) можно разделить на три системы: систему внешнего электроснабжения предприятия; систему внутреннего электроснабжения; систему внутрицехового электроснабжения и электропотребления. Вместе с тем, СЭС предприятия является подсистемой общей энергосистемы и подсистемой технологической системы производства самого промышленного предприятия. Электроэнергию, которая передается по электрическим сетям в систему электроснабжения предприятия, можно рассматривать как составляющую производственного процесса предприятия наравне с сырьем, используемыми материалами и затраченными трудозатратами.

К системе внешнего электроснабжения предприятия относятся электроустановки и устройства между узловым распределительным пунктом энергосистемы (УРП) и главной понизительной подстанцией (ГПП) или подстанцией глубокого ввода (ПГВ) предприятия. В качестве номинальных напряжений в системе внешнего электроснабжения промышленного предприятия применяются напряжения 35, 110, 220 кВ.

Внутренняя система электроснабжения предприятий характеризуется большой разветвленностью и протяженностью распределительной сети, включающей воздушные линии и кабельные, распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), коммутационные аппараты. Распределение электрической энергии в системе внутреннего электроснабжения предприятия выполняется при $U = 6, 10, 20$ кВ.

Система внутрицехового электроснабжения включает цеховые сети (кабели, провода и шинопроводы с коммутационными и защитными аппаратами) от распределительного щита цеховой трансформаторной подстанции (ТП) или преобразовательной подстанции (ПП) до приемников электрической энергии. Распределение электрической энергии в системе внутрицехового электроснабжения выполняется при номинальных напряжениях 380/220, 660, 1140 В переменного тока от ТП и при напряжениях 110, 220, 440, 825, 1200 В постоянного тока от ПП. Для отдельных технологических процессов применяются нестандартные значения напряжений. В системе внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий в основном используются электрические сети с глухозаземленной (380/220 В) и с изолированной (660, 1140 В) нейтралью. К основному достоинству использования напряжения 380/220В относится возможность одновременного питания силовых электроприемников и осветительных сетей. Распределение электроэнергии в сетях напряжением до 1 кВ к электроприемникам осуществляется от щитов и пунктов распределительных (ПР) или от магистральных (ШМ) и распределительных (ШР) шинопроводов.

Грамотно выполненный расчет дает возможность определить оптимальные расчетные величины электрических сетей, позволяющие осуществлять их перспективное развитие и в то же время не допускать перерасхода проводникового материала, выбора трансформаторов, работающих с большой недогрузкой.

Целью ВКР является проектирование надежной системы электроснабжения завода по производству тракторной техники.

Основными задачами работы являются: расчет электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций, расчет нагрузок главной понизительной подстанции, выбор типа, числа и мощности трансформаторов ГПП, выбор электрических аппаратов и проводников.

1 Описание объекта проектирования

Электроприемники предприятия относятся ко 2 и 3 категориям по надежности электроснабжения, небольшая часть относится к 1 категории.

Основным видом электроприемников являются низковольтные асинхронные электродвигатели приводов различного технологического оборудования. На предприятии используются высоковольтные электроприемники, к которым относятся четыре синхронных двигателя (СД).

В производственных помещениях нет опасных для жизни и здоровья человека газов и паров, никаких специальных дополнительных требований к оборудованию не предъявляется. Главной помехой для работы обслуживающего персонала является пыль.

Средняя температура воздуха - 23°C. Средняя температура грунта на глубине 0,7 м – 15°C. Основное оборудование системы электроснабжения завода выбрано для зон с умеренным климатом.

Коррозионная активность грунта является средней, имеют место блуждающие токи и растягивающие усилия в грунте. Годовое число часов использования максимума нагрузки составляет $T_M=3770$ ч.

2 Расчет электрических нагрузок

2.1 Определение ожидаемых электрических нагрузок по цеху

При выполнении расчета электрических нагрузок предприятия составляется схема электроснабжения [4-5]. Схема электроснабжения предприятия может содержать несколько узлов нагрузки со сборными шинами различных классов напряжения от 0,4 до 220 кВ. При расчете электрических нагрузок в системе электроснабжения предприятия выделяют шесть уровней:

- I уровень. Отдельные электроприемники (станки, сварочные установки, выпрямительные установки и т. п.), агрегаты с многодвигательным приводом при напряжении до 1 кВ. Расчетная нагрузка отдельного электроприемника используется для выбора сечения жилы провода или кабеля от распределительного пункта или шинпровода к электроприемнику, и выбора коммутационного аппарата для присоединения электроприемника к ПР или ШР;

- II уровень. Щиты и пункты распределительные, распределительные шинпровода напряжением до 1 кВ. По расчетной нагрузке обусловленной группой электроприемников выбирают сечение провода или кабеля при использовании радиальной линии или распределительного шинпровода от которого запитана данная группа электроприемников, и коммутационного аппарата через который присоединяется группа приемников электрической энергии к распределительному щиту или устройству низкого напряжения трансформаторной подстанции или питающей магистрали в схеме «блок трансформатор-магистраль» (БТМ);

- III уровень. Щит низкого напряжения цеховой трансформаторной подстанции, питающая магистраль в системе БТМ. Расчетная нагрузка используется для выбора числа и мощности цеховых трансформаторов, сечения шин для цеховой ТП, питающей магистрали в схеме БТМ и коммутационных аппаратов на стороне низкого напряжения силового трансформатора;

- IV уровень. Шины распределительного пункта внутреннего электроснабжения предприятия. Расчетная нагрузка, создаваемая отдельными прием-

никами и трансформаторами с учетом потерь в них, используется для выбора сечения проводов и кабелей отходящих от РП линий, к отдельным приемникам и цеховым ТП, и отключающих аппаратов на этих линиях. Расчетная нагрузка на шинах каждой секции РП определяется для выбора сечения и материала шин, а также линий, питающих секцию РП и отключающих аппаратов, устанавливаемых на этих линиях;

- V уровень. Шины распределительного устройства главной понижающей подстанции. Определение расчетной нагрузки выполняется для выбора числа, мощности и типа силовых трансформаторов, сечения шин распределительного устройства ГПП, отключающих аппаратов на стороне низкого напряжения трансформатора;

- VI уровень. Граница раздела предприятия и энергосистемы. Расчетную нагрузку на стороне ВН находят с учетом потерь в силовом трансформаторе, с учетом расчетной нагрузки на обмотке среднего напряжения или расщепленной обмотке, если трансформатор недвухобмоточный. Эта нагрузка используется для выбора сечения питающих линий и коммутационных аппаратов для присоединения трансформатора ГПП к энергосистеме.

Для обоснованного выбора схемы электроснабжения промышленного предприятия и определения нагрузок принимают во внимание будущую модернизацию технологии производства и рост электрических нагрузок предприятия на 10 лет вперед.

Методы расчета электрических нагрузок. При проектировании системы электроснабжения используют различные методы определения расчетных нагрузок, которые с достаточной долей достоверности позволяют выбрать мощность источников питания, сечения линий сетей и коммутационную аппаратуру.

Определение расчетной нагрузки по цеху производится согласно РТМ 36.18.32.4-92 «Указания по расчету электрических нагрузок» и второй редакции пособия к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» [13].

Расчеты нагрузок по участку электроцеха представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица расчётных нагрузок по участку электроцеха без учета освещения

№	Наименование узла питания или группы электроприёмников	Ко-во ЭП, n	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%		m	K _И	cosφ/tgφ	Средняя нагрузка		Эффективное число ЭП, n _Э	K _М	Расчётная нагрузка			I _Р , А
			Одно-го ЭП P _{Н.МАКС} кВт	Всех ЭП P _Н , кВт				P _С , кВт	Q _С , квар			P _Р , кВт	Q _Р , квар	S _Р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Станок намоточный	20	2,4	48	-	0,13	0,45/1,98	6,24	12,35						
2	Электрокалорифер	1	2,8	2,8	-	0,17	0,65/1,17	0,48	0,56						
	Итого по ШРА1	21	2,8/ 2,4	50,8	<3	0,13	-/1,92	6,72	12,9	21	1,65	11,09	12,9	17,01	25,8
3	Станок оплеточный	12	0,6	7,2	-	0,17	0,65/1,17	1,22	1,43						
4	Электрокалорифер	2	2,8	5,6	-	0,17	0,65/1,17	0,96	1,12						
5	Автомат оплеточный	1	3,3	3,3	-	0,13	0,45/1,98	0,43	0,85						
6	Установка сатураторная	2	2,2	4,4	-	0,19	0,65/1,17	0,84	0,98						
7	Станок перемоточный	3	3	9	-	0,13	0,45/1,98	1,17	2,32						
8	Вентилятор	1	14	14	-	0,8	0,8/0,75	11,2	8,4						
	Итого по ШРА2	21	14/ 0,6	43,5	>3	0,36	-/0,95	15,82	15,1	6	1,8	28,48	16,61	33	50

Продолжение таблицы 1

№	Наименование узла питания или группы электроприёмников	Ко-во ЭП, n	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%		m	K _И	cosφ/tgφ	Средняя нагрузка		Эффективное число ЭП, n _Э	K _М	Расчётная нагрузка			I _Р , А
			Одно-го ЭП P _{Н,МАКС} кВт	Всех ЭП P _Н , кВт				P _С , кВт	Q _С , квар			P _Р , кВт	Q _Р , квар	S _Р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
9	Установка испытательная	7	7,5	30	-	0,13	0,45/1,98	3,9	7,72						
10	Электрокалорифер	1	2,8	2,8	-	0,17	0,65/1,17	0,48	0,56						
11	Ванна для лужения	4	10	40		0,5	0,7/1,02	20	20,4						
12	Вентилятор	1	14	14	-	0,8	0,8/0,75	11,2	8,4						
	Итого по ШРАЗ	13	14/ 2,8	86,8	>3	0,41	-/1,04	35,58	37,08	12	1,36	48,4	37,08	60,96	92

2.2 Расчет освещения цеха

Цели и задачи светотехнического расчета: 1. По нормируемой освещенности $E_{\text{норм}}$ найти необходимое число СП - это прямой расчет. 2. Определение освещенности от СП, используемых в ОУ, - это задача обратная или поверочный расчет. Если результаты решения не соответствуют требованиям действующих норм, то выполняется корректировка светотехнического проекта. При расчете мощности ОУ и проведении поверочных расчетов на соответствие нормируемой освещенности используются два метода: 1. Точечный метод, в котором исходными параметрами служат сила света излучателя в направлении расчетной точки, его положение относительно этой точки и ориентация в пространстве плоскости, в которой находится освещенность. 2. Метод коэффициента использования светового потока, в котором средняя освещенность определяется как отношение светового потока, установившегося на расчетной плоскости, к площади этой поверхности. Метод коэффициента использования применяется обычно при решении прямой задачи, когда распределение светового потока по освещаемой поверхности близко к равномерному. Поверочные расчеты освещенности выполняются, как правило, методом расчета по силе света. При расчете ОУ требуются, в общем случае, расчет распределения светового потока, подающего от светильников на рабочую поверхность (плоскость, на которой нормируется освещенность), потолок и стены, и расчет множества отражений этих световых потоков между поверхностями в рассматриваемом помещении.

Выбираем светодиодные светильники типа НВ 152 LED компании «Световые Технологии».

В начале определяем площадь помещения намоточного отделения:

$$S = a \cdot b ,$$
$$S = 18 \cdot 10 = 180 \text{ м}^2.$$

Определяем индекс помещения:

$$i = \frac{S}{(l_1 - h_2) \cdot (l_2 + b)}$$

$$f = \frac{8280}{(5-1) \cdot (38+60)} = 2,9.$$

Определяем коэффициент отражения по таблице. Выбираем потолок – 50%, стены – 30%, пол – 10%.

Далее определяем требуемое количество светильников:

$$\Phi_p = \frac{E \cdot S \cdot K_z}{\eta \cdot N};$$

$$\Phi_p = \frac{300 \cdot 180 \cdot 1,5}{0,57 \cdot 10} = 11370 \text{ лм.}$$

Принимаем к установке 10 светодиодных светильников типа HB 152 LED компании «Световые Технологии».

$$-0,1 \leq \frac{\Phi_p - \Phi_{ис}}{\Phi_{ис}} \leq +0,2$$

$$\Delta\Phi = \frac{11370 - 12000}{12000} = -0,05$$

Затем определяем площадь помещения участка сборки автоматических линий и агрегатных станков:

$$S = a \cdot b,$$

$$S = 60 \cdot 24 = 1440 \text{ м}^2.$$

Определяем индекс помещения:

$$f = \frac{1440}{(5-1) \cdot (60+24)} = 1,2.$$

Определяем коэффициент отражения по таблице. Выбираем потолок – 50%, стены – 30%, пол – 10%.

Выбираем металлогалогенные лампы фирмы Philips, световой поток лампы 32500 лм.

Далее определяем требуемое количество светильников:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_z}{\eta \cdot n \cdot \Phi_n} = \frac{300 \cdot 1440 \cdot 1,5}{0,39 \cdot 1 \cdot 32500} = 51$$

Определяем мощность осветительной установки:

$$P_{oy2} = P_{нол} \cdot n \cdot N = 400 \cdot 1 \cdot 51 = 20,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{oy2} = P_{oy} \cdot \text{tg}\varphi = 20400 \cdot 0,6 = 12,240 \text{ квар}$$

Определяем суммарную мощность осветительной установки:

$$\sum P_{oy} = P_{oy1} + P_{oy2} = 78,8 + 20,4 = 99,2 \text{ кВт}$$

$$\sum Q_{oy} = Q_{oy1} + Q_{oy2} = 47,28 + 12,24 = 59,52 \text{ квар}$$

Определим расчетный ток группы светильников:

$$I_p = \frac{\sum P_p \cdot K_{пм}}{3 \cdot \cos\varphi \cdot U_{\phi}}$$

Для группы светильников 1-1 рабочего освещения:

$$I_p = \frac{1940 \cdot 1,2}{3 \cdot 0,9 \cdot 220} = 3,92 \text{ А.}$$

Выбираем кабель для группы светильников 1-1 ВВГнг(3х1,5), который прокладываем по воздуху, и автоматический выключатель S233 С6.

Расчеты остальных групп светильников системы рабочего освещения производятся аналогично и сводятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчеты групп светильников системы рабочего освещения

Но- мер груп- пы	Потребители (количество)	Расчетные вели- чины			Кабели			Защитные аппараты	
		Pp, Вт	cosφ	Ip, А	марка, сече- ние	способ прокладки	Ид, А	тип	Iуст, А
1-1	ARS PRS 236 (18), НПО 1×90 (5)	1940	0,9 / 1	3,92	ВВГнг(3×1,5)	в коробе	16	S233	6
1-2	НВ 152 LED (12)	1800	0,9	3,65	ВВГнг(3×1,5)	в коробе	16	S233	6
1-3	НВ 152 LED (11)	1650	0,9	3,35	ВВГнг(3×1,5)	в коробе	16	S233	6
1-4	НВ 152 LED (11)	1650	0,9	3,35	ВВГнг(3×1,5)	в коробе	16	S233	6
1-5	НВ 152 LED (3), НББ – 60 (1)	510	0,9 / 1	1,64	ВВГнг(3×1,5)	в коробе	16	S233	6
2-1	НВ 152 LED (11)	1650	0,9	3,35	ВВГнг(3×1,5)	в коробе	16	S233	6
2-2	НВ 152 LED (9)	1350	0,9	2,74	ВВГнг(3×1,5)	в коробе	16	S231	6
2-3	НВ 152 LED (11), НББ - 60 (1)	1710	0,9 / 1	3,42	ВВГнг(3×1,5)	в коробе	16	S231	6

2.3 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчетная нагрузка системы освещения цеха [стр. 23, 9]:

$$P_{осв} = k_c \cdot P_{уд.осв} \cdot F_y,$$

Расчетную реактивную нагрузку системы освещения определяем по формуле [стр. 24, 9]:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

Расчетная полная мощность цеха с учетом нагрузки системы освещения [стр. 24, 9]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{\text{росв}})^2 + (Q_p + Q_{\text{росв}})^2} .$$

По каждому цеху результаты расчетов нагрузок сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Сводная таблица расчётных данных по предприятию

№ п.п.	Наименование цехов и узлов СЭС ПП	P_H , кВт	$P_{H.Э}$, кВт	$n_Э$	$K_{И}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	K_M	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВ·А	I_P , А
Нагрузка 0,4 кВ														
1	Центральная заводская лаборатория (ЦЗЛ)	110	7.86	14	0.4	0.7	1.02	44	44.88	0.75	33	44.88	55.71	84.74
2	Механический цех 1 (МЦ1)	1760	37.45	47	0.33	0.45	1.98	580.8	1149.98	1.47	854.4	1149.98	1432.64	2179.25
3	Механический цех 2 (МЦ2)	2645	62.98	42	0.33	0.45	1.98	872.85	1728.24	1.54	1349	1728.24	2192.4	3334.96
4	Электроцех (ЭлЦ)	405	101.25	4	0.55	0.75	0.88	222.75	196.02	1.78	397.3	19.60	397.78	605.08
5	Ремонтно-механический цех (РМЦ)	298	24.83	12	0.35	0.55	1.52	104.3	158.53	1.55	162	158.53	226.67	344.8
6	Заводуправление (ЗУ)	75	15	5	0.41	0.71	1.03	30	30.7	1	30,1	33.67	45.10	68.60
7	Литейный цех (ЛЦ)	1570	50.66	31	0.41	0.66	1.18	628	734.77	1.5	879.3	734.77	1145.9	1742.95
8	Кузнечный цех (КЦ)	1710	53.44	32	0.28	0.45	1.98	478.8	948.02	1.82	872.1	948.02	1288.14	1959.45
9	Моторный цех 1 (МоЦ1)	2220	29.7	75	0.34	0.46	1.99	732.7	1450.55	1.46	1065.7	1450.55	1799.9	2737.9
10	Кислородная станция (КС)	165	20.64	8	0.71	0.86	0.63	115.6	71.62	1.15	133	78.78	153.73	233.84
11	Столовая (Ст)	280	70	4	0.72	0.56	1.53	196	297.93	0.58	112	327.72	346.33	526.9
12	Энергоцех (ЭнЦ)	1835	107.94	17	0.45	0.75	0.88	825.75	726.66	0.46	385.4	726.66	822.54	1251.2
13	Моторный цех 2 (МоЦ2)	395	13.17	30	0.33	0.45	1.98	130.35	258.09	1.54	201.5	258.09	327.44	498.08
14	Цех шестерен (ЦШ)	950	29.69	32	0.3	0.65	1.17	285	333.45	1.6	456	333.45	564.91	859.31
15	Компрессорная 1 (Комп1)	215	35.84	6	0.81	0.81	0.74	173	129	0.94	161	142	213.87	325.32
16	Термический цех(ТЦ)	4765	238.26	20	0.41	0.66	1.16	1906	2230.03	1.21	2287.3	2230.03	3194.42	4859.17

Продолжение таблицы 3

17	Сборочный цех 1 (СЦ1)	4815	150.47	32	0.27	0.65	1.17	1300.05	1521.05	0.41	544.5	1521.05	1615.58	2457.53
18	Учебные мастерские (УМ)	420	10.6	40	0.41	0.71	1.03	168	171.37	0.57	94.6	171.37	195.7	297.68
19	Сборочный цех 2 (СЦ2)	1765	15.23	116	0.28	0.66	1.18	476.56	557.57	1.04	494.3	557.57	745.07	1133.35
20	Склад (Ск)	40	3.64	11	0.3	0.6	1.33	12	15.96	0.9	10.8	15.96	19.27	29.31
21	Компрессорная 2 (Комп2)	240	40	6	0.8	0.8	0.75	192	144	0.93	178.6	158.4	238.72	363.13
22	Депо (Д)	55	6.11	9	0.2	0.65	1.17	11	12.87	1.5	16.5	14.157	21.74	33.07
	Итого по нагрузке 0,4 кВ	26733	3.64...238	593	0.35	-	1.36	9484.3	12911	1	10716	12803	16695.93	25396.91
Нагрузка 10 кВ														
21	Компрессорная 2 (Комп2) (СТД-1000-23УХЛ4)	4000	1000	4	0.8	0.9	-0.48	3200	-1536	1.6	5120	-1536	5345.44	294.27
	Итого по нагрузке 10 кВ	4000	1000	4	0.8	0.9	-0.48	3200	-1536	1.6	5120	-1536	5345.44	294.27

2.4 Картограмма электрических нагрузок предприятия

Радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха определяются [стр. 31, 9]:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi m}};$$

$$a_{ni} = 360 \cdot P_{pni} / P_{pi}, \quad a_{vi} = 360 \cdot P_{pvi} / P_{pi}, \quad a_{oi} = 360 \cdot P_{poi} / P_{pi},$$

где m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм² [стр. 31, 9].

Масштаб выбираем таким образом, чтобы радиус круга минимальной нагрузки был больше 5 мм. Принимаем $m = 0,28$ кВт/мм².

Координаты центра электрических нагрузок предприятия определим по формулам [стр. 31, 9]:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}};$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}.$$

где x_i, y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия [стр. 31, 9], м.

Координаты центра электрических нагрузок по результатам расчетов:
 $x_0 = 316,7$ м, $y_0 = 219,4$ м.

Результаты расчетов радиусов окружностей и углов секторов сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Радиусы окружностей и углы секторов

Цех	R_{pi} , кВт	$R_{p.ni}$, кВт	$R_{p.vi}$, кВт	$R_{p.oi}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , мм	α_{ni}	α_{vi}	α_{oi}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Центральная заводская лаборатория (ЦЗЛ)	55,9	33,1	0	22,9	31	11	8	214	0	148
Механический цех 1 (МЦ1)	956,2	854,5	0	101,8	48	102	34	323	0	39
Механический цех 2 (МЦ2)	1407,1	1349,1	0	58,2	61	245	41	346	0	16
Электроцех (ЭлЦ)	424,7	397,4	0	27,4	61	328	23	338	0	24
Ремонтно-механический цех (РМЦ)	189,4	162,1	0	27,4	61	386	16	309	0	53
Заводоуправление (ЗУ)	68,1	30,1	0	38,1	127	11	10	160	0	200
Литейный цех (ЛЦ)	990,5	879,3	0	111,3	193	98	56	121	225	13
Кузнечный цех (КЦ)	947,5	872,2	0	75,4	171	198	34	332	0	28
Моторный цех 1 (МоЦ1)	1174,7	1065,7	0	109,1	206	313	38	328	0	34
Кислородная станция (КС)	137,5	132,1	0	5,5	148	380	14	347	0	13
Столовая (Ст)	150,1	112,1	0	38,1	232	11	14	270	0	90
Энергоцех (ЭнЦ)	411,3	385,5	0	25,9	223	389	23	338	0	22
Моторный цех 2 (МоЦ2)	233,1	201,6	0	31,7	256	188	17	312	0	48
Цех шестерен (ЦШ)	518,8	456,1	0	62,8	338	81	25	317	0	43
Компрессорная 1 (Комп1)	171,7	160,1	0	11,8	343	397	13	337	0	23
Термический цех (ТЦ)	2351,7	2287,3	0	64,7	352	194	53	351	0	11
Сборочный цех 1 (СЦ1)	611,3	544,6	0	66,8	406	301	27	322	0	38
Учебные мастерские (УМ)	124,8	94,6	0	30,3	456	87	13	273	0	89
Сборочный цех 2 (СЦ2)	555,3	494,3	0	61,1	462	199	26	321	0	41
Склад (Ск)	21,9	10,9	0	11,1	546	188	6	179	0	181
Компрессорная 2 (Комп2)	5318,7	178,7	5121	20,2	548	276	77	13	346	2
Депо (Д)	23,9	16,4	0	7,4	561	81	6	248	0	112
Итого	18480,9	10716	5121	1008	317	220,5				

3 Выбор силовых трансформаторов КТП

Схемы цеховых трансформаторных подстанций определяются характеристикой электроприемников и схемами межцехового и внутрицехового распределения электроэнергии. Цеховые подстанции, как правило, выполняются комплектными (КТП), их поставляют заводы-изготовители в разобранном виде, готовыми для быстрого монтажа на месте установки. По конструктивному исполнению КТП изготавливаются для внутренней и наружной установки, они могут быть закрытыми и открытыми. Основным конструктивным исполнением КТП является модульная шкафовая компоновка его основных элементов с передним обслуживанием трансформаторов, шкафов ВН и НН, имеющих металлические или полимерные защитные кожухи.

Как правило, габаритные размеры КТП меньше подстанций сопоставимых мощностей, что позволяет при установке располагать их в центре электрических нагрузок. Такое расположение КТП значительно упрощает и удешевляет распределительные сети и дает возможность выполнить их рациональными в конструктивном отношении.

Цеховые КТП выполняются напряжением 6-10/0,4-0,23 кВ с одним или двумя трансформаторами мощностью до 2500 кВ А включительно. КТП могут подключаться к источнику питания (РУ-6-10 кВ) по двум схемам:

1. блока линия-трансформатор, в этом случае со стороны высокого напряжения используется глухое присоединение трансформатора и питающей линии. Этот вариант подключения используется при радиальной схеме распределительной сети 6-10 кВ;

2. со шкафом ввода со стороны высокого напряжения 6-10 кВ. В шкафу ВН, как правило, устанавливается выключатель нагрузки с предохранителем. Такая схема применяется в тех случаях, когда КТП питается по магистральной схеме.

Кроме этого коммутационные аппараты на вводе необходимо устанавливать в следующих случаях:

- при питании от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации;
- при удалении пункта питания от КТП на 3-5 км;
- при питании от воздушной линии;
- если отключающий аппарат нужен по условиям защиты.

Схема распределительного устройства НН также может быть выполнена по двум вариантам:

1. магистральная схема - шинопровод подключается непосредственно к трансформатору через автомат, обеспечивающий быстрое отключение магистрали при аварии;

2. радиальная схема - отдельные приемники электроэнергии, мощность которых больше 100 кВт, РП, ЩСУ через автоматические выключатели подключаются к РУ НН КТП. В этом случае РУ НН выполняется из шкафов различного назначения: вводных, линейных и секционных (на двухтрансформаторных КТП).

Мощность одного трансформатора, кВт·А, при условии полной компенсации реактивной мощности определяем условием [стр. 23, 9]:

$$S_{н.м} \geq \frac{P_c}{N \cdot K_3},$$

Предварительная проверка по допустимой перегрузке выбранных трансформаторов осуществляется по соотношению [стр. 23, 9]:

$$1,3 \cdot S_n \geq P_p,$$

K_3 трансформаторов при условии полной компенсации реактивной мощности, о.е. [стр. 23, 9]:

$$K_{3.д} = \frac{P_p}{N \cdot S_{н.м}},$$

Компенсация реактивной мощности.

Требуемая мощность конденсаторных батарей для одной секции шин по первому условию, квар [стр. 47, 11],

$$Q_{ку.мп1} = Q_p - Q_1,$$

где Q_1 – реактивная мощность, которую можно передать через трансформатор, квар [стр. 47, 11],

$$Q_1 = \sqrt{(K_3 S_{н.м})^2 - P_p^2}.$$

Требуемая мощность конденсаторных батарей для одной секции шин по второму условию, квар [стр. 47, 11]:

$$Q_{ку.мп2} = Q_p - Q_{э},$$

где $Q_{э}$ – часть экономической реактивной мощности, потребляемой в часы максимума нагрузок энергосистемы, квар [стр. 47, 11],

$$Q_{э} = tg\varphi_{э} P_p,$$

где $tg\varphi_{э}$ – коэффициент мощности на шинах КТП, о.е., при котором потребление Q не выходит за пределы экономических значений [стр. 47, 11].

Так как в компенсации реактивной мощности участвуют также синхронные двигатели на стороне 10кВ, то принимается допущение, что для выполнения баланса реактивной мощности в целом по заводу значение коэффициента мощности на шинах данной КТП должно быть $tg\varphi_{э}=0,3$ [стр. 48, 11].

Из двух значений требуемой мощности выбирается большее.

Параметры регулируемых установок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики установок компенсации реактивной мощности

Мощность установки, квар	20-1000
Количество ступеней	1-12
Номинал ступени, квар	5, 10, 15,25,50
$\cos \varphi$	>0,98
Степень защиты	IP 40 (IP 54)
Исполнение	Напольное, навесное
Габаритные размеры:	
высота, мм	1800(2000)
ширина, мм	800(600)
глубина, мм	450

Продолжение таблицы 5

Уровень рабочих перегрузок	До 2,5 In
Уровень пусковых перегрузок	До 200 In
Рабочее напряжение	230-690 В + 15 %
Рабочая частота	50/60 Гц
Жидкокристаллический цифровой регулятор фактора мощности «SIEMENS»	
Индикация напряжения сети, тока, частоты мощности, $\cos \varphi$, гармоник с 1 по 19	
Индикация общей длительности включения для каждой конденсаторной батареи	
Точность индикации напряжения, %	1,5
Точность индикации $\cos \varphi$, %	$\pm 0,01$
Точность индикации гармоник, %	± 8
Срок службы, ч	130 000
Рабочая температура, °С	-25-+55
Температура хранения, °С	-25 - +75
Влажность, %	40-95
Высота над уровнем моря, м	<2000

Результаты расчетов по выбору трансформаторов и компенсирующих устройств сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчётов мощностей трансформаторов на ТП

№ цеха	Наименование цехов и узлов СЭС ПП	Уд. плотность нагрузки σ , кВА/м ²	Расчетная активная нагрузка P_p , кВт	Категория надежности	Расчётная мощность тр-ров на ТП	Принято		
						мощность тр-ров на ТП	число тр-ров на ТП	количество ТП
1+2	ЦЗЛ Механический цех 1	0,11	1011,9	2 2	640	1000	2	1
7+6+11	Литейный цех Заводоуправление Столовая	0,17	1208,4	1 3 3	860	1000	2	1
17+15	СЦ 1 Комп1	0,09	782,8	2 1	560	630	2	1
21	Компрессорная 2	0,04	198,7	1	161	400	2	1
19+20	СЦ2 Склад	0,04	577	2 2	360	400	2	1
12+10	Энергоцех Кислородная станция	0,05	548,6	1 1	401	630	2	1
4+5	Электроцех РМЦ	0,04	613,9	2 2	383	400	2	1
8+13	Кузнечный цех Моторный цех 2	0,12	1180,4	2 2	737	1000	2	1
14	Цех шестерен	0,04	518,9	2	323	400	2	1
18+22	Учебные мастерские Депо	0,03	148,7	3 3	165	400	1	1
9	Моторный цех 1	0,04	1174,6	2	366	400	2	2
3	Механический цех 2	0,16	1407	2	879	1000	2	1
16	Термический цех	0,15	2351,8	2	734	1000	2	2

4 Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения, числа и мощности трансформаторов ГПП

4.1 Расчет нагрузок на стороне низкого напряжения (НН) ГПП

Величина нагрузки на стороне низкого напряжения ГПП:

$$P_{rp} = 0,9 \cdot (P_{pн} + D_{Pт}) + 1 \cdot (P_{росв.н} + P_{росв.тер} + P_{рв});$$

$$P_{rp} = 0,9 \cdot (10715,5 + 213,6) + 1 \cdot (1007 + 652,3 + 6758) = 17578 \text{ кВт.}$$

При этом $k_{ом}=1$ для осветительной нагрузки и высоковольтных электроприемников, и $k_{ом} = 0,9$ для низковольтных электроприемников и трансформаторов.

4.2 Выбор напряжения для системы внешнего электроснабжения

Увеличение напряжения уменьшает протекающие нагрузочные токи, следовательно, и потери мощности и энергии, и сечения токоведущих частей [7-8]. Однако выбор напряжения ограничен номинальным напряжением электроприемников, которые выбираются технологами, и параметрами электрической системы, питающей предприятие. Распространенным ранее было напряжение распределительной сети 6 кВ, затем 10 кВ, перспективным считается 20 кВ. Если на предприятии нет высоковольтных ЭП на 6 кВ, то обязательно используют напряжение 10 кВ; применение ЭД 6 кВ требует напряжения сети 6 кВ (номенклатура выпускаемых ЭД на 6 кВ значительно шире, чем ЭД на 10 кВ).

В ряде случаев применяют 6 кВ для питания ЭД, а 10 кВ - для питания цеховых ТП. Если мощность ЭП 6 кВ составляет менее 10 - 15 % суммарной расчетной мощности предприятия, то используется напряжение 10 кВ, а ЭП 6 кВ запитывают от дополнительных понижающих трансформаторов напряжением 10/6 кВ. При единичном числе ЭП напряжением 6 кВ (менее четырех - шести) применяют блочные схемы: понижающий трансформатор 10/6 кВ - ЭП. Если число ЭП более шести, то, как правило, сооружают РУ 6 кВ, которое запитывают от трансформаторов 10/6 кВ соответствующей мощности. Если высоковольтные двигатели составляют около 50 % расчетной мощности предприятия и возможна установка трансформаторов ГПП с расщепленной обмоткой (мощ-

ностью от 25 МВА), то возможен выбор трансформаторов с низшим напряжением расщепленных обмоток 10 и 6 кВ.

Выбор напряжения внешнего электроснабжения предприятия определяется обычно техническими ограничениями (предельной передаваемой мощностью, наличием стандартных трансформаторов нужной мощности с конкретным высшим напряжением), возможностью применения нескольких уровней напряжения. Но главным фактором, определяющим экономичность варианта, является наличие желаемого уровня напряжения в энергосистеме (районная подстанция, электростанция и т.д.). В настоящее время имеется две системы напряжений высоковольтных сетей: 110-220-500 кВ и 150-330-750 кВ.

Выбор напряжения внешнего электроснабжения предприятия выполняется на основе технико-экономического сравнения двух ближайших вариантов.

Для питания электроприемников наиболее распространено напряжение 380/220 В т.к. оно позволяет питать от одних трансформаторов силовую и осветительную нагрузку.

Найдем величину рационального напряжения по приближенной формуле Стилла [стр. 29, 10]:

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{L_i + 0,016 \cdot \frac{P_{пр}}{2}},$$

где $L_i = 3$ км – длина линии до ГПП.

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{3 + 0,016 \cdot \frac{17578}{2}} = 52,01 \text{ кВ.}$$

В качестве напряжения внешнего электроснабжения выбираем $U=110$ кВ.

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП [стр. 29, 10]:

$$S_{прп} = \sqrt{P_{прп}^2 + Q_{эсц}^2},$$

$$S_{прп} = 18403 \text{ кВА.}$$

где $Q_{эсц}$ - экономически целесообразная реактивная мощность на стороне ВН ГПП, квар.

$$Q_{эс} = P_{рп} \cdot \operatorname{tg} f,$$

$$Q_{эс} = 17578 \cdot 0,31 = 5449 \text{ квар.}$$

где $\operatorname{tg} f$ - коэффициент реактивной мощности для 110 кВ = 0,31 [стр. 30, 10].

$$DQ_{тгпп} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{рп}^2 + Q_{эс}^2},$$

$$DQ_{тгпп} = 1288, \text{ квар.}$$

где $DQ_{тгпп}$ - потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар [стр. 30, 10].

Мощность трансформаторов ГПП определим по формуле [стр. 30, 12]:

$$S_T = \frac{S_{рп}}{N_T \cdot k_{з.доп}},$$

$$S_T = 13145 \text{ кВА.}$$

где $N_T=2$ – число трансформаторов ГПП;

$K_{з.доп} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов.

Выбираем силовой трансформатор ТДН-16000/110. Каталожные параметры: $P_{хх}=18$ кВт, $P_{кз}=85$ кВт, $U_{кз}=10,5\%$, $I_{хх}=0,5\%$, $K_{з.норм} = 0,58$, $K_{з.авар} = 1,15$.

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 1.

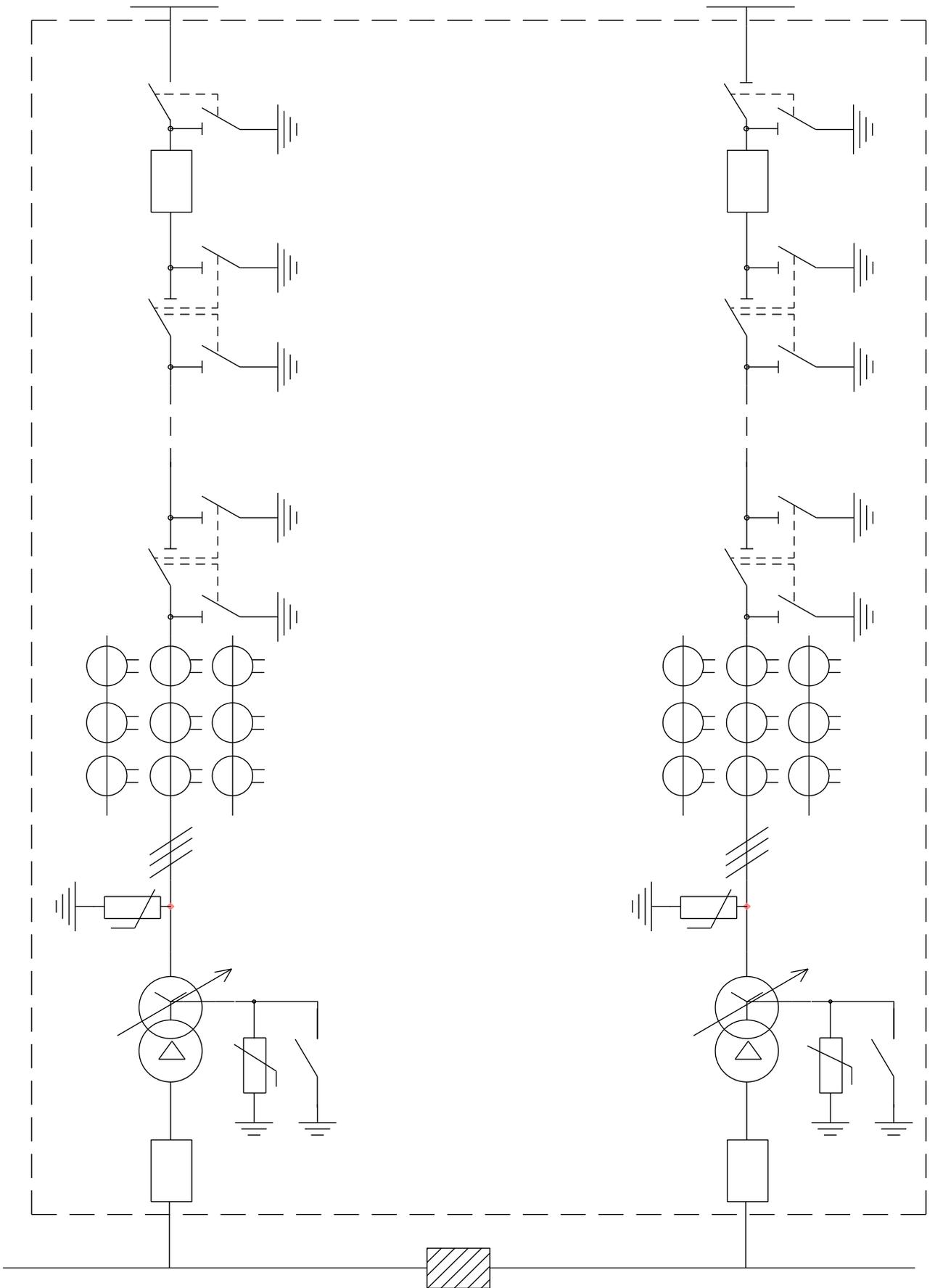


Рисунок 1 - Схема внешнего ЭС

5 Обоснование схемы электроснабжения

5.1 Определение потерь в трансформаторах

Потери электрической энергии в трансформаторах [стр. 31, 12]:

$$\Delta A_T = N \cdot (P_{xx} \cdot T_{\Gamma} + K_{3\text{н}2} \cdot P_{\text{кз}} \cdot \tau),$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь [стр. 31, 12]:

$$\tau = (0,124 + T_M/10^4)^2 \cdot T_{\Gamma}.$$

5.2 Расчет линии электропередач от энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии [стр. 32, 10]:

$$S_{\text{пл}} = \sqrt{(P_{\text{пл}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + Q_{\text{эс}}^2},$$

$$S_{\text{пл}} = 18517 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток цепи линии [стр. 32, 10]:

$$I_{\text{рл}} = \frac{S_{\text{пл}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{рл}} = 49 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме [стр. 32, 10]:

$$I_{\text{п}} = 2I_{\text{рл}},$$

$$I_{\text{п}} = 97 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находится по экономической плотности тока $j_3 = 1,1 \text{ А/мм}^2$ [стр. 32, 10]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рл}}}{j_3}.$$

$$F_{\text{э}} = 44,19 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение [стр. 32, 10]:

$$\text{АС - 70/11}$$

По справочнику определяем длительно-допустимые токи и удельные сопротивления выбранных проводов [стр. 32, 10]:

$$I_d = 265 \text{ A}, r_0 = 0,429 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}.$$

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме [стр. 32, 10]:

$$I_d > I_n,$$

$$265 \text{ A} > 97 \text{ A}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год [стр. 32, 10]:

$$\Delta A_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{пл}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau),$$

$$\Delta A_{\text{л}} = 40094 \text{ кВт*ч}.$$

5.3 Расчет токов КЗ на напряжении 110 кВ

В системах электроснабжения промышленных предприятий и непромышленных объектов могут появляться короткие замыкания (КЗ), которые вызывают резкое и значительное увеличение токов. Все основное электрооборудование системы внутреннего электроснабжения предприятия или объекта должно быть выбрано и проверено с учетом воздействия этих токов [4].

Рассматривают следующие виды коротких замыканий:

- трехфазное симметричное короткое замыкание;
- двухфазное короткое замыкание - когда две фазы соединятся между собой без образования электрического контакта с землей;
- однофазное короткое замыкание - одна фаза образует электрический контакт по земле с нейтралью источника питания;
- двухфазное короткое замыкание на землю – когда две фазы образуют электрический контакт между собой и землей.

Одними из главных причин возникновения КЗ являются нарушения изоляции в частях электроустановок, неправильные или ошибочные действия обслуживающего персонала, перекрытия изоляции вследствие возникновения перенапряжений в системе электроснабжения. Короткие замыкания приводят к нарушению нормального электроснабжения потребителей, подключенных к поврежденным участкам электросети, из-за понижения на них напряжения ниже допустимого порога и нарушения работы части энергосистемы. Поэтому ко-

роткие замыкания должны быть устранены устройствами защиты в минимальные сроки.

Все элементы системы электроснабжения должны удовлетворять расчетным условиям их работы. Под расчетными условиями в общем случае понимаются наиболее тяжелые условия, в которых могут оказаться электрические аппараты и проводники.

Исходная схема и схема замещения для расчетов токов КЗ представлена на рисунке 2.

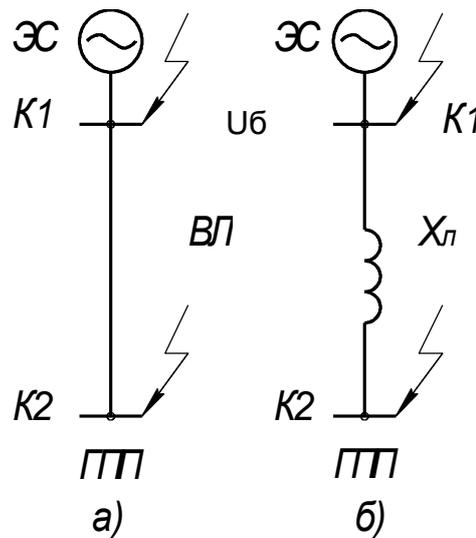


Рисунок 2 - Исходная схема а) и схема замещения б)

Принимаем базисную мощность $S_6 = 1000$ МВА, и базисное напряжение $U_6 = 115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах [стр. 54, 10]:

$$x_c = \frac{S_6}{S_c} = 0,33 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушной линии [стр. 54, 10]:

$$x_{л} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_6}{U_6^2} = 0,1 \text{ о.е.}$$

Ток короткого замыкания в точке К-1 [стр. 54, 10]:

$$I_{к1} = I_{ит} = I_{п0} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_{к1}} = 15,06 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания [стр. 54, 10]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1} = 36,64 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая [стр. 54, 10]:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = 3,52 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ ступени [стр. 54, 10]:

$$S_{к.ст} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot I_{к1} = 3000 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К2 [стр. 54, 10].

$$x_{к2} = x_c + x_{л} = 0,43 \text{ кА.}$$

Расчет тока КЗ в точке К2 проводим аналогично:

$$I_{к2} = 11,57 \text{ кА, } i_{уд} = 29,44 \text{ кА, } I_{ат} = 2,7 \text{ кА, } S_{к.ст} = 2303 \text{ МВА.}$$

5.4 Выбор коммутационных аппаратов в начале и конце линии от ЭЭС

Выбираем выключатель ВГБ – 110А.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам [стр. 37, 14]:

1. По номинальному напряжению [стр. 37, 14]:

$$U_c \leq U_n,$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ.}$$

По максимальному рабочему току [стр. 37, 14]:

$$I_{max} \leq I_n,$$

$$112,46 \text{ А} \leq 2000 \text{ А.}$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{нп}}{\sqrt{3} \cdot U_n}.$$

3. По отключающей способности. Сначала проверяется возможность отключения периодической составляющей тока короткого замыкания [стр. 37, 14]:

$$I_{п,t} \leq I_{отк.н},$$

$$15,06 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$$

Проверяем возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания [стр. 37, 14]:

$$I_{a,t} \leq I_{a,n},$$
$$3.52 \text{ кА} \leq 65,05 \text{ кА}.$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t определим по формуле [стр. 37, 14]:

$$I_{a,n} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.н} = 65,05 \text{ кА}.$$

4. Проверка на электродинамическую стойкость [стр. 37, 14]:

$$I_{п,о} \leq I_{пр.скв} = I \text{ дин},$$
$$15,06 \text{ кА} \leq 138 \text{ кА}.$$
$$I_{уд} \leq I_{пр.скв} = I \text{ дин},$$
$$36,64 \text{ кА} \leq 138 \text{ кА}.$$

5. Проверка на термическую стойкость [стр. 37, 14]:

$$W_k \leq I_{терм.н}^2 \cdot t_{терм.н},$$
$$31,76 \text{ кА} \cdot \text{с}^2 \leq 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2.$$

Тепловой импульс квадратичного тока короткого замыкания определим по формуле [стр. 37, 14]:

$$W_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 31,76 \text{ кА} \cdot \text{с}^2.$$

Выключатель выбран верно.

Выбираем разъединитель РДЗ – 2 – 110-1000Н.УХЛ1.

Разъединители выбираются по следующим параметрам [стр. 38, 14]:

1. По номинальному напряжению [стр. 38, 14]:

$$U_c \leq U_n,$$
$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}.$$

2. По максимальному рабочему току [стр. 38, 14]: $I_{\text{MAX}} \leq I_n$

$$I_{\text{max}} \leq I_n,$$
$$112,46 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}.$$

3. По электродинамической стойкости [стр. 38, 14]: $i_{уд} \leq i_{пр.скв}$

$$i_{уд} \leq i_{пр.скв},$$

$$36,64 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}.$$

4. По термической стойкости [стр. 38, 14]: $W_K \leq I_{\text{ТЕРМ.Н}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ.Н}}$

$$W_K \leq I_{\text{терм.н}}^2 \cdot t_{\text{терм.н}},$$

$$31,76 \text{ кА} \cdot \text{с}^2 \leq 2500 \text{ кА} \cdot \text{с}^2.$$

Разъединитель выбран верно.

Для защиты трансформаторов от перенапряжений выбираем ограничители перенапряжений типа ОПН-У-110, в нейтраль силового трансформатора включаем ОПН-У-110 и заземлитель типа ЗОН-110М-ГУ1.

5.5 Технико-экономические показатели схемы внешнего ЭС

Годовые приведенные затраты находятся по формуле [стр. 51, 10]:

$$Z = \sum_1^n E_i \cdot K_i + C_0 = 3454 \text{ тыс.руб.};$$

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{mpi},$$

где: E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, $E_n=0,12$. Отчисления на амортизацию и текущий ремонт приняты по [стр. 51, 10].

6 Выбор уровня напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия

6.1 Выбор напряжения

Согласно СН 174-75, т.к. отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ, принимаем напряжение системы внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

6.2 Построение схемы электроснабжения

Распределение электроэнергии выполним по радиальным и магистральным схемам. По магистральной схеме подключены ТП1-ТП4 и ТП6-ТП15. По радиальной схеме подключена ТП5. Схемы выполняются при помощи кабельных линий.

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбираем способ прокладки кабелей в траншее как наиболее простой и экономичный (при прокладке до 6 кабелей). Выбираем кабель марки ААП2л. При пересечении с железной дорогой кабели прокладываем в трубе. При прокладке кабельных линий в зданиях используем лотки.

6.4 Расчет линий напряжением 10 кВ

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме [стр. 49, 10]:

$$I_{pk} = \frac{S_{pk}}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

Сечение кабельной линии, определяется по экономической плотности тока [стр. 49, 10]:

$$F_{\text{э}} = I_{pk} / j_{\text{э}},$$

Допустимый ток кабеля с учетом его прокладки [стр. 49, 10]:

$$I_{\text{д}}^1 = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{т}} \cdot I_{\text{д}} > I_{pk} / N_{\text{к}},$$

где k_n - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [стр. 50, 10];

k_t - поправочный коэффициент на температуру среды прокладки кабеля [стр. 50, 10];

N_k - число параллельно прокладываемых кабелей [стр. 50, 10].

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме [стр. 50, 10]:

$$I_{ав}^1 = k_{ав} \cdot I_d > I_{ав} / N_k,$$

Потеря напряжения в кабельной линии [стр. 51, 10]:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_o \cdot l + Q_p \cdot x_o \cdot l}{N_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_d = 5\%,$$

Результаты расчетов представлены на чертежах.

7 Расчет токов КЗ

Расчет токов КЗ проведем в следующих точках:

К1 и К2 – со стороны 110 кВ подстанции;

К3 – в РУ 10 кВ ГПП;

К4 – в сети 0,4 кВ цеха.

Схема замещения для определения токов КЗ приведена на рисунке 3.

Для точек К1 и К2 расчет токов КЗ приведен ранее.

Точка К1: $I_{K1} = 15,06$ кА, $I_{y1} = 36,64$ кА.

Точка К2: $I_{K2} = 11,57$ кА, $I_{y2} = 29,94$ кА.

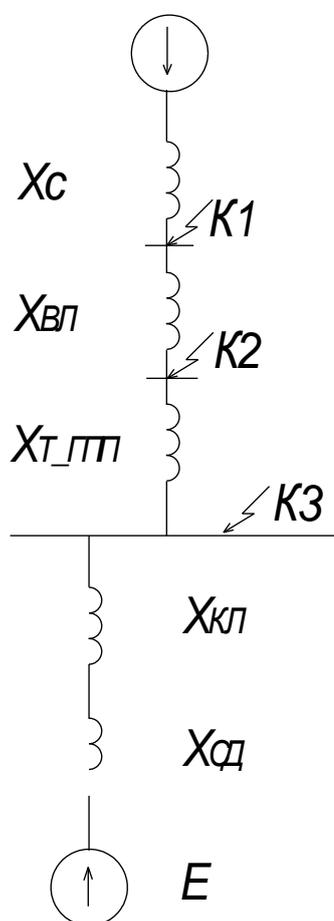


Рисунок 3 - Схема замещения для расчета токов КЗ

Рассчитаем токи КЗ в точке К3.

Примем $S_6 = 1000$ МВА, $U_6 = 10$ кВ.

Базисный ток [стр. 55, 10]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6},$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 54,99 \text{ кА.}$$

Сопротивление трансформатора ГПП [стр. 55, 10]:

$$x_{3*} = x_T = u_k \cdot S_6 / 100 S_{HT};$$

$$x_{3*} = x_T = 10 \cdot 1000 / 100 \cdot 16 = 6,56 \text{ о.е.}$$

Сопротивления кабельных линий [стр. 55, 10]:

$$x_{4*} = x_L = x_0 \cdot l \cdot S_6 / U_6;$$

$$x_{4*} = x_L = 0,086 \cdot 0,332 \cdot 1000 / 100 = 0,26 \text{ о.е.}$$

Сопротивление синхронных двигателей [стр. 55, 10]:

$$x_{5*} = x_{сд} = x_d'' \cdot S_6 \cdot \cos \varphi / P_{н.сд};$$

$$x_{5*} = x_{сд} = 0,134 \cdot 1000 \cdot 0,8 / 1,6 = 67 \text{ о.е.}$$

где $x_d'' = 0,134$ [стр. 38, 10] для СТД–1600.

Эквивалентное сопротивление будет иметь вид [стр. 55, 10]:

$$x_{\text{э.сд}} = (x_{сд} + x_L) / N,$$

$$R_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{HT}^2} x_{\text{э.сд}} = (67 + 0,26) / 2 = 33,63 \text{ о.е.}$$

Найдем периодическую составляющую тока КЗ от энергосистемы [стр. 55, 10]:

$$I_{пс} = \frac{E_c}{X_c} \cdot I_6,$$

$$I_{пс} = (1 / 12,74) \cdot 54,99 = 4,32 \text{ кА.}$$

Определим периодическую составляющую тока КЗ от синхронных двигателей [стр. 56, 10]:

$$I_{п.сд} = \frac{E_{сд}}{X_{\text{э.сд}}} \cdot I_6,$$

$$I_{п.сд} = (1,07 / 33,63) \cdot 54,99 = 1,75 \text{ о.е.}$$

Определим ток в точке КЗ [стр. 56, 10]:

$$I_{кз} = I_{п0} = I_{пт} = I_{пс} + I_{п.сд};$$

$$I_{к3} = 4,32 + 1,75 = 6,07 \text{ кА.}$$

Мощность ступени короткого замыкания [стр. 56, 10]:

$$S_{к.ст} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 6,07 = 110,4 \text{ МВА.}$$

Рассчитаем ток в точке К4. Составим схему замещения (рисунок 4).

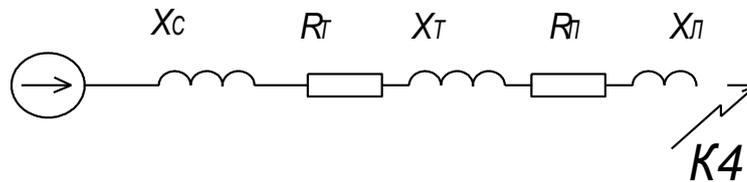


Рисунок 4 - Схема замещения для расчетов токов КЗ в точке К4

При определении тока КЗ в точке К4 в качестве источника рассматривается только ЭЭС. Найдем сопротивление системы [стр. 57, 10]:

$$x_c = S_{\bar{6}} / S_{к.ст};$$

$$x_c = 1000 / 110,4 = 9,06 \text{ о.е.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора [стр. 55, 10]:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{HT}};$$

$$X_T = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{400} = 162,5 \text{ о.е.};$$

Активное сопротивление трансформатора [стр. 55, 10]:

$$R_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{HT}^2};$$

$$R_T = 5,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000}{400^2} = 34,38 \text{ о.е.}$$

Активное сопротивление линии [стр. 55, 10]:

$$r_l = r_{л(ГПП-ТП8)} + r_{л(ТП8-ТП3)};$$

$$r_l = \frac{1,94 \cdot 0,105 \cdot 1000}{10^2} + \frac{1,94 \cdot 0,2 \cdot 1000}{10^2} = 5,37 \text{ о.е.}$$

Реактивное сопротивление линии [стр. 55, 10]:

$$X_l = X_{л(ГПП-ТП8)} + X_{л(ТП8-ТП3)};$$

$$x_{л} = \frac{0,113 \cdot 0,105 \cdot 1000}{10^2} + \frac{0,113 \cdot 0,2 \cdot 1000}{10^2} = 0,31 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное активное сопротивление [стр. 55, 10]:

$$r_3 = r_T + r_{л};$$

$$r_3 = 34,38 + 5,37 = 39,75 \text{ о.е.};$$

Эквивалентное реактивное сопротивление [стр. 55, 10]:

$$x_3 = x_c + x_T + x_{л};$$

$$x_3 = 9,06 + 162,5 + 0,31 = 171,87 \text{ о.е.};$$

Эквивалентное сопротивление в точке К4 [стр. 55, 10]:

$$z_3 = \sqrt{r_3^2 + x_3^2},$$

$$z_3 = \sqrt{39,75^2 + 171,87^2} = 176,4 \text{ о.е.}$$

Ток в точке К4 [стр. 55, 10]:

$$I_{к4} = \frac{E_k}{z_3} \cdot I_6,$$

Базисный ток [стр. 55, 10]:

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4 \text{ кА.}$$

$$I_{к4} = (1 / 176,4) \cdot 1443,4 = 8,18 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К4 [стр. 55, 10]:

$$I_{y4} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к4};$$

$$I_{y4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,18 = 18,5 \text{ кА.}$$

Итоговые результаты по расчету токов КЗ в точках К1 – К4 сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	U, кВ	Ток, кА			Sкз, МВА
		I _{по}	I _{пт}	I _{уд}	
Точка К1	110	15,06	15,06	36,64	3000
Точка К2	110	11,57	11,57	29,44	2304
Точка К3	10,5	6,07	6,07	13,7	110,4
Точка К4	0,4	8,18	8,18	18,5	5,67

8 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия

8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Выбираем два трансформатора собственных нужд мощностью [стр. 78, 14]:

$$S_{тсн} = S_{нт} \cdot 0,5\%;$$

$$S_{тсн} = 0,005 \cdot 16000 = 80 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТМ-100/10, который подключаем к шинам 10 кВ через предохранители, т.к. $S_{тсн} < 200$ кВА.

Ток предохранителя [стр. 78, 14]:

$$I_{п} = \frac{S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,77 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель ПКТ-101-10-10-31,5 УЗ.

8.2 Выбор оборудования на стороне НН ГПП

РУ 10 кВ принимаем комплектным, состоящим из шкафов серии К-104М, производства Ивановского электротехнического завода «ЭКТА».

Выбор вводного выключателя.

Номинальный ток силового трансформатора [стр. 37, 10]:

$$I_{н} = \frac{K_{зн} \cdot S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{н} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 615,8 \text{ А.}$$

Послеаварийный ток трансформатора ГПП [стр. 37, 10]:

$$I_{м} = \frac{k_{зпа} \cdot S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{м} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1231,7 \text{ А.}$$

Условия выбора вводного выключателя КРУ [стр. 37, 10]:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$\begin{aligned}
10 \text{ кВ} &\leq 12 \text{ кВ}; \\
I_{\max} &< I_{\text{ном}}; \\
1231,7 \text{ А} &< 1250 \text{ А}; \\
I_{\text{по}} &< I_{\text{дин}}; \\
11,31 \text{ кА} &< 16 \text{ кА}; \\
I_{\text{уд}} &< i_{\text{дин}}; \\
25,6 \text{ кА} &< 40 \text{ кА}; \\
I_{\text{а,}\tau} &< I_{\text{а ном}}; \\
4,36 \text{ кА} &< 4,53 \text{ кА}; \\
Вк &< I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \\
14,1 \text{ кА}^2 \text{ с} &< 768 \text{ кА}^2 \text{ с}.
\end{aligned}$$

Вводной выключатель VF-12.12.16 выбран верно.

Время от начала КЗ до отключения выключателя [стр. 37, 10]:

$$\begin{aligned}
\tau &= t_{\text{з, мин}} + t_{\text{с.в}}, \\
\tau &= 0,065 + 0,05 = 0,115 \text{ с}.
\end{aligned}$$

Апериодическая составляющая номинального тока [стр. 37, 10]:

$$\begin{aligned}
I_{\text{ан}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.н}} \cdot \beta, \\
I_{\text{ан}} &= \sqrt{2} \cdot 16 \cdot 0,20 = 4,53 \text{ кА}.
\end{aligned}$$

В качестве секционного выключателя (СВ) и выключателей отходящих линий (ВОЛ) выбирае такие же выключатели.

8.3 Выбор ТТ для отходящих линий

В ячейках КРУ К-104М устанавливаются трансформаторы тока ТЛК-10.

Выбор ТТ производим по следующим условиям [стр. 38, 10]:

$$\begin{aligned}
U_{\text{уст}} &< U_{\text{ном}}; \\
10 \text{ кВ} &< 10 \text{ кВ}; \\
I_{\max} &< I_{\text{ном}}; \\
1231,7 \text{ А} &< 1500 \text{ А}; \\
I_{\text{уд}} &< i_{\text{дин}}; \\
25,6 \text{ кА} &< 81 \text{ кА};
\end{aligned}$$

$$I_{\text{кз}} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$$

$$14,1 \text{ кА}^2 \text{ с} < 2976 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

К установке принимаем трансформатор тока ТЛК-1-10-1500-0,5/10Р УЗ.

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КРВГ-2,5.

Для сигнализации об однофазных замыканиях на землю в сетях напряжением 10кВ в начале питающих кабельных линий устанавливаем трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМ.

8.4 Выбор трансформатора напряжения (ТН)

Трансформатор напряжения выбираем по следующим условиям [стр. 41, 10]:

а) по напряжению

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{уст.}}$$

б) по конструкции и схеме соединения обмоток;

в) по классу точности.

К установке принимаем три однофазных ТН типа ЗНОЛ.09-10.02 УЗ.

Схема включения ТН – «Ун - Ун - разомкнутый треугольник» (рисунок 4).

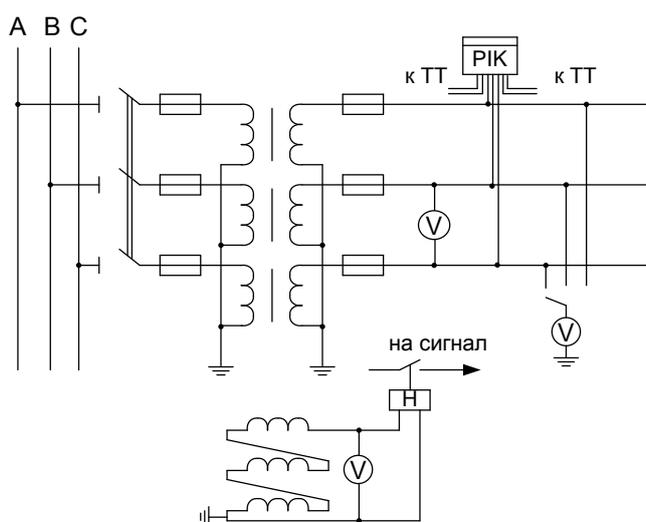


Рисунок 4 - Схема подключения ТН

Для ТН ЗНОЛ.09-10.0.2 У3 номинальная мощность вторичных цепей равна 75 ВА. Т.к. к установке выбраны три однофазных трансформатора, то:

$$S_{2ном} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА.}$$

Для работы ТН в заданном классе точности, должно выполняться условие [стр. 41, 10]:

$$S_{нагр} \leq S_{2ном},$$

Результаты проверки по допустимой нагрузке вторичных цепей ТН приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка ТН

Прибор	Тип	N приборов	N обмоток	S ВА	cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр на сборных шинах	Э-335	3	1	2	1,0	0	6	-
Счетчик активной и реактивной энергии на вводах 10 кВ	ЦЭ 2727	1	2	3 Вт	0,38	0,93	6	14,6
Счетчик активной и реактивной энергии на линиях 10 кВ	ЦЭ 2727	12	2	3 Вт	0,38	0,93	72	175,3
Итого:							84	189,9

Мощность, потребляемую приборами определяем по формуле [стр. 41, 10]:

$$S_{нагр} = \sqrt{P^2 + Q^2};$$

$$S_{нагр} = \sqrt{84^2 + 189,86^2} = 207,61 \text{ ВА.}$$

Т.к. $S_{нагр} < S_{2ном}$, то ТН будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения ТН с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ-2,5.

ТН присоединяем к сборным шинам через предохранитель ПКТ101-10-2-12,5 У3 и втычной разъединитель.

8.6 Выбор высоковольтных выключателей и ТТ 10 кВ на отходящие линии

1. Кабельная линия ГПП-ТП4:

$U_{н} = 10 \text{ кВ}$, $I_p = 38,3 \text{ А}$, $I_{утяж} = 76,6 \text{ А}$, $I_{по} = 11,3 \text{ кА}$, $I_y = 25,6 \text{ кА}$.

Выбираем выключатель VF-12.08.16 и трансформатор тока ТЛК-10-100-0,5/10Р.

2. Кабельная линия ГПП-ТП5:

$U_{н} = 10 \text{ кВ}$, $I_p = 19,1 \text{ А}$, $I_{утяж} = 38,2 \text{ А}$, $I_{по} = 11,3 \text{ кА}$, $I_y = 25,6 \text{ кА}$.

Выбираем выключатель VF-12.08.16 и трансформатор тока ТЛК-10-50-0,5/10Р.

3. Кабельная линия ГПП-ТП7:

$U_{н} = 10 \text{ кВ}$, $I_p = 43,3 \text{ А}$, $I_{утяж} = 86,6 \text{ А}$, $I_{по} = 11,3 \text{ кА}$, $I_y = 25,6 \text{ кА}$.

Выбираем выключатель VF-12.08.16 и трансформатор тока ТЛК-10-100-0,5/10Р.

4. Кабельная линия ГПП-ТП8:

$U_{н} = 10 \text{ кВ}$, $I_p = 24,4 \text{ А}$, $I_{утяж} = 48,8 \text{ А}$, $I_{по} = 11,3 \text{ кА}$, $I_y = 25,6 \text{ кА}$.

Выбираем выключатель VF-12.08.16 и трансформатор тока ТЛК-10-50-0,5/10Р.

5. Кабельная линия ГПП-ТП9:

$U_{н} = 10 \text{ кВ}$, $I_p = 18,5 \text{ А}$, $I_{утяж} = 37 \text{ А}$, $I_{по} = 11,3 \text{ кА}$, $I_y = 25,6 \text{ кА}$.

Выбираем выключатель VF-12.08.16 и трансформатор тока ТЛК-10-50-0,5/10Р.

6. Кабельная линия ГПП-ТП11:

$U_{н} = 10 \text{ кВ}$, $I_p = 37 \text{ А}$, $I_{утяж} = 74 \text{ А}$, $I_{по} = 11,3 \text{ кА}$, $I_y = 25,6 \text{ кА}$.

Выбираем выключатель VF-12.08.16 и трансформатор тока ТЛК-10-100-0,5/10Р.

7. Кабельная линия ГПП-ТП12:

$U_H = 10 \text{ кВ}$, $I_p = 34,2 \text{ А}$, $I_{утяж} = 68,4 \text{ А}$, $I_{по} = 11,3 \text{ кА}$, $I_y = 25,6 \text{ кА}$.

Выбираем выключатель VF-12.08.16 и трансформатор тока ТЛК-10-100-0,5/10Р.

8. Кабельная линия ГПП-СД:

$U_H = 10 \text{ кВ}$, $I_p = 92,4 \text{ А}$, $I_{утяж} = 184,8 \text{ А}$, $I_{по} = 11,3 \text{ кА}$, $I_y = 25,6 \text{ кА}$.

Выбираем выключатель VF-12.08.16 и трансформатор тока ТЛК-10-200-0,5/10Р.

9. Кабельная линия ГПП-ДСП:

$U_H = 10 \text{ кВ}$, $I_p = 27,2 \text{ А}$, $I_{утяж} = 54,4 \text{ А}$, $I_{по} = 11,3 \text{ кА}$, $I_y = 25,6 \text{ кА}$.

Выбираем выключатель VF-12.08.16 и трансформатор тока ТЛК-10-100-0,5/10Р.

Проверяем кабели 10 кВ на термическую стойкость к токам КЗ [стр. 49, 10]:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

где $B_k = 11,31^2 \cdot (0,06 + 0,055) = 14,7 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{14,7 \cdot 10^6}}{100} = 38,3 \text{ мм}^2,$$

Принимаем $F_{\min} = 50 \text{ мм}^2$. Если сечение кабеля, выбранное по утяжеленному режиму работы меньше сечения по термической устойчивости ($F_{\min} = 50$), то принимаем минимальное сечение по термической устойчивости.

Кабели, питающие синхронные двигатели (СД):

$$B_k = 11,31^2 \cdot (0,06 + 0,12) = 23,04 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{23,04 \cdot 10^6}}{100} = 48 \text{ мм}^2.$$

Оставляем найденное ранее сечение $F = 70 \text{ мм}^2$.

Кабельные линии для которых увеличиваем сечение по термической устойчивости:

- линия ГПП - ТП4, прежняя площадь сечения кабеля 25 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ТП4 – ТП1, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ГПП – ТП5, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ГПП – ТП7, прежняя площадь сечения кабеля 25 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ТП7 – ТП6, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ТП6 – ТП2, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ГПП – ТП8, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ТП8 – ТП3, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ГПП – ТП9, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ТП9 – ТП13, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л (3×50);
- линия ГПП – ТП11, прежняя площадь сечения кабеля 25 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ТП11 – ТП10, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ГПП – ТП12, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ТП12 – ТП15, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);
- линия ТП15 – ТП14, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л 2×(3×50);

- линия ГПП – ДСП, прежняя площадь сечения кабеля 16 мм²
выбранный кабель - ААП2л (3×50).

8.7 Выбор аппаратуры на сторонах ВН и НН ТП

В качестве цеховых трансформаторных подстанций выбираем КТП-400, КТП-630 и КТП-1000, которые комплектуются выключателями нагрузки ВНПу-10/100-16 со встроенными предохранителями ПКТ.

- ТП 1, 4: $U_H = 10$ кВ, $I_p = 38,3$ А, $I_y = 76,6$ А, $I_k = 11,3$ кА

выбираем выключатель нагрузки ВНПу-10/100-16зУ3 и предохранитель ПКТ10-100-31,5У3;

- ТП 2, 6 и 7: $U_H = 10$ кВ, $I_p = 43,3$ А, $I_y = 86,6$ А, $I_k = 11,3$ кА

выбираем выключатель нагрузки ВНПу-10/100-16зУ3 и предохранитель ПКТ10-100-31,5У3;

- ТП 3 и 8: $U_H = 10$ кВ, $I_p = 24,4$ А, $I_y = 48,8$ А, $I_k = 11,3$ кА

выбираем выключатель нагрузки ВНПу-10/100-16зУ3 и предохранитель ПКТ10-50-31,5У3;

- ТП 5: $U_H = 10$ кВ, $I_p = 19,1$ А, $I_y = 38,2$ А, $I_k = 11,3$ кА

выбираем выключатель нагрузки ВНПу-10/100-16зУ3 и предохранитель ПКТ10-50-31,5У3;

- ТП 9, 13: $U_H = 10$ кВ, $I_p = 18,5$ А, $I_y = 37$ А, $I_k = 11,3$ кА

выбираем выключатель нагрузки ВНПу-10/100-16зУ3 и предохранитель ПКТ10-50-31,5У3;

- ТП 10 и 11: $U_H = 10$ кВ, $I_p = 37$ А, $I_y = 74$ А, $I_k = 11,3$ кА

выбираем выключатель нагрузки ВНПу-10/100-16зУ3 и предохранитель ПКТ10-100-31,5У3;

- ТП 12, 14 и 15: $U_H = 10$ кВ, $I_p = 34,2$ А, $I_y = 68,4$ А, $I_k = 11,3$ кА

выбираем выключатель нагрузки ВНПу-10/100-16зУ3 и предохранитель ПКТ10-100-31,5У3.

9 Компенсация реактивной мощности

Схема замещения системы электроснабжения предприятия для расчета компенсации реактивной мощности представлена на рисунке 5.

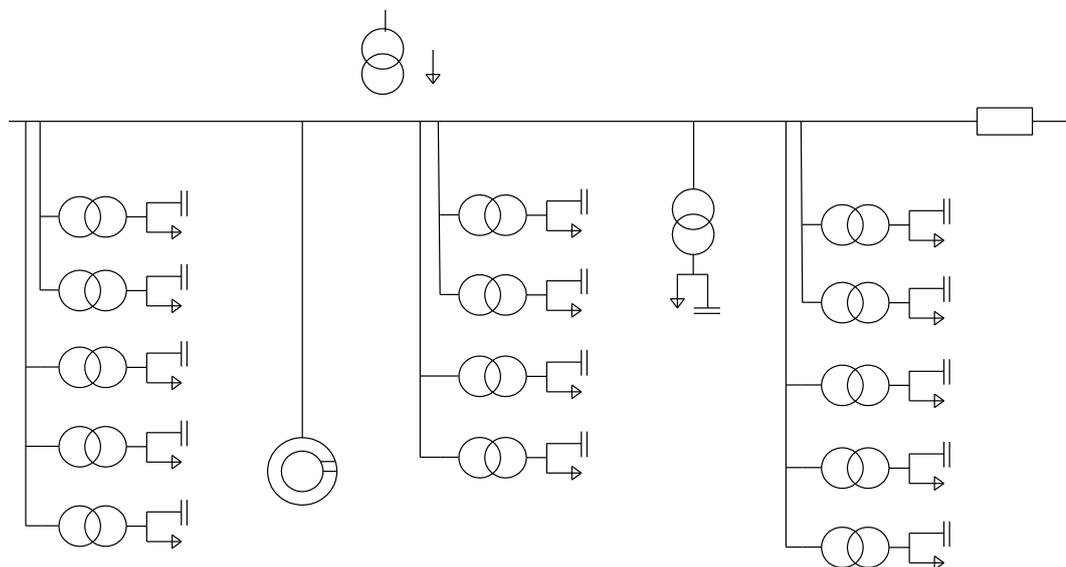


Рисунок 5 - Схема замещения СЭС

В таблице 9 приведены исходные данные для системы электроснабжения предприятия.

Таблица 9 - Исходные данные для схемы электроснабжения

№ ТП	$S_{ТН}$, кВА	Q_{1i} , квар	ΔQ_{Ti} , квар	R_{Ti} , Ом	R_{Li} , Ом
1	800	391	34	1,190	0,124
2	1000	380	49	1,100	0,144
3	400	90	23	3,440	0,124
4	1000	239	37	1,100	0,211
5	800	247	34	1,190	0,158
6	400	127	23	3,440	0,084
7	400	127	23	3,440	0,052
8	800	463	27	1,190	0,065
9	400	187	27	3,440	0,206
10	800	204	33	1,190	0,068
11	800	204	33	1,190	0,126
12	800	428	30	1,190	0,037
13	400	253	21	3,440	0,107
14	400	159	21	3,440	0,069
15	400	114	14	3,440	0,146
Всего по ТП		3619	436		

Данные о СД приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Данные о СД

Обозначение	Тип	Uном, кВ	Pсд.н _i , кВт	Qсд.н _i , квар	Кол-во, шт	част. вр, об/мин	D ₁ , кВт	D ₂ , кВт
СД 1, СД 2	СТД	10	1600	-705	2	3000	4,3	6,3

Располагаемая реактивная мощность СД определяется [стр. 27, 8]:

$$Q_{сд.ми} = a_{ми} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{сд.н}^2 + Q_{сд.н}^2} = 1,92 \text{ Мвар},$$

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной [стр. 27, 8]:

$$C_0 = \delta \cdot \alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau ,$$

$$C_0 = 1,03 \cdot (2379,7 \cdot 0,79 + 2198,8 \cdot 1,144) = 4527 \text{ руб/кВт}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками [стр. 27, 8]:

а) для низковольтных батарей конденсаторов (БК) 0,4 кВ [стр. 27, 8]:

$$Z_{г.кнi} = E \cdot K_{бкн} + C_0 \cdot DP_{бкн},$$

$$Z_{г.кн1} = 0,223 \cdot 642000 + 4527 \cdot 4 = 161275 \text{ руб/Мвар}.$$

б) для высоковольтных батарей конденсаторов 10 кВ [стр. 27, 8]:

$$Z_{г.квi} = E \cdot K_{бкв} + C_0 \cdot DP_{бкв},$$

$$Z_{г.кв1} = 0,223 \cdot 321000 + 4527 \cdot 4 = 82901 \text{ руб/Мвар}.$$

в) для синхронных двигателей [стр. 27, 8]:

$$Z_{1г.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{сд.нi}} = 27291 \text{ руб/Мвар},$$

$$Z_{2г.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{сд.нi}^2} = 28555 \text{ руб/Мвар}^2,$$

Определим эквивалентные активные сопротивления СД [стр. 28, 8]:

$$R_{э.сд} = \frac{R_{л.сд}}{N_i} + \frac{Z_{2г.сд}}{a \cdot C_0} = 0,68 \text{ Ом}.$$

Реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями [стр. 28, 8]:

$$Q_{сдi} = \frac{3_{10} - 3_{г.сдi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.сдi}} = 0.9 \text{ Мвар},$$

$$a = \frac{1000}{U_H^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}.$$

Оптимальное значение реактивной мощности НВ КБ, подключенных к шинам ТП [стр. 29, 8]:

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{ти} + \frac{3_{10} - 3_{г.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{эi}} = Q_{li} + \Delta Q_{ти} + \frac{Z}{R_{эi}},$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{г.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0},$$

$$Z = \frac{82901 - 161275}{2 \cdot 10 \cdot 4527,23} = -0.87 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Результаты расчета мощностей низковольтных БК представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Результаты расчета БК

№ ТП	R _{эi} , Ом	Q _{сi} , Мвар		Q _{кi} , квар	Q _{кi} + Q _{сi} , квар	Тип БК	Q _{сгi} , Мвар
		Расч.	Прин.				
1	1,78	-0,06	-	23,4	23,4	-	-
2	1,45	-0,16	-	154	154	УКЛН-0,38-150-50	0,15
3	3,82	-0,11	-	291,4	291,4	УКЛН-0,38-300-150	0,3
4	1,49	-0,30	-	243,2	243,2	УКБН-0,38-200-50 УК2-0,38-50	0,25
5	1,34	-0,36	-	151,7	151,7	УКЛН-0,38-150-50	0,15
6	4,01	-0,06	-	99,9	99,9	УК4-0,38-100	0,1
7	3,67	-0,08	-	99,9	99,9	УК4-0,38-100	0,1
8	1,22	-0,21	-	-	-	-	-
9	3,84	-0,01	-	15,1	15,1	-	-
10	1,51	-0,33	-	-	-	-	-
11	1,43	-0,36	-	-	-	-	-
12	1,25	-0,23	-	-	-	-	-
13	3,96	0,05	0,05	-	56,7	УК2-0,38-50	0,05
14	3,99	-0,03	-	200,7	200,7	УКБН-0,38-200-50	0,2
15	3,91	-0,09	-	-	-	-	-
ГПШ	0	1,74	1,74	-	-	УКЛ-10,5-1800	1,8
ИТОГО	-	-	-	1279,5	1336,3	-	3,1

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП [стр. 29, 8]:

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{2 \cdot (Q_{p1} + \sum_1^n Q_{ki} - \sum Q_{cti} - Q_{cди})}{P_{pp}};$$

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{2 \cdot (5,42 + 1,279 - 3,1 - 0,9)}{17,58} = 0,308.$$

Запас реактивной мощности на шинах ГПП [стр. 29, 8]:

$$Q_{рез} = \frac{\sum Q_{сд.ми} - Q_{сди}}{Q_{p1}} \cdot 100\%,$$

$$Q_{рез} = \frac{1,92 - 0,9}{5,42} \cdot 100 = 18,85\%.$$

Заключение

В выпускной квалификационной работе был произведен расчет электрических нагрузок как по отдельному цеху, так и в целом по заводу по производству тракторной техники. Произведен расчет системы внутреннего освещения с использованием светодиодных светильников. Выбрана схема внешнего электроснабжения и определены оптимальные значения питающего напряжения и напряжения распределительной сети. Произведен выбор электрических аппаратов внешнего и внутреннего электроснабжения, расчет и выбор средств КРМ на ТП и ГПП.

В результате расчетов была спроектирована СЭС завода по производству тракторной техники, отвечающая требованиям по надежности и бесперебойности электроснабжения при минимальных потерях электроэнергии.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014.
2. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий./Под общ. ред. М. Г. Зименкова и др. – М: Энергоатомиздат, 2000.
3. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2013
4. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
5. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
6. Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
8. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2007.
9. Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок: учебное пособие / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2008.
10. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: учебное пособие / В.Л. Горячева, Ю.В. Стёпкина. – Тольятти: ТГУ, 2004.

11. Вахнина, В.В. Проектирование системы электроснабжения цеха предприятия: методические указания по курсовому проектированию / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти : ТГУ, 2008.
12. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Вахнина. – Тольятти : ТГУ, 2006.
13. Указания по определению электрических нагрузок. РТМ 36.18.32.4-92 – М.: ВНИИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992.
14. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. - Тольятти : ТГУ, 2007.
15. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация / под редакцией Г. В. Сербиновского – М.: Энергоатомиздат, 2005
16. Электроэнергетика. Учебное пособие / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Форум, 2013.
17. Макоклюев, Б.И. Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклюев – М.: Энергоатомиздат, 2008.
18. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: – М.: КНОРУС, 2014.
19. Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.
20. Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.
21. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
22. Tamronglak, S. Anatomy of power system blackouts: preventive relaying strategies/ S. Tamronglak , A.G. Phadke , S.H. Horowitz and J.S. Thorp. - IEEE Trans. Power Delivery, vol. 11, pp. 708-715, 2006.

23. Juhwan, J. Multi-agent system technologies and an application for power system vulnerability. - Power Engineering Society General Meeting, 2013, IEEE, Volume: 1, 13-17 July 2013.

24. Rasmussen, J. Synchronized phasor measurements of a power system. - Power Tech Conference Proceedings, 2013 IEEE Bologna, On page(s): 5 pp. Vol.3, 2013.

25. Nuqui, R.F. Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability/ R.F. Nuqui, A.G. Phadke. - Power Delivery, IEEE Transactions on, On page(s): 2381 - 2388 Volume: 20, Issue: 4, 2015.

26. Sharma, A. Time latency compensation for wide area damping controller / A. Sharma, B. Sahu. - Power India International Conference (PIICON), 2014 6th IEEE, pp. 1 – 6.