

Аннотация

В выпускной квалификационной работе произведено решение вопросов электроснабжения группы цехов завода сельскохозяйственного машиностроения: выполнен расчёт ожидаемых электрических нагрузок, выбраны цеховые трансформаторные подстанции, схемы электроснабжения, рассчитаны токи короткого замыкания, произведён выбор электрооборудования схемы электроснабжения.

Произведен расчет молниезащиты и заземления подстанции.

Выпускная работа бакалавра содержит 54 страницы, 9 таблиц и 3 рисунка. Графическая часть выполнена в виде 6 листов формата А1.

Содержание

Введение	4
1 Характеристика объекта проектирования.....	6
2 Электроснабжение предприятия	8
2.1 Расчет электрических нагрузок от силовых электроприемников и освещения	8
2.2 Выбор схемы внутреннего электроснабжения.....	12
2.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения	28
2.4 Определение величин токов КЗ	32
2.5 Выбор электрооборудования	38
3 Молниезащита и заземление подстанции	47
Заключение	51
Список использованных источников.....	52

Введение

Системой электроснабжения (СЭС) называются взаимосвязанные электроустановки, предназначенные для обеспечения электрической энергией потребителей [1, 2, 3].

Систему электроснабжения промышленных предприятий (ЭСПП) условно разделяют на три подсистемы:

- систему внешнего электроснабжения – это сети напряжением 35–220 кВ, соединяющие ТП энергосистемы с приемными подстанциями предприятия (например, ГПП);

- систему внутризаводского электроснабжения – это подстанция предприятия на которую поступает электроэнергия из системы, собственная электростанция и совокупность электрических распределительных сетей 6-10 кВ, расположенных на территории предприятия и осуществляющих прием, распределение и передачу ЭЭ к распределительным пунктам и трансформаторным подстанциям;

- система внутрицехового электроснабжения – это совокупность внутрицеховых ТП, распределительных сетей, распределительных пунктов или шинопроводов и сетей непосредственного питания ЭП напряжением до 1000 В.

Система ЭСПП как часть электроэнергосистемы в энергетическом плане является более простой за счет использования более низких напряжений, меньшего сечения и протяженности линий электропередач, как правило отсутствия замкнутых контуров и т.д. и более сложной в плане использования и преобразования ЭЭ в технологическом процессе промышленного производства. Электроприемники как составная часть технологического оборудования являются неотъемлемыми элементами системы электроснабжения промышленного предприятия и оказывают сильное влияние на параметры и работу этой системы.

Правильно спроектированная современная система электроснабжения предприятия должна обеспечивать выполнение следующих технических и экономических требований:

- обеспечение безопасности производимых работ для всего персонала предприятия;
- надежность снабжения потребителей электроэнергией;
- качество электрической энергии должно соответствовать ГОСТ 32144-2013;
- экономичность как при строительстве системы, так и при ее эксплуатации;
- возможность изменения системы в связи с изменением технологического процесса на предприятии и перспективном развитии;
- предотвращение вредного воздействия на окружающую среду.

Целью работы является разработка системы электроснабжения группы цехов завода сельскохозяйственного машиностроения для обеспечения надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

1 Характеристика объекта проектирования

Завод сельскохозяйственного машиностроения имеет четыре производственных цеха и несколько подсобных. Завод располагается в Оренбургской области и входит в ООО «Иволга-Холдинг». Каждый из цехов делится на отдельные участки.

Первый цех делится на:

- участок по проведению ремонта ДВС – специализация: капремонт двигателей тракторов;
- агрегатный участок по ремонту и замене трансмиссий и ходовой части тракторной и уборочной техники;
- участок сборки для выполнения работ по сборке-разборке тракторов и для окраски техники.

Второй цех изготавливает различные технологические машины и установки для сельскохозяйственных нужд (жатки валковые к тракторам серии МТЗ-80, измельчители соломы для комбайнов т.д.).

Третий цех – это отряд по проведению уборочных работ, в который входит более 200 единиц техники. Отряд выполняет работы, как на посевных площадях самого предприятия, так и на других объектах области и за ее пределами. Отрядом выполняется весь комплекс работ от посевной до уборки готового урожая.

Четвертый цех производит работы по ремонту электрооборудования сельскохозяйственной техники. Было налажено производство электропроводки на трактора серии К-700/701, ведется освоение производства электропроводки на грузовые автомобили марки КАМАЗ и комбайны. На специализированном участке цеха производится ремонт покрышек для колес к различным видам сельскохозяйственной техники.

На заводе имеются вспомогательные цеха, которые работают на нужды завода и все предприятие в целом. Так на пример ремонтно-инструментальный

участок занимается ремонтом и производством различного вспомогательного оборудования. Энерго-механический отдел обеспечивает стабильную и бесперебойную подачу в цеха электрической энергии, тепла, воды.

На заводе так же есть азотно-кислородная станция для производства кислорода и азота как для нужд самого завода так и для нужд сторонних предприятий.

Также на заводе имеются две заправочные станции.

2 Электроснабжение предприятия

2.1 Расчет электрических нагрузок от силовых электроприемников и освещения

Расчетные значения электрических нагрузок определяют дальнейший выбор всех основных элементов системы электроснабжения промышленного предприятия: проводов и кабелей групповых линий, трансформаторных подстанций, распределительных сетей предприятия [3-9]. Из-за этого верное определение величин электрических нагрузок является одним из основополагающих факторов на стадии проектирования и при дальнейшей эксплуатации электрических сетей предприятия.

Обычно расчет электрических нагрузок ведется от первого уровня к шестому. При проектировании же крупного предприятия иногда стоит задача определения расчетной нагрузки сразу на высшем уровне. Тогда применяют комплексный метод расчета нагрузки. За основу берется информационная база аналогичного завода.

Применение комплексного метода предусматривает совместное использование нескольких способов определения расчетной нагрузки $P_{\text{расч}}$ по: емкости продукции; общегодовому энергопотреблению; удельным мощностям нагрузок; среднегодовому коэффициенту спроса; средней мощности и коэффициенту максимума.

При определении расчетной нагрузки воспользуемся методом коэффициента спроса.

Определим расчетную активную нагрузку P_p , кВт

$$P_p = k_c \cdot P_{\text{уст}} \quad 2.1$$

Определим реактивную нагрузку Q_p , кВАр

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\phi \quad 2.2$$

Определим расчетную активную мощность системы освещения P_{po} , кВт

$$P_{po} = F \cdot P_{уд} \quad 2.3$$

Определим расчетную активную с учетом нагрузки системы освещения $P_{p.сум}$, кВт

$$P_{p.сум} = P_p + P_{po} \quad 2.4$$

Определим расчетную полную мощность S_p , кВА

$$S_p = \sqrt{P_{p1}^2 + Q_p^2} \quad 2.5$$

В качестве примера определим расчетную нагрузку в корпусе цветного литья (КЦЛ).

$$P_n = 6500 \text{ Вт}; K_c = 0,8; \cos\varphi = 0,65; \operatorname{tg}\varphi = 1,17; P_{уд} = 14 \text{ Вт/м}; F = 32144 \text{ м}^2.$$

Определим расчетную активную нагрузку от силовых потребителей

$$P_p = 0,8 \cdot 6500 = 5200 \text{ кВт}.$$

Определим расчетную реактивную нагрузку от силовых потребителей

$$Q_p = 5200 \cdot 1,17 = 6079,5 \text{ кВАр.}$$

Определим расчетную активную мощность системы освещения

$$P_{p.o.} = 14 \cdot 32144/1000 = 450 \text{ кВт.}$$

Определим расчетную активную с учетом нагрузки системы освещения

$$P_{p.сум} = 5200 + 450 = 5650 \text{ кВт.}$$

Определим расчетную полную мощность

$$S_p = \sqrt{5650^2 + 6079,5^2} = 8299,6 \text{ кВА}$$

Определение расчетных нагрузок остальных электроприемников выполняется таким же образом, результаты заносятся в таблицу 2.1.

Таблица 2.1- Результаты определения расчетных нагрузок

№	Корпус (обозначение на плане)	$P_{уст},$ кВт	S, m^2	K_c	$P_{уд.о.},$ Вт/ m^2	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$P_{p.o.},$ кВт	$P_{p.сум.},$ кВт	$S_p,$ кВА
1	КЦЛ	6500	32144	0.8	14	0.65	1.2	5200	6079.5	450	5650	8299.6
2	Бытовые помещения (БП)	80	976	0.4	10	0.55	1.5	32	48.6	9.8	41.8	64.1
3	Станция по испытанию двигателей (СИД)	1200	4500	0.6	14	0.7	1	720	734.5	63	783	1073.6
4	Энергоблок (ЭБ)	3800	1704	0.85	10	0.78	0.8	3230	2591.4	17	3247	4154.3
5	Корпус складов (КС)	250	7168	0.4	6	0.5	1.7	100	173.2	43	143	224.6
6	Открытый склад (ОС)	120	600	0.4	6	0.5	1.7	48	83.1	3.6	51.6	97.9
7	Склад горючесмазочных материалов (СГСМ)	40	3528	0.4	6	0.5	1.7	16	27.7	21.2	37.2	46.4
8	Хлораторная, совмещенная со складом хлора (Х)	180	108	0.5	10	0.6	1.3	90	120	1.1	91.1	150.7
9	Отстойник-нефтеловушка (ОН)	60	260	0.55	6	0.65	1.2	33	38.6	1.6	34.6	51.8
10	Градирия (Г)	90	480	0.8	10	0.7	1	72	73.5	4.8	76.8	106.3
11	Канализационная насосная станция (КНС)	850	72	0.85	5	0.75	0.9	723	637.2	0.4	722.9	963.6
12	Склад с газовыми баллонами (СГБ)	130	100	0.4	6	0.5	1.7	52	90.1	0.6	52.6	104.3
	Освещение территории (ОТ)		210000		0.21					44.1	44.1	44.1
	Итого по предприятию								10697	660	10975	15381

2.2 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

Распределение электроэнергии может осуществляться по радиальной, магистральной или смешанной схемам. При выборе определенной схемы должны учитываться конструктивное выполнение сетей, выбранные способы передачи электрической энергии внутри объекта, необходимо учитывать также значение токов КЗ [10-12].

Радиальные схемы применяют при расположении нагрузок обособленно друг от друга по площади предприятия и в разных направлениях от ГПП. Радиальные схемы обычно применяют двухступенчатыми: 1-я ступень - РУ 6-10 кВ; 2-я ступень - КТП.

Суммарная мощность нагрузок, подключаемых к каждой секции РУ, находится по соображениям наиболее полного использования распределительных линий между источником питания и РУ.

На небольших по мощности промышленных и непромышленных объектах применяются одноступенчатые схемы распределения электроэнергии, когда КТП подключаются непосредственно к источнику питания напряжением 6-10 кВ.

Магистральные схемы применяются в распределительных сетях 6-10 кВ тогда, когда потребителей электроэнергии достаточно много и радиальные схемы становятся нецелесообразными из-за наличия множества звеньев коммутации. Число цеховых трансформаторов запитанных от одной магистрали, зависит от их номинальной мощности и требований по надежности электроснабжения электроприемников. Как правило, магистральные схемы применяются для запитки от одной магистральной линии до 5-6 трансформаторных подстанций с общей установленной мощностью силовых трансформаторов не более 5-6 МВА. Магистральные схемы по сравнению с радиальными обладают меньшей надежностью, но дают возможность уменьшить число коммутационных аппаратов высокого напряжения.

Разновидностью магистральных схем являются схемы двойных сквоз-

ных магистралей, которые могут использоваться для питания потребителей любой категории по надежности электроснабжения.

Повышение надежности достигается тем, что все первые трансформаторы каждой КТП подключаются к первой секции РУ 6-10 кВ, а вторые - ко второй секции. Таким образом, при повреждении одной из питающих магистральных линий напряжением 6-10 кВ электрическая энергия поступает к потребителям по второй, оставшейся в работе, магистральной линии с помощью автоматических переключений на секциях 0,4 кВ всех КТП. Эти переключения осуществляются посредством устройства АВР за время порядка 0,1 - 0,2 с, что мало сказывается на работе электроприемников. Существенным преимуществом схем двойных сквозных магистралей является значительное уменьшение количества коммутационных аппаратов в РУ напряжением 6-10 кВ и числа питающих кабелей, что уменьшает стоимость и упрощает схемы распределительной сети. Такие схемы высоконадежны и применяются при наличии нагрузок первой и второй категории по надежности электроснабжения на двухтрансформаторных подстанциях, имеющих две секции на низшем уровне напряжения.

На промышленных и непромышленных объектах достаточно редко встречаются чисто радиальные или магистральные схемы. Чаще всего, на одном объекте крупные и ответственные потребители основных производств и электроприемники запитываются по радиальной схеме и схемам двойных сквозных магистралей. Неответственные потребители и потребители небольшой мощности могут подключаться по магистральным схемам. Комплексное использование радиальных и магистральных схем дает возможность выполнить схему распределительной сети с получением наилучших технико-экономических параметров.

Объекты предприятия, относящиеся к третьей категории по надежности электроснабжения, запитываются с помощью магистральной схемы. К таким объектам относятся склады, бытовые помещения и т.д.

Объекты предприятия (НС и КЦЛ), относящиеся к второй категории по надежности электроснабжения будут запитаны радиальными линиями от двух секций ГПП.

2.2.1 Определение надежности электроснабжения

Найдем величину ущерба от перерыва электроснабжения Y , руб

$$Y = y_0 \cdot W_n \quad 2.6$$

Найдем величину недоотпущенной электроэнергии электроснабжении по одной цепи W_n , кВт

$$W_n = P_{cp} \cdot T_{вц} \cdot \omega_{ц} \cdot T \quad 2.7$$

Найдем параметр потока отказов $\omega_{ц}$

$$\omega_{ц} = \sum_{i=1}^k \omega_i \quad 2.8$$

Найдем среднее время возобновления питания по одной цепи $T_{вц}$, ч

$$T_{вц} = \sum_{i=1}^k \frac{\omega_i \cdot t_{вi}}{\omega_{ц}} \quad 2.9$$

Найдем величину недоотпущенной электрической электроэнергии при наличии резервирования цепи W_n , кВт

$$W_{\text{н}} = P_{\text{ср}} \cdot T_{\text{вс}} \cdot \omega_{\text{с}} \cdot T \quad 2.10$$

Найдем параметр потока отказов системы $\omega_{\text{с}}$

$$\omega_{\text{с}} = 2 \cdot \omega_{\text{ц}}^2 \cdot \sum_{i=1}^k \omega_i \cdot t_{\text{в}i} \quad 2.11$$

Найдем среднее время восстановления питания системы $T_{\text{вс}}$, ч

$$T_{\text{вс}} = \frac{T_{\text{вц}}}{n} \quad 2.12$$

Выполним расчет ожидаемого ущерба от нарушения электроснабжения на примере КЦЛ. Составим блок-схему, в которой: 1 – ячейка РУ-10кВ ГПП, 2 – КЛ 10 кВ от ГПП до ТП, 3 – разъединитель 10 кВ, расположенный на ТП, 4 – силовой трансформатор 10/0,4 кВ, 5,6 – автоматы на стороне 0,4 кВ, 7 – КЛ 0,38 кВ.

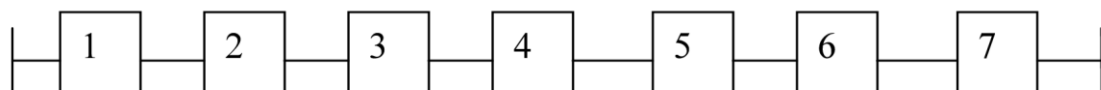
Найдем величину ущерба от перерыва электроснабжения КЦЛ при питании по одной цепи.

Найдем параметр потока отказов

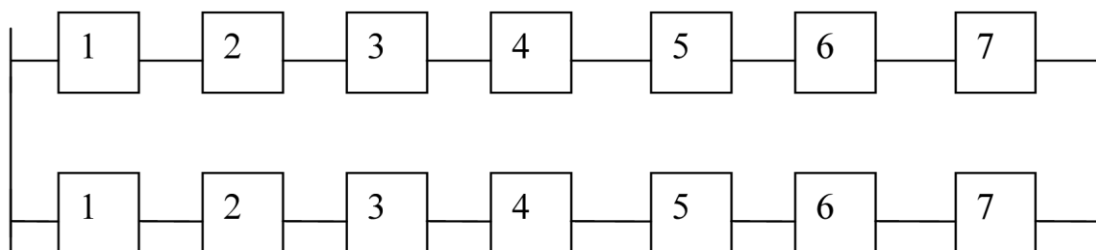
$$\omega_{\text{ц}} = 0,021 + 0,07 \cdot 0,22 + 0,01 + 0,04 + 0,025 + 0,025 + 0,07 \cdot 0,08 = 0,142 \quad 1/\text{г}$$

Найдем среднее время возобновления питания по одной цепи

$$T_{\text{вц}} = \frac{0,021 \cdot 10}{0,142} + \frac{0,0077 \cdot 8,14}{0,142} + \frac{0,01 \cdot 15}{0,142} + \frac{0,04 \cdot 60}{0,142} + \frac{0,025 \cdot 4}{0,142} + \frac{0,0056 \cdot 5,42}{0,142} = 21,94 \text{ч.}$$



а) блочная схема одной цепи без резервирования



б) блочная схема цепи с резервированием

Рисунок 2.1 – Блочные схемы системы электроснабжения потребителя электроэнергии

Найдем величину недоотпущенной электроэнергии электроснабжению по одной цепи

$$W_{\text{н}} = 226,2 \cdot 21,94 \cdot 0,142 \cdot 1 = 704,77 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Годовой ущерб от перерывов в электроснабжении КЦЛ

$$Y_1 = 15,75 \cdot 704,77 = 11100 \text{ руб/год}$$

Найдем значение ущерба от перерыва электроснабжения при дублировании цепи.

Найдем параметр потока отказов системы

$$\omega_c = 2 \cdot 0,142^2 \cdot \left(\begin{array}{l} 0,021 \cdot 10 + 0,0077 \cdot 8,14 + 0,01 \cdot 15 + \\ + 0,04 \cdot 60 + 0,025 \cdot 4 \cdot 2 + 0,0056 \cdot 5,42 \end{array} \right) = 0,12565 \text{ 1/г}$$

Найдем среднее время восстановления питания системы

$$T_{\text{вс}} = \frac{21,94}{2} = 10,97 \text{ ч}$$

Найдем величину недоотпущенной электрической электроэнергии при наличии резервирования цепи

$$W_{\text{н}} = 226,2 \cdot 10,97 \cdot 0,12565 = 311,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Годовой ущерб от перерывов в электроснабжении КЦЛ при резервной линии

$$Y_2 = 15,75 \cdot 311,8 = 4911 \text{ руб/год}$$

Дополнительный ущерб для корпуса цветного литья при использовании одной линии без резервирования составит 6188 руб/год.

Экономический эффект от применения резервных линий за счет снижения ущерба составит 14,523 тыс.руб/год. При этом дополнительные капиталовложения составят 61,187 тыс.руб. Тогда срок окупаемости дополнительных капиталовложений $T_{\text{ок}}$, г составит

$$T_{\text{ок}} = \frac{\sum K_i}{\text{Э}} \quad 2.13$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{61,187}{14,523} = 4,21 \text{ лет}$$

Таким образом, предложение по повышению надежности электроснабжения потребителей является экономически целесообразным, а срок окупаемости составит 4,2 года.

2.2.3 Определение количества комплектных трансформаторных подстанций (КТП)

Всего на территории вспомогательных цехов предприятия находятся 7 трансформаторных подстанций, для которых необходимо определить расчетные нагрузки на сегодняшний день.

2.2.4 Расчет электрических нагрузок ТП - 10/0,4 кВ

Расчетную нагрузку на стороне 0,4 кВ комплектных трансформаторных подстанций найдем путем сложения нагрузок всех потребителей запитанных от каждой ТП.

$$P_{\text{рТП}} = K_{\text{р.м.}} \cdot \Sigma P_{\text{pi}}, \quad 2.14$$

$$Q_{\text{рТП}} = K_{\text{р.м.}} \cdot \Sigma Q_{\text{pi}}, \quad 2.15$$

$$S_{\text{рТП}} = \sqrt{P_{\text{р.ТП}}^2 + Q_{\text{рТП}}^2}. \quad 2.16$$

В качестве примера выполним расчет для трансформаторной подстанции №2.

$$P_{\text{рТП-2}} = K_{\text{р.м.}} \cdot \left(\Sigma P_{\text{p3}} + \Sigma P_{\text{p12}} \right),$$

$$P_{\text{рТП-2}} = 0,9 \cdot 783 + 52,6 = 835,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ртп-2}} = 0,9 \cdot 734,55 + 90,07 = 824,62 \text{ кВАр},$$

$$S_{\text{р.тп-2}} = \sqrt{825,6^2 + 824,62^2} = 1056,58 \text{ кВА}.$$

Расчет электрических нагрузок для остальных трансформаторных подстанций сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 - Определение расчетной нагрузки ТП

№ ТП	$\Sigma P_{\text{р.сум}}$, кВт	$\Sigma Q_{\text{р}}$, кВАр	$K_{\text{р.м}}$	$P_{\text{р.тп}}$, кВт	$Q_{\text{р.тп}}$, кВАр	$S_{\text{р.тп}}$, кВА
1	2866	3088	0.9	2580	2779	3792
1а	2825	3039	0.9	2542	2735	3734
2	825	824	0.9	752	742	1056
3	722	637	0.9	650	573	867
4	2500	2300	0.9	2250	2070	3057
5	143	173	0.9	128	155	202
6	179	230	0.9	161	207	263

2.2.5 Вопросы компенсации реактивной мощности

Компенсацию реактивной мощности будем осуществлять на КТП при помощи комплектных конденсаторных установок. Расчет произведем на примере ТП №2.

Найдем необходимую мощность конденсаторных установок $Q_{\text{бк}}$, кВАр

$$Q_{\text{бк}} = Q_{\text{р}} - 0,33 \cdot P_{\text{р}} \quad 2.17$$

$$Q_{\text{бк}} = 742,16 - 0,33 \cdot 752,04 = 493,98 \text{ кВАр}.$$

К установке выбираем две регулируемые конденсаторные установки типа УКБН – 0,38 – 250 кВАр.

Найдем расчетную нагрузку КТП с учетом компенсации реактивной мощности $S_{\text{р.к}}$, кВА

$$S_{\text{р.к.}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + (Q_{\text{р}} - Q_{\text{бк}})^2}, \quad 2.18$$

$$S_{\text{р.к.}} = \sqrt{752,04^2 + (742,16 - 500)^2} = 790,07 \text{ кВА.}$$

Найдем значение коэффициента мощности $\cos\varphi_{\text{к}}$ после компенсации

$$\cos\varphi_{\text{к}} = P_{\text{р}} / S_{\text{р.к.}}, \quad 2.19$$

$$\cos\varphi_{\text{к}} = 752,04 / 790,07 = 0,95.$$

Результаты расчетов мощности трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности заносим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 - Результаты расчетов мощности трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности

№ ТП	Р _{р.тп} , кВт	Q _{р.тп} , кВАр	Q _{бк} , кВАр	Q _{бк.ст.} , кВАр	S _{р.к} , кВА	cosφ _к	S _{р.ном} , кВА
1	2580	2779.4	1928	2000	2695.2	0.96	1925.1
1а	2542.5	2735.7	1896.7	2000	2646.8	0.96	1890.5
2	752	742.1	493.9	500	790	0.95	564.3
3	650.5	573.4	358.7	400	673.3	0.97	480.9
4	2250	2070	1327.5	1600	2298.5	0.98	1641.8
5	128.7	155.8	113.4	120	133.6	0.96	95.4
6	161.8	207.7	154.3	160	168.7	0.96	120.5

2.2.6 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов в КТП

Комплектные трансформаторные подстанции можно разделить [3, 12-14]:

- на однотрансформаторные;
- на двухтрансформаторные.

Однотрансформаторные подстанции применяются:

- для питания потребителей III категории по надежности электроснабжения;

- для электропитания части потребителей второй категории надежности, для которых возможен перерыв электроснабжения на период замены силового трансформатора;

- при наличии складского резерва для питания потребителей всех категорий надежности, даже I категории, если их нагрузка не выше 20% суммарной нагрузки, а скорость резервирования обеспечивается автоматическим включением резервирующих перемычек на стороне низкого напряжения. Резервирующие перемычки также могут быть использованы для питания в период минимального режима при отключении одного из трансформаторов.

Двухтрансформаторные подстанции:

- применяются (вне зависимости от категории надежности потребителей) при неравномерности графика нагрузки, когда экономически обосновано уменьшение числа подключенных силовых трансформаторов при длительном снижении нагрузки;

- применяются для питания потребителей I и II категории, требующих резервирования питания;

- применяются для питания отдельностоящих объектов общезаводского назначения.

При определении номинальной мощности трансформаторов исходят:

- из расчетной нагрузки;
- из числа часов использования максимума нагрузки;
- из перспективы развития предприятия (роста нагрузки).

При выходе из строя одного из трансформаторов или линии, согласно ПУЭ, второй можно перегружать на 40 % в течение 5 суток по 6 часов в сутки.

Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов произведем на примере ТП №2.

$S_{p.тп2} = 790$ потребители подстанции №2 относятся ко второй и третьей категории надежности электроснабжения.

$$S_n \geq S_p / 1,4 = 790 / 1,4 = 564,3 \text{ кВА.}$$

Стандартные номинальные мощности трансформаторов больше расчетной это 1000 и 630 кВА. Наиболее оптимальную мощность силовых трансформаторов найдем с помощью технико-экономического расчета.

Для всех вариантов принимаем продолжительность максимальных потерь $T = 3000$ ч/год, стоимость потерь электроэнергии $C_3 = 1,5$ руб/кВт·ч, норму амортизационных отчислений $P_a = 6,4$ %.

Вариант №1 с силовым трансформатором ТМ-1000/10.

$$K_1 = 122 \text{ тыс.руб; } \Delta P_k = 11,6 \text{ кВт; } \Delta P_x = 3,3 \text{ кВт.}$$

Найдем приведенные затраты Z , руб

$$Z = E_n + P_1 / 100 \cdot K_1 + (\Delta P_x \cdot 8760 + K_3 \cdot \Delta P_k \cdot T) \cdot C_3, \quad 2.20$$

$$K_3 = S_p / (2 \cdot S_n), \quad 2.21$$

$$K_3 = 790,07 / (2 \cdot 1000) = 0,395.$$

$$Z_1 = 0,12 + 6,4 / 100 \cdot 122 \cdot 10^3 + 3,3 \cdot 8760 + 0,395 \cdot 11,6 \cdot 3000 \cdot 1,5 = 72,1 \cdot 10^3 \text{ руб/год.}$$

Вариант №2 с силовым трансформатором ТМ-630/10.

$$K_2 = 90,7 \text{ тыс.руб; } \Delta P_k = 7,6 \text{ кВт; } \Delta P_x = 2,27 \text{ кВт; } K_3 = 0,44.$$

$$Z_2 = 0,12 + 6,4 / 100 \cdot 90,7 \cdot 10^3 + 2,27 \cdot 8760 + 0,63 \cdot 2,27 \cdot 3000 \cdot 6,9 = \\ = 58,5 \cdot 10^3 \text{ руб/год.}$$

К установке на трансформаторной подстанции №2 принимаем силовые трансформаторы ТМ-630/10 обладающие меньшими приведенными затратами. Результаты расчетов приведенных затрат по остальным ТП сведем в таблицу 2.4.

2.2.7 Выбор экономически обоснованного сечения жил линий электропередач

Для определения экономически обоснованного сечения кабеля с жилами из алюминия на каждом участке необходимо иметь ряд исходных данных: $C_o, S, l, U, \Delta P_n, I_{н.к}, K_1$.

Найдем расчетный ток на участке линии для потребителей второй категории I_p, A

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 2} \quad 2.22$$

Найдем расчетный ток на участке линии для потребителей третьей категории I_p, A

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad 2.23$$

Таблица 2.4 - Результаты расчетов приведенных затрат по остальным ТП

№ ТП / кол-во тр- ров / Sном	S _{нт} , кВА	S _{р.к} , кВА	ΔP _х , кВт	ΔP _{кз} , кВт	K, тыс.руб.	K ₃	K ₃ ²	t, ч	Цэ, руб/кВт·ч	C _а , тыс. руб	C _п , тыс.руб.	З, тыс.руб
1 / 2 / 2500	2500	2695	6.2	23.5	188.5	0.54	0.29	3000	1.5	34.6	112.1	146.9
1а / 2 / 2500	2500	2646	6.2	23.5	188.5	0.53	0.28	3000	1.5	34.6	111.1	145.8
2 / 2 / 630	630	790	2.27	7.6	90.7	0.63	0.39	3000	1.5	16.6	43.2	60.0
3 / 2 / 630	630	673	2.27	7.6	90.7	0.53	0.29	3000	1.5	16.6	39.5	56.3
4 / 2 / 2500	2500	2298	6.2	23.5	188.5	0.46	0.21	3000	1.5	34.6	103.8	138.5
5 / 1 / 160	160	133. 6	0.73	2.65	42.2	0.84	0.70	3000	1.5	7.7	17.9	25.7
6 / 1 / 250	250	168. 7	1.05	3.7	49.4	0.68	0.46	3000	1.5	9	21.3	30.5

Найдем потери в кабеле на участке $\Delta P_{н.д.}$, кВт

$$\Delta P_{н.д.} = P_{уд.} \cdot l \quad 2.24$$

Найдем коэффициент загрузки для данного участка сети K_3

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{н.к}} \quad 2.25$$

Найдем потери в кабеле на участке линии с учетом коэффициента загрузки $\Delta P_{д.}$, кВт

$$\Delta P_{д.} = \Delta P_{н.д.} \cdot K_3^2 \quad 2.26$$

Найдем расход электроэнергии на потери $\Delta \mathcal{E}_a$, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_a = \Delta P_{д.} \cdot T_{п} \quad 2.27$$

Найдем стоимость потерь $C_{п.}$, руб/год

$$C_{п.} = \Delta \mathcal{E}_a \cdot C_o \quad 2.28$$

Найдем капиталовложения на прокладку участка сети K , тыс. руб

$$K = K_{уд.} \cdot l \quad 2.29$$

Найдем ежегодные амортизационные отчисления C_a , руб/год

$$C_a = K \cdot k_a \cdot 1000 \quad 2.30$$

Найдем годовые эксплуатационные расходы $C_э$, руб/год

$$C_э = C_{\Pi} + C_a \quad 2.31$$

Найдем годовые приведенные затраты $Z_{пр}$, руб/год

$$Z_{пр} = C_э + 0,12 \cdot K \quad 2.32$$

Определим экономически выгодное сечение токопроводящей жилы кабеля на участке ТП1 - РП2.

Исходные данные:

$$C_0 = 1,5 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}; U_n = 0,38 \text{ кВ}; S = 64,07 \text{ кВА}; l = 0,125 \text{ км}.$$

Рассчитываем сечения кабеля до того момента, когда затраты достигнут минимального значения и не начнут увеличиваться.

Найдем расчетный ток для линии и проверим сечение кабеля 95 мм^2

$$I_p = \frac{64,07}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 97,3 \text{ А}.$$

Найдем потери в кабеле

$$\Delta P_{н.д} = 165 \cdot 0,125 = 20,63 \text{ кВт}.$$

Найдем коэффициент загрузки

$$k_3 = \frac{97,3}{255} = 0,38,$$

$$k_3^2 = 0,146.$$

Найдем действительные потери

$$\Delta P_{\text{д}} = 20,63 \cdot 0,146 = 3,0 \text{ кВт.}$$

Найдем расход электроэнергии на потери

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{а}} = 3,006 \cdot 3000 = 9016,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Найдем стоимость потерь

$$C_{\text{п}} = 9016,9 \cdot 1,5 / 1000 = 13,07 \text{ руб/год.}$$

Найдем капиталовложения на сооружение

$$K = 270,27 \cdot 0,125 = 33,77 \text{ тыс.руб.}$$

Найдем ежегодные амортизационные отчисления

$$C_{\text{а}} = 0,15 \cdot 33,77 = 5,07 \text{ тыс. руб/год.}$$

Найдем годовые эксплуатационные расходы

$$C_{\text{э}} = 13,07 + 5,07 = 18,14 \text{ тыс. руб/год.}$$

Найдем общие годовые приведенные затраты

$$Z_{\text{пр}} = 18,14 + 0,12 \cdot 33,77 = 22,19 \text{ тыс.руб.}$$

Таким же образом проверяем все сечения для линии пока затраты не достигнут минимального значения. Окончательно к установке выбираем сечение жилы кабеля с минимальными приведенными затратами, результаты расчетов заносим в таблицу 2.5. В таблице 2.5 приведены расчеты для следующих участков: 1 - ТП1-РП2; 2 - ТП2-РП12; 3 - ТП4-РП9; 4 - ТП4-РП10; 5 - ТП6-РП7; 6 - ТП6-РП8; 7 - ТП6-РП6. Кабель принимаем марки ААБ-0,38.

Выбор оптимальных сечений КЛ 10 кВ выполняем аналогично, а результаты заносим в таблицу 2.6. В таблице 2.6 приведены расчеты для следующих участков: 1 - РУ-ТП1; 2 - РУ-ТП1а; 3 - РУ-ТП2; 4 - РУ-ТП3; 5 - РУ-ТП4; 6 - РУ-ТП5; 7 - РУ-ТП6. Кабель принимаем марки ААШв-10.

2.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

ГПП предприятия получает питание по двум отдельным линиям электропередачи от электроэнергосистемы. Между секциями шин КРУ-10 кВ предусматривается АВР. Вспомогательные цеха запитываются от КРУ-10 кВ кабельными линиями электропередачи, которые прокладываются в траншее.

Таблица 2.5 – Результаты технико-экономического выбора КЛ напряжением 0,38 кВ

№ уч-ка	L, км	S _р , кВА	I _{ав} , А	s, мм ²	I _{нк} , А	K _{р.м.}	I _{дл.доп} , А	ΔP _{уд} , кВт	ΔP _{н.д} , кВт	K _з	K _з ²	ΔP _д , кВт	ΔЭ _а , кВт·ч	c _п , тыс руб	K _{уд} , тыс руб	K, тыс руб	c _а , тыс руб	Cэ, тыс руб	З, тыс руб
1	0.125	64.07	97.3	70	210	0.9	189	140	17.50	0.46	0.215	3.76	11280.8	16.92	218	27.25	4.09	21.0	24.3
	0.125	64.07	97.3	95	255	0.9	230	165	20.63	0.38	0.146	3.006	9016.9	13.53	270	33.75	5.06	18.6	22.6
	0.125	64.07	97.3	120	295	0.9	266	200	25.00	0.33	0.109	2.722	8166.5	12.25	320	40.00	6.00	18.2	23.0
2	0.028	104.3	158.5	70	210	0.9	189	140	3.92	0.75	0.569	2.23	6696.5	10.04	218	6.10	0.92	11.0	11.7
	0.028	104.3	158.5	95	255	0.9	230	165	4.62	0.62	0.386	1.78	5352.6	8.03	270	7.56	1.13	9.2	10.1
	0.028	104.3	158.5	120	295	0.9	266	200	5.60	0.54	0.289	1.62	4847.8	7.27	320	8.96	1.34	8.6	9.7
	0.028	104.3	158.5	150	335	0.9	302	230	6.44	0.47	0.224	1.44	4323.1	6.48	380	10.64	1.60	8.1	9.4
	0.028	104.3	158.5	185	385	0.9	347	260	7.28	0.41	0.169	1.23	3700.1	5.55	451	12.63	1.89	7.4	9.0
3	0.095	51.8	78.7	70	210	0.9	189	140	13.30	0.37	0.140	1.87	5604.1	8.41	218	20.71	3.11	11.5	14.0
	0.095	51.8	78.7	95	255	0.9	230	165	15.68	0.31	0.095	1.49	4479.4	6.72	270	25.65	3.85	10.6	13.6
	0.095	51.8	78.7	120	295	0.9	266	200	19.00	0.27	0.071	1.35	4057.0	6.09	320	30.40	4.56	10.6	14.3
	0.095	51.8	78.7	150	335	0.9	302	230	21.85	0.23	0.055	1.21	3617.9	5.43	380	36.10	5.42	10.8	15.2
	0.095	51.8	78.7	185	385	0.9	347	260	24.70	0.20	0.042	1.03	3096.5	4.64	451	42.85	6.43	11.1	16.2
4	0.032	106.2	161.4	70	210	0.9	189	140	4.48	0.77	0.590	2.64	7934.5	11.90	218	6.98	1.05	12.9	13.8
	0.032	106.2	161.4	95	255	0.9	230	165	5.28	0.63	0.400	2.11	6342.1	9.51	270	8.64	1.30	10.8	11.8
	0.032	106.2	161.4	120	295	0.9	266	200	6.40	0.55	0.299	1.91	5744.0	8.62	320	10.24	1.54	10.2	11.4
	0.032	106.2	161.4	150	335	0.9	302	230	7.36	0.48	0.232	1.71	5122.4	7.68	380	12.16	1.82	9.5	11.0
	0.032	106.2	161.4	185	385	0.9	347	260	8.32	0.42	0.176	1.46	4384.1	6.58	451	14.43	2.16	8.7	10.5
5	0.035	46.3	70.3	35	140	0.9	126	95	3.33	0.50	0.252	0.84	2518.4	3.78	148	5.18	0.78	4.6	5.2
	0.035	46.3	70.3	50	175	0.9	158	110	3.85	0.40	0.162	0.62	1866.3	2.80	178	6.23	0.93	3.7	4.5
	0.035	46.3	70.3	70	210	0.9	189	140	4.90	0.33	0.112	0.55	1649.5	2.47	218	7.63	1.14	3.6	4.5

Продолжение таблицы 2.5

№ уч- ка	L, км	S _р , кВА	I _{ав} , А	s, мм ²	I _{нк} , А	K _{р.м.}	I _{дл.доп} , А	ΔP _{уд} , кВт	ΔP _{нд} , кВт	K _з	K _з ²	ΔP _д , кВт	ΔЭ _а , кВт·ч	c _п , тыс руб	K _{уд} , тыс руб	K, тыс руб	c _а , тыс руб	Cэ, тыс руб	З, тыс руб
6	0.065	150.6	228.8	95	255	0.9	230	165	10.73	0.90	0.805	8.64	25906.0	38.86	270	17.55	2.63	41.5	43.6
	0.065	150.6	228.8	120	295	0.9	266	200	13.00	0.78	0.602	7.82	23462.9	35.19	320	20.80	3.12	38.3	40.8
	0.065	150.6	228.8	150	335	0.9	302	230	14.95	0.68	0.467	6.97	20923.5	31.39	380	24.70	3.71	35.1	38.1
	0.065	150.6	228.8	185	385	0.9	347	260	16.90	0.59	0.353	5.97	17908.0	26.86	451	29.32	4.40	31.3	34.8
7	0.020	97.9	148.7	95	255	0.9	230	165	3.30	0.58	0.340	1.12	3365.0	5.05	270	5.40	0.81	5.9	6.5
	0.020	97.9	148.7	120	295	0.9	266	200	4.00	0.50	0.254	1.02	3047.7	4.57	320	6.40	0.96	5.5	6.3
	0.020	97.9	148.7	150	335	0.9	302	230	4.60	0.44	0.197	0.91	2717.8	4.08	380	7.60	1.14	5.2	6.1
	0.020	97.9	148.7	185	385	0.9	347	260	5.20	0.39	0.149	0.78	2326.1	3.49	451	9.02	1.35	4.8	5.9

Таблица 2.6 - Результаты технико-экономического выбора КЛ напряжением 10 кВ

№ уч-ка	L, км	S _р , кВА	I _{ав} , А	I _{раб} , А	s, мм ²	I _{нк} , А	K _{р.м.}	I _{дл.доп} , А	ΔP _{уд} , кВт	ΔP _{нд} , кВт	K _з	K _з ²	ΔP _д , кВт	ΔЭ _а , кВт·ч	c _п , тыс руб	K _{уд} , тыс руб	K, тыс руб	c _а , тыс руб	Cэ, тыс руб	З, тыс руб
1	0.075	2695.2	155.6	77.8	95	200	0.9	180	46	3.45	0.39	0.151	0.52	1566	2.3	82	6.15	0.92	3.27	4.01
	0.075	2695.2	155.6	77.8	120	245	0.9	221	49	3.68	0.32	0.101	0.37	1111	1.7	86	6.45	0.97	2.63	3.40
	0.075	2695.2	155.6	77.8	150	305	0.9	275	54	4.05	0.255	0.065	0.26	791	1.2	161	12.08	1.81	3.0	4.44
	0.075	2695.2	155.6	77.8	185	345	0.9	311	62	4.65	0.226	0.051	0.24	709	1.1	192	14.40	2.16	3.2	4.95
2	0.067	2646.8	152.8	76.4	95	200	0.9	180	46	3.08	0.38	0.146	0.45	1349	2.0	82	5.49	0.82	2.84	3.50
	0.067	2646.8	152.8	76.4	120	245	0.9	221	49	3.28	0.31	0.097	0.32	957	1.4	86	5.76	0.86	2.30	2.99
	0.067	2646.8	152.8	76.4	150	305	0.9	275	54	3.62	0.251	0.063	0.23	681	1.0	161	10.79	1.62	2.6	3.93
	0.067	2646.8	152.8	76.4	185	345	0.9	311	62	4.15	0.221	0.049	0.20	611	0.9	192	12.86	1.93	2.8	4.39

Продолжение таблицы 2.6

№ уч-ка	L, км	S _р , кВА	I _{ав} А	I _{раб} А	s, мм ²	I _{нк} А	K _{р.м.}	I _{дл.доп} А	ΔP _{уд} кВт	ΔP _{н.д} кВт	K _з	K _з ²	ΔP _д кВт	ΔЭ _а кВт·ч	c _п , тыс руб	K _{уд} , тыс руб	K, тыс руб	c _а , тыс руб	Cэ, тыс руб	З, тыс руб
3	0.093	790.07	45.6	22.8	25	90	0.9	81	36	3.35	0.253	0.064	0.22	645	1.0	55	5.12	0.77	1.7	2.35
	0.093	790.07	45.6	22.8	35	115	0.9	104	40	3.72	0.198	0.039	0.15	439	0.7	59	5.49	0.82	1.5	2.14
	0.093	790.07	45.6	22.8	50	140	0.9	126	42	3.91	0.163	0.027	0.10	311	0.5	66	6.14	0.92	1.4	2.12
	0.093	790.07	45.6	22.8	70	165	0.9	149	44	4.09	0.138	0.019	0.08	235	0.4	74	6.88	1.03	1.4	2.21
4	0.086	673.3	38.9	19.4	25	90	0.9	81	36	3.10	0.216	0.047	0.14	433	0.6	55	4.73	0.71	1.4	1.93
	0.086	673.3	38.9	19.4	35	115	0.9	104	40	3.44	0.169	0.029	0.10	295	0.4	59	5.07	0.76	1.2	1.81
	0.086	673.3	38.9	19.4	50	140	0.9	126	42	3.61	0.139	0.019	0.07	209	0.3	66	5.68	0.85	1.2	1.85
	0.086	673.3	38.9	19.4	70	165	0.9	149	44	3.78	0.118	0.014	0.05	158	0.2	74	6.36	0.95	1.2	1.95
5	0.189	2298.5	132.7	66.4	70	165	0.9	149	44	8.32	0.40	0.162	1.34	4035	6.1	74	13.99	2.10	8.15	9.82
	0.189	2298.5	132.7	66.4	95	200	0.9	180	46	8.69	0.33	0.110	0.96	2871	4.3	82	15.50	2.32	6.63	8.49
	0.189	2298.5	132.7	66.4	120	245	0.9	221	49	9.26	0.27	0.073	0.68	2037	3.1	86	16.25	2.44	5.49	7.44
	0.189	2298.5	132.7	66.4	150	305	0.9	275	54	10.21	0.218	0.047	0.48	1449	2.2	161	30.43	4.56	6.7	10.3
6	0.242	133.61	7.7	7.7	16	75	0.9	70	33	7.99	0.10	0.011	0.08	253	0.4	50	12.10	1.82	2.19	3.64
	0.242	133.61	7.7	7.7	25	90	0.9	81	36	8.71	0.086	0.007	0.06	192	0.3	55	13.31	2.00	2.3	3.88
7	0.490	168.75	9.7	9.7	16	75	0.9	70	33	16.17	0.13	0.017	0.27	818	1.2	50	24.50	3.68	4.90	7.84
	0.490	168.75	9.7	9.7	25	90	0.9	81	36	17.64	0.108	0.012	0.21	620	0.9	55	26.95	4.04	5.0	8.20

2.4 Определение величин токов КЗ

В электрических установках промышленных предприятий возможно появление различных видов КЗ, которые сопровождаются скачкообразным ростом тока [3, 15]. Из-за этого электрооборудование, применяемое в системах электроснабжения предприятий, должно быть проверено на стойкость к токам КЗ.

Существуют следующие основные виды коротких замыканий: трехфазное, когда все три фазы образуют соединение друг с другом; двухфазное – когда две из трех фаз образуют соединение друг с другом, но при этом не соединяются с землей; однофазное – когда одна из трех фаз образует соединение с нейтральной точкой источника питания через землю; двойное замыкание фаз на землю – когда две фазы из трех образуют соединение друг с другом и с землей.

Одними из основных причин появления таких КЗ в сети предприятия являются: повреждение изоляции частей электроустановок; ошибочные действия персонала; перекрытия незаизолированных токоведущих частей электроустановки.

Расчет будем вести в относительных единицах. За базисные условия принимаем базисные мощность и напряжение.

Базисную мощность выбираем 100МВА в соответствие с условием:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \leq \frac{S_{\text{б}}}{50} \quad 2.33$$

За базисные напряжения принимаем напряжения каждой из ступеней, т.е. $U_{\text{б1}}=10,5$ кВ, $U_{\text{б2}}=0,4$ кВ.

На рисунках 2.2 и 2.3 приведены расчетная схема и схема замещения для определения токов КЗ.

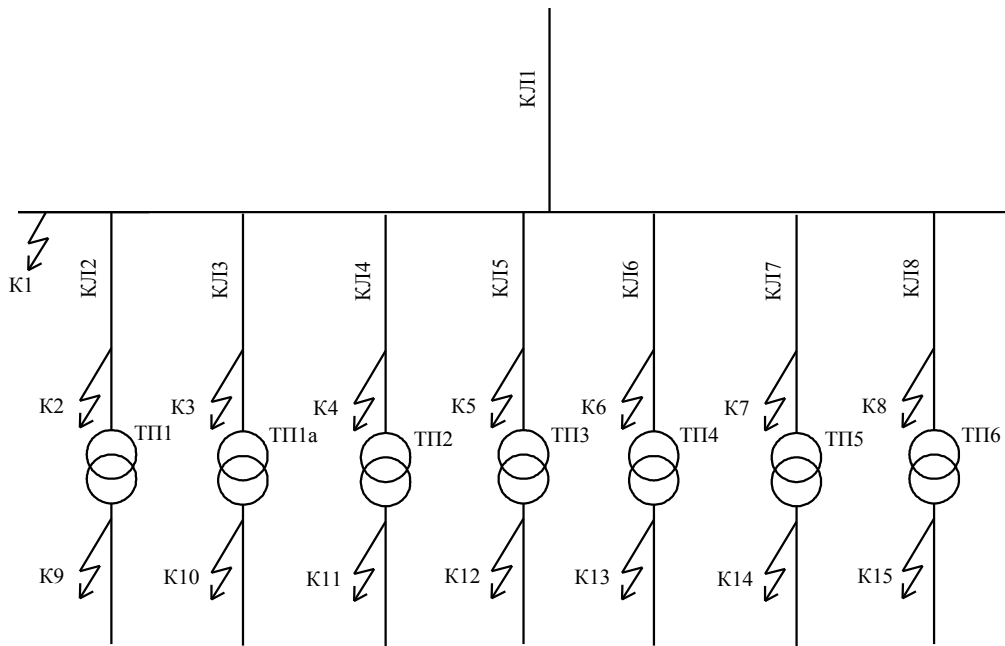


Рисунок 2.2 – Расчетная схема

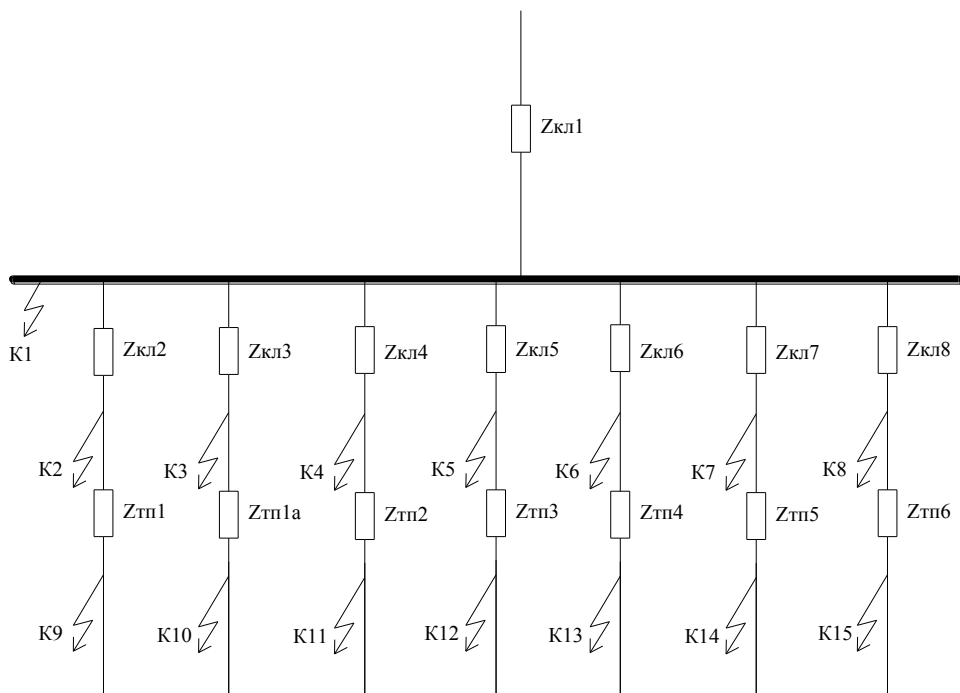


Рисунок 2.3 –Схема замещения

Протяженность питающей линии 0,6 км. Значение тока КЗ на шинах 10 кВ равно 8 кА.

Найдем базисные токи для разных ступеней напряжения I_6 , кА

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma 1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}}, \quad 2.34$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,3 \text{ кА}.$$

Найдем сопротивление системы:

$$X_{c*} = \frac{I_{\sigma 1}}{I_{\text{кш}}^{(3)}}, \quad 2.35$$

$$X_{c*} = \frac{5,5}{8} = 0,68.$$

Найдем активное сопротивление питающей линии напряжением 10 кВ:

$$r_{\text{кл1}*} = r_o \cdot 1 \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma i}^2}, \quad 2.36$$

$$r_{\text{кл1}*} = \frac{0,16 \cdot 0,62 \cdot 100}{10^2} = 0,099.$$

Найдем реактивное сопротивление питающей линии напряжением 10 кВ:

$$x_{\text{кл1}*} = x_o \cdot 1 \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma i}^2}, \quad 2.37$$

$$x_{\text{кЛ1}^*} = \frac{0,08 \cdot 0,62 \cdot 100}{10^2} = 0,0496.$$

Определим сопротивления КЛ 10 кВ, питающей ТП1.

Найдем активное сопротивление КЛ РУ-ТП1

$$r_{\text{кЛ2}^*} = \frac{0,26 \cdot 0,075 \cdot 100}{10,5^2} = 0,0177$$

Найдем реактивное сопротивление КЛ

$$x_{\text{кЛ2}^*} = \frac{0,08 \cdot 0,075 \cdot 100}{10,5^2} = 0,0054$$

Найдем активное сопротивление силового трансформатора ТП1 $r_{\text{Т1}^*}$

$$r_{\text{ТП1}^*} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}^2}, \quad 2.38$$

$$r_{\text{ТП1}^*} = \frac{23,5 \cdot 100 \cdot 10^3}{2500^2} = 0,376.$$

Найдем полное сопротивление силового трансформатора ТП1 $z_{\text{Т1}^*}$

$$z_{\text{ТП1}^*} = \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{н}}}, \quad 2.39$$

$$z_{\text{ТП1}^*} = \frac{5,5 \cdot 100 \cdot 10^3}{100 \cdot 2500} = 2,2.$$

Определим реактивное сопротивление силового трансформатора ТП1

$x_{Т1*}$

$$x_{ТП1*} = \sqrt{z_{Т1*}^2 - r_{Т1*}^2}, \quad 2.40$$
$$x_{ТП1*} = \sqrt{2,2^2 - 0,376^2} = 2,168.$$

Таким же образом определяем остальные относительные сопротивления элементов схемы замещения.

Найдем результирующие сопротивления до точек КЗ

$$z_{рез\Sigma*} = \sqrt{(\Sigma r_*)^2 + (\Sigma x_*)^2} \quad 2.41$$

Результирующее сопротивление до точки К1

$$x_{резК1*} = x_{с*} + x_{кл1*} = 0,68 + 0,0496 = 0,729,$$

$$r_{резК1*} = r_{кл1*} = 0,099,$$

$$z_{резК1*} = \sqrt{0,729^2 + 0,099^2} = 0,735.$$

Результирующее сопротивление до точки К2

$$x_{резК2*} = x_{резК1*} + x_{кл2*} = 0,729 + 0,0054 = 0,7344,$$

$$r_{резК2*} = r_{резК1*} + r_{кл2*} = 0,099 + 0,0177 = 0,1167,$$

$$z_{резК2*} = \sqrt{0,7344^2 + 0,1167^2} = 0,74.$$

Найдем установившееся значение трехфазного тока КЗ в точке К1, $I_{\text{к}}^{(3)}$

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{I_{\text{б}}}{z_{\text{рез}}^*}, \quad 2.42$$

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{I_{\text{б1}}}{z_{\text{резК1}}^*} = \frac{5,5}{0,735} = 7,48 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = \frac{I_{\text{б2}}}{z_{\text{резК2}}^*} = \frac{5,5}{0,744} = 7,39 \text{ кА}.$$

Найдем установившееся значение двухфазного тока КЗ, $I_{\text{к}}^{(2)}$

$$I_{\text{кi}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ки}}^{(3)}}{2}, \quad 2.43$$

$$I_{\text{к1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к1}}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7,48}{2} = 6,47 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к2}}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7,39}{2} = 6,4 \text{ кА}.$$

Найдем мгновенные значения ударного тока КЗ i_{y} , кА

$$i_{\text{y}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{y}} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \quad 2.44$$

$$i_{\text{yК1}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 7,48 = 16,9 \text{ кА},$$

$$i_{\text{yК2}} = \sqrt{2} \cdot 1,58 \cdot 7,39 = 13,8 \text{ кА}.$$

Находим действующие значения ударного тока I_y , кА

$$I_y = I_k^{(3)} \sqrt{1+2(k_y-1)^2} \quad 2.45$$

$$I_{yK1} = 7,48 \sqrt{1+2(1,6-1)^2} = 9,79 \text{ кА},$$

$$I_{yK2} = 7,43 \sqrt{1+2(1,58-1)^2} = 8,11 \text{ кА}.$$

Таким же образом находим значения токов в остальных точках КЗ, результаты расчетов заносим в таблицу 2.8.

2.5 Выбор электрооборудования

Термическая устойчивость проводников и электроаппаратов ограничена предельно допустимым кратковременным перегревом проводников и частей аппаратов при КЗ [16]. При проверке аппаратов и токоведущих частей распределительного устройства на термическую и электродинамическую устойчивость к токам КЗ за расчётный вид КЗ принимается значение трёхфазного короткого замыкания.

Таблица 2.8 – Результаты расчетов токов КЗ

№ точки КЗ	Uб кВ	Iб кА	Xс*	Xли*	Гли*	XГі*	ГГі*	ZГі*	Xрез*	Грез*	Zрез*	3-х фазное КЗ					2-х фазное КЗ
												I ⁽³⁾ _к кА	$\sum \Gamma_{рез*} / \sum X_{рез*}$	Ky	Iy, кА	iy, кА	I ⁽²⁾ _к , кА
1	10.5	5.5	0.68	0.0496	0.099	-	-	-	0.7296	0.099	0.736	7.47	0.136	1.6	9.797	16.90	6.46
2	10.5	5.5	-	0.0054	0.0177	-	-	-	0.735	0.1167	0.744	7.39	0.159	1.58	9.56	16.51	6.40
3	10.5	5.5	-	0.0054	0.0174	-	-	-	0.735	0.116	0.744	7.391	0.158	1.59	9.63	16.62	6.40
4	10.5	5.5	-	0.0082	0.083	-	-	-	0.7378	0.182	0.760	7.238	0.247	1.43	8.47	14.64	6.27
5	10.5	5.5	-	0.0076	0.0769	-	-	-	0.7372	0.1759	0.758	7.257	0.239	1.44	8.55	14.78	6.28
6	10.5	5.5	-	0.0151	0.0491	-	-	-	0.7447	0.1481	0.759	7.244	0.199	1.5	8.87	15.37	6.27
7	10.5	5.5	-	0.023	0.4719	-	-	-	0.7526	0.5709	0.945	5.822	0.759	1.08	5.86	8.89	5.04
8	10.5	5.5	-	0.0466	0.9555	-	-	-	0.7762	1.0545	1.309	4.201	1.359	1	4.20	5.94	3.64
9	0.4	144.3	-	-	-	2.168	0.376	2.2	2.9026	0.4927	2.944	49.01	0.170	1.62	65.18	112.3	42.45
10	0.4	144.3	-	-	-	2.168	0.376	2.2	2.9026	0.492	2.944	49.01	0.170	1.62	65.19	112.3	42.45
11	0.4	144.3	-	-	-	8.518	1.915	8.73	9.2554	2.0968	9.490	15.21	0.227	1.45	18.02	31.18	13.17
12	0.4	144.3	-	-	-	8.518	1.915	8.73	9.2547	2.0907	9.488	15.21	0.226	1.45	18.03	31.19	13.17
13	0.4	144.3	-	-	-	2.168	0.376	2.2	2.9123	0.5241	2.959	48.76	0.180	1.63	65.31	112.4	42.23
14	0.4	144.3	-	-	-	32.78	10.35	34.3	33.532	10.922	35.266	4.092	0.326	1.36	4.59	7.87	3.54
15	0.4	144.3	-	-	-	21.19	5.92	22	21.965	6.9745	23.045	6.262	0.318	1.36	7.03	12.04	5.42

2.5.1 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

Выбор высоковольтных выключателей осуществляется по условиям установки и по ряду параметров:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{н.уст}}, \quad 2.46$$

- по номинальному току:

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{р.макс}}, \quad 2.47$$

- по току отключения:

$$I_{\text{н.откл}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}, \quad 2.48$$

Проверка высоковольтных выключателей на действие токов КЗ выполняется:

- на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{ном.у}} > i_{\text{уд}}, \quad 2.49$$

- на термическую стойкость

$$I_{\text{ном.т.с}} \geq I_{\text{к}}^{(3)} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{п}}}{t_{\text{ном.т.с}}}}, \quad 2.50$$

В качестве примера выберем вакуумный выключатель для защиты линии от РУ до ТП1:

Выбор по напряжению:

$$10 = 10 \text{ кВ.}$$

Выбор по номинальному току:

$$630 > 155,8 \text{ А.}$$

Выбор по току отключения:

$$31,5 > 7,39 \text{ кА.}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$7,39 \cdot \sqrt{\frac{0,15}{3}} = 1,65 < 31,5 \text{ кА.}$$

Проверка на динамическую устойчивость:

$$80 > 16,51 \text{ кА.}$$

В результате расчетов выбираем на вводе 10 кВ вакуумные выключатели марки ВВЭ-10-31,5/1000, на шинах ВН трансформаторных подстанций и для защиты кабельных линий выключатели ВВЭ-10-31,5/630.

2.5.2 Выбор трансформатора напряжения (ТН)

Трансформаторы напряжения выбираем по номинальным параметрам первичной цепи, классу точности и схеме соединения обмоток. Для соответ-

ствия заявленному классу точности фактическая нагрузка ТН должна не превышать номинальной.

Выбираем ТН по номинальному первичному напряжению

$$U_{Т.н.} = U_{н.уст.}, \quad 2.51$$

Проверка ТН по вторичной нагрузке

$$S_{Т.н.} \geq S_2 \quad 2.52$$

где мощность измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке ТН

$$S_2 = \sqrt{\Sigma P^2 + \Sigma Q^2}, \quad 2.53$$

В результате выбираем трехфазный масляный ТН для измерения и контроля изоляции типа НАМИ – 10 – 95УХЛ2 номинальной мощностью 120 ВА, напряжением обмотки низкого напряжения 100 В и класса точности 0,5.

2.5.3 Выбор трансформатора тока (ТТ)

Трансформаторы тока выбираем по номинальным напряжению и току первичной цепи, классу точности и номинальной мощности вторичной цепи. Проверяем на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Выбор ТТ по номинальным напряжению и току

$$U_{ном.т.т} \geq U_{н.уст.}, \quad 2.54$$

$$I_{ном.т} \geq I_{р.макс}, \quad 2.55$$

Проверка на термическую стойкость

$$\frac{I_k^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\Pi}}}{I_{н.т.т.} \cdot \sqrt{t_{т.с.}}} < K_{т.с.}, \quad 2.56$$

Проверка на динамическую стойкость

$$i_y \leq k_{дин.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном.т.т.}, \quad 2.57$$

Определим коэффициент кратности динамической стойкости

$$k_{дин.} = \frac{i_{ном.дин.}}{\sqrt{2} \cdot I_{ном.т.т.}}, \quad 2.58$$

В качестве примера выберем ТТ для линии от РУ до ТП1

Выбираем ТТ по напряжению:

$$10 = 10 \text{ кВ.}$$

Выбираем ТТ по номинальному току:

$$200 > 155,8 \text{ А.}$$

Проверяем ТТ на термическую стойкость:

$$\frac{7390 \cdot \sqrt{0,15}}{200 \cdot \sqrt{1}} = 14,3 \leq 31,5$$

Проверяем ТТ на динамическую устойчивость:

$$200 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,09 = 25,45 > 16,51.$$

В результате были выбраны проходные ТТ с литой изоляцией типа ТПЛ – 10. Данные выбранных ТТ сведем в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 - Технические данные, выбранных ТТ

Место размещения	Расчет		Каталог	
	U _н , кВ	I _р , А	U _н , кВ	I _р , А
ввод 10кВ	10	889	10	1000
линия к ТП1	10	155,6	10	200
линия к ТП1а	10	152,8	10	200
линия к ТП2	10	45,6	10	50
линия к ТП3	10	38,9	10	50
линия к ТП4	10	132,7	10	150
линия к ТП5	10	7,7	10	25
линия к ТП6	10	9,7	10	25

2.5.4 Выбор вводных автоматов на ТП

Проверяем автомат по условию

$$I_{\text{пр.отк.}} \geq I_y^{(3)}, \quad 2.59$$

В качестве примера проведем выбор вводного автоматического выключателя на ТП1:

- по напряжению:

$$0,38=0,38 \text{ кВ}$$

- по току:

$$2500 > 2049 \text{ A}$$

- по току расцепителя:

$$2500 > 1,1 \cdot 2049 = 2253 \text{ A}$$

- проверим на отключающую способность:

$$65 > 9,56 \text{ кА}$$

Результаты выбора автоматов приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 - Результаты выбора автоматических выключателей

№ ТП	Тип	$I_{н.}$	$I_{ном.авт.}$	Ток расцепителя	
				электромагнитного	теплого
ТП 1	Э25С У3	2049	4000	7500	2500
ТП 1а	Э25С У3	2013	4000	7500	2500
ТП 2	Э06В У3	600	1000	2500	800
ТП 3	Э06В У3	512	1000	2000	630
ТП 4	Э25С У3	1748	4000	7500	2500
ТП 5	А3726 ФУЗ	203	250	1250	250
ТП 6	А3736 ФУЗ	256	630	1600	320

Проверку выбранного автоматического выключателя произведем по выражению

$$\frac{I_k^{(1)}}{I_{н.р.}} \geq 3, \quad 2.60$$

Проверим выбранный выключатель к линии до РП2

$$1700 / 97,3 = 17,5 > 3,$$

Таким образом, выбранный выключатель проходит проверку.

2.5.5 Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений выбираются по номинальному напряжению и их назначению

$$U_{н.с.} \geq U_{н.р}, \quad 2.61$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

Выбираем ограничитель перенапряжений нелинейный типа ОПН-10.

3 Молниезащита и заземление подстанции

Электрическое соединение точек сети или электрооборудования с заземляющим устройством осуществляется в целях обеспечения электробезопасности (защитное заземление) и надежной работы электроустановки, системы или оборудования (рабочее заземление) [17, 18].

Характеристикой электробезопасности является предельно допустимое значение напряжения прикосновения, которое должно быть обеспечено при всех условиях эксплуатации объекта.

Рабочее заземление должно обеспечивать при эксплуатации следующие функции электроустановок:

- правильную работу релейной защиты от замыканий на землю; правильную работу защит от перенапряжений; передачу в грунт молниевых разрядов; передачу несимметричных рабочих токов; защиту изоляции цепей и оборудования низкого напряжения; снижение влияний электромагнитного поля на вторичные цепи; обеспечивать защиту расположенного под землей оборудования и различных коммуникаций от перегрузок по току;

- выравнивание разности потенциалов и обеспечивать защиту от статического электричества;

- взрыво- и пожаробезопасность.

Заземляющие устройства должны отвечать жестким требованиям обеспечения электробезопасности всего обслуживающего персонала и надежной работы оборудования электроустановки в нормальных и аварийных условиях в течение всего срока службы электроустановки.

Выполним расчет тросовой молниезащиты здания энергоблока. Длина здания составляет 142 м, ширина – 14 м, высота - 10 м. Примем высоту подвеса троса на уровне 18 м, а длину троса равной 136 м.

Найдем высоту вершины конуса молниеотвода

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad 3.1$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м.}$$

Найдем радиус защиты на уровне земли

$$r_0 = (1,35 - 25 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot h \quad 3.2$$

$$r_0 = (1,35 - 25 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot 18 = 23,5 \text{ м.}$$

Найдем радиус зоны тросового молниеотвода на уровне высоты защищаемого объекта

$$r_x = (1,35 - 25 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (h - 1,2 \cdot h_x) \quad 3.3$$

$$r_x = (1,35 - 25 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (18 - 1,2 \cdot 10) = 7,85 \text{ м.}$$

В электроустановках с глухозаземленной нейтралью номинальным напряжением до 1 кВ сопротивление контура заземления не должно превышать 4 Ом. Удельное сопротивление грунта примем $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. В качестве вертикальных заземлителей используем стальные стержни радиусом 6 мм и длиной 2 м. В качестве соединителей используем сталь круглого сечения диаметром 10 мм и длиной 70 м.

Найдем сопротивление горизонтальной связующей полосы

$$R_{\Gamma} = \rho \cdot K_{ces} \cdot \frac{0,4}{L_n} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L_n^2}{b \cdot t} \right) \quad 3.4$$

$$R_{\Gamma} = 100 \cdot 2,3 \cdot \frac{0,4}{320} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 320^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 1,973 \text{ Ом.}$$

Найдем сопротивление растеканию одиночного вертикального заземлителя заглубленного в землю

$$R_B = \frac{\rho_{pB}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \lg \frac{4 \cdot l_B}{d} \quad 3.5$$

Найдем расчетное удельное сопротивление грунта

$$\rho_{pB} = \rho_{уд} \cdot K_{пB} \quad 3.6$$

$$\rho_{pB} = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Найдем сопротивление растеканию одиночного вертикального заземлителя заглубленного в землю

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2}{0,016} = 69,27 \text{ Ом.}$$

Найдем фактическое сопротивление ЗУ

$$R_{з.у} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B + R_{\Gamma}} \quad 3.7$$

$$R_{з.у} = \frac{1,973 \cdot 69,27}{1,973 + 69,27} = 1,918 \text{ Ом.}$$

Поскольку фактическое сопротивление ЗУ 1,918 Ом меньше чем нормируемое 4 Ом, то заземляющее устройство выбрано верно.

Найдем количество вертикальных заземлителей

$$n \geq \frac{R_B}{R_D \cdot \eta_B}$$

3.8

$$n \geq \frac{69,27}{4 \cdot 0,71} = 24,39$$

Принимаем к установке 24 вертикальных заземлителя.

Заключение

В результате выполнения работы бакалавра была разработана система электроснабжения группы цехов завода сельскохозяйственного машиностроения для обеспечения надежного электроснабжения и выполнения требований ГОСТ 32144-2013 к качеству электрической энергии. Выполнен расчет электрических нагрузок по отдельным цехам предприятия и по всему предприятию. При этом суммарная электрическая нагрузка предприятия составила 15,4 МВА. Рассмотрены схемы внутризаводского электроснабжения и выбрана оптимальная. Выбраны КТП, определены количество и номинальная мощность устанавливаемых трансформаторов с учетом установки компенсирующих устройств. Определена схема внешнего электроснабжения предприятия, выполнен расчет токов КЗ, выполнены выбор и проверка электрооборудования и проводников. Выполнен расчет молниезащиты и заземления энергоблока.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы. - 7-е изд. - Москва: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2009.
2. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения. Электрон. учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко - Тольятти: ТГУ, 2016.
3. Сивков, А.А. Основы электроснабжения. Учебное пособие / А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.
4. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпром-электропроект» №358–90 от 1 августа 1993 г.
5. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Учебное пособие / Г.Н. Ополева – Москва: Инфра-М, 2017.
6. Рожин, А.Н. Учебное пособие для выполнения курсового и дипломного проектов: Внутрицеховое электроснабжение/ А.Н. Рожин, Н.С. Башкаева - Киров, 2011.
7. Электроснабжение: методические указания к курсовой работе для студентов очной и очно-заочной форм обучения / сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2013.
8. Стрельников, Н.А. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие / Н.А. Стрельников. - Новосибирск : НГТУ, 2013.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
10. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
11. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.

12. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промпредприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
13. Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.
14. Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению: учеб. пособие / М.А. Юндин, А.М. Королев. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Санкт-Петербург: Лань, 2011.
15. Электроснабжение: расчет токов короткого замыкания: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет; сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.
16. Электроснабжение: выбор и проверка токоведущих частей и коммутационных аппаратов: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет ; сост. Т.В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.
17. Борисов, Р. К. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник / Р. К. Борисов, А. В. Горшков, Ю. В. Жарков - Москва: МЭИ, 2013.
18. Электроэнергетика. Учебное пособие / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Форум, 2013.
19. Шлейников, В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учеб. пособие / В.Б. Шлейников, Т.В. Сазонова. - Оренбург : ОГУ, 2012.
20. Овсянников, А.Г. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учебник / А. Г. Овсянников, Р. К. Борисов. - Новосибирск: НГТУ, 2013.
21. Chapman, S.J. Instructor's Manual to accompany Electric Machinery and Power System Fundamentals, Second Edition / S.J. Chapman – USA: McGraw-Hill, 2011.
22. Short, T. Electric power distribution handbook / Т. Short. – Florida: CRC Press LLC, 2014.

23. Hase, Y. Handbook of Power System Engineering / Y. Hase. – England: John Wiley & Sons, 2011.

24. Liu, C.C. Conceptual design of the strategic power infrastructure defense (SPID) system/ C.C. Liu , J. Jung , G.T. Heydt , V. Vittal and A.G. Phadke. - IEEE Control Syst. Mag., pp. 40-52, 2010.

25. Khan, S. Industrial power systems / S. Khan, S. Khan, G. Ahmed. – Boca Raton: CRC Press, 2016.