

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)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция схемы электроснабжения предприятия по
производству металлических конструкций»

Студент	<u>А.В. Свиридкин</u> <small>(И.О. Фамилия)</small>	<u>(личная подпись)</u>
Руководитель	<u>О.В. Самолина</u> <small>(И.О. Фамилия)</small>	<u>(личная подпись)</u>
Консультанты	<u>(И.О. Фамилия)</u>	<u>(личная подпись)</u>
	<u>(И.О. Фамилия)</u>	<u>(личная подпись)</u>

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

«_____» _____ 2017 г.

Тольятти 2017

АННОТАЦИЯ

Моральное устаревание и физический износ элементов СЭС – это одни из основных причин реконструкции. Элементы СЭС, рассмотренного предприятия по изготовлению металлических конструкций, превысили максимальные сроки службы и нуждаются в замене. Бакалаврская работа содержит расчеты обосновывающие реконструкцию СЭС данного предприятия. Реконструкция направлена в целом на повышение экономичности и безопасности СЭС.

Бакалаврская работа содержит пояснительную записку объемом 60 страниц, включающих: 6 рисунков, 6 таблиц, список использованных источников, шесть чертежей формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Экономическое обоснование реконструкции системы электроснабжения производства.....	5
1.1 Выбор ступени напряжения для установки приборов учета электроэнергии.....	5
1.2 Определение возможного снижения объема потребления активной электроэнергии на рабочее освещение производственных помещений	8
1.3 Влияние значения напряжения на шинах низкого напряжения трансформатора на потребление электроэнергии.....	11
2 Расчет электрических нагрузок производственного цеха.....	14
3 Выбор мощности, числа трансформаторов и технико – экономическая оценка принятых вариантов	19
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	19
3.2 Компенсация реактивной мощности	20
3.3 Технико – экономическая оценка принятых вариантов.....	20
4 Расчет токов короткого замыкания на стороне высокого напряжения..	25
5 Выбор электрических аппаратов на стороне высокого напряжения и проверка по условию короткого замыкания.....	27
6 Выбор электрических аппаратов, проводников на стороне низкого напряжения	32
7 Расчет токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения ..	34
7.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания в точках К1...4.....	43
7.2 Расчет токов двухфазного короткого замыкания в точках К1...4.....	48
7.3 Расчет токов однофазного короткого замыкания в точках К1...4.....	49
8 Проверка электрических аппаратов, проводников на стороне низкого напряжения по условию короткого замыкания.....	55
Заключение.....	56
Список использованных источников.....	58

ВВЕДЕНИЕ

Одними из основных требований к системам электроснабжения (СЭС) являются: обеспечение её безопасного функционирования в нормальном, аварийном и после аварийном режимах, а так же экономичность.

СЭС, предприятия по изготовлению металлических конструкций, рассмотренного в данной работе, функционирует с начала семидесятых годов двадцатого столетия. Аппараты защиты и другое оборудование претерпели физическое и моральное устаревание, поскольку эксплуатируются более сорока лет. Система заземления реализована по схеме TN – C, имеющей самый низкий уровень безопасности, что может привести к возгоранию или поражению человека электрическим током. Практически во всех автоматических выключателях отходящих линий установленных в распределительных устройствах (РУ) низкого напряжения не функционируют катушки электромагнитов максимального и мгновенного расцепителей линейных выключателей, что при действующей радиальной схеме СЭС в случае появления сверхтоков, приведет к отключению всех потребителей электроэнергии вводным выключателем РУНН. Так же сроки службы силовых кабелей превысили рекомендуемые производителями значения. Проверка технического состояния кабелей показала значительное снижение сопротивления изоляции. При питании потребителей от одной КТП, при техническом обслуживании или вывода элементов СЭС в ремонт, происходит нагрев силовых кабелей сверх установленной нормы, что влечет за собой необходимость отключения нескольких групп электропримников.

Затраты денежных средств на оплату электрической энергии (мощности) составляют значительную часть от объема прибыли организации, поэтому экономичность СЭС не менее важна.

Реконструкция направлена на повышение безопасности и экономичности СЭС выше описанного предприятия.

1 Экономическое обоснование реконструкции системы электроснабжения производства

1.1 Выбор ступени напряжения для установки приборов АСКУЭ

Согласно действующей схеме СЭС производства, нагрузка распределена между двумя трансформаторами типа ТМ – 630. Приборы АСКУЭ установлены на низкой стороне напряжения (0,4кВ), каждого трансформатора. Приборы АСКУЭ подключены к трансформаторам тока ТТ – 1500/5 (КТП – 20), и ТТ – 1000/5 (КТП – 18). Оплата начисляется за потребление электроэнергии (мощности) на присоединении высокого напряжения СН2 (6кВ). В ведомости начисления оплаты за электроэнергию (мощность), Гарантированным поставщиком установлен объем потерь активной электроэнергии в каждом трансформаторе 5% от общего месячного потребления электроэнергии (мощности) учтенной одним прибором АСКУЭ.

Проводится сравнительный анализ потерь активной электроэнергии в трансформаторах типа ТМ – 630, и потерь определенных Гарантирующим поставщиком [10].

Технические характеристики трансформатора ТМ – 630:

Потери холостого хода – $P_{xx} = 1,31\text{кВт}$, потери короткого замыкания – $P_{кз} = 7,6\text{кВт}$, напряжение короткого замыкания – $U_{кз} = 5,5\%$, ток холостого хода – $I_{xx} = 2\%$. Исходя из максимальной расчетной полной мощности – S_p , определенной из выражения (2.1.1), определяется коэффициент загрузки – K_3 :

$$K_3 = \frac{S_p}{S_n} = \frac{375}{2 \cdot 630} = 0,3.$$

Годовые потери активной электроэнергии – ΔW_a определяются из выражения:

$$\Delta W_a = N_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_v + \frac{K^2 \cdot \Delta P_{кз}}{N_T} \cdot \tau = 23252,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$

где ΔP_{xx} – потери активной мощности в трансформаторе ТМ – 630 при холостом ходе, $\Delta P_{кз}$ – потери активной мощности в трансформаторе ТМ – 630 при нагрузке, T_v – время включения потребителя, τ – максимальное время потерь электроэнергии, определенное из выражения (2.3), N_T – количество трансформаторов.

По годовому графику нагрузки построенному по показаниям АСКУЭ (рисунок 1.1) определяется процент потерь активной электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta W_a}{\Sigma W_a} \cdot 100\% = 2,4\% ,$$

где ΣW_a – суммарное потребление активной электроэнергии (таблица 1.1) [20].

По приведенным расчетам потери активной электроэнергии составляют в трансформаторе ТМ – 630 2,4% , что меньше потерь установленных Гарантированным поставщиком электроэнергии (5%), поэтому приборы АСКУЭ целесообразно установить на стороне высшего напряжения СН2 (6кВ) балансовой принадлежности Абонента (потребителя электроэнергии).

Уменьшение значения потерь представленной к оплате активной электроэнергии – ΔW_{aT} в трансформаторах за год, для действующей СЭС с трансформаторами типа ТМ – 630, определяются из выражения:

$$\Delta W_{aT} = \Sigma W_a \cdot 0,026 = 26,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где ΣW_a – суммарное потребление активной электроэнергии (таблица 1.1).

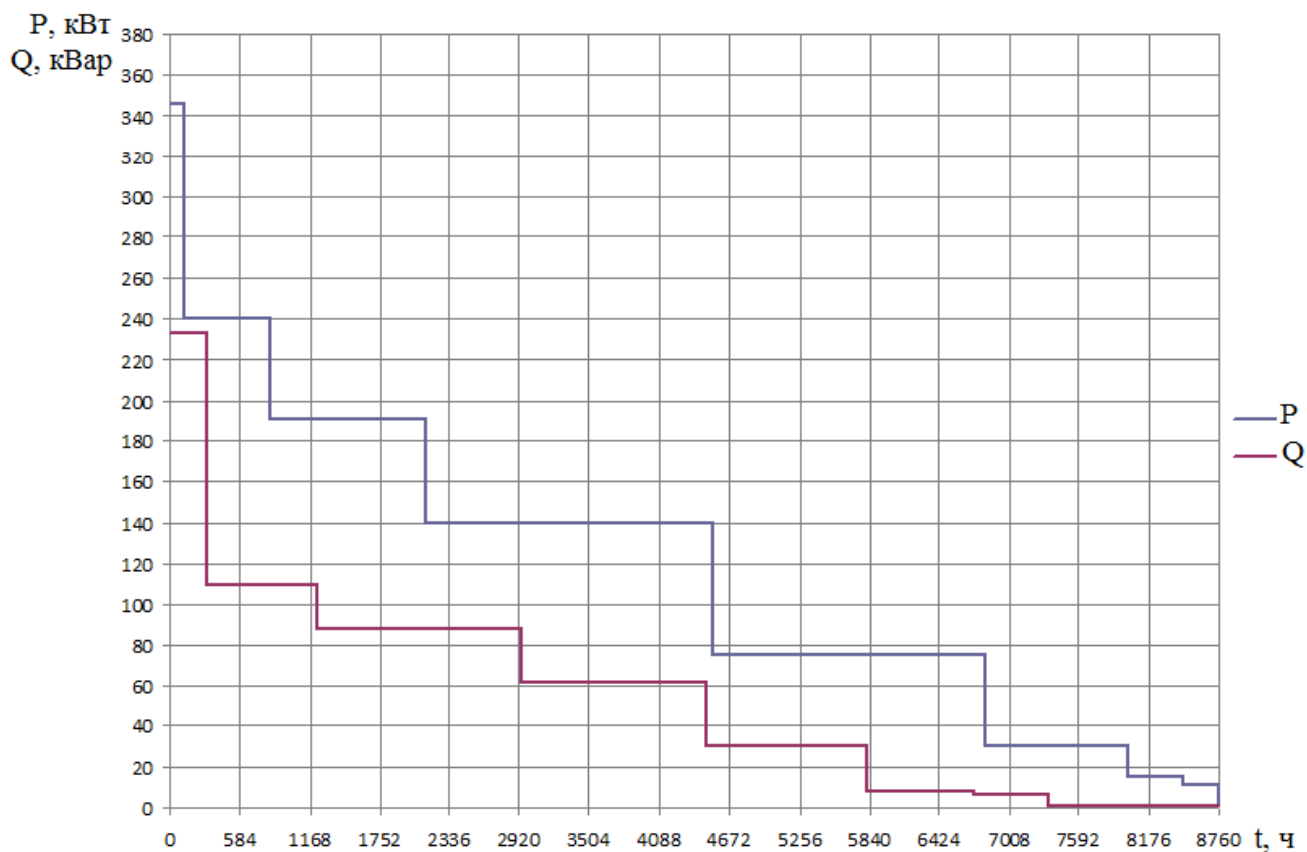


Рисунок 1.1 – Годовой график потребления производством активной и реактивной мощностей

Таблица 1.1 – Значения годового графика потребления активной и реактивной мощностей и активной электроэнергии

t_i , ч	P_{t_i} , кВт	W_{a_i} , кВт·ч	Q_{t_i} , кВар
124	346	42904	233

720	240	172800	110
1297	191	247727	88
2398	140	335720	62
2259	75	169425	30
1218	30	36540	8
440	15	6600	6
304	11	3344	1
$\Sigma t_i = 8760$	$\Sigma P_{t_i} = 1048$	$\Sigma W_{a_i} = 1015060$	$\Sigma Q_{t_i} = 538$

1.2 Определение возможного снижения объема потребления активной электроэнергии на рабочее освещение производственных помещений

На данный момент для рабочего освещения производственных помещений, без учета освещения рабочих мест, используются светильники с лампами типа ДРЛ – 700 в количестве 93 штук общей активной мощностью $\Sigma P_{но} = 65 \text{ кВт}$. С целью снижения потребления активной электроэнергии затрачиваемой на рабочее освещение производственных помещений, предполагается замена светильников с лампами типа ДРЛ на светодиодные светильники. Светильники подвешены на фермах на высоте – $h = 10 \text{ м}$, по три светильника на одной ферме. Увеличение числа светильников не предполагается, поскольку замеры освещенности люксметром показали удовлетворительный результат [2].

Для расчета необходимого светового потока светодиодных светильников применяется метод коэффициента использования [17].

Общая площадь – S_o , которую необходимо обеспечить освещением:

$$S_o = a \cdot b = (144 + 120 + 96) \cdot 18 = 6480 \text{ м}^2.$$

Далее определяется индекс помещения – φ , для расчета принимается площадь – S_p ограниченная двумя фермами со сторонами $a = 12\text{м}$ и $b = 18\text{м}$:

$$\varphi = \frac{S_p}{(h_1 - h_2) \cdot (a + b)} = \frac{12 \cdot 18}{(10 - 1) \cdot (12 + 18)} = 0,8.$$

Коэффициент запаса – K_3 , исходя из степени загрязнения свойственной производственным процессам в рассматриваемых помещениях:

$$K_3 = 1,4.$$

Коэффициенты отражения:

Потолок – 50%, стены – 30%, пол – 10%.

Исходя из значений коэффициентов отражения и индекса помещения, определяется U – коэффициент использования:

$$U = 0,52.$$

Определяется необходимый световой поток – $\Phi_{л}$ одного светильника:

$$\Phi_{л} = \frac{E \cdot S_p \cdot K_3}{U \cdot N} = \frac{214 \cdot 2161,4}{0,52 \cdot 6} = 20741 \text{ лм},$$

где $E = 214$ лк данные замера люксметром средней освещенности, N – число светильников.

По приведенным расчетам, необходимую освещенность возможно обеспечить светодиодными светильниками типа – DSP 01 – 200 – 45 производства ТЗА (200 Вт, 21600lm, RA – 80). Замена светильников с лампами типа ДРЛ – 700 на светодиодные светильники позволит снизить потребление активной электроэнергии затрачиваемой на рабочее освещение на 71,5% (разница процентов активных мощностей светильников).

Время потребления активной электроэнергии затрачиваемой на рабочее освещение производственных помещений составляет 66% от рабочих суток (процент рабочих часов от рабочих суток). Таким образом время включения – $T_{в}$ электрической нагрузки освещения в год определяется из выражения:

$$T_{в} = T_p \cdot 0,66 = 5904 \cdot 0,66 = 3936 \text{ ч},$$

где T_p – количество рабочих часов в году.

Значение активной электроэнергии – $W_{ао}$ затраченной на освещение производственных помещений за год составит:

$$W_{ао} = T_{в} \cdot \Sigma P_{но} = 3936 \cdot 65 = 255,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где $\Sigma P_{но}$ – суммарная активная мощность номинальных активных мощностей светильников с лампами типа ДРЛ – 700.

Годовое снижение потребления активной электроэнергии – ΔW_{ao} затраченной на рабочее освещение производственных помещений за год составит:

$$\Delta W_{ao} = \Sigma P_{но} \cdot 0,715 = 222,6 \cdot 0,715 = 182,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

1.3 Влияние значения напряжения на шинах низкого напряжения трансформатора на потребление электроэнергии

Для изменения НН силового трансформатора переключением без возбуждения (ПБВ), необходимо отключить нагрузку как со стороны НН (0,4кВ) так и со стороны ВН (6кВ). Данную процедуру невозможно осуществить в короткие сроки, поскольку выключатель ВН (6кВ) находится на стороне балансовой принадлежности Гарантирующего поставщика электроэнергии. Таким образом, для уставки ПБВ в требуемое положение, необходимо уведомить Гарантирующего поставщика в письменном виде и только после этого персоналом Гарантирующего поставщика производится отключение выключателя (фидера Абонента). Поэтому необходимо установить вводной аппарат на стороне ВН (6кВ) балансовой принадлежности Абонента.

Сезонные измерения напряжения показали относительную стабильность напряжения в зимний и летний сезоны на стороне ВН (6кВ).

Установка аппарата на стороне ВН (6кВ) балансовой принадлежности Абонента позволит независимо от Гарантирующего поставщика менять напряжение на шинах НН силового трансформатора на период зимнего или летнего сезона.

Измерения напряжения низкой стороны СЭС производства поверенным вольтметром непосредственно на шинах НН трансформаторов и у самого мощного электроприемника, показали незначительное снижение

напряжения – 0,2%. Целесообразно на шинах НН трансформаторов получить паспортное номинальное напряжение электроприемников 0,38кВ. Контрольные замеры проводились в часы минимальной (ночной) и пиковой нагрузок в зимний и летние сезоны. Получены следующие усредненные результаты: $U_{\max} = 0,416\text{кВ}$ и $U_{\min} = 0,404\text{кВ}$.

Проводится сравнительный анализ потребления мощности производством при номинальном – $U_{\text{ном}} = 0,38\text{кВ}$ и замеренным минимальном – $U_{\min} = 0,404\text{кВ}$ напряжениях [4].

По годовому графику потребления активной – P_{t_i} и реактивной – Q_{t_i} мощностей (таблица 1.1, рисунок 1.1), определяется средневзвешенный коэффициент мощности – $\cos_{\text{св}}\varphi$ из следующего выражения:

$$\cos_{\text{св}}\varphi = \frac{\sum P_{t_i} \cdot t_i}{\sqrt{(\sum P_{t_i} \cdot t_i)^2 + (\sum Q_{t_i} \cdot t_i)^2}} = 0,915. \quad (1.3.1)$$

Среднегодовая мощность – $P_{\text{ср}}$ потребляемая производством из годового графика потребления активной мощности определяется из выражения:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum W_{a_i}}{\sum t_i} = 116\text{кВт},$$

где W_{a_i} – электроэнергия потребляемая производством в итом интервале времени – t_i (таблица 1.1).

Среднее полное сопротивление нагрузки – Z на присоединении к вводам низкого напряжения трансформатора определяется из выражения:

$$Z = \frac{\sqrt{3}U_{\min}^2 \cos_{\text{св}} \varphi}{P_{\text{сз}}} = 2,2 \text{ МОм}.$$

Далее определяется среднегодовая мощность – $P'_{\text{сг}}$ потребляемая при напряжении $U_{\text{ном}} = 0,38 \text{ кВ}$:

$$P'_{\text{сз}} = \frac{\sqrt{3}U_{\text{ном}}^2 \cos_{\text{св}} \varphi}{Z} = 105 \text{ кВт}.$$

Годовое снижение потребления активной электроэнергии – ΔW_a :

$$\Delta W_a = (P_{\text{сз}} - P'_{\text{сз}}) \cdot 8760 = 96,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

ПБВ трансформаторов не переключались в течение семи лет по разным причинам: отсутствие обученного персонала; отсутствие регулярных сезонных измерений напряжения и другие. Потери посчитаны при минимальном отклонении напряжения, поэтому являются приближенным значением и скорее заниженным, поскольку в зимний сезон напряжение достигало 420В.

2 Расчет электрических нагрузок производственного цеха

На рисунке 2 изображены суточные графики потребления производственным цехом активной – $P(t)$ реактивной – $Q(t)$ мощностей максимально – загруженной смены с интервалом времени 0,5ч. Значения для анализа отобраны из трехгоднего периода показаний счетчиков учета потребления активной – W_a и реактивной – V_a электроэнергии, типа Меркурий–230 с интервалом фиксации $t=0,5ч$, установленных на стороне НН (0,4 кВ) цеховых трансформаторных подстанций КТП – 18 и КТП – 20.

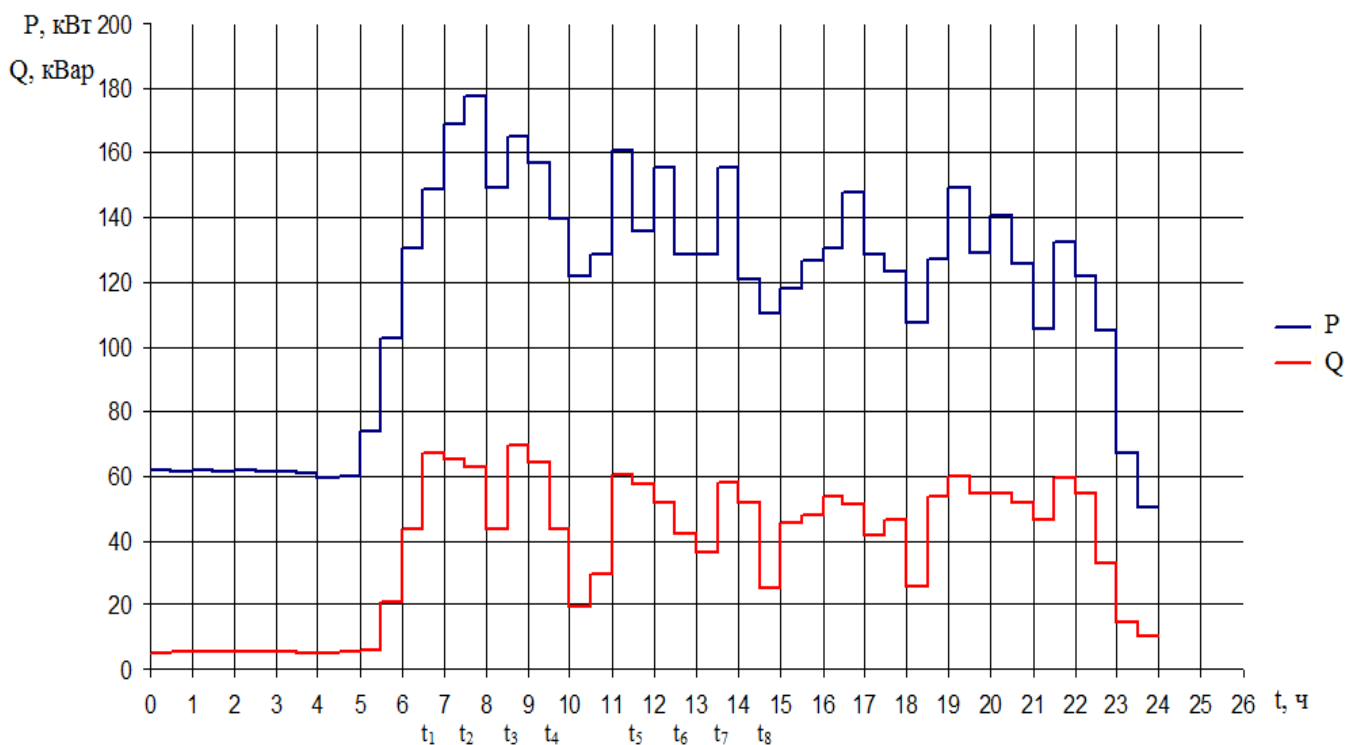


Рисунок 2 – Суточные графики потребления производством активной и реактивной мощностей за максимально – загруженную смену, $t_1 \div t_8$ – рассматриваемые интервалы времени

Для определения общей расчетной нагрузки на шинах НН цеховых трансформаторных подстанций КТП – 18 и КТП – 20, выбирается

получасовой интервал с максимальной активной нагрузкой и соответствующей этому интервалу реактивной нагрузкой (таблица 2.1) [20].

Общая расчетная активная мощность – $P_{расч}$ на шинах НН цеховых трансформаторных подстанций КТП – 18 и КТП – 20 (таблица 2.1):

$$P_{расч} = 2 \cdot P_{max t_i} = 2 \cdot 177 = 354 \text{ кВт},$$

Аналогично определяется $Q_{расч}$ – общая расчетная реактивная мощность.

Общая расчетная реактивная мощность – $Q_{расч}$ на шинах НН цеховых трансформаторных подстанций КТП – 18 и КТП – 20 (таблица 2.1):

$$Q_{расч} = 2 \cdot Q_{P_{max t_i}} = 2 \cdot 62 = 124 \text{ кВар},$$

Расчетный коэффициент реактивной мощности максимально – загруженной рабочей смены – $\text{tg } \varphi$:

$$\text{tg } \varphi = \frac{Q_{расч}}{P_{расч}} = \frac{124}{354} = 0,35.$$

Расчетный коэффициент мощности максимально – загруженной рабочей смены – $\cos \varphi$:

$$\cos \varphi = \cos(\arctg 0,35) = 0,944.$$

Общая полная расчетная мощность – $S_{расч}$ на шинах НН цеховых трансформаторных подстанций КТП – 18 и КТП – 20:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} = 375 \text{кВА}. \quad (2.1.1)$$

Общий расчетный ток – $I_{расч}$ на шинах НН цеховых трансформаторных подстанций КТП – 18 и КТП – 20:

$$I_{расч} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{375}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 542,4 \text{А}.$$

Общая средняя активная мощность – $P_{см}$ определяется по суточному графику (рисунок 2) как среднее значение максимально – загруженной рабочей смены за рассматриваемое количество часовых интервалов i (таблица 2.1):

$$i = 8,$$

$$P_{см} = \frac{\sum P_{t_i}}{i} = \frac{2327}{8} = 291 \text{кВт}.$$

Общая средняя реактивная мощность $Q_{см}$ определяется по суточному графику (рисунок 2) как среднее значение максимально – загруженной рабочей смены за рассматриваемое количество часовых интервалов i (таблица 2.1):

$$i = 8,$$

$$Q_{см} = \frac{\sum Q_{t_i}}{i} = \frac{834}{8} = 104 \text{кВар}.$$

Общая средняя полная мощность – $S_{см}$ на шинах НН цеховых трансформаторных подстанций КТП – 18 и КТП – 20:

$$S_{см} = \sqrt{P_{см}^2 + Q_{см}^2} = 309 \text{кВА}.$$

Среднесменный коэффициент реактивной мощности максимально – загруженной рабочей смены – $\text{tg}\varphi_{см}$:

$$\text{tg}\varphi_{см} = \frac{Q_{см}}{P_{см}} = \frac{104}{291} = 0,36.$$

Среднесменный коэффициент мощности максимально – загруженной рабочей смены – $\cos\varphi_{см}$:

$$\cos\varphi_{см} = \cos(\arctg 0,36) = 0,942.$$

Таблица 2.1 – Значения в рассматриваемых интервалах времени ($t_1 \div t_8$) суточного графика максимально – загруженной смены потребления активной и реактивной мощностей (рисунок 2)

t_i	ΣP_{t_i} , кВт	Q_{t_i} , кВар
t_1	130	43
t_1	149	66
t_2	169	64
t_2	177	62
t_3	149	43
t_3	164	69

Продолжение таблицы 2.1

t_4	157	64
t_4	139	43
t_5	160	60
t_5	136	57
t_6	155	51
t_6	128	42
t_7	128	36
t_7	155	58
t_8	121	51
t_8	110	25
$i = 8$	$\Sigma P_{t_i} = 2327$	$\Sigma Q_{t_i} = 834$

3 Выбор мощности, числа трансформаторов и технико – экономическая оценка принятых вариантов

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

На основании электрической схемы СЭС, из приложения договора об электроснабжении, до границы балансовой принадлежности Абонента, Гарантирующим поставщиком электроэнергии Абоненту присвоена третья категория надежности электроснабжения.

К рассмотрению и дальнейшему расчету принимаются два варианта СЭС производства: один трансформатор, установленный на месте КТП – 20; два трансформатора. Выбор производится по средней полной мощности максимально – загруженной смены, поскольку постоянная время нагрева трансформатора составляет 3ч [16].

Вариант с одним трансформатором и коэффициентом загрузки $K_3 = 0,9$:

$$S_H = \frac{S_{расч}}{K_3 N_T} = \frac{309}{0,9 \cdot 1} = 343,3 \text{кВА}.$$

К дальнейшим расчетам принимается трансформатор ТМГ – 400, с номинальной мощностью 400кВА.

Вариант с двумя трансформаторами и коэффициентом загрузки $K_3 = 0,7$:

$$S_H = \frac{S_{расч}}{K_3 N_T} = \frac{309}{0,7 \cdot 2} = 220,7 \text{кВА}.$$

К дальнейшим расчетам принимается два трансформатора ТМГ – 250, с номинальной мощностью 250кВА каждый.

3.2 Компенсация реактивной мощности

При коэффициенте реактивной мощности – $\operatorname{tg} \varphi = 0,35$, компенсация не требуется [7]. Кроме того в договоре об электроснабжении отсутствует соглашение в участии потребителя в регулировании реактивной мощности. По приведенным причинам расчет компенсации реактивной мощности не приводится.

3.3 Техничко – экономическая оценка принятых вариантов

Вариант с одним трансформатором ТМГ – 400 [16].

Технические характеристики трансформатора ТМГ – 400:

Потери холостого хода – $P_{xx} = 0,83 \text{ кВт}$, потери короткого замыкания – $P_{кз} = 5,9 \text{ кВт}$, напряжение короткого замыкания – $U_{кз} = 4,5\%$, ток холостого хода – $I_{xx} = 1,8\%$, коэффициент загрузки – $K_3 = 0,9$.

Потери активной мощности – $\Delta P'_{xx}$ в трансформаторе ТМГ – 400 при холостом ходе:

$$\Delta P'_{xx} = N_T \cdot \Delta P_{xx} = 1 \cdot 0,83 = 0,83 \text{ кВт},$$

Потери активной мощности – $\Delta P'_{кз}$ в трансформаторе ТМГ – 400 при загрузке:

$$\Delta P'_{кз} = \frac{K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}}{N_T} = \frac{0,9^2 \cdot 5,9}{1} = 4,8 \text{ кВт},$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторе ТМГ – 400:

$$C_n = C_{xx} \cdot \Delta P'_{xx} + C_{кз} \cdot \Delta P'_{кз} = 73,682 \text{ тыс. руб / год},$$

где C_{xx} – удельная стоимость потерь активной мощности за время включения – T_b потребителя, $C_{кз}$ – удельная стоимость потерь активной мощности за максимальное время потерь – τ потребителя.

Поскольку оплата производится в первой ценовой категории (тариф одноставочный), то удельная стоимость потерь активной мощности – C_{xx} за время включения – T_b потребителя:

$$C_{xx} = b \cdot T_b = 46516 \text{ руб / кВт},$$

где $b = 5,31$ – стоимость активной электроэнергии установленной Гарантированным поставщиком на присоединении СН2 (6кВ) (руб/кВт·ч), $T_b = 8760$ ч.

Удельная стоимость потерь активной мощности – $C_{кз}$ за максимальное время потерь τ потребителя:

$$C_{кз} = b \cdot \tau = 7307 \text{ руб / кВт},$$

Максимальное время потерь – τ согласно годовому графику потребления активной мощности (рисунок 1), определяется из выражения:

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^n P^2 \cdot t_i}{P^2_{\max t_i}} = 1376 \text{ ч}, \quad 2.3$$

где $P_{\max t_i}$, P_{t_i} – максимальная потребляемая активная мощность и потребляемая активная мощность в i - том интервале времени – t_i , соответственно (таблица 1.1).

Годовые затраты – Z для варианта с одним трансформатором ТМГ – 400:

$$Z = E_3 \cdot K + C_3 = 116,4 \text{ тыс.руб / год},$$

где $E_3 = 0,15$ – коэффициент эффективности капитальных вложений, $K = 212$ тыс.руб – капитальные вложения (стоимость трансформатора) и C_3 – годовые эксплуатационные расходы.

Годовые эксплуатационные расходы – C_3 :

$$C_3 = C_n + a \cdot C_T = 73682 + 212000 \cdot 0,06 = 86,4 \text{ тыс.руб / год},$$

где C_T – стоимость трансформатора, $a = 0,06$ нормированное амортизационное отчисление.

Вариант с двумя трансформаторами ТМГ – 250 [16].

Технические характеристики трансформатора ТМГ – 250:

Потери холостого хода – $P_{xx} = 0,58$ кВт, потери короткого замыкания – $P_{кз} = 3,7$ кВт, напряжение короткого замыкания – $U_{кз} = 4,5\%$, ток холостого хода – $I_{xx} = 1,9\%$, коэффициент загрузки – $K_3 = 0,7$.

Потери активной мощности – $\Delta P'_{xx}$ в двух трансформаторах ТМГ – 250 при холостом ходе:

$$\Delta P'_{xx} = N_T \cdot \Delta P_{xx} = 2 \cdot 0,58 = 1,16 \text{ кВт},$$

Потери активной мощности – $\Delta P'_{кз}$ в двух трансформаторах ТМГ – 250 при загрузке:

$$\Delta P'_{кз} = \frac{K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}}{N_T} = \frac{0,7^2 \cdot 3,7}{2} = 0,91 \text{ кВт},$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в двух трансформаторах ТМГ – 250:

$$C_n = C_{xx} \cdot \Delta P'_{xx} + C_{кз} \cdot \Delta P'_{кз} = 60,608 \text{ тыс. руб / год},$$

где C_{xx} – удельная стоимость потерь активной мощности за время включения – T_b потребителя, $C_{кз}$ – удельная стоимость потерь активной мощности за максимальное время потерь – τ потребителя.

Поскольку оплата производится в первой ценовой категории (тариф одноставочный), то удельная стоимость потерь активной мощности – C_{xx} за время включения – T_b потребителя:

$$C_{xx} = b \cdot T_b = 46516 \text{ руб / кВт},$$

где $b = 5,31$ – стоимость активной электроэнергии установленной Гарантированным поставщиком на присоединении СН2 (6кВ) (руб/кВт·ч), $T_b = 8760$ ч.

Удельная стоимость потерь активной мощности – $C_{кз}$ за максимальное время потерь τ потребителя:

$$C_{кз} = b \cdot \tau = 7307 \text{ руб / кВт},$$

Максимальное время потерь – τ согласно годовому графику потребления активной мощности (рисунок 1), определяется из выражения:

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^n P_{t_i}^2 \cdot t_i}{P_{\max t_i}^2} = 1376 \text{ ч},$$

где $P_{\max t_i}$, P_{t_i} – максимальная потребляемая активная мощность и потребляемая активная мощность в i -том интервале времени – t_i , соответственно (таблица 1.1).

Годовые затраты – Z для варианта с двумя трансформаторами ТМГ – 250:

$$Z = E_3 \cdot K + C_3 = 135,37 \text{ тыс.руб} / \text{год},$$

где $E_3 = 0,15$ – коэффициент эффективности капитальных вложений, $K = 178$ тыс.руб – капитальные вложения (стоимость трансформатора) и C_3 – годовые эксплуатационные расходы.

Годовые эксплуатационные расходы – C_3 :

$$C_3 = C_n + a \cdot C_T = 60608 + 2 \cdot 178000 \cdot 0,06 = 81,97 \text{ тыс.руб} / \text{год},$$

где C_T – стоимость трансформатора, $a = 0,06$ нормированное амортизационное отчисление.

По приведенным расчетам, годовые затраты на один трансформатор ТМГ – 400 меньше на 16% , чем затраты на два трансформатора ТМГ – 250, поэтому целесообразно принять вариант с одним трансформатором ТМГ – 400.

4 Расчет токов короткого замыкания на стороне высокого напряжения

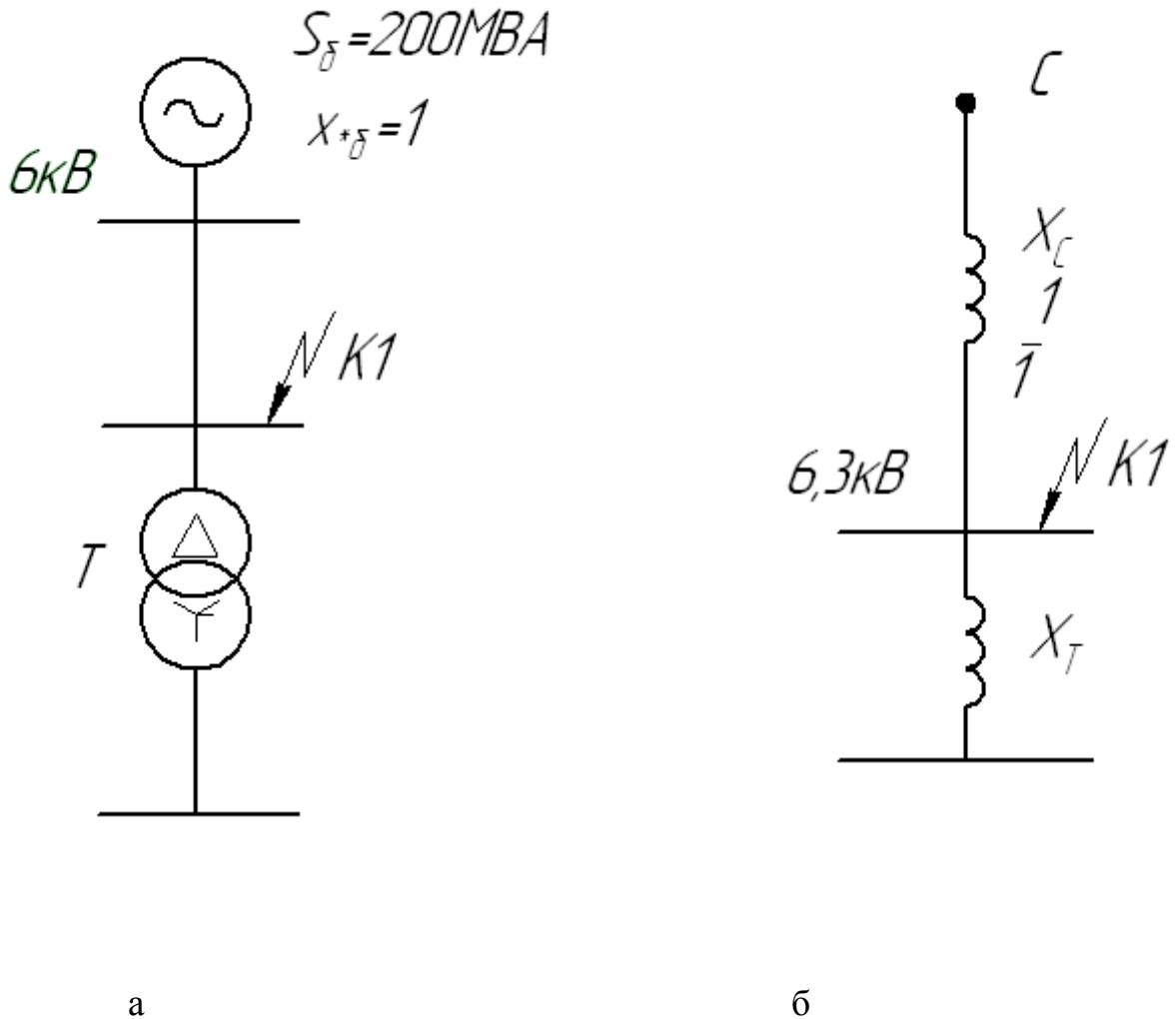


Рисунок 4.1 – Схемы: а – расчетная; б – замещения

Расчеты приведены в относительных единицах измерения, приведенных к базисным расчетным параметрам [7].

Задается базисная мощность, $S_g = 200 \text{ MVA}$.

Определяются сопротивления элементов схемы замещения.

Сопротивление системы.

Мощность КЗ системы принимается по максимальной мощности отключения выключателя ВМП – 10 – 630, питающего фидер предприятия, $S_k = 200$ МВА:

$$x_{*\sigma,C} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{200}{200} = 1.$$

Соединение ЗРП 6кВ с УВН КТП 20 выполнено кабелем ААБлШв 3х35 длиной $l = 20$ м. Ввиду малой длины кабеля его сопротивлением можно пренебречь.

Трехфазное короткое замыкание на стороне ВН 6кВ в точке К1.

I_{σ} – базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{нВН}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 18,3 \text{ кА}.$$

Определяется начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного к.з. $I_{no}^{(3)}$ в именованных единицах:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}''}{x_{*рез}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{1} \cdot 18,3 = 18,3 \text{ кА},$$

где $E_{\sigma}'' = 1$ – ЭДС энергосистемы.

$i_{уд}$ – ударный ток к.з. :

$$i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 18,3 = 46,6 \text{ кА},$$

где $k_{уд} = 1,8$ ударный коэффициент определенный по кривой постоянной времени.

5 Выбор электрических аппаратов на стороне высокого напряжения и проверка по условию короткого замыкания

Выбор производится в соответствии с [10].

Выбор разъединителя.

Рассматривается разъединитель РВЗ – 10/630 У2. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 5.1.

Разъединитель выбирается по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению – $U_{\text{сет.ном.}} \leq U_{\text{ном.}}$

$$6кВ \leq 10кВ .$$

2) Номинальному току – $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$

Определяется ΔS_T – полная потеря мощности трансформатора ТМГ – 400 (характеристики трансформатора 3.3):

$$\Delta P_T = N_T \cdot \Delta P_{xx} + \frac{K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}}{N_T} = 0,83 \cdot 1 + \frac{0,9^2 \cdot 5,9}{1} = 5,6кВт ,$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{номТ}} + \frac{u_k}{100} \cdot S_{\text{номТ}} \cdot K_3^2 = \frac{1,8}{100} \cdot 400 + \frac{4,5}{100} \cdot 400 \cdot 0,9^2 = 21,8кВар ,$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2} = \sqrt{5,6^2 + 21,8^2} = 22,5кВА .$$

Ток потерь трансформатора:

$$\Delta I_T = \frac{\Delta S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срНН}}} = \frac{22,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 32,5А .$$

Ток с учетом потерь трансформатора приведенный к стороне ВН:

$$I_{ВН} = I_{\max} = \frac{(I_{расч} + \Delta I_T) \cdot U_{срНН}}{U_{срВН}} = \frac{(542,4 + 32,5) \cdot 0,4}{6,3} = 36,5 A.$$

$$I_{\max} = 36,5 A \leq I_{ном} = 630 A.$$

3) Предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} = 46,6 kA \leq i_{прс} = 51 kA.$$

4) Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} = 18,1^2 \cdot 0,25 = 81,9 MA^2 \cdot c;$$

$$B_{\kappa.ном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 MA^2 \cdot c;$$

$$B_{\kappa} = 81,9 MA^2 \cdot c \leq B_{\kappa.ном} = 1200 MA^2 \cdot c.$$

Таблица 5.1 – Каталожные данные разъединителя и расчетные величины

Разъединитель РВЗ – 10/630 У2	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{сет.ном} = 6kВ$	$U_{ном} = 10kВ$
$I_{\max} = 36,5 A$	$I_{ном} = 630 A$
$i_{уд} = 46,6 kA$	$i_{прс} = 51 kA$
$B_{\kappa} = 81,9 MA^2 \cdot c$	$B_{\kappa.ном} = 1200 MA^2 \cdot c$

По расчётным данным принимается к установке разъединитель РВЗ – 10/630 У2 .

Выбор трансформатора тока.

Рассматривается трансформатор тока марки ТОЛ – 10 – 0,5S – 150/5 – 5 У2. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 5.2.

Трансформатор тока выбирается по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{сет.ном} \leq U_{ном};$$

$$U_{сет.ном} = 6кВ \leq U_{ном} = 10кВ .$$

2) Номинальному длительному (рабочему) току – $I_{max} \leq I_{ном}$:

$$I_{max} = 36,5А \leq I_{ном} = 150А .$$

3) Электродинамической стойкости $i_{уд} \leq i_{эд}$:

$$i_{уд} = 46,6кА \leq i_{эд} = 50кА .$$

4) Термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T ;$$

$$B_{к.ном} = 20^2 \cdot 1 = 400 МА^2 \cdot с ;$$

$$B_k = 81,9МА^2 \cdot с \leq B_{кном} = 400МА^2 \cdot с .$$

5) Вторичной нагрузке.

Вторичная обмотка питает прибор учета активной и реактивной энергий типа «Меркурий 230» с потреблением цепью тока полной мощности не более 0,1ВА:

$$S_{нагр} = 0,1ВА \leq S_{ном} = 5ВА.$$

Таблица 5.2 – Каталожные данные трансформатора тока и расчетные величины

Трансформатор тока ТОЛ – 10 – 0,5S – 150/5 – 5 У2	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{сет.ном} = 6 кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$I_{max} = 36,4 А$	$I_{1ном} = 150 А$
$i_{уд} = 46,6 кА$	$i_{эд} = 50 кА$
$B_k = 81,9 МА^2 \cdot с$	$B_{кном} = 400 МА^2 \cdot с$
$S_{нагр} = 0,1ВА$	$S_{ном} = 5ВА$

Принимается к установке трансформатор тока ТОЛ – 10 – 0,5S – 150/5 – 5 У2.

Выбор трансформатора напряжения.

Рассматривается трансформатор напряжения марки ЗНОЛ – 6 – 0,5 – 30 У2. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 5.3.

Трансформатор напряжения выбирается по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{сет.ном} \leq U_{ном};$$

$$U_{сет.ном} = 6кВ \leq U_{ном} = 10кВ.$$

2) Вторичной нагрузке.

Вторичная обмотка питает прибор учета активной и реактивной энергий типа «Меркурий 230» с потреблением полной мощности не более 7,5ВА:

$$S_{нагр} = 7,5ВА \leq S_{ном} = 30ВА.$$

Таблица 5.3 – Каталожные данные трансформатора напряжения тока и расчетные величины

Трансформатор напряжения ЗНОЛ – 6 – 0,5 – 30 У2	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{сет.ном} = 6 кВ$	$U_{сет.ном} = 10 кВ$
$S_{нагр} = 7,5ВА$	$S_{ном} = 30ВА$

Принимается к установке трансформатор напряжения ЗНОЛ – 6 – 0,5 – 30 У2.

6 Выбор электрических аппаратов, проводников на стороне низкого напряжения

Выбор производится в соответствие с [3, 5, 8].

Выбор силового кабеля.

Кабель намечается прокладывать в открытом лотке в воздухе. Рассматривается кабель с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена марки ПвВГ 4х240.

Падение напряжения в конце кабельной линии:

$$\begin{aligned}\Delta U &= \sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot l \cdot (\cos \varphi \cdot r_{0КЛ} + \sin \varphi \cdot x_{0КЛ}) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 542,2 \cdot 0,16 \cdot (0,915 \cdot 0,089 + 0,4 \cdot 0,06) = 15,8В \leq 20В,\end{aligned}$$

где $r_{0КЛ}$, $x_{0КЛ}$ – активное и индуктивное сопротивления кабеля соответственно (Ом/км), $l = 0,16$ км – длина кабельной магистрали (км), $\cos \varphi$ – из (1.3.1).

По длительно – допустимому току :

$$I_{расч} = 542,4 А \leq I_{дл.доп} = 605 А.$$

Выбор выключателей .

Выключатель РУНН КТП.

Рассматривается четырехполюсный выключатель MASTERPACT NT – 06:

Соответствие номинального напряжения – $U_{сет.ном.} \leq U_{ном.}$

$$0,4кВ \leq 0,69кВ .$$

Соответствие номинального тока – $I_{расч} \leq I_{ном}$:

$$I_{расч} = 542,4 \leq I_{ном} = 630 A.$$

Выключатели РУ1...3.

Рассматривается четырехполюсный выключатель MASTERPACT NT – 02:

Соответствие номинального напряжения – $U_{сет.ном.} \leq U_{ном}$.

$$0,4кВ \leq 0,69кВ .$$

Соответствие номинального тока – $I_{расч} \leq I_{ном}$, (расчетные токи РУ1...3 определены опытным путем, их значения не превышали 220А):

$$I_{расч} = 220 \leq I_{ном} = 250 A.$$

Защиты выключателей: мгновенная токовая отсечка, селективная токовая отсечка, защита от перегрузки, дифференциальная защита от токов нулевой последовательности.

7 Расчет токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения

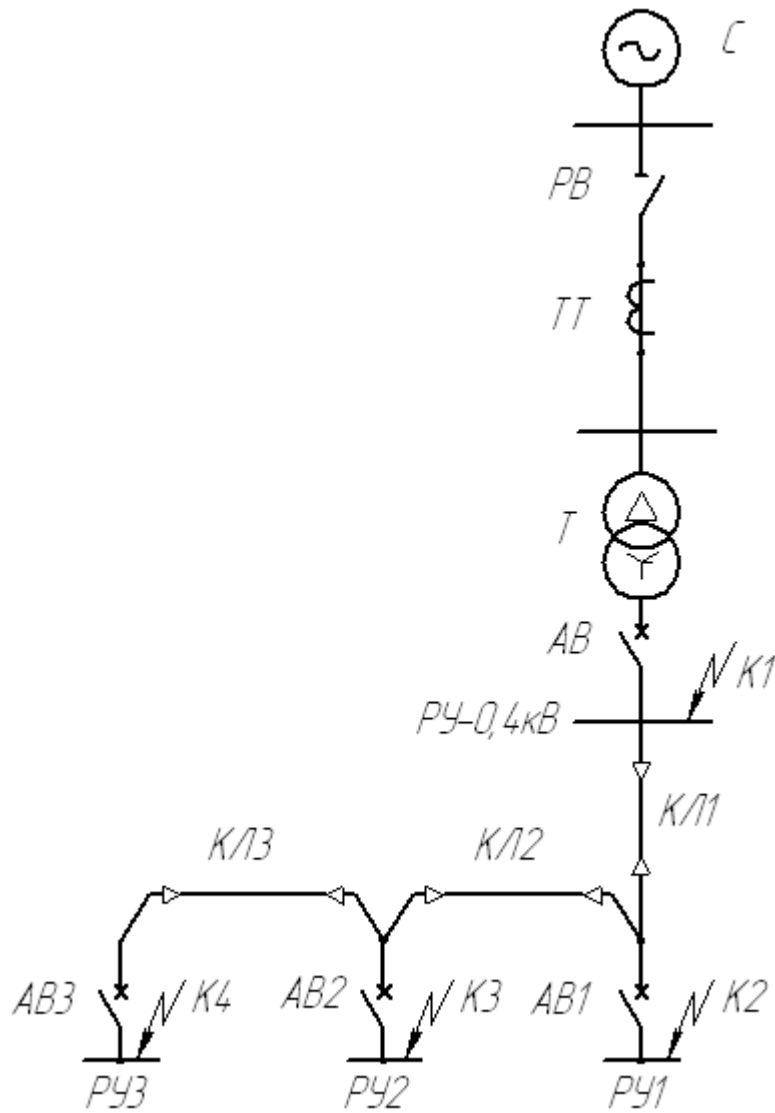


Рисунок 7.1 – Схема расчетная

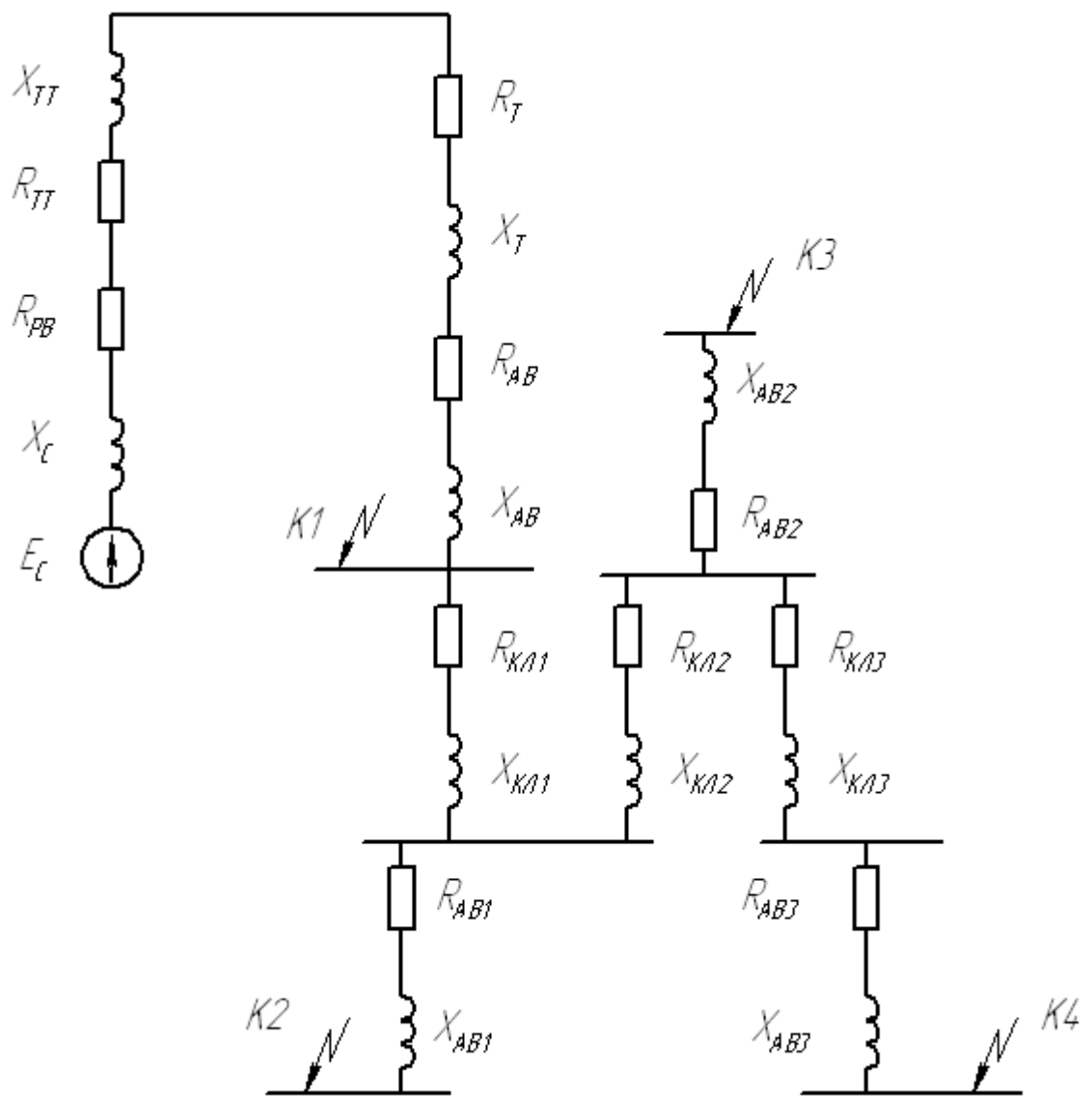


Рисунок 7.2 – Схема замещения прямой и обратной последовательностей

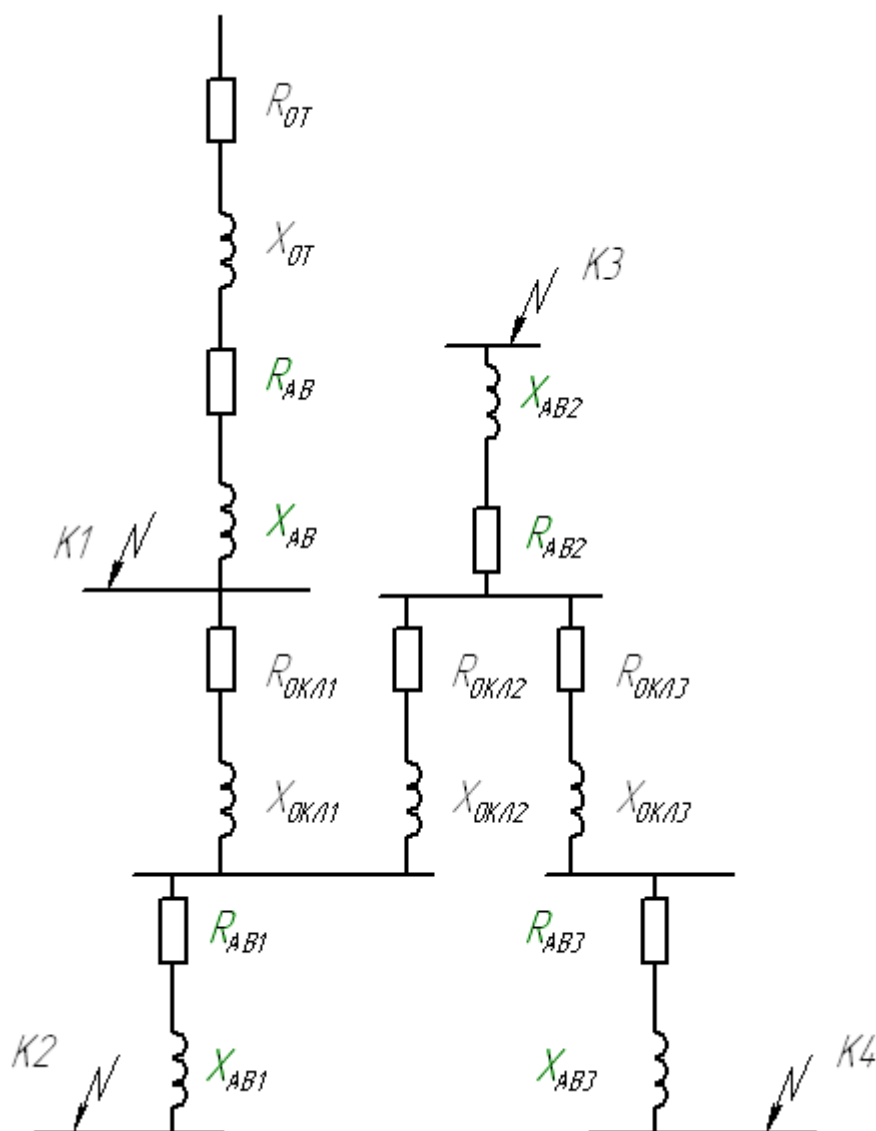


Рисунок 7.3 – Схема замещения нулевой последовательности

Расчет токов $K3$ приведен в именованных единицах измерения без учета подпитки со стороны комплексной нагрузки [1, 15].

Определяются сопротивления элементов схем прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Сопротивления элементов схем прямой и обратной последовательностей:

X_C – сопротивление системы по максимальной мощности отключения выключателя ВМП – 10 – 630, питающего фидер предприятия, $S_k = 200$ МВА:

$$X_C = \frac{U_{cpHH}^2}{S_k} = \frac{400^2}{200 \cdot 10^6} = 0,8 \text{ МОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора ТМГ – 400.

Потери холостого хода – $P_{xx} = 0,83$ кВт, потери короткого замыкания – $P_{кз} = 5,9$ кВт, напряжение короткого замыкания – $U_{кз} = 4,5\%$, ток холостого хода – $I_{xx} = 1,8\%$:

r_T – активное сопротивление трансформатора:

$$r_T = \frac{P_{кз} U_{HH}^2}{S_H^2} \cdot 10^6 = \frac{5,9 \cdot 0,4^2}{400^2} \cdot 10^6 = 5,9 \text{ МОм}.$$

x_T – индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_T = \sqrt{U_{кз}^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{кз}}{S_H} \right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_H} \cdot 10^4 = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 5,9}{400} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{400} \cdot 10^4 = 17 \text{ МОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления трансформаторов тока ТОЛ – 10 – 150/5.

r_{TT} – активное сопротивление трансформатора тока:

$$r_{TT} = 0,75 \text{ МОм}.$$

x_{TT} – индуктивное сопротивление трансформатора тока:

$$x_{TT} = 1,2 \text{ мОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления автоматических выключателей.

АВ – выключатель выкатного типа.

$r_{pкв}$ – активное сопротивление разъемных контактов выключателя:

$$r_{pкв} = 0,2 \text{ мОм}.$$

$r_{кв}$ – активное сопротивление контактов и катушки выключателя :

$$r_{кв} = 0,35 \text{ мОм}.$$

$x_{кв}$ – индуктивное сопротивление катушки выключателя:

$$x_{кв} = 0,1 \text{ мОм}.$$

АВ1...3 – стационарные выключатели.

$r_{кв1...3}$ – активное сопротивление контактов и катушки выключателя :

$$r_{кв1...3} = 1,1 \text{ мОм}.$$

$x_{кв1...3}$ – индуктивное сопротивление катушки выключателя:

$$x_{кв1...3} = 0,5 \text{ мОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления кабельных линий КЛ1...3.

$r_{\text{КЛ1}}$ – активное сопротивление кабельной линии КЛ1, $l = 20\text{м}$ длина
кабеля :

$$r_{\text{КЛ1}} = r_{\text{ОКЛ}} \cdot l = 0,089 \cdot 20 = 1,78\text{мОм},$$

где $r_{\text{ОКЛ}} = 0,089\text{мОм/м}$ – активное сопротивление одного метра кабеля.

$x_{\text{КЛ1}}$ – активное сопротивление кабельной линии КЛ1, $l = 20\text{м}$ длина
кабеля :

$$x_{\text{КЛ1}} = x_{\text{ОКЛ}} \cdot l = 0,06 \cdot 20 = 1,2\text{мОм},$$

где $x_{\text{ОКЛ}} = 0,06\text{мОм/м}$ – индуктивное сопротивление одного метра
кабеля.

$r_{\text{КЛ2}}$ – активное сопротивление кабельной линии КЛ2, $l = 60\text{м}$ длина
кабеля:

$$r_{\text{КЛ2}} = r_{\text{ОКЛ}} \cdot l = 0,089 \cdot 60 = 5,34\text{мОм},$$

где $r_{\text{ОКЛ}} = 0,089\text{мОм/м}$ – активное сопротивление одного метра кабеля.

$x_{\text{КЛ2}}$ – активное сопротивление кабельной линии КЛ2, $l = 60\text{м}$ длина
кабеля:

$$x_{\text{КЛ2}} = x_{\text{ОКЛ}} \cdot l = 0,06 \cdot 60 = 3,6\text{мОм},$$

где $x_{\text{ОКЛ}} = 0,06\text{мОм/м}$ – индуктивное сопротивление одного метра
кабеля.

$r_{\text{КЛ3}}$ – активное сопротивление кабельной линии КЛ3, $l = 80\text{м}$ длина
кабеля:

$$r_{\text{КЛЗ}} = r_{\text{ОКЛ}} \cdot l = 0,089 \cdot 80 = 7,12 \text{ мОм},$$

где $r_{\text{ОКЛ}} = 0,089 \text{ мОм/м}$ – активное сопротивление одного метра кабеля.

$x_{\text{КЛЗ}}$ – активное сопротивление кабельной линии КЛЗ, $l = 80 \text{ м}$ длина кабеля:

$$x_{\text{КЛЗ}} = x_{\text{ОКЛ}} \cdot l = 0,06 \cdot 80 = 4,8 \text{ мОм},$$

где $x_{\text{ОКЛ}} = 0,06 \text{ мОм/м}$ – индуктивное сопротивление одного метра кабеля.

Активное сопротивление разъединителя РВ.

$r_{\text{кр}}$ – активное сопротивление разъемных контактов разъединителя РВ:

$$r_{\text{кр}} = 0,15 \text{ мОм}.$$

Активное сопротивление болтовых кабельных соединений.

$r_{\text{кК1}}$ – активное сопротивление болтовых кабельных соединений до точки К1, где $n = 3$ количество болтовых соединений и $r_{\text{к}} = 0,012 \text{ мОм}$ – сопротивление болтового кабельного соединения:

$$r_{\text{кК1}} = n \cdot r_{\text{к}} = 3 \cdot 0,012 = 0,036 \text{ мОм}.$$

$r_{\text{кК2}}$ – активное сопротивление болтовых кабельных соединений до точки К2, где $n = 5$ количество болтовых соединений и $r_{\text{к}} = 0,012 \text{ мОм}$ – сопротивление болтового кабельного соединения:

$$r_{\text{кК2}} = n \cdot r_{\text{к}} = 5 \cdot 0,012 = 0,06 \text{ мОм}.$$

$r_{кК3}$ – активное сопротивление болтовых кабельных соединений до точки К3, где $n = 7$ количество болтовых соединений и $r_к = 0,012\text{МОм}$ – сопротивление болтового кабельного соединения:

$$r_{кК3} = n \cdot r_к = 7 \cdot 0,012 = 0,084\text{МОм}.$$

$r_{кК4}$ – активное сопротивление болтовых кабельных соединений до точки К4, где $n = 9$ количество болтовых соединений и $r_к = 0,012\text{МОм}$ – сопротивление болтового кабельного соединения:

$$r_{кК4} = n \cdot r_к = 9 \cdot 0,012 = 0,11\text{МОм}.$$

Сопротивления элементов схемы нулевой последовательности:

Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабельных линий КЛ1...3.

$r_{0кл1}$ – активное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии КЛ1, $l = 20\text{м}$ длина кабеля :

$$r_{0кл1} = r_{0кл} \cdot l = 0,27 \cdot 20 = 5,4\text{МОм},$$

где $r_{0кл} = 0,27\text{МОм/м}$ – активное сопротивление нулевой последовательности одного метра кабеля.

$x_{0кл1}$ – активное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии КЛ1, $l = 20\text{м}$ длина кабеля :

$$x_{0кл1} = x_{0кл} \cdot l = 0,24 \cdot 20 = 4,8\text{МОм},$$

где $x_{0_{кл}} = 0,24\text{мОм/м}$ – индуктивное сопротивление нулевой последовательности одного метра кабеля.

$r_{0_{кл2}}$ – активное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии КЛ2, $l = 60\text{м}$ длина кабеля:

$$r_{0_{кл2}} = r_{0_{кл}} \cdot l = 0,27 \cdot 60 = 16,2\text{мОм},$$

где $r_{0_{кл}} = 0,27\text{мОм/м}$ – активное сопротивление нулевой последовательности одного метра кабеля.

$x_{0_{кл2}}$ – активное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии КЛ2, $l = 60\text{м}$ длина кабеля:

$$x_{0_{кл2}} = x_{0_{кл}} \cdot l = 0,24 \cdot 60 = 14,4\text{мОм},$$

где $x_{0_{кл}} = 0,24\text{мОм/м}$ – индуктивное сопротивление нулевой последовательности одного метра кабеля.

$r_{0_{кл3}}$ – активное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии КЛ3, $l = 80\text{м}$ длина кабеля:

$$r_{0_{кл3}} = r_{0_{кл}} \cdot l = 0,27 \cdot 80 = 21,6\text{мОм},$$

где $r_{0_{кл}} = 0,27\text{мОм/м}$ – активное сопротивление нулевой последовательности одного метра кабеля.

$x_{0_{кл3}}$ – активное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии КЛ3, $l = 80\text{м}$ длина кабеля:

$$x_{0_{кл3}} = x_{0_{кл}} \cdot l = 0,24 \cdot 80 = 19,2\text{мОм},$$

где $x_{0\text{кл}} = 0,24\text{мОм/м}$ – индуктивное сопротивление нулевой последовательности одного метра кабеля.

При схеме соединения обмоток силового трансформатора треугольник – звезда, активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности равны соответствующим сопротивлениям прямой и обратной последовательностей.

$r_{0\text{Ш}}$ – активное сопротивление нулевой последовательности шин РУНН, $l = 4\text{м}$ длина шин:

$$r_{0\text{Ш}} = r_{00\text{Ш}} \cdot l = 0,6 \cdot 4 = 2,4\text{мОм},$$

где $r_{00\text{Ш}} = 0,6\text{мОм/м}$ – активное сопротивление нулевой последовательности одного метра шин.

$x_{0\text{Ш}}$ – индуктивное сопротивление нулевой последовательности шин РУНН, $l = 4\text{м}$ длина шин:

$$x_{0\text{Ш}} = x_{00\text{Ш}} \cdot l = 0,6 \cdot 4 = 2,4\text{мОм},$$

где $x_{0\text{кл}} = 0,6\text{мОм/м}$ – индуктивное сопротивление нулевой последовательности одного метра кабеля.

7.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания в точках К1...4

Для точки К1.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления.

$r_{\Sigma\text{К1}}$ – суммарное активное сопротивление до точки К1:

$$r_{\Sigma K1} = r_{kp} + r_{TT} + r_T + r_{pкв} + r_{кв} + r_{кK1} = \\ = 0,15 + 0,75 + 5,9 + 0,2 + 0,35 + 0,036 = 7,6 \text{ мОм.}$$

$x_{\Sigma K1}$ – суммарное индуктивное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma K1} = x_C + x_{TT} + x_T + x_{кв} = 0,8 + 1,2 + 17 + 0,1 = 19,1 \text{ мОм.}$$

Полное сопротивление до точки К1:

$$z_{\Sigma K1} = \sqrt{x_{\Sigma K1}^2 + r_{\Sigma K1}^2} = 20,5 \text{ мОм.}$$

$I_{\text{номак}K1}^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного металлического КЗ в точке К1:

$$I_{\text{номак}K1}^{(3)} = \frac{U_{cpHH}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 20,5} = 11,3 \text{ кА.}$$

$I_{\text{номин}K1}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в точке К1 с учетом сопротивления дуги:

$$I_{\text{номин}K1}^{(3)} = \frac{U_{cpHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K1}^2 + (r_{\Sigma K1} + r_{\delta})^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{19,1^2 + (7,6 + 10)^2}} = 8,9 \text{ кА,}$$

где $r_{\delta} = 10 \text{ мОм}$ – активное сопротивление дуги.

$i_{\text{уд}K1}$ – ударный ток трехфазного металлического КЗ в точке К1:

$$i_{\text{уд}K1} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{номак}K1}^{(3)} = 1,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,3 = 20,8 \text{ кА,}$$

где $k_{уд} = 1,3$ ударный коэффициент определенный по кривой зависимости r/x .

Для точки К2.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления.

$r_{\Sigma K2}$ – суммарное активное сопротивление до точки К2:

$$\begin{aligned} r_{\Sigma K2} &= r_{кр} + r_{ТТ} + r_T + r_{ркв} + r_{кв} + r_{кК2} + r_{КЛ1} + r_{кв1} = \\ &= 0,15 + 0,75 + 5,9 + 0,2 + 0,35 + 0,06 + 1,78 + 1,1 = 10,51 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

$x_{\Sigma K2}$ – суммарное индуктивное сопротивление до точки К2:

$$\begin{aligned} x_{\Sigma K2} &= x_C + x_{ТТ} + x_T + x_{кв} + x_{КЛ1} + x_{кв1} = \\ &= 0,8 + 1,2 + 17 + 0,1 + 1,2 + 0,5 = 20,8 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Полное сопротивление до точки К2:

$$z_{\Sigma K2} = \sqrt{x_{\Sigma K2}^2 + r_{\Sigma K2}^2} = 23,3 \text{ мОм}.$$

$I_{\text{ном} \max K2}^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного металлического КЗ в точке К2:

$$I_{\text{ном} \max K2}^{(3)} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 23,3} = 9,9 \text{ кА}.$$

$I_{\text{ном} \min K2}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в точке К2 с учетом сопротивления дуги:

$$I_{\text{ном} \min K2}^{(3)} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K2}^2 + (r_{\Sigma K2} + r_{\delta})^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{20,8^2 + (10,47 + 10)^2}} = 7,9 \text{ кА},$$

где $r_d = 10 \text{ мОм}$ – активное сопротивление дуги.

$i_{\text{уд}K2}$ – ударный ток трехфазного металлического КЗ в точке К2:

$$i_{\text{уд}K2} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}K2}^{(3)} = 1,2 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,9 = 16,8 \text{ кА},$$

где $k_{\text{уд}} = 1,2$ ударный коэффициент определенный по кривой зависимости r/x .

Для точки К3.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления.

$r_{\Sigma K3}$ – суммарное активное сопротивление до точки К3:

$$\begin{aligned} r_{\Sigma K3} &= r_{\text{кр}} + r_{\text{ТТ}} + r_{\text{T}} + r_{\text{ркв}} + r_{\text{кв}} + r_{\text{кК3}} + r_{\text{КЛ1}} + r_{\text{КЛ2}} + r_{\text{кв2}} = \\ &= 0,15 + 0,75 + 5,9 + 0,2 + 0,35 + 0,084 + 1,78 + 5,34 + 1,1 = 15,88 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

$x_{\Sigma K3}$ – суммарное индуктивное сопротивление до точки К3:

$$\begin{aligned} x_{\Sigma K3} &= x_{\text{C}} + x_{\text{ТТ}} + x_{\text{T}} + x_{\text{кв}} + x_{\text{КЛ1}} + x_{\text{КЛ2}} + x_{\text{кв2}} = \\ &= 0,8 + 1,2 + 17 + 0,1 + 1,2 + 3,6 + 0,5 = 24,4 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Полное сопротивление до точки К3:

$$z_{\Sigma K3} = \sqrt{x_{\Sigma K3}^2 + r_{\Sigma K3}^2} = 29 \text{ мОм}.$$

$I_{\text{ном}K3}^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного металлического КЗ в точке К3:

$$I_{\text{ном}K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 29} = 7,9 \text{ кА}.$$

$I_{\text{номин}K3}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в точке К3 с учетом сопротивления дуги:

$$I_{\text{номин}K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K3}^2 + (r_{\Sigma K3} + r_{\text{д}})^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{24,4^2 + (15,83 + 12)^2}} = 6,2 \text{ кА},$$

где $r_{\text{д}} = 12 \text{ мОм}$ – активное сопротивление дуги.

$i_{\text{уд}K3}$ – ударный ток трехфазного металлического КЗ в точке К3:

$$i_{\text{уд}K3} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{номин}K3}^{(3)} = 1,15 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,9 = 12,8 \text{ кА},$$

где $k_{\text{уд}} = 1,15$ ударный коэффициент определенный по кривой зависимости i/x .

Для точки К4.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления.

$r_{\Sigma K4}$ – суммарное активное сопротивление до точки К4:

$$\begin{aligned} r_{\Sigma K4} &= r_{\text{кр}} + r_{\text{ТТ}} + r_{\text{Т}} + r_{\text{ркв}} + r_{\text{кв}} + r_{\text{кК4}} + r_{\text{КЛ1}} + r_{\text{КЛ2}} + r_{\text{КЛ3}} + r_{\text{кв3}} = \\ &= 0,15 + 0,75 + 5,9 + 0,2 + 0,35 + 0,11 + 1,78 + 5,34 + 7,12 + 1,1 = 23 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

$x_{\Sigma K4}$ – суммарное индуктивное сопротивление до точки К4:

$$\begin{aligned} x_{\Sigma K4} &= x_{\text{С}} + x_{\text{ТТ}} + x_{\text{Т}} + x_{\text{кв}} + x_{\text{КЛ1}} + x_{\text{КЛ2}} + x_{\text{КЛ3}} + x_{\text{кв3}} = \\ &= 0,8 + 1,2 + 17 + 0,1 + 1,2 + 3,6 + 4,8 + 0,5 = 29,2 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Полное сопротивление до точки К4:

$$z_{\Sigma K4} = \sqrt{x_{\Sigma K4}^2 + r_{\Sigma K4}^2} = 37,2 \text{ мОм}.$$

$I_{\text{номmax}K4}^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного металлического КЗ в точке К4:

$$I_{\text{номmax}K4}^{(3)} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K4}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37,2} = 6,2 \text{ кА}.$$

$I_{\text{номmin}K4}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в точке К4 с учетом сопротивления дуги:

$$I_{\text{номmin}K4}^{(3)} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K4}^2 + (r_{\Sigma K4} + r_{\partial})^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{29,2^2 + (23+15)^2}} = 4,8 \text{ кА},$$

где $r_{\partial} = 15 \text{ мОм}$ – активное сопротивление дуги.

$i_{\text{уд}K4}$ – ударный ток трехфазного металлического КЗ в точке К4:

$$i_{\text{уд}K4} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{номmax}K4}^{(3)} = 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,2 = 9,6 \text{ кА},$$

где $k_{\text{уд}} = 1,1$ ударный коэффициент определенный по кривой зависимости i/x .

7.2 Расчет токов двухфазного короткого замыкания в точках К1...4

Для точки К1 с учетом сопротивления дуги:

$$I_{\text{номmin}K1}^{(2)} = \frac{U_{\text{срНН}}}{2 \cdot \sqrt{x_{\Sigma K1}^2 + (r_{\Sigma K1} + r_{\partial} / 2)^2}} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{19,1^2 + (7,6+5)^2}} = 8,7 \text{ кА}$$

Для точки К2 с учетом сопротивления дуги:

$$I_{no\ min\ K2}^{(2)} = \frac{U_{cpHH}}{2 \cdot \sqrt{x_{\Sigma K2}^2 + (r_{\Sigma K2} + r_{\partial} / 2)^2}} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{20,8^2 + (10,51 + 5)^2}} = 7,7\text{кА}.$$

Для точки К3 с учетом сопротивления дуги:

$$I_{no\ min\ K3}^{(2)} = \frac{U_{cpHH}}{2 \cdot \sqrt{x_{\Sigma K3}^2 + (r_{\Sigma K3} + r_{\partial} / 2)^2}} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{24,4^2 + (15,88 + 6)^2}} = 6,1\text{кА}.$$

Для точки К4 с учетом сопротивления дуги:

$$I_{no\ min\ K4}^{(2)} = \frac{U_{cpHH}}{2 \cdot \sqrt{x_{\Sigma K4}^2 + (r_{\Sigma K4} + r_{\partial} / 2)^2}} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{29,2^2 + (23 + 7,5)^2}} = 4,7\text{кА}.$$

7.3 Расчет токов однофазного короткого замыкания в точках К1...4

Для точки К1.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

$r_{0\Sigma K1}$ – суммарное активное сопротивление нулевой последовательности до точки К1:

$$r_{0\Sigma K1} = r_{0T} + r_{0Ш} + r_{pkв} + r_{кв} + r_{кК1} = 2,4 + 5,9 + 0,2 + 0,35 + 0,012 = 9\text{мОм}.$$

$x_{0\Sigma K1}$ – суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности до точки К1:

$$x_{0\Sigma K1} = x_{0T} + x_{0Ш} + x_{кв} = 2,4 + 17 + 0,1 = 19,5\text{мОм}.$$

$I_{\text{номax}K1}^{(1)}$ – начальное значение периодической составляющей тока однофазного металлического КЗ в точке К1:

$$I_{\text{номax}K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срНН}}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma K1} + r_{0\Sigma K1})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma K1} + x_{0\Sigma K1})^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 7,6 + 9)^2 + (2 \cdot 19,1 + 19,5)^2}} = 11 \text{ кА.}$$

$I_{\text{номin}K1}^{(1)}$ – начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ в точке К1 с учетом сопротивления дуги:

$$I_{\text{номin}K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срНН}}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma K1} + r_{0\Sigma K1} + r_{\text{д}})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma K1} + x_{0\Sigma K1})^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 7,6 + 9 + 10)^2 + (2 \cdot 19,1 + 19,5)^2}} = 10,3 \text{ кА,}$$

где $r_{\text{д}} = 10 \text{ мОм}$ – активное сопротивление дуги.

Для точки К2.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

$r_{0\Sigma K2}$ – суммарное активное сопротивление нулевой последовательности до точки К2:

$$r_{0\Sigma K2} = r_{0Г} + r_{0Ш} + r_{\text{ркв}} + r_{\text{кв}} + r_{\text{кк2}} + r_{0КЛ1} + r_{\text{кв1}} =$$

$$= 2,4 + 5,9 + 0,2 + 0,35 + 0,036 + 5,4 + 1,1 = 15,4 \text{ мОм.}$$

$x_{0\Sigma K2}$ – суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности до точки К2:

$$\begin{aligned}
 x_{0\Sigma K2} &= x_{0T} + x_{0Ш} + x_{кв} + x_{0КЛ1} + x_{кв1} = \\
 &= 2,4 + 17 + 0,1 + 4,8 + 0,5 = 24,8 \text{ мОм}.
 \end{aligned}$$

$I_{\text{ном} \max K2}^{(1)}$ – начальное значение периодической составляющей тока однофазного металлического КЗ в точке К2:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{ном} \max K2}^{(1)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срНН}}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma K2} + r_{0\Sigma K2})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma K2} + x_{0\Sigma K2})^2}} = \\
 &= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 10,47 + 15,4)^2 + (2 \cdot 20,8 + 24,8)^2}} = 9,2 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

$I_{\text{ном} \min K2}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ в точке К2 с учетом сопротивления дуги:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{ном} \max K2}^{(1)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срНН}}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma K2} + r_{0\Sigma K2} + r_d)^2 + (2 \cdot x_{\Sigma K2} + x_{0\Sigma K2})^2}} = \\
 &= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 10,47 + 15,4 + 10)^2 + (2 \cdot 20,8 + 24,8)^2}} = 8,6 \text{ кА},
 \end{aligned}$$

где $r_d = 10 \text{ мОм}$ – активное сопротивление дуги.

Для точки К3.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

$r_{0\Sigma K3}$ – суммарное активное сопротивление нулевой последовательности до точки К3:

$$\begin{aligned}
 r_{0\Sigma K3} &= r_{0T} + r_{0Ш} + r_{ркв} + r_{кв} + r_{кК3} + r_{КЛ1} + r_{КЛ2} + r_{кв2} = \\
 &= 2,4 + 5,9 + 0,2 + 0,35 + 0,06 + 5,4 + 16,2 + 1,1 = 31,6 \text{ мОм}.
 \end{aligned}$$

$x_{\Sigma K3}$ – суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности до точки К3:

$$\begin{aligned} x_{0\Sigma K3} &= x_{0T} + x_{0Ш} + x_{кв} + x_{0КЛ1} + x_{0КЛ2} + x_{кв2} = \\ &= 2,4 + 17 + 0,1 + 4,8 + 14,4 + 0,5 = 39,2 \text{ МОм}. \end{aligned}$$

$I_{\text{ном} \max K3}^{(1)}$ – начальное значение периодической составляющей тока однофазного металлического КЗ в точке К3:

$$\begin{aligned} I_{\text{ном} \max K3}^{(1)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cpHH}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma K3} + r_{0\Sigma K3})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma K3} + x_{0\Sigma K3})^2}} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 15,83 + 31,6)^2 + (2 \cdot 24,4 + 39,2)^2}} = 6,4 \text{ кА}. \end{aligned}$$

$I_{\text{ном} \min K3}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ в точке К3 с учетом сопротивления дуги:

$$\begin{aligned} I_{\text{ном} \min K3}^{(1)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cpHH}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma K3} + r_{0\Sigma K3} + r_d)^2 + (2 \cdot x_{\Sigma K3} + x_{0\Sigma K3})^2}} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 15,83 + 31,6 + 12)^2 + (2 \cdot 24,4 + 39,4)^2}} = 6 \text{ кА}, \end{aligned}$$

где $r_d = 12 \text{ МОм}$ – активное сопротивление дуги.

Для точки К4.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

$r_{0\Sigma K4}$ – суммарное активное сопротивление нулевой последовательности до точки К4:

$$r_{0\Sigma K4} = r_{0T} + r_{0Ш} + r_{pкв} + r_{кв} + r_{кK4} + r_{0KЛ1} + r_{0KЛ2} + r_{0KЛ3} + r_{кв3} =$$

$$= 2,4 + 5,9 + 0,2 + 0,35 + 0,084 + 5,4 + 16,2 + 21,6 + 1,1 = 53,2 \text{ мОм.}$$

$x_{\Sigma K4}$ – суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности до точки К4:

$$x_{0\Sigma K4} = x_{0T} + x_{0Ш} + x_{кв} + x_{0KЛ1} + x_{0KЛ2} + x_{0KЛ3} + x_{кв3} =$$

$$= 17 + 2,4 + 0,1 + 4,8 + 14,4 + 19,2 + 0,5 = 58,4 \text{ мОм.}$$

$I_{\text{ном} \max K4}^{(1)}$ – начальное значение периодической составляющей тока однофазного металлического КЗ в точке К4:

$$I_{\text{ном} \max K4}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cpHH}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma K4} + r_{0\Sigma K4})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma K4} + x_{0\Sigma K4})^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 23 + 53,2)^2 + (2 \cdot 29,2 + 58,4)^2}} = 4,5 \text{ кА.}$$

$I_{\text{ном} \min K4}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ в точке К4 с учетом сопротивления дуги:

$$I_{\text{ном} \max K4}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cpHH}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma K4} + r_{0\Sigma K4} + r_d)^2 + (2 \cdot x_{\Sigma K4} + x_{0\Sigma K4})^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 23 + 53,2 + 15)^2 + (2 \cdot 29,2 + 58,4)^2}} = 4,2 \text{ кА,}$$

где $r_d = 15 \text{ мОм}$ – активное сопротивление дуги.

Таблица 7 – Результаты расчетов токов КЗ в точках К1...4

Вид КЗ	Точка КЗ	Максимальное значение тока КЗ, кА		Минимальное значение тока КЗ, кА	
		I_{no}	$i_{y\delta}$	I_{no}	$i_{y\delta}$
К ⁽³⁾	К1	11,3	20,8	8,9	16,4
К ⁽³⁾	К2	9,9	16,8	7,9	13,4
К ⁽³⁾	К3	7,9	12,8	6,2	10
К ⁽³⁾	К4	6,2	9,6	4,8	7,4
К ⁽²⁾	К1	9,8	–	8,7	–
К ⁽²⁾	К2	8,6	–	7,7	–
К ⁽²⁾	К3	6,8	–	6,2	–
К ⁽²⁾	К4	4,1	–	4,7	–
К ⁽¹⁾	К1	11	–	10,3	–
К ⁽¹⁾	К2	9,2	–	8,6	–
К ⁽¹⁾	К3	6,4	–	6	–
К ⁽¹⁾	К4	4,5	–	4,2	–

8 Проверка электрических аппаратов, проводников на стороне низкого напряжения по условию короткого замыкания

Силовой кабель марки ПвВГ 4х240 [5, 14].

Паспортный односекундный максимально выдерживаемый ток $I_T = 33,34\text{кА}$ (термическая стойкость):

$$B_{к.номКЛ} = 33,32^2 \cdot 1 = 1110 \text{ МА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{к} = 11,3^2 \cdot 3 = 383 \text{ МА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.номКЛ} = 1110 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель РУНН КТП.

Номинальный отключаемый ток КЗ, $i_{уд} \leq i_{но}$:

$$i_{уд} = 20,8 \text{ кА} \leq i_{но} = 42 \text{ кА}.$$

Максимальный сквозной ток при $t = 3\text{с}$, $I_{\text{max}}^{(3)} \leq I_{\text{нрс}}$:

$$I_{\text{max}}^{(3)} = 11,3 \text{ кА} \leq I_{\text{нрс}} = 24 \text{ кА}.$$

Выключатели РУ1...3.

Номинальный отключаемый ток КЗ, $i_{уд} \leq i_{но}$:

$$i_{удК2} = 16,8 \text{ кА} \leq i_{но} = 35 \text{ кА}.$$

Максимальный сквозной ток при $t = 3\text{с}$, $I_{\text{maxК2}}^{(3)} \leq I_{\text{нрс}}$:

$$I_{\text{maxК2}}^{(3)} = 9,9 \text{ кА} \leq I_{\text{нрс}} = 20 \text{ кА}.$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной причиной реконструкции действующей СЭС предприятия по изготовлению металлических конструкций, рассмотренной в работе, является физическое и моральное устаревание её элементов, прямым образом влияющее на безопасность работников предприятия. Кроме того, приведенные в работе расчеты, показывают, насколько неэкономична действующая СЭС и это является ещё одним показателем необходимости реконструкции.

С целью экономического обоснования реконструкции СЭС предприятия по изготовлению металлических конструкций, в работе приведены расчеты: потерь электрической энергии в силовых трансформаторах; потерь при повышенном напряжении на низкой стороне напряжения СЭС. Приборы АСКУЭ установлены в РУНН, а оплата начисляется за присоединение СН2, поэтому Гарантированный поставщик устанавливает значение потерь в силовых трансформаторах, которые в сравнении с расчетными выше. Отсутствие возможности отключения СЭС со стороны балансовой принадлежности Абонента СН2, не позволяет менять положение ПБВ силового трансформатора.

Основные принятые решения по реконструкции СЭС: установка устройства высокого напряжения (УВН) состоящего из ячеек КСО; уход от радиальной схемы СЭС и применение магистральной цепочкой схемы выполненной кабелем. Магистральная схема СЭС требует меньших капитальных вложений и значительно удобнее для монтажа, поскольку РУ находятся вблизи магистрали.

По расчетам электрических нагрузок производства и токов КЗ на стороне ВН(6кВ), выбраны аппараты (разъединитель, трансформаторы напряжения и тока для подключения прибора АСКУЭ) входящие в состав ячеек КСО, составляющих УВН.

Приведены расчеты по возможному снижению потребления электрической энергии на рабочее освещение производственных помещений предприятия при замене светильников с газоразрядными лампами, на светильники со светодиодами.

По расчету электрических нагрузок производства, технико – экономической оценке вариантов СЭС и с учетом категории надежности электроснабжения, выбран вариант с одним силовым трансформатором мощностью ниже установленных трансформаторов действующей СЭС. Это объясняется тем, что действующая СЭС проектировалась на большие мощности.

По расчетам электрических нагрузок производства и токов КЗ на стороне НН(0,4кВ), выбраны аппараты (выключатель КРУНН, силовые кабели, выключатели РУ1...3).

Система заземления СЭС реализована по схеме TN – S. Данная схема заземления более безопасна по отношению к схеме TN – C, используемой в действующей СЭС.

В целом, реконструкция СЭС, с принятыми в работе решениями, позволяет получить экономический эффект и повысить безопасность при ненормальных режимах работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 28249 – 93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ: Издательство стандартов, 1994 – 63 с.
2. ГОСТР 55710 – 2013. Национальный Стандарт Российской Федерации. Освещение рабочих мест внутри зданий: Нормы и методы измерений: Москва Стандартинформ, 2014 – С. 9.
3. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ – 6, ПУЭ – 7, – Новосибирск: Норматика, 2015 – 464 с.
4. Ананичева, С.С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: учебное пособие / С. С. Ананичева, А. А. Алексеев, А. Л. Мызин.; 3-е изд., испр. Екатеринбург: УрФУ. 2012. – 93 с.
5. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 416 с.
6. Гуревич, В. И. Устройства электропитания релейной защиты: проблемы и решения: учебно-практическое пособие / В. И. Гуревич. – Москва: Инфра – Инженерия, 2013. – 188 с.
7. Готман, В.И. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Расчет режимов короткого замыкания и продольной несимметрии в электроэнергетической системе: учебно-методическое пособие / В.И. Готман; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт дистанционного образования (ИДО). – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 144 с.
8. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: учебное пособие / Э.А. Киреева. – 2-е изд., стер. – М. : КНОРУС, 2016. – 368 с. – (Бакалавриат).

9. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие / Э.А. Киреева, С.А. Цырук: Академия – 2016. – 288 с.

10. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. – М.: ИЦ Академия, 2013. – 320 с.

11. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. – СПб.: Лань, 2014. – 192 с.

12. Матюнина, Ю.В. Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие для вузов / Ю.В. Матюнина, Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин. – Гриф УМО. – Москва: МЭИ, 2013. – 412 с.

13. Назарычев, А.Н. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов / А.Н. Назарычев. – Вологда: Инфра – Инженерия, 2006. – 928 с.

14. Клочкова, Н.Н. Определение параметров системы электроснабжения: учеб. пособ. / Н.Н. Клочкова, С.Ф. Миронов. – Самара: Самар. гос. техн. Ун – т, 2013. – 91 с.

15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: Правила и инструкции: НЦ ЭНАС – 2013. – 144 с.

16. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – Вологда: Инфра – Инженерия, 2013. – 328 с.

17. Трунова И.Г., Елькин А.Б. Т Производственное освещение: учеб. пособие по выполнению дипломных, курсовых и практических работ для студентов / И.Г. Трунова, А.Б. Елькин; НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2013. – 87 с.

18. Шабад, В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: Учебное пособие / В.К. Шабад: Академия 2013. – 192 с.

19. Шакурский, В. К. Теоретические основы электротехники: учеб. пособие. В 2 ч. Ч. 2. Аналитические и численные методы анализа переходных процессов в линейных, нелинейных и параметрических электрических цепях / В.К. Шакурский; ТГУ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". – ТГУ. – Тольятти : ТГУ, 2013. – 210 с.

20. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – СПб.: Лань, 2014. – 192 с.

21. Grigsby, Leonard L. Electric Power Generation transmission & distribution: handbook / Leonard L. Grigsby: CRC Press, 2012. – P. 43.

22. Dasariraju, B. Power Sector Reforms and Development in Andhra Pradesh: supreme key for development t/ Dasariraju Bhaskar: LAP Lambert Academic Publishing, 2013. – P. 525.

23. Grigsby, Leonard L. Power Systems, 3rd Edition: The Electric Power Engineering Handbook / Leonard L. Grigsby: CRC Press, 2012. – P. 568.

24. Carpenter, D.R. Overcurrent Protection – Design, Electrical Design – Overcurrent Protection / D.R. Carpenter, 2016. – P. 42.

25. Deqiang, G. Electricity Markets and Power System Economics / Deqiang Gan, Donghan Feng, Jun Xie: CRC Press, 2014 – P. 195.