

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Учреждение образования
«Витебский государственный технологический университет»

Электроснабжение промышленных предприятий

Методические указания по выполнению практических работ
для студентов специальностей

1-36 01 01 «Технология машиностроения»;

1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций»

Витебск
2023

УДК 621.311.1

Составители:

В. В. Дрюков, С. В. Жерносек, В. Ю. Мовсесян

Рекомендовано к изданию редакционно-издательским советом УО «ВГТУ», протокол № 9 от 29.05.2023.

Электроснабжение промышленных предприятий : методические указания по выполнению практических работ / сост. В. В. Дрюков, С. В. Жерносек, В. Ю. Мовсесян – Витебск : УО «ВГТУ», 2023. – 57 с.

Методические указания содержат описание практических работ по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» в соответствии с учебной программой для студентов специальности 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций». Представлены методы расчета систем электроснабжения промышленных предприятий и общественных зданий; методы определения электрических нагрузок; расчет сетей с напряжением до и выше 1 кВ; качество электроэнергии и компенсации реактивной мощности; расчет токов короткого замыкания на выходе устройств защиты.

Издание в электронном виде расположено в репозитории библиотеки УО «ВГТУ».

УДК 621.311.1

© УО «ВГТУ», 2023

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Практическая работа 1. Расчет электрической нагрузки, создаваемой однофазными электроприемниками	6
1.1 Общие сведения	6
1.2 Примеры решения задач	7
1.3 Индивидуальное практическое задание	10
Практическая работа 2. Расчет электрических нагрузок в сети трехфазного тока напряжением до 1 кВ	11
2.1 Общие сведения	11
2.2 Примеры решения задач	13
2.3 Индивидуальное практическое задание	15
Практическая работа 3. Расчет электрической сети напряжением до 1 кВ по условиям нагрева и защиты	17
3.1 Общие сведения	17
3.2 Примеры решения задач	19
3.3 Индивидуальное практическое задание	20
Практическая работа 4. Расчет электрической сети по потере мощности и энергии	21
4.1 Общие сведения	21
4.2 Примеры решения задач	24
4.3 Индивидуальное практическое задание	34
Практическая работа 5. Расчет электрической сети по потере напряжения ...	35
5.1 Общие сведения	35
5.2 Примеры решения задач	37
5.3 Индивидуальное практическое задание	41
Практическая работа 6. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	42
6.1 Общие сведения	42
6.2 Примеры решения задач	47
6.3 Индивидуальное практическое задание	49
Практическая работа 7. Выбор оптимального числа трансформаторов цеховых подстанций	50
7.1 Общие положения	50
7.2 Индивидуальное практическое задание	55
Список рекомендуемой литературы	56
Информация о доступе к виртуальной образовательной среде УО «ВГТУ» и электронным ресурсам кафедры теплоэнергетики	56

ВВЕДЕНИЕ

Целью изучения дисциплины является приобретение студентами знаний в области электроснабжения промышленных предприятий.

Инженеры-энергетики специальности 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» в своей практической работе связаны с вопросами энергоснабжения промышленных предприятий; технического обслуживания объектов энергетики; управления технологическими процессами. Вопросами освоения нового электроэнергетического оборудования и процессов; внедрения энергосберегающих технологий; повышения эффективности использования энергоресурсов. Объектом профессиональной деятельности специалиста является энергетическая система предприятия (организации).

Задачами изучения дисциплины являются:

Электрические нагрузки.

Распределение электроэнергии на напряжении до 1 кВ.

Расчет и защита сетей переменного тока напряжением до 1 кВ.

Цеховые трансформаторные подстанции.

Распределение электроэнергии на напряжении выше 1 кВ.

Заложение фундаментальных знаний о принципах работы, построения, проектирования и расчета электрических сетей переменного тока предприятий.

Получение знаний о системах электроснабжения и электрических нагрузках.

В результате изучения учебной дисциплины студент должен **знать**:

– системы электроснабжения промышленных предприятий (СЭПП).

Требования к ним, принципы построения, конструктивное исполнение СЭПП. Устройство подстанций промышленных предприятий, особенности цеховых трансформаторных подстанций (ТП);

– методы определения расчетных нагрузок;

– расчет электрических сетей с напряжением выше 1 кВ;

– методику расчета мощности компенсирующих устройств;

– систему измерения, учета и контроля потребления и использования электроэнергии;

– пути повышения эффективности электроснабжения.

Уметь:

– определять расчетную нагрузку на всех ступенях систем электроснабжения;

– определять потери мощности и энергии в элементах СЭПП;

– рассчитывать расход электроэнергии;

– разрабатывать схемы внешнего, внутризаводского и цехового электроснабжения;

– определять систематическую нагрузку и послеаварийную перегрузку силовых трансформаторов общего назначения;

– выбирать элементы систем цехового электроснабжения – распределительные

тельные устройства напряжением до 1 кВ, шинопроводы, провода, кабели;

- рассчитывать защиту электрических сетей и электроприемников;
- рассчитывать мощность компенсирующих устройств; выбирать сечение кабелей, воздушные линии электропередачи (ВЛЭП), на напряжении выше 1 кВ. Владеть знаниями, позволяющими качественно и эффективно вести эксплуатацию СЭПП.

В результате изучения дисциплины студент должен закрепить и развить базовую профессиональную компетенцию: СК-5 «Знать виды, технологические системы, состав основного и вспомогательного оборудования, характерные режимы работы и технико-экономические показатели источников и систем энергоснабжения, владеть методами расчета и проектирования источников и систем энергоснабжения».

В данных методических указаниях изложены методики расчета электрических сетей в соответствии с перечнем практических занятий учебной программы по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий».

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ, СОЗДАВАЕМОЙ ОДНОФАЗНЫМИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКАМИ

1.1 Общие сведения

Однофазные электроприемники, включенные на фазные и линейные напряжения и распределенные по фазам с неравномерностью не выше 15 % по отношению к общей мощности трехфазных электроприемников в группе, учитываются как трехфазные электроприемники той же суммарной мощности. При превышении указанных пределов неравномерности расчетная нагрузка принимается равной тройному значению наиболее загруженной фазы.

Нагрузки отдельных фаз при включении однофазных электроприемников на линейное напряжение определяются как полусуммы нагрузок двух плеч, прилегающих к данной фазе:

$$p_a = \frac{P_{ab} + P_{ac}}{2}; \quad p_b = \frac{P_{ab} + P_{bc}}{2}; \quad p_c = \frac{P_{ca} + P_{bc}}{2}. \quad (1.1)$$

Неравномерность нагрузки по фазам расчетного узла определяется как разность между активными нагрузками более и менее нагруженных фаз с отношением ее к менее нагруженной фазе:

$$\Delta p_{\text{ном.р}} = \frac{P_{\text{ном.мах}} - P_{\text{ном.мин}}}{P_{\text{ном.мин}}}. \quad (1.2)$$

Определение средних нагрузок от однофазных электроприемников производится аналогично трехфазным электроприемникам независимо от неравномерности по фазам. При числе однофазных электроприемников до трех включительно условная трехфазная номинальная мощность $P_{\text{ном.усл}}$ определяется упрощенным способом.

1. При включении однофазного электроприемника на фазное напряжение $U_{\text{ф}}$ он учитывается как эквивалентный трехфазный электроприемник с утроенным значением номинальной мощности:

$$p_{\text{ном.усл}} = 3 \cdot p_{\text{ном}}; \quad q_{\text{ном.усл}} = 3 \cdot q_{\text{ном}}. \quad (1.3)$$

где $p_{\text{ном}}$, $q_{\text{ном}}$ – активная и реактивная номинальные мощности однофазного электроприемника.

2. При включении однофазного электроприемника на линейное напряжение $U_{\text{л}}$ он учитывается как эквивалентный трехфазный электроприемник с номинальной мощностью:

$$p_{\text{ном.усл}} = \sqrt{3} \cdot p_{\text{ном}}, \quad q_{\text{ном.усл}} = \sqrt{3} \cdot q_{\text{ном}}, \quad (1.4)$$

где $p_{\text{ном}}$, $q_{\text{ном}}$ – активная и реактивная номинальные мощности однофазного электроприемника, включенного на $U_{\text{л}}$.

1.2 Примеры решения задач

Задача 1.1.

Сварочный трансформатор включен на $U_{\text{л}}$. Данные трансформатора следующие: $s_{\text{ном}} = 25 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $\cos \varphi_{\text{пасп}} = 0,5$, $U_{\text{л}} = 380 \text{ В}$.

Требуется определить $p_{\text{ном.усл}}$.

Решение

Определяем номинальную активную мощность трансформатора:

$$p_{\text{н}} = s_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{пасп}} = 25 \cdot 0,5 = 12,5 \text{ кВт}, \text{ тогда } p_{\text{ном.усл}} = \sqrt{3} \cdot 12,5 = 21,6 \text{ кВт}.$$

3. При двух-трех электроприемниках, включенных в разные плечи трехфазной системы на линейное напряжение $U_{\text{л}}$:

$$P_{\text{ном.усл}} = 3 \cdot P_{\text{ном.мах.ф}}, \quad (1.5)$$

где $P_{\text{ном.мах.ф}}$ – суммарная номинальная мощность электроприемников наиболее загруженной фазы.

Задача 1.2.

Определить трехфазную нагрузку от трех сварочных трансформаторов при $\cos \varphi = 0,5$, номинальные мощности которых составляют: $p_{\text{ном1},ab} = 28 \text{ кВт}$, $p_{\text{ном2},bc} = 13 \text{ кВт}$, $p_{\text{ном3},ca} = 14 \text{ кВт}$. Трансформаторы присоединены на $U_{\text{л}} = 380 \text{ В}$.

Решение

По формулам (1.1) определяем нагрузку наиболее загруженной фазы

$$p_a = \frac{28 + 14}{2} = 21 \text{ кВт}, \quad p_b = \frac{28 + 13}{2} = 20,5 \text{ кВт}, \quad p_c = \frac{13 + 14}{2} = 13,5 \text{ кВт}.$$

Наиболее загруженной является фаза «а»: $p_{\text{ном.мах.ф}} = p_a = 21 \text{ кВт}$.

Следовательно, $p_{\text{ном.усл}} = 3 \cdot 21 = 63 \text{ кВт}$, $s_{\text{ном.усл}} = 63/0,5 = 126 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Тогда расчетный ток группы составит: $I_{\text{р}} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 190 \text{ А}$.

4. При наличии группы однофазных электроприемников, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15 % по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных электроприемников в группе, они представляются в расчете как эквивалентная группа трехфазных электроприемников с той же суммарной номинальной мощностью.

Расчетная нагрузка однофазных электроприемников при числе их больше

трех и одинаковых $k_{и}$ и $\cos\varphi$, включенных на фазное или линейное напряжение, определяется по формулам

$$P_p = 3 \cdot k_{и} \cdot k_p \cdot P_{\text{ном. макс. } \varphi}; \quad (1.6)$$

$$Q_p = 3 \cdot k_{и} \cdot k_{\text{м.р}} \cdot P_{\text{ном. макс. } \varphi} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (1.7)$$

Величина n_3 для однофазных нагрузок определяется по формуле

$$n_3 = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n p_{\text{ном. } o_i}}{3 \cdot p_{\text{ном. о. макс}}}, \quad (1.8)$$

где $\sum_{i=1}^n p_{\text{ном. } o_i}$ – сумма номинальных мощностей однофазных электроприемников данного расчетного узла; $p_{\text{ном. о. макс}}$ – наибольшая номинальная мощность однофазного электроприемника в группе.

При числе однофазных электроприемников более трех и при различных значениях $k_{и}$ и $\cos\varphi$, а также при включении их на фазные и линейные напряжения определение максимальной нагрузки производится следующим образом. Все однофазные электроприемники, включенные на фазное напряжение и на линейное напряжение распределяются по возможности равномерно по фазам. Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок с одинаковыми $k_{и}$ и $\cos\varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок по таблице 1.1 к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению.

Например, для фазы «а» будем иметь ($P_{\text{см. а}}$, кВт; $Q_{\text{см. а}}$, кВАр):

$$P_{\text{см. а}} = k_{и} \cdot P_{ab} \cdot p_{(ab)a} + k_{и} \cdot P_{ca} \cdot p_{(ca)a} + k'_{и} \cdot P_{a0}; \quad (1.9)$$

$$Q_{\text{см. а}} = k_{и} \cdot P_{ab} \cdot q_{(ab)a} + k_{и} \cdot P_{ca} \cdot q_{(ca)a} + k'_{и} \cdot P_{a0} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.10)$$

где $k_{и}$ и $k'_{и}$ – соответствующие коэффициенты использования; P_{ab} – нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между фазами «а» и «b»; P_{ca} – то же между фазами «с» и «а»; P_{a0} и Q_{a0} – нагрузки, присоединенные на фазное напряжение; $\text{tg}\varphi$ соответствует $\cos\varphi$ нагрузки фаза – нуль; $p_{(ab)a}$, $p_{(ca)a}$, $q_{(ab)a}$, $q_{(ca)a}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение U_{ab} и U_{ca} к фазе «а» (табл. 1.1).

Из полученных значений находится наиболее загруженная фаза по активной и реактивной мощности, например, фаза «а».

Эффективное число электроприемников определяется по формуле (1.8).

Коэффициент использования $k_{и}$ определяется для наиболее загруженной фазы, например, фазы «а»:

$$k_{и.а} = \frac{P_{см(a)}}{\left(\frac{P_{ab} + P_{ca}}{2}\right) + P_{ao}}, \quad (1.11)$$

где P_{ab}, P_{ca} – суммарные номинальные мощности однофазных электроприемников, включенных на $U_{л}$ между наиболее загруженной фазой и смежные с ней фазы в 3-х фазной системе; P_{ao} – суммарная номинальная мощность однофазных электроприемников, включенных на фазное напряжение наиболее загруженной фазы.

Таблица 1.1 – Коэффициенты приведения однофазной нагрузки, включенной на линейное напряжение, к нагрузке, отнесенной к одной фазе трехфазного тока и фазному напряжению

Коэффициенты приведения	cosφ							
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$P_{(ab)a}; P_{(bc)b}; P_{(ca)c}$	1,4	1,17	1	0,89	0,8	0,72	0,64	0,5
$P_{(ab)b}; P_{(bc)c}; P_{(ca)a}$	-0,4	-0,17	0	0,11	0,2	0,28	0,36	0,6
$Q_{(ab)a}; Q_{(bc)b}; Q_{(ca)c}$	1,26	0,86	0,58	0,38	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$Q_{(ab)b}; Q_{(bc)c}; Q_{(ca)a}$	2,45	1,44	1,16	0,96	0,8	0,67	0,53	0,29

Далее определяется коэффициент расчетной мощности $k_p = f(n_{э}, k_{и})$ и расчетная нагрузка: $P_p = 3 \cdot k_p \cdot k_{и} \cdot P_{ном.макс.ф} = 3 \cdot k_p \cdot P_{ср}$, $Q_p = 3 \cdot Q_{ср} \cdot k_{м.р}$.

Задача 1.3.

Определить расчетную нагрузку от группы однофазных электроприемников, подключенных на $U_{л}$ и $U_{ф}$ и имеющих следующие данные:

$U_{ф}$:

«a-o» – 2×5 кВт $k_{и} = 0,3$ $\cos\varphi = 0,6$ ($\operatorname{tg}\varphi = 1,33$),
 «b-o» – 1×6 кВт $k_{и} = 0,2$ $\cos\varphi = 0,8$ ($\operatorname{tg}\varphi = 0,75$),
 «c-o» – 2×8 кВт $k_{и} = 0,4$ $\cos\varphi = 0,7$ ($\operatorname{tg}\varphi = 1,0$);

$U_{л}$:

«a-b» – 2×4 кВт $k_{и} = 0,2$ $\cos\varphi = 0,8$,
 «c-a» – 3×2 кВт $k_{и} = 0,3$ $\cos\varphi = 0,7$,
 «b-c» – 1×10 кВт $k_{и} = 0,3$ $\cos\varphi = 0,65$.

Решение

Рассчитываем среднесменную нагрузку по фазам:

$$\begin{aligned} P_{см(a)} &= k_{и} \cdot P_{ab} \cdot p_{(ab)a} + k_{и} \cdot P_{ca} \cdot p_{(ac)a} + k'_{и} \cdot P_{ao} = \\ &= 0,2 \cdot (2 \cdot 4) \cdot 0,72 + 0,3 \cdot (3 \cdot 2) \cdot 0,2 + 0,3 \cdot (2 \cdot 5) = 4,5 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

$$Q_{\text{см}(a)} = k_{\text{и}} \cdot P_{ab} \cdot q_{(ab)a} + k_{\text{и}} \cdot P_{ca} \cdot q_{(ca)a} + k'_{\text{и}} \cdot P_{a0} \cdot \text{tg}\varphi =$$

$$= 0,2 \cdot 8 \cdot 0,09 + 0,3 \cdot 6 \cdot 0,8 + 0,3 \cdot 10 \cdot 1,33 = 5,7 \text{ кВАр},$$

$$P_{\text{см}(b)} = k_{\text{и}} \cdot P_{ab} \cdot p_{(ab)b} + k_{\text{и}} \cdot P_{cb} \cdot p_{(cb)b} + k'_{\text{и}} \cdot P_{b0} =$$

$$= 0,2 \cdot 8 \cdot 0,28 + 0,3 \cdot 10 \cdot 0,84 + 0,2 \cdot 6 = 4,17 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{см}(b)} = k_{\text{и}} \cdot P_{ab} \cdot q_{(ab)b} + k_{\text{и}} \cdot P_{cb} \cdot q_{(cb)b} + k'_{\text{и}} \cdot P_{b0} \cdot \text{tg}\varphi =$$

$$= 0,2 \cdot 8 \cdot 0,67 + 0,3 \cdot 10 \cdot 0,3 + 0,2 \cdot 6 \cdot 0,75 = 2,87 \text{ кВАр}.$$

$$P_{\text{см}(c)} = k_{\text{и}} \cdot P_{ca} \cdot p_{(ca)c} + k_{\text{и}} \cdot P_{cb} \cdot p_{(cb)c} + k'_{\text{и}} \cdot P_{c0} =$$

$$= 0,3 \cdot 6 \cdot 0,8 + 0,3 \cdot 10 \cdot 0,16 + 0,4 \cdot 16 = 8,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{см}(c)} = k_{\text{и}} \cdot P_{ca} \cdot q_{(ca)c} + k_{\text{и}} \cdot P_{cb} \cdot q_{cb(c)} + k'_{\text{и}} \cdot P_{c0} \cdot \text{tg}\varphi =$$

$$= 0,3 \cdot 6 \cdot 0,22 + 0,3 \cdot 10 \cdot 0,88 + 0,4 \cdot 16 \cdot 1 = 9,4 \text{ кВАр}.$$

Наиболее загруженной является фаза «с».

Определяем эффективное число электроприемников:

$$n_3 = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.о.}i}}{3 \cdot P_{\text{ном.о.макс}}} = \frac{2 \cdot (10 + 6 + 16 + 8 + 6 + 10)}{3 \cdot 10} = 3,7.$$

Коэффициент использования для наиболее загруженной фазы:

$$k_{\text{и.с}} = \frac{P_{\text{см}(c)}}{\left(\frac{P_{ca} + P_{bc}}{2} \right) + P_{c0}} = \frac{8,3}{\frac{6 + 10}{2} + 16} = \frac{8,3}{24} = 0,35.$$

Определяем коэффициент расчетной нагрузки $k_{\text{р.с}} = f(n_3, k_{\text{и.с}}) = 2$.

Тогда расчетная нагрузка составит

$$P_{\text{р}} = 3 \cdot K_{\text{рс}} \cdot P_{\text{см}(c)} = 3 \cdot 2 \cdot 8,3 = 50 \text{ кВт}; Q_{\text{р}} = 3 \cdot Q_{\text{см}(c)} \cdot K_{\text{мп}} = 3 \cdot 9,4 \cdot 1,1 = 31,02 \text{ кВАр}.$$

1.3 Индивидуальное практическое задание

Определить трехфазную нагрузку от трех сварочных трансформаторов. Трансформаторы присоединены на $U_{\text{л}} = 380 \text{ В}$. Номинальные мощности трансформаторов представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Таблица исходных данных к выполнению практического задания

Последняя цифра шифра	cosφ	$P_{\text{ном1},ab}$	предпоследняя цифра шифра	$P_{\text{ном2},bc}$	$P_{\text{ном3},ca}$
0	0,3	28	0	14	13
1	0,4	26	1	26	14
2	0,5	24	2	24	16
3	0,6	20	3	20	18
4	0,7	18	4	28	20
5	0,8	16	5	26	22
6	0,9	14	6	24	24
7	1	26	7	20	26
8	0,4	24	8	1816	28
9	0,7	20	9	14	20

Практическая работа 2

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В СЕТИ ТРЕХФАЗНОГО ТОКА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ

2.1 Общие сведения

Правильное определение электрических нагрузок является важной задачей, так как способствует обоснованному выбору любого элемента электрооборудования с точки зрения допустимого нагрева.

К основным методам определения расчетных электрических нагрузок относятся метод упорядоченных диаграмм, и статистический метод. При этом метод упорядоченных диаграмм используется, как правило, на стадии проектирования электрооборудования, когда неизвестны графики электрических нагрузок. Согласно методу упорядоченных диаграмм, активная расчетная нагрузка при количестве электроприемников в группе более трех определяется как:

$$P_p = k_p \cdot P_{\text{см}} = k_p \cdot k_{\text{н}} \cdot P_{\text{уст}}, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность группы электроприемников:

$$P_{\text{уст}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пасп.}i}; \quad (2.2)$$

$k_{\text{н}}$ – групповой коэффициент использования:

$$k_{\text{н}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{пасп.}i} \cdot k_{\text{н}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{пасп.}i}}, \quad (2.3)$$

где k_p – коэффициент расчетной активной мощности, зависит от эффективного числа электроприемников n_3 и группового (средневзвешенного) коэффициента использования $k_{и}$, а также от постоянной времени нагрева сети T_0 , на которую рассчитывается электрическая нагрузка:

$$k_p = f(k_{и}; n_3; T_0). \quad (2.4)$$

Эффективное количество электроприемников в группе:

$$n_3 = \frac{P_{уст}^2}{\sum p_{пасп.i}^2}. \quad (2.5)$$

Для определения значений K_p существуют номограммы, в которых приняты следующие постоянные времени нагрева:

$T_0 = 10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты;

$T_0 = 2,5$ ч – для магистральных шинопроводов, вводно-распределительных устройств и цеховых трансформаторов;

$T_0 \geq 30$ мин – для кабелей напряжением 6 кВ и выше, питающих цеховые трансформаторные подстанции и распределительные устройства. Расчетная мощность нагрузки для этих элементов определяется при $k_p = 1$.

В случае, когда расчетная мощность P_p , определенная по выражению (2.1), окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника в группе $p_{н.мах}$, следует принимать $P_p = p_{н.мах}$.

Для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты расчетная реактивная мощность нагрузки определяется по формуле

$$Q_p = k_{м.р} \cdot P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.6)$$

где $k_{м.р}$ – коэффициент расчетной реактивной нагрузки. Для питающих сетей напряжением до 1 кВ определяется в зависимости от n_3 :

$$\begin{aligned} k_{м.р} &= 1,1, \text{ при } n_3 \leq 10; \\ k_{м.р} &= 1, \text{ при } n_3 > 10. \end{aligned} \quad (2.7)$$

$\operatorname{tg}\varphi$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности группы электроприемников:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n p_{нi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n p_{нi}}, \quad (2.8)$$

$\operatorname{tg}\varphi_i$ – справочное значение коэффициента реактивной мощности характерной категории электроприемников, к которой относится i -й электроприемник в

группе.

Для магистральных шинопроводов, вводно-распределительных устройств и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности нагрузки в целом по цеху, корпусу, предприятию:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (2.9)$$

Расчетный ток группы электроприемников:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (2.10)$$

Расчет электрических нагрузок на напряжении выше 1 кВ производится в целом аналогично. При этом в зависимости от числа присоединений к распределительному устройству высокого напряжения и группового коэффициента использования $k_{и}$, определяется значение коэффициента одновременности k_0 .

Расчетная мощность нагрузки определяется по выражениям:

$$P_p = k_0 \cdot \sum k_{и} \cdot p_{н}, \quad (2.11)$$

$$Q_p = k_0 \cdot \sum k_{и} p_{н} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.12)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.13)$$

Результирующая нагрузка на стороне высокого напряжения определяется с учетом средств компенсации реактивной мощности и потерь мощности в трансформаторах.

2.2 Примеры решения задач

Задача 2.1.

Используя метод упорядоченных диаграмм определить расчетную нагрузку группы трехфазных электроприемников.

Таблица 2.1 – Мощность, потребляемая электроприемниками

Номер электроприемника	Потребляемая мощность в часы смены, кВт								Средняя нагрузка за смену, кВт
	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	
1	1	4	2	3,5	1,5	0	3	4	2,38
2	9	13	0	8	4,5	10	3	7	6,81
3	0	0,7	0,2	1	0,1	0	0,8	0	0,35
4	1,8	4	0	2,5	0,5	3,5	0,45	0	1,6
5	10	36	15	33	8	0	38	5	18,3
Итого	21,8	57,7	17,2	48	14,6	13,5	45,25	16	29,43

Таблица 2.2 – Паспортные характеристики электроприемников

№ э/п	$P_{\text{пасп, кВт}}$	$S_{\text{пасп, кВ}\cdot\text{А}}$	$\eta_{\text{н}}, \%$	$\cos\varphi_{\text{н}}$	$i_{\text{п}}/i_{\text{н}}$	ПВ, %
1	–	16	–	0,5	3	60
2	22	–	90	0,83	6,5	60
3	1,5	–	77	0,76	4,5	40
4	–	9	–	0,5	3	80
5	–	122	–	0,4	2	60

Решение

1. Определение расчетной нагрузки методом упорядоченных диаграмм.

1.1. Расчет индивидуальных коэффициентов использования $k_{\text{ни}}$:

– для электроприемника № 1 (сварочный трансформатор):

$$P_{\text{н}} = S_{\text{пасп}} \cdot \cos\varphi_{\text{н}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 16 \cdot 0,5 \cdot \sqrt{0,6} = 6,19 \text{ кВт}, \quad k_{\text{н1}} = \frac{P_{\text{см}}}{P_{\text{н}}} = \frac{2,38}{6,19} = 0,38;$$

– для электроприемника № 2 (конвейер):

$$P_{\text{н}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 22 \cdot \sqrt{0,6} = 17,04 \text{ кВт}, \quad k_{\text{н2}} = \frac{P_{\text{см}}}{P_{\text{н}}} = \frac{6,81}{17,04} = 0,4;$$

– для электроприемника № 3 (транспортёр):

$$P_{\text{н}} = 0,95 \text{ кВт}, \quad k_{\text{н3}} = 0,368;$$

– для электроприемника № 4 (сварочный дуговой автомат):

$$P_{\text{н}} = 4,02 \text{ кВт}, \quad k_{\text{н4}} = 0,4;$$

– для электроприемника № 5 (сварочный дуговой автомат):

$$P_{\text{н}} = 37,8 \text{ кВт}, \quad k_{\text{н5}} = 0,48.$$

1.2. Расчет установленной мощности группы электроприемников:

$$P_{\text{уст}} = \sum P_{\text{пасп},i} = 8 + 22 + 1,5 + 4,5 + 48,8 = 84,8 \text{ кВт}.$$

1.3. Определение группового коэффициента использования:

$$k_{\text{н}} = \frac{\sum k_{\text{ни}} \cdot P_{\text{пасп},i}}{P_{\text{уст}}} = \frac{0,38 \cdot 8 + 0,4 \cdot 22 + 0,368 \cdot 1,5 + 0,4 \cdot 4,5 + 0,48 \cdot 48,8}{84,8} = 0,444.$$

1.4. Определение эффективного числа электроприемников:

$$n_3 = \frac{P_{\text{уст}}^2}{\sum P_{\text{пасп},i}^2} = \frac{84,8^2}{8^2 + 22^2 + 1,5^2 + 4,5^2 + 48,8^2} = 2,44.$$

1.5. Определяем коэффициент расчетной нагрузки:

$$k_{\text{р}} = f(n_3 = 2,44; k_{\text{н}} = 0,444) = 1,6.$$

1.6. Определение расчетной мощности нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot K_n \cdot P_{уст} = 1,6 \cdot 0,444 \cdot 84,8 = 60,2 \text{ кВт},$$

что больше номинальной мощности самого мощного электроприемника в группе;

$$Q_p = K_{м.р} \cdot \sum (k_{иi} \cdot p_{пасп.i} \cdot \text{tg}\varphi_i) = 1,1 \cdot (0,38 \cdot 8 \cdot 2,29 + \dots + 0,48 \cdot 48,8 \cdot 1,73) = 64,7 \text{ кВАр};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{60,2^2 + 64,7^2} = 88,4 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{88,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 134,2 \text{ А}.$$

Полученная нагрузка используется для выбора токоведущих элементов системы электроснабжения по условию их допустимого нагрева.

2.3 Индивидуальное практическое задание

Используя метод упорядоченных диаграмм определить расчетную нагрузку группы трехфазных электроприемников (табл. 2.3–2.5).

Таблица 2.3 – Данные по составу электроприемников в группе

Номер варианта	Номер электроприемника					Номер варианта	Номер электроприемника				
	1	3	9	20	26		2	3	6	11	14
1	1	3	9	20	26	26	2	3	6	11	14
2	2	4	10	12	22	27	1	11	14	18	26
3	3	7	17	19	25	28	4	7	12	14	16
4	4	5	8	14	24	29	3	10	11	22	26
5	5	6	11	15	23	30	3	8	14	15	23
6	6	9	10	21	26	31	5	7	9	10	24
7	7	11	14	17	18	32	6	11	22	23	26
8	8	9	11	15	19	33	7	13	15	17	21
9	9	12	14	16	17	34	11	15	16	20	22
10	10	11	19	20	26	35	10	13	17	18	20
11	2	3	6	14	18	36	9	13	16	19	26
12	4	11	17	19	26	37	15	20	21	23	26
13	1	5	6	24	26	38	13	16	17	24	25
14	5	10	14	18	23	39	14	15	16	22	23
15	6	8	12	15	22	40	12	18	19	21	22
16	8	13	16	20	26	41	16	20	23	24	25
17	7	12	17	19	20	42	18	19	20	24	26
18	10	12	13	16	17	43	6	7	12	14	25
19	9	11	14	17	21	44	8	10	11	14	23
20	11	14	16	17	19	45	9	15	20	24	25
21	13	15	16	18	20	46	10	20	22	25	26
22	12	14	18	19	24	47	8	12	20	21	24
23	16	17	18	20	23	48	1	9	11	16	18
24	15	18	19	22	26	49	2	5	6	8	10
25	14	16	20	23	25	50	3	6	13	23	26

Таблица 2.4 – Данные по сменной нагрузке электроприемников

№ п/п	Мощность, потребляемая электроприемниками, кВт							
	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8
1	5	8	10	16	7	17	18	2
2	10	16	8	25	14	5	28	18
3	5	7	2	10	8	4	11	3
4	1	4	2	3	1,5	3,5	4	0,5
5	3	8	11	4	2	13	5	7
6	7	10	5	11	10	8	4	2
7	35	55	60	40	20	70	65	15
8	2	3,5	5,5	1,5	4	1	2	0
9	0	4	8	10	3	6	10	1
10	20	30	40	15	10	0	15	10
11	10	15	5	25	0	36	15	5
12	1	4	2	3,5	1,5	0	3	4
13	0	2,5	6	1	5	2,5	6,5	1,5
14	0	1,4	0,5	1	0,2	1,5	0	1
15	10	35	50	25	16	48	0	40
16	0,5	5	2	0	4,5	1,5	3	0
17	40	80	56	66	29	83	44	15
18	9	13	0	8	4,5	10	3	7
19	0	0,7	0,2	1	0,1	0	0,8	0
20	5	20	4	18	2,5	0	16	2,5
21	1,5	4	0	2,5	0,5	3,5	0,45	0
22	10	36	15	33	8	0	38	5
23	25	40	11	34	8	39	39	1,5
24	15	25	11	20	21	8	6	7,5
25	9	22	18	10	15	8,5	0	4
26	44	71	56	23	18	0	36	20

Таблица 2.5 – Паспортные характеристики электрических приемников

№ электроприемника	$p_{\text{пасп}}, \text{кВт}$	$S_{\text{пасп}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$\cos\varphi_{\text{н}}$	$\eta_{\text{н}}, \%$	$i_{\text{п}}/i_{\text{н}}, \text{о. е.}$	ПВ, %
1	2	3	4	5	6	7
1	18,5	–	0,88	89,5	7,0	100
2	30	–	0,87	92,0	7,5	100
3	–	28	0,6	–	3	60
4	4	–	0,84	85,0	6,5	50
5	–	21,5	0,55	–	2,5	65
6	11	–	0,86	87,5	7,5	100
7	75	–	0,89	92,5	7,5	100
8	5,5	–	0,8	85,0	7	100
9	15	–	0,85	88,0	6,5	40
10	45	–	0,89	92,5	7,5	100
11	–	65	0,65	–	3,5	50
12	–	16	0,5	–	3	60
13	–	14	0,6	–	3	40

Окончание таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7
14	2,2	–	0,74	81,0	6	100
15	55	–	0,86	92,5	7	100
16	7,5	–	0,81	85,5	6,5	80
17	90	–	0,86	93,0	6,5	100
18	22	–	0,83	90,0	6,5	60
19	1,5	–	0,72	77,0	4,5	40
20	–	40,5	0,7	–	2	65
21	–	9	0,5	–	3	80
22	–	122	0,4	–	2	60
23	–	75	0,6	–	3,5	65
24	30	–	0,8	91,0	6,5	60
25	37	–	0,7	85,0	7	40
26	75	–	0,88	94,0	7,5	100

Практическая работа 3

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ ПО УСЛОВИЯМ НАГРЕВА И ЗАЩИТЫ

3.1 Общие сведения

Одной из причин выхода из строя силовых трансформаторов, проводов и кабелей, распределительных устройств и коммутационно-защитной аппаратуры является недостаточно точное определение электрических нагрузок на эти элементы при их выборе. Поэтому учет дополнительных факторов, оказывающих влияние на формирование электрической нагрузки, является весьма актуальной задачей.

Выбор проводников, распределительных устройств в цеховых электрических сетях осуществляется, как правило, по условию нагрева:

$$I_{\text{д.доп}} \geq I_{\text{р}}. \quad (3.1)$$

Иными словами, длительно допустимый ток проводника $I_{\text{д.доп}}$ определяется в зависимости от расчетного тока группы электроприемников.

Выше было показано, что при определении расчетной электрической нагрузки постоянная времени нагрева T_0 электрической сети учитывается в коэффициентах расчетной нагрузки $K_{\text{р}}$, определяемых дифференцированно на каждом уровне системы электроснабжения. Однако постоянная времени нагрева проводников определяется более сложным законом. В частности, для прово-

дов с резиновой изоляцией постоянная времени нагрева изменяется в зависимости от сечения проводника и способа его прокладки, что представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Зависимость постоянной времени нагрева провода от его сечения

Сечение, мм ²	6	10	16	25	35	50	70	95	120
Постоянная времени нагрева при открытой прокладке, мин	3	4,2	5,5	7,2	9	12	15	18,4	21,4
длительно допустимый ток, А	39	60	75	105	130	165	210	255	295
Постоянная времени нагрева при прокладке в трубах, мин	6	9	12	17	19	23	27	32	36
длительно допустимый ток, А	30	39	55	70	85	120	140	175	200

Аналогично проводам постоянная времени нагрева распределительных устройств отличается от 10 мин для пунктов и шкафов распределительных, а также, строго говоря, не равна 2,5 ч для магистральных шинопроводов и вводно-распределительных устройств. Поэтому расчетные нагрузки и выбранные по ним параметры элементов цехового электроснабжения могут быть уточнены с учетом постоянной времени нагрева токоведущих частей.

Для учета постоянной времени нагрева проводников при определении расчетной электрической нагрузки и выборе проводников может использоваться способ, основанный на следующем итерационном алгоритме:

1. Пусть определены расчетный ток I_p и значение K_p группы электроприемников цеха методом упорядоченных диаграмм при $T_0 = 10$ мин.

2. Руководствуясь условием нагрева, по справочнику выбираем провод определенного сечения F для питания данной группы электроприемников.

3. Для выбранного проводника по таблицам, определяем реальную постоянную времени нагрева. Пересчитываем коэффициент K_p с учетом полученной постоянной времени нагрева относительно ее начального значения (для первой итерации $T_0 = 10$ мин) по известному выражению

$$K_{pt} = 1 + \frac{K_p - 1}{\sqrt{\frac{3T_0}{3 \cdot 10}}}. \quad (3.2)$$

Исходный расчетный ток I_p уточняем по формуле

$$I'_p = I_p \frac{K_{pt}}{K_p}. \quad (3.3)$$

4. Используя уточненное значение расчетного тока I'_p , по условию нагрева (3.1), выбираем проводник сечением F' .

Если $F' \neq F$, то расчет повторяется по пунктам 2–4 алгоритма до тех пор,

пока сечения проводников, полученные на предшествующей F_{t-1} и последней F_t итерации, не будут равны.

Алгоритм предполагает, что после нескольких итераций расчетная нагрузка группы электроприемников будет соответствовать длительно допустимому току питающей сети с реальной постоянной времени нагрева.

3.2 Примеры решения задач

Задача 3.1.

Методом упорядоченных диаграмм определено, что расчетный ток группы электроприемников:

$$I_p = 186 \text{ А при } K_p = 2 \text{ и } T_0 = 10 \text{ мин.}$$

Уточнить расчетную нагрузку с учетом реальной постоянной времени нагрева питающего провода, проложенного в трубе.

Решение

Для уточнения расчетной нагрузки воспользуемся представленным выше итерационным алгоритмом:

1. Руководствуясь условием допустимого нагрева проводника (3.1), по таблице 3.1 принимаем провод со следующими данными при прокладке в трубах:

$$F = 120 \text{ мм}^2, I_{\text{д.доп}} = 200 \text{ А}, T_0 = 36 \text{ мин.}$$

2. Пересчитываем коэффициент K_p с учетом полученной постоянной времени нагрева относительно начальной постоянной времени нагрева:

$$K_{pt} = 1 + \frac{K_p - 1}{\sqrt{\frac{3T_0}{30}}} = 1 + \frac{2 - 1}{\sqrt{\frac{3 \cdot 36}{30}}} = 1,53.$$

3. Уточняем исходный расчетный ток I_p :

$$I'_p = I_p \frac{K_{pt}}{K_p} = 186 \frac{1,53}{2} = 142,3 \text{ А.}$$

4. Используя уточненное значение расчетного тока I'_p , выбираем проводник:

$$F' = 95 \text{ мм}^2; I_{\text{д.доп}} = 175 \text{ А}, T_0 = 32 \text{ мин.}$$

Так как $F' \neq F$, расчет по пунктам 2–4 алгоритма повторяется:

– пересчитываем коэффициент K_{pt} при $T_0 = 32$ мин:

$$K'_{pt} \approx 1 + \frac{1,53 - 1}{\sqrt{\frac{3 \cdot 32}{3 \cdot 36}}} = 1,56;$$

– уточняем расчетный ток:

$$I''_p = I'_p \frac{K'_{pt}}{K_{pt}} = 142,3 \frac{1,56}{1,53} = 145,3 \text{ А};$$

– по условию допустимого нагрева выбираем проводник:

$$F'' = 95 \text{ мм}^2; I_{\text{д.доп}} = 175 \text{ А, при этом } F' = F''.$$

При открытом способе прокладки ход расчетов аналогичен.

3.3 Индивидуальное практическое задание

Уточнить расчетную нагрузку с учетом реальной постоянной времени нагрева питающего провода, проложенного в трубе.

Методом упорядоченных диаграмм определено, что расчетный ток группы электроприемников смотреть таблицу 3.2: I_p , А при K_p и T_0 , мин.

Таблица 3.2 – Таблица исходных данных к выполнению практического задания

Последняя цифра шифра	I_p	Предпоследняя цифра шифра	K_p	T_0
0	176	0	2	10
1	234	1	3	15
2	156	2	1	12
3	165	3	2	1
4	212	4	3	10
5	176	5	2	12
6	187	6	2	14
7	222	7	3	14
8	232	8	3	15
9	198	9	2	10

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО ПОТЕРЕ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

4.1 Общие сведения

В энергетических системах около 10–15 % электрической энергии теряется при ее транспортировке и трансформации. Поэтому актуальной является задача воздействия на факторы, определяющие потери электроэнергии, с целью их снижения.

Основные потери электрической энергии в системах электроснабжения имеют место в линиях электропередачи и трансформаторах.

Существует несколько способов определения потерь мощности и энергии в линиях:

1. Определение потерь мощности и энергии в линиях по средней (среднеквадратичной) нагрузке:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3(I_{\text{с}} K_{\text{ф.г}})^2 \cdot R = \left(\frac{S_{\text{с}} K_{\text{ф.г}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot R_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{ск}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (4.1)$$

где $I_{\text{с}}$, $S_{\text{с}}$ – средний ток и средняя мощность линии; $K_{\text{ф.г}}$ – коэффициент формы графика нагрузки; R – активное сопротивление линии системы электроснабжения; $S_{\text{ск}}$ – среднеквадратичная нагрузка линии.

В данном случае потери электрической энергии определяются по выражению

$$\Delta W = \Delta P T, \quad (4.2)$$

где T – продолжительность работы линии, за которую определяются потери электроэнергии.

2. Определение потерь мощности и энергии в линиях по максимальной мощности нагрузки (метод времени максимальных потерь).

Потери мощности определяются в режиме максимальных нагрузок:

$$\Delta P_{\text{м.л}} = 3I_{\text{м.л}}^2 R_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{м.л}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (4.3)$$

где $I_{\text{м.л}}$, $S_{\text{м.л}}$ – максимальные ток и мощность нагрузки линии.

Потери электрической энергии здесь определяются по следующему выражению:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{м.л}} \tau, \quad (4.4)$$

где τ – время максимальных потерь.

Время максимальных потерь τ – это время, в течение которого теряется столько же энергии при работе с максимальной нагрузкой, сколько за время работы потребителя по реальному графику. Исходя из этого определения, время максимальных потерь τ может быть рассчитано за любой промежуток времени T по следующему аналитическому выражению:

$$\tau = \left(\frac{P_{\text{СК}}}{P_{\text{М}}} \right)^2 \cdot T = (K_{\phi.\Gamma} K_{3.\Gamma})^2 \cdot T. \quad (4.5)$$

Время максимальных потерь может также определяться по эмпирическому выражению

$$\tau = (0,124 + T_{\text{М}} 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (4.6)$$

Данное выражение может быть использовано для определения годового времени максимальных потерь потребителей, у которых время использования максимальной нагрузки $T_{\text{М}} > 3000$ ч, если коэффициент мощности $\cos \phi > 0,6$.

Напомним, что $T_{\text{М}}$ – время использования максимальной нагрузки, – время, в течение которого потребитель израсходует столько же энергии при работе с максимальной нагрузкой, сколько и при работе с реальной нагрузкой за годовой фонд рабочего времени:

$$T_{\text{М}} = K_{3.\Gamma} T_{\Gamma}. \quad (4.7)$$

Для определения τ могут также использоваться номограммы, представляющие собой зависимости вида:

$$\tau = f(T_{\text{М}}, \cos \phi). \quad (4.8)$$

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим выражениям:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Gamma} &= \frac{1}{n} k_3^2 \Delta P_{\text{КЗ}} + n \Delta P_{\text{ХХ}} = \frac{1}{n} \left(\frac{S}{S_{\text{HT}}} \right)^2 \Delta P_{\text{КЗ}} + n \Delta P_{\text{ХХ}}; \\ \Delta Q_{\Gamma} &= \frac{S_{\text{HT}}}{100} (i_{\text{ХХ}} + k_3^2 \Delta U_{\text{КЗ}}) = \frac{U_k S^2}{100 n S_{\text{HT}}} + \Delta Q_{\text{ХХ}} n. \end{aligned} \quad (4.9)$$

Потери активной электроэнергии в трансформаторах рассчитываются по формуле

$$\Delta W_{\Gamma} = \frac{1}{n} \left(\frac{S_{\text{М}}}{S_{\text{HT}}} \right)^2 \Delta P_{\text{КЗ}} \tau + n \Delta P_{\text{ХХ}} T_{\Gamma} = \left(\frac{1}{n} \left(\frac{S_{\text{СК}}}{S_{\text{HT}}} \right)^2 \Delta P_{\text{КЗ}} + n \Delta P_{\text{ХХ}} \right) T_{\Gamma}, \quad (4.10)$$

где T_{Γ} – продолжительность работы трансформаторов, ч, в течение года.

Определение диапазона нагрузки потребителя, при которых целесообразна работа одного (двух) трансформаторов выполняется исходя из равенства:

$$\left(\frac{S}{S_H}\right)^2 \Delta P_{кз} + \Delta P_{xx} = \frac{1}{2} \left(\frac{S}{S_H}\right)^2 \Delta P_{кз} + 2\Delta P_{xx}; \quad (4.11)$$

$$S_\Gamma = S_{HT} \sqrt{\frac{2\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}. \quad (4.12)$$

где S_Γ – граничная мощность нагрузки потребителя электроэнергии.

При $S > S_\Gamma$ целесообразна работа двух трансформаторов, если же $S < S_\Gamma$, то следует использовать в работе один трансформатор.

В общем случае при количестве трансформаторов n , S_Γ определяется как:

$$S_\Gamma = S_{HT} \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}. \quad (4.13)$$

Задача оптимизации загрузки трансформаторов потребителя заключается в перераспределении нагрузок потребителя таким образом, чтобы КПД установленных трансформаторов был максимальным. Последнее имеет место при выполнении следующего условия:

$$\Delta P_M = \Delta P_{ст}, \quad (4.14)$$

где ΔP_M – потери мощности в обмотках трансформатора (так называемые потери «в меди»); $\Delta P_{ст}$ – потери мощности в магнитопроводе трансформатора (так называемые потери «в стали»).

Таким образом, выражение (3.14) может быть представлено в виде уравнения:

$$\frac{1}{n} \left(\frac{S_0}{S_{HT}}\right)^2 \Delta P_{кз} = n \Delta P_{xx}, \quad (4.15)$$

где S_0 – нагрузка трансформаторов, при которой их КПД максимален;

$$S_0 = n S_{HT} \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}. \quad (4.16)$$

В данном случае речь идет об оптимизации режимов работы уже установленных трансформаторов. Однако снижение потерь мощности и энергии необходимо планировать уже на стадии проектирования.

На этой стадии целесообразно говорить не о минимальных потерях электроэнергии, а о минимальных затратах, которые учитывают стоимость потерь электроэнергии и трансформаторов.

При использовании конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения потребителей следует учитывать потери активной мощности $\Delta P_{к.у}$ и активной электроэнергии $\Delta W_{к.у}$ в них:

$$\Delta P_{к.у} = \Delta P_{уд} Q_{к.у}; \quad (4.17)$$

$$\Delta W_{к.у} = \Delta P_{к.у} T_{вкл}, \quad (4.18)$$

где $\Delta P_{уд}$ – удельные потери активной мощности в конденсаторных установках, на практике принимаются $\Delta P_{уд} = 0,004$ кВт/кВАр для конденсаторных установок напряжением до 1 кВ и $\Delta P_{уд} = 0,002$ кВт/кВАр для конденсаторных установок напряжением свыше 1 кВ; $T_{вкл}$ – продолжительность работы конденсаторных установок.

3. Приближенный расчет потерь мощности в линиях электропередачи и трансформаторах.

На предпроектных стадиях, когда отсутствуют сведения о схеме электропитания и неизвестны параметры ее элементов, при определении расчетной нагрузки вспомогательными методами потери мощности в линиях и трансформаторах допускается учитывать приближенно, используя следующие выражения.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{т} = 0,025 S_{р.т\Sigma}; \quad \Delta Q_{т} = 0,1 S_{р.т\Sigma}, \quad (4.19)$$

где $S_{р.т\Sigma}$ – суммарная расчетная мощность нагрузки трансформаторов.

Потери в линиях электропередачи:

$$\Delta P_{л} = (0,03 - 0,035) S_{р.л\Sigma}; \quad \Delta Q_{л} \approx 0, \quad (4.20)$$

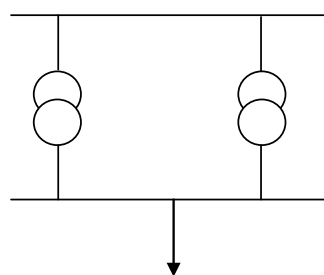
где $S_{р.л\Sigma}$ – суммарная расчетная мощность нагрузки линий.

На предприятиях канализация электроэнергии осуществляется, как правило, кабельными линиями. При этом активное сопротивление кабеля в 10 и более раз превышает реактивное сопротивление, поэтому на практике потерями реактивной мощности пренебрегают.

4.2 Примеры решения задач

Задача 4.1.

Для подстанции предприятия с двумя трансформаторами мощностью 32 МВ · А определить потери активной мощности и оценить годовые потери электроэнергии (в процентах от электропотребления).



$$\begin{aligned} S_{н} &= 32 \text{ МВА} \\ \Delta P_{кз} &= 145 \text{ кВт} \\ \Delta P_{хх} &= 44 \text{ кВт} \\ P_{м} &= 30 \text{ МВт} \\ \cos \varphi &= 0,85; \quad T_{м} = 5000 \text{ ч} \end{aligned}$$

Решение

Потери мощности и энергии определяем по максимальной мощности нагрузки (методом времени максимальных потерь).

Определим потери активной мощности:

$$\Delta P_{\tau} = \frac{1}{n_{\tau}} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{м}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 + n_{\tau} \Delta P_{\text{хх}} = \frac{1}{2} \cdot 145 \left(\frac{35,3}{32} \right)^2 + 2 \cdot 44 = 176,2 \text{ кВт},$$

где $S_{\text{м}} = \frac{P_{\text{м}}}{\cos \varphi} = \frac{30}{0,85} = 35,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Определим потери активной электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\tau} &= \frac{1}{n_{\tau}} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{м}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \tau + n_{\tau} \Delta P_{\text{хх}} T_{\tau} = \\ &= \frac{1}{2} 145 \left(\frac{35,3}{32} \right)^2 \cdot 3411 + 2 \cdot 44 \cdot 8760 = 1071,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned}$$

где $\tau = (0,124 + T_{\text{м}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч}.$

Оценим величину потерь электроэнергии:

$$\begin{aligned} \tau &= (0,124 + T_{\text{м}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч} \\ \delta W &= \frac{\Delta W_{\tau}}{W_{\tau}} = \frac{1071,8}{15000} 100 \% = 0,71 \%, \end{aligned}$$

где W_{τ} – величина потребления активной электроэнергии потребителем от данной подстанции:

$$W_{\tau} = P_{\text{м}} T_{\text{м}} = 30 \cdot 5000 = 15000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Задача 4.2.

Определить потери активной и реактивной мощности и годовые потери электроэнергии в кабелях и трансформаторах (6 шт.), питающих один из цехов промышленного предприятия по радиальной схеме (каждый трансформатор подключен к отдельному кабелю протяженностью 0,8 км). Расчетная мощность нагрузки цеха $S_{\text{р}} = 6166,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$ Трансформаторы имеют одинаковую загрузку $K_{\text{з}}$.

Для расчета потерь в трансформаторах воспользуемся каталожными данными:

Тип трансформатора	$U_{\text{k}}, \%$	$\Delta P_{\text{k}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{x}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta Q_{\text{x}}, \text{кВАр}$
ТМ 1600/10	5,5	18	3,3	1,3	21

Решение

Потери мощности и энергии определяем по максимальной мощности нагрузки (методом времени максимальных потерь).

Потери мощности в трансформаторах составят:

$$\Delta P_{\tau\Sigma} = \frac{\Delta P_k}{n_{\text{тр}}} \left(\frac{S_p}{S_{\text{н.тр}}} \right)^2 + \Delta P_x n_{\text{тр}} = \frac{18}{6} \left(\frac{6166,8}{1600} \right)^2 + 3,3 \cdot 6 = 64,37 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\tau\Sigma} = \frac{U_k S_p^2}{100 n_{\text{тр}} S_{\text{н.тр}}} + \Delta Q_x n_{\text{тр}} = \frac{5,5 \cdot 6166,8^2}{100 \cdot 6 \cdot 1600} + 21 \cdot 6 = 343,88 \text{ кВар};$$

а) определим потери мощности в кабелях ($L = 0,8$ км):

$$R_k = r_0 l = 0,62 \cdot 0,8 = 0,496 \text{ Ом};$$

$$X_k = x_0 l = 0,09 \cdot 0,8 = 0,072 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_k = 3 I_p^2 R_k \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 59,3^2 \cdot 0,496 \cdot 10^{-3} = 5,23 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_k = 3 I_p^2 X_k \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 59,3^2 \cdot 0,072 \cdot 10^{-3} = 0,76 \text{ кВар}.$$

Следовательно, потери мощности во всех кабелях составят:

$$\Delta P_{k\Sigma} = \Delta P_k n = 5,23 \cdot 6 = 31,38 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{k\Sigma} = \Delta Q_k n = 0,76 \cdot 6 = 4,56 \text{ кВар};$$

б) годовые потери электроэнергии в трансформаторах:

– активной энергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\tau\Sigma} &= \frac{\Delta P_k S_p^2}{n_{\text{тр}} S_{\text{н.тр}}^2} \tau + \Delta P_x n_{\text{тр}} T_{\Gamma} = \\ &= \frac{18}{6} \left(\frac{6166,8}{1600} \right)^2 \cdot 3410 + 3,3 \cdot 6 \cdot 8760 = 325417 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

где время максимальных потерь

$$\tau = (0,124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3410 \text{ ч};$$

– реактивной энергии:

$$\begin{aligned} \Delta V_{\tau\Sigma} &= \frac{U_k S_p^2}{100 \cdot n_{\text{тр}} S_{\text{н.тр}}} \tau + \Delta Q_x n_{\text{тр}} T_{\Gamma} = \\ &= \frac{5,5 \cdot 6166,8^2}{100 \cdot 6 \cdot 1600} 3410 + 21 \cdot 6 \cdot 8760 = 1103978 \text{ квар} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

в) годовые потери энергии в кабелях:

$$\Delta W_{к\Sigma} = \Delta P_{к\Sigma} \tau = 31,38 \cdot 3410 = 107005,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta V_{к\Sigma} = \Delta Q_{к\Sigma} \tau = 4,56 \cdot 3410 = 15549,6 \text{ квар} \cdot \text{ч}.$$

Таким образом:

– потери активной мощности в трансформаторах и кабелях:

$$\sum (\Delta P_{к\Sigma} + \Delta P_{т\Sigma}) = 31,38 + 64,37 = 95,75 \text{ кВт};$$

– потери реактивной мощности в трансформаторах и кабелях:

$$\sum (\Delta Q_{к\Sigma} + \Delta Q_{т\Sigma}) = 4,56 + 343,88 = 348,44 \text{ квар};$$

– потери активной энергии за год в трансформаторах и кабелях:

$$\sum (\Delta W_{к\Sigma} + \Delta W_{т\Sigma}) = 107005,8 + 325417 = 432422 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

– потери реактивной энергии за год в трансформаторах и кабелях:

$$\Delta V_{к\Sigma} + \Delta V_{т\Sigma} = 15549,6 + 1103978 = 1119527,6 \text{ квар} \cdot \text{ч}.$$

Задача 4.3.

Для двухтрансформаторной подстанции цеха с трансформаторами типа ТСЗ-1600/10 рассчитать следующие направления повышения энергетической эффективности ее работы:

1) построить зависимость потерь мощности в двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами ТСЗ-1600/10 от ее загрузки;

2) определить нагрузку потребителя, при которой двухтрансформаторная подстанция с трансформаторами ТСЗ-1600/10 работает в оптимальном режиме (с максимальным КПД). Определить максимальный КПД трансформаторной подстанции;

3) определить диапазоны нагрузки потребителя, при которых целесообразна работа одного трансформатора, двух трансформаторов цеховой подстанции с трансформаторами ТСЗ-1600/10.

Решение

Рассмотрим 2-трансформаторную подстанцию цеха с трансформаторами ТСЗ-1600/10.

Паспортные данные: $S_{ном} = 1600 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $\Delta P_{xx} = 4,2 \text{ кВт}$, $\Delta P_{кз} = 16,0 \text{ кВт}$, $U_{в.н} = 10 \text{ кВ}$, $U_{нн} = 0,4 \text{ кВ}$, $\cos \varphi = 0,8$.

1. Для получения зависимости потерь мощности в двухтрансформаторной подстанции от ее загрузки, изменяя коэффициент загрузки трансформаторов подстанции от 0,1 до 1, заполним таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Зависимость потерь мощности в двухтрансформаторной подстанции от ее загрузки

Мощность	Коэффициент загрузки	Потери мощности
S , кВ · А	K_3	ΔP , кВт
320	0,1	8,72
640	0,2	9,68
960	0,3	11,28
1280	0,4	13,52
1600	0,5	16,4
1920	0,6	19,92
2240	0,7	24,08
2560	0,8	28,88
2880	0,9	34,32
3200	1	40,4

Данные таблицы 4.1 получены на основании следующих расчетов (на примере $K_3 = 0,1$):

$$S = 2S_{\text{ном}} K_3 = 2 \cdot 1600 \cdot 0,1 = 320 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta P = \frac{1}{2} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + 2\Delta P_{\text{xx}} = \frac{1}{2} 16 \left(\frac{320}{1600} \right)^2 + 2 \cdot 4,2 = 8,72 \text{ кВт}.$$

По данным таблицы 4.1 строим соответствующие графики (рис. 4.1).

2. Для того чтобы определить нагрузку потребителя при оптимальном режиме (под оптимальным режимом следует понимать режим с наибольшим КПД), необходимо приравнять потери мощности в стали с потерями мощности в меди трансформаторов.

Для двух параллельно работающих трансформаторов равенство выглядит так:

$$\frac{1}{2} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_o}{S_{\text{ном}}} \right)^2 = 2\Delta P_{\text{xx}},$$

откуда

$$S_o = 2S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{xx}}}{\Delta P_{\text{кз}}}} = 2 \cdot 1600 \cdot \sqrt{\frac{4,2}{16}} = 1639,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

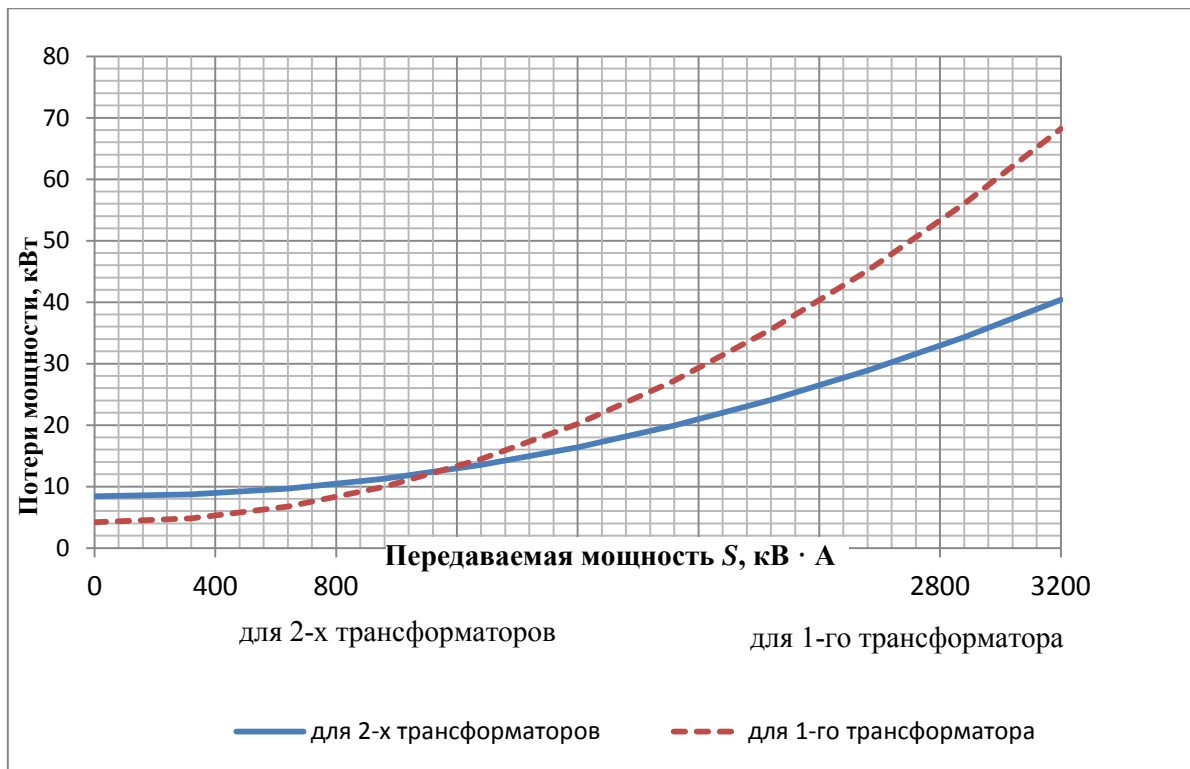


Рисунок 4.1 – Полученный график зависимости $\Delta P = f(S)$

Максимальный КПД определяем следующим образом:

$$\eta_{max} = \frac{S_0 \cos \phi}{S_0 \cos \phi + \Delta P} = \frac{1639,5 \cdot 0,8}{1639,5 \cdot 0,8 + 16,79} = 0,987 = (98,7 \%),$$

где мощность потребителя S_0 и потери ΔP определяются в оптимальном режиме:

$$\Delta P = 0,5 \cdot 16(1639,5/1600)^2 + 2 \cdot 4,2 = 16,79 \text{ кВт.}$$

3. Для определения диапазонов нагрузки, при которых целесообразна работа одного или двух трансформаторов, необходимо приравнять потери мощности одного трансформатора и потери мощности двух трансформаторов:

$$\Delta P_{1T} = \Delta P_{2T};$$

$$\Delta P_{кр} \left(\frac{S_{\Gamma}}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_{xx} = \frac{1}{2} \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{\Gamma}}{S_{НОМ}} \right)^2 + 2 \Delta P_{xx},$$

откуда

$$S_{\Gamma} = S_{НОМ} \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{0,5 \Delta P_{кз}}} = 1600 \sqrt{\frac{4,2}{0,5 \cdot 16}} = 1159,3 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Таким образом, трансформаторная подстанция будет работать в оптимальном режиме при нагрузке потребителя, равной 1639,5 кВ·А, с наибольшим КПД, равным 98,7 %; при нагрузке потребителя менее 1159,3 кВ·А целе-

сообразна работа одного трансформатора подстанции. При нагрузке потребителя более 1159,3 кВ · А целесообразна работа двух трансформаторов подстанции.

Задача 4.4.

В настоящее время на заводе работают 2 ГПП:

- ГПП-1 с трансформаторами 2хТДН-20000;
- ГПП-2 с трансформаторами 2хТРДН-40000.

От шин ГПП-1 и ГПП-2 по кабельным линиям напряжением $U = 6$ кВ запитаны распределительные пункты и цеховые трансформаторные подстанции предприятия. Средняя нагрузка трансформаторов ГПП-1 $S_{C1} = 3500$ кВ · А, а ГПП-2 – $S_{C2} = 13000$ кВ · А. Коэффициент формы графиков нагрузки трансформаторов 1,05, время работы в течение года – 8700 ч.

Трансформаторы ГПП предприятия работают с низкой загрузкой, которая не превышает 0,2. Необходимо рассмотреть мероприятия по перераспределению нагрузки.

Решение

Рассмотрим следующие мероприятия по перераспределению нагрузки.

1. Вывод из работы одной из ГПП, отключение соответствующих трансформаторов и перевод их нагрузки на другую ГПП.

В результате мероприятия можно ожидать снижения потерь мощности и энергии в трансформаторах ГПП завода. Определим потери энергии в трансформаторах 2хТДН-20000 для ГПП-1:

$$\begin{aligned} \Delta W_{T1} &= \left(\frac{1}{n} \left(\frac{k_{\phi} S_c}{S_{HT}} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз} + n \Delta P_{xx} \right) T_{Г} = \\ &= \left(\frac{1}{2} \left(\frac{1,05 \cdot 3500}{20000} \right)^2 100 + 2 \cdot 23 \right) 8700 = 414,89 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Потери энергии в трансформаторах 2хТРДН-40000 для ГПП-2:

$$\begin{aligned} \Delta W_{T2} &= \left(\frac{1}{n} \left(\frac{k_{\phi} S_c}{S_{HT}} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз} + n \Delta P_{xx} \right) T_{Г} = \\ &= \left(\frac{1}{2} \left(\frac{1,05 \cdot 13000}{40000} \right)^2 172 + 2 \cdot 36 \right) 8700 = 713,53 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Суммарные потери в трансформаторах при работе ГПП-1 и ГПП-2:

$$\Delta W_{T(1+2)} = \Delta W_{T1} + \Delta W_{T2} = 414,89 + 713,53 = 1128,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

1. Определим потери в трансформаторах 2хТДН-20000 при работе трансформаторов одной ГПП-1:

$$\Delta W_T = \left(\frac{1}{2} \left(\frac{1,05 \cdot 16500}{20000} \right)^2 \cdot 100 + 2 \cdot 23 \right) 8700 = 726,62 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

2. Определим потери в трансформаторах 2хТРДН-40000 при работе одной ГПП-2:

$$\Delta W_T = \left(\frac{1}{2} \left(\frac{1,05 \cdot 16500}{40000} \right)^2 \cdot 172 + 2 \cdot 36 \right) 8700 = 766,72 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Таким образом, при существующих нагрузках целесообразно перераспределение нагрузки ГПП-2 на трансформаторы ГПП-1.

При этом экономия электроэнергии составит:

$$\Delta W = \Delta W_{T(1+2)} - \Delta W_T = 1128,42 - 726,62 = 401,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

В связи с возможными техническими проблемами перераспределения нагрузки завода на ГПП-1 рассмотрим вариант перераспределения нагрузки завода на ГПП-2.

При перераспределении нагрузки ГПП-1 на ГПП-2 экономия электроэнергии составит:

$$\Delta W = \Delta W_{T(1+2)} - \Delta W_T = 1128,42 - 766,72 = 361,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

В связи с необходимостью задействования кабельных линий – связь между ГПП-1 и ГПП-2 протяженностью 1350 м, с целью перераспределения нагрузки ГПП-1 на ГПП-2 при определении эффекта от данного мероприятия необходимо проверить нагрузочную способность существующих кабельных линий сечением 150 мм² и учесть потери электроэнергии в кабельных линиях. Также целесообразно рассмотреть вопрос замены существующих трансформаторов ГПП-2 трансформаторами меньшей мощности, например, путем перемещения трансформаторов ГПП-1.

ГПП-1 подключена к ГПП-2 по двум параллельно проложенным кабелям сечением 150 мм². Проверим кабели по длительно допустимому току из условий нагрева в нормальном (4.21) и аварийном режимах (4.22):

$$I_{\text{раб}} \leq I'_{\text{доп}}; \quad (4.21)$$

$$I_{\text{п/ав}} \leq I'_{\text{доп.ав}}, \quad (4.22)$$

где

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 3500}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 235,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(n-1)\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 3500}{(2-1)\sqrt{3} \cdot 6} = 471,5 \text{ А},$$

$I'_{\text{доп}} = k_1 k_2 k_3 I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток кабеля с учетом реальных

условий прокладки:

– $k_1 = 1$ (при расчетной температуре почвы $15\text{ }^\circ\text{C}$ и предельной температуре проводника $60\text{ }^\circ\text{C}$) – поправочный коэффициент на температуру почвы;

– $k_2 = 0,9$ (в земле проложено два кабеля) – поправочный коэффициент на число параллельно проложенных кабелей;

– $k_3 = 1$ (кабель проложен в земле) – поправочный коэффициент позволяет учитывать удельное сопротивление земли.

$I'_{\text{доп.ав}} = k_1 k_2 k_3 k_{\text{пер}} I_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка кабеля в аварийном режиме, где $k_{\text{пер}} = 1,17$ – перегрузочная способность кабеля, проложенного в земле.

Для кабелей напряжением 6 кВ сечением $3 \times 150\text{ мм}^2$:

$$I'_{\text{доп}} = k_1 k_2 k_3 I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 275 = 247,5\text{ А};$$

$$235,8\text{ А} < 247,5\text{ А}.$$

Условие (4.21) выполняется.

$$I'_{\text{доп.ав}} = k_1 k_2 k_3 k_{\text{пер}} I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1,17 \cdot 275 = 289,6\text{ А};$$

$$471,5\text{ А} > 289,6\text{ А}.$$

Условие (4.22) не выполняется.

Целесообразно дополнительно к существующим проложить две кабельные линии, например, марки АПвП 3×150 с изоляцией из сшитого полиэтилена, количество параллельно проложенных кабелей увеличить до четырех.

Рабочий ток одного кабеля:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 3500}{4\sqrt{3} \cdot 6} = 117,9\text{ А}.$$

Нагрузка кабеля в аварийном режиме:

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(n-1)\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 3500}{(4-1)\sqrt{3} \cdot 6} = 157,2\text{ А}.$$

Длительно допустимый ток кабеля:

$$I'_{\text{доп}} = k_1 k_2 k_3 I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 275 = 220\text{ А};$$

$$117,9\text{ А} < 220\text{ А}.$$

Условие (4.21) выполняется.

Допустимая нагрузка кабеля в аварийном режиме:

$$I'_{\text{доп.ав}} = k_1 k_2 k_3 k_{\text{пер}} I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 1,17 \cdot 275 = 273,5\text{ А};$$

$$157,2\text{ А} < 273,5\text{ А}.$$

Условие (4.22) выполняется.

Таким образом, нагрузка ГПП-1 будет транспортироваться по четырем

параллельно проложенным кабелям сечением 150 мм².

Годовые потери электроэнергии в кабельных линиях:

1) в случае двух параллельно проложенных кабелей:

$$\Delta W_{к1} = \left(\frac{k_{\phi} S_c}{U_H} \right)^2 \cdot R T_{\Gamma} = \left(\frac{1,05 \cdot 3500}{6} \right)^2 \frac{1}{2} \cdot 0,21 \cdot 1,35 \cdot 8700 = 463,47 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

2) в случае четырех параллельно проложенных кабелей:

$$\Delta W_{к2} = \left(\frac{k_{\phi} S_c}{U_H} \right)^2 \cdot R T_{\Gamma} = \left(\frac{1,05 \cdot 3500}{6} \right)^2 \frac{1}{4} \cdot 0,21 \cdot 1,35 \cdot 8700 = 231,73 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

2. Вывод из работы одного из трансформаторов ГПП-2, прокладка дополнительных кабельных линий от ГПП-1 к ГПП-2 для обеспечения резервирования в аварийном режиме.

В результате можно ожидать снижения потерь мощности и энергии в трансформаторах ГПП-2 завода.

Определим потери энергии в трансформаторах 2хТДН-20000 для ГПП-1:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\tau 1} &= \left(\frac{1}{n} \left(\frac{k_{\phi} S_c}{S_{HT}} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз} + n \Delta P_{xx} \right) T_{\Gamma} = \\ &= \left(\frac{1}{2} \left(\frac{1,05 \cdot 3500}{20000} \right)^2 \cdot 100 + 2 \cdot 23 \right) 8700 = 414,89 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Потери энергии в оставшемся в работе трансформаторе ТРДН-40000 для ГПП-2:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\tau 2} &= \left(\frac{1}{n} \left(\frac{K_{\phi, \Gamma} S_c}{S_{HT}} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз} + n \Delta P_{xx} \right) T_{\Gamma} = \\ &= \left(\left(\frac{1,05 \cdot 13000}{40000} \right)^2 \cdot 172 + 36 \right) 8700 = 487,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Суммарные потери в трансформаторах при работе ГПП-1 и ГПП-2:

$$\Delta W_{\tau(1+2)} = \Delta W_{\tau 1} + \Delta W_{\tau 2} = 414,89 + 487,5 = 902,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим потери в трансформаторах 2хТДН-20000 при работе трансформаторов одной ГПП-1:

$$\Delta W_{\tau} = \left(\frac{1}{2} \left(\frac{1,05 \cdot 16500}{20000} \right)^2 \cdot 100 + 2 \cdot 23 \right) 8700 = 726,62 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Таким образом, при существующих нагрузках более целесообразно от-

ключение двух трансформаторов ГПП-2, перераспределение всей нагрузки ГПП-2 на трансформаторы ГПП-1, прокладка двух дополнительных кабельных линий между ГПП-2 и ГПП-1.

Также целесообразно перемещение трансформаторов ГПП-2 типа 2хТДН-20000 на место ГПП-1 и отключение трансформаторов 2хТДН-40000 ГПП-1.

Тогда годовая экономия электроэнергии при перераспределении нагрузки от ГПП-1 к ГПП-2 составит:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W - \Delta W_{к2} = 401,8 - 231,73 = 170,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

4.3 Индивидуальное практическое задание

Определить потери активной и реактивной мощности и годовые потери электроэнергии в кабелях и трансформаторах (n шт.), питающих один из цехов промышленного предприятия по радиальной схеме (каждый трансформатор подключен к отдельному кабелю протяженностью L км). Расчетная мощность нагрузки цеха S_p , кВ · А. Трансформаторы имеют одинаковую загрузку K_3 .

Для расчета потерь в трансформаторах воспользуемся паспортными данными:

Тип трансформатора	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_{xx} , %	ΔQ_x , кВАр
ТМ 1600/10	5,5	18	3,3	1,3	21

Таблица 4.2 – Таблица исходных данных к выполнению практического задания

Последняя цифра шифра	L , км	n , штук	Предпоследняя цифра шифра	S_p , кВ · А
0	0,5	4	0	4100
1	0,6	6	1	6150
2	0,7	6	2	6100
3	0,8	4	3	4150
4	0,9	6	4	6200
5	0,5	6	5	6250
6	0,6	4	6	4200
7	0,7	4	7	4050
8	0,8	6	8	6100
9	0,9	6	9	6300

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

5.1 Общие сведения

Согласно ПУЭ для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более $\pm 5\% U_n$. Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от $+5$ до $-2,5\% U_n$, для сетей жилых зданий и наружного освещения $\pm 5\% U_n$.

Расчет цеховой сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения выполняется для цепочки линий от шин ГПП или ЦРП до зажимов одного наиболее удаленного от цеховой ТП или наиболее мощного ЭП для режимов максимальных и минимальных нагрузок (определяется из суточного графика нагрузок), а в случае двухтрансформаторной подстанции – и послеаварийного. Потери напряжения в распределительных линиях определяются по формулам:

– при питании одиночного ЭП:

$$\Delta U_{\text{пл}} = \frac{P r_0 l + Q x l}{10 U_n^2}; \quad (5.1)$$

– для магистрали:

$$\Delta U, \% = \frac{100}{U_n^2} \sum_{i=1}^n \left(r_0 \sum_{i=1}^n (P_i l_i + x_0 \sum_{i=1}^n Q_i l_i) \right); \quad (5.2)$$

$$\Delta U, \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} \left(\sum_{i=1}^n I'_i R_i \cos \varphi' + \sum_{i=1}^n I'_i X_i \sin \varphi' \right), \quad (5.3)$$

где R – активное сопротивления соответствующих участков сети; X – индуктивное сопротивления соответствующих участков сети; I' – линейный ток соответствующих участков линии; $\cos \varphi'$ – коэффициент мощности соответствующих участков линии; l – соответствующие длины участков сети; P_i , Q_i – активная и реактивная мощность на соответствующих участках магистрали;

– потери напряжения в питающей линии по (5.1) или:

$$\Delta U_{\text{пл}} = \frac{\sqrt{3} I_p l 100}{U_{\text{ном}}} (r_0 \cos \varphi_{\text{cp}} + x_0 \sin \varphi_{\text{cp}}), \% , \quad (5.4)$$

где I_p – расчётный ток линии, А; I_{pi} – расчётный ток i -ой нагрузки магистральной линии, А; r_0 , x_0 – соответственно удельное активное и индуктивное сопротивления линий, Ом/км; l – длина линии, км; l_i – длина линии до точки подключения i -ой нагрузки к магистрали, км; $\cos \varphi_{\text{cp}}$ – средневзвешенный коэффициент мощности группы электроприемников. P_i , Q_i – соответственно расчётная актив-

ная и реактивная нагрузка участка линии.

Если ЭП, запитанные от одного РП или ШРА, имеют одинаковую мощность, то проверку сечений по потере напряжения следует проводить для наиболее удаленного электроприемника.

Активное сопротивление проводов и кабелей определяется по справочной литературе или из выражения:

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma S} \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \quad (5.5)$$

где γ , м/Ом·мм² – удельная проводимость (для алюминия $\gamma = 32$, для меди $\gamma = 53$); s – сечение фазы проводника, мм².

В расчетной цепочке ГПП (ЦРП) – удаленный ЭП имеется цеховая ТП, поэтому нужно выполнить расчет падения напряжения в трансформаторе ΔU_T , в % U_H , а именно:

$$\Delta U_T = \beta_T (U_a \cos\varphi_2 + U_p \sin\varphi_2) + \frac{\beta_T}{200} (U_a \sin\varphi_2 + U_p \cos\varphi_2)^2, \quad (5.6)$$

где β_T – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы; U_a , U_p – активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, U_K %, равные:

$$U_a = \frac{\Delta P_{K3}}{S_{HT}} \cdot 100, \%; U_p = \sqrt{(U_K, \%)^2 - (U_a, \%)^2}, \%, \quad (5.7)$$

где $\cos\varphi_2$ и $\sin\varphi_2$ – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора (с учётом установки компенсирующих устройств);

ΔP_{K3} – потери КЗ в трансформаторе, кВт.

Отклонение напряжения (от U_H) в любой точке сети рассчитывается по выражению:

$$V = V_{цп} + \delta U_T - \sum \Delta U, \%, \quad (5.8)$$

где $V_{цп}$ – отклонение напряжения в центре питания, которое равно +5 % U_H в режиме максимальных нагрузок и U_H в режиме минимальных нагрузок сети; δU_T – «добавка», создаваемая цеховым трансформатором (таблица 5.1); ΔU – сумма потерь напряжения до какой-либо точки сети, начиная с центра питания (ГПП).

Под «добавкой» напряжения трансформатора понимается отклонение U от U_H для вторичной обмотки трансформатора, когда в первичной обмотке соответствующее ответвление.

Значение «добавки» регулируется изменениями числа витков первичной обмотки трансформатора, т. е. изменением коэффициента трансформации, по выражению:

$$U_2 = \frac{U_1 \cdot W_2}{W_1}. \quad (5.9)$$

Для этого у цеховых трансформаторов имеется от 3 до 5 ответвлений, которые переключаются в случае необходимости при отключенном трансформаторе. Значения δU_T , в зависимости от ответвления, принимаются по таблице 5.1.

Выбрать необходимую величину «добавки» можно из соотношения:

$$\delta U_T = V_{T \text{ доп}} + (\Delta U_{\text{цп-тп}} + \Delta U_T) - V_{\text{цп}}, \quad (5.10)$$

где $U_{\text{цп-тп}}$ – потери напряжения на участке от ЦП до ТП; ΔU_T – потери напряжения на трансформаторе; $V_{\text{цп}}$ – отклонение напряжения в ЦП; $V_{T \text{ доп}}$ – допустимое отклонение напряжения цехового трансформатора, которое определяется из выражения:

$$V_{T \text{ доп}} = V_{\text{ближ эп}} + \Delta U_{\text{тп-ближ эп}}, \quad (5.11)$$

где $V_{\text{ближ эп}}$ – верхний предел допустимых отклонений напряжения у ближайшего к ТП ЭП; $\Delta U_{\text{тп-ближ эп}}$ – потери напряжения от ТП до ближайшего к ТП эп.

Таблица 5.1 – «Добавка», создаваемая цеховым трансформатором

Ответвления	- приближенно	- точно
+5	0	0,25
+2,5	2,5	
0	5,0	5,25
-2,5	7,5	
-5,0	10	10,8

Все расчеты по определению отклонений напряжения на каждом участке цепочки: ЦП – удаленный (мощный) ЭП для всех (двух, трех) режимов работы сети, сводятся в таблицу, по которой строятся эпюры отклонений напряжения для указанной цепочки. Если при этом окажется, что ΔU , % у удаленного ЭП больше допустимого, нужно увеличить сечение проводников.

5.2 Примеры решения задач

Задача 5.1.

Произвести расчёт питающей и распределительной сети по условию допустимой потери напряжения и построить эпюры отклонения напряжения для цепи питания наиболее удалённого электроприёмника от источника питания, для максимального и минимального режима работы потребителей. Исходные данные для расчёта и схема питания приведены на рисунке 5.1. Исходные мощности для расчёта, соответствующие участкам сети:

$$P_{12} = 728 \text{ кВт}; \quad P_{34} = 680 \text{ кВт}; \quad P_{45} = 105 \text{ кВт}; \quad P_{56} = 11,9 \text{ кВт}.$$

$$Q_{12} = 723,3 \text{ кВар}; \quad Q_{34} = 615,8 \text{ кВар}; \quad Q_{45} = 53,84 \text{ кВар}; \quad Q_{56} = 11,3 \text{ кВар}.$$

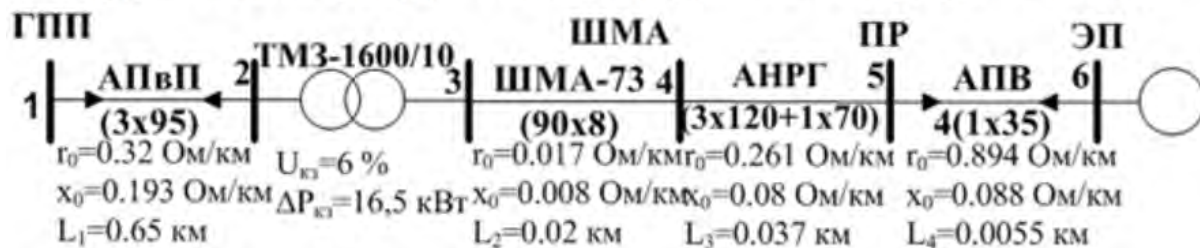


Рисунок 5.1 – Радиальная сеть для расчета отклонения напряжения к примеру 5.1

Решение

Участок 1-2

Потери напряжения на данном участке определим по выражению (5.1). Для этого рассчитаем активное и реактивное сопротивления кабельной линии:

$$R_{12} = r_{01} \cdot l_1 = 0,32 \cdot 0,65 = 0,208 \text{ Ом}; \quad X_{12} = x_{01} \cdot l_1 = 0,193 \cdot 0,65 = 0,125 \text{ Ом}.$$

Определяем потери напряжения на данном участке:

$$U_1 = 10,5 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{12} = \frac{P R_{12} + Q X_{12}}{10 U_H^2} = \frac{728,7 \cdot 0,208 + 723,3 \cdot 0,125}{10 \cdot 10,5^2} = 0,219 \%$$

Определим потери напряжения в вольтах:

$$\Delta U_{12} = 0,219 \frac{10500}{100} = 23,04 \text{ В}.$$

Тогда напряжение в конце данного участка составляет:

$$U_2 = 10500 - 23,04 = 10477 \text{ В}.$$

Участок 2-3

Потери напряжения на участке определяется потерей напряжения на цеховом трансформаторе и определяется по выражению (5.6).

Активная составляющая напряжения короткого замыкания цехового трансформатора определяется по выражению (5.7):

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{нт}} \cdot 100 = \frac{16,5}{1600} \cdot 100 = 1,03 \%$$

$$U_p = \sqrt{(U_{кз}, \%)^2 - (U_a, \%)^2} = \sqrt{(6)^2 - (1,03)^2} = 5,9 \%$$

Коэффициенты мощности для вторичной нагрузки цехового трансформатора определяем по выражению:

$$\cos\varphi_2 = \frac{P_2}{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}} = \frac{728,7}{\sqrt{728,7^2 + 723,3^2}} = 0,71;$$

$$\sin\varphi_2 = \frac{Q_2}{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}} = \frac{723,3}{\sqrt{728,7^2 + 723,3^2}} = 0,70$$

β_T – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы:

$$\beta_T = \frac{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}}{S_{н.тр}} = \frac{\sqrt{728,7^2 + 723,3^2}}{1600} = 0,64.$$

Определяем потери напряжения на цеховом трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta U_T &= \beta_T (U_a \cos\varphi_2 + U_p \sin\varphi_2) + \frac{\beta_T}{200} (U_a \sin\varphi_2 + U_p \cos\varphi_2)^2 = \\ &= 0,64(1,03 \cdot 0,71 + 5,9 \cdot 0,7) + \frac{0,64^2}{200} (1,03 \cdot 0,7 + 5,9 \cdot 0,71)^2 = 2,6 \%. \end{aligned}$$

С учетом потерь в обмотке ВН напряжение ВН будет равно:

$$U_{ВН} = 10477 - 2,6 \frac{10500}{100} = 10204 \text{ В.}$$

Напряжение на низкой стороне с учетом потерь будет составлять:

$$\Delta U_3 = 400 \frac{10208,7}{10500} = 388,9 \text{ В.}$$

Участок 3-4

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления шинпровода ШМА:
 $R_{34} = r_{02} \cdot l_2 = 0,017 \cdot 0,02 = 0,00034 \text{ Ом}; X_{34} = x_{02} \cdot l_2 = 0,008 \cdot 0,02 = 0,00016 \text{ Ом.}$

Так как ПР – это первое ответвление от магистрального шинпровода, то потери на ШМА рассматриваем только на первом участке до ПР. Если бы по схеме соединения до ПР были бы другие ответвления, то потери на ШМА состояли бы из потерь других участков и расчет производили бы по формуле 5.2, 5.3. В нашем случае считаем по формуле 5.1:

$$\Delta U_{34} = \frac{P_{34} R_{34} + Q_{34} X_{34}}{10 U_H^2} = \frac{680 \cdot 0,00034 + 612,8 \cdot 0,00016}{10 \cdot 0,3889^2} = 0,218 \%.$$

Потери напряжения на данном участке в вольтах составляют:

$$\Delta U_{34} = 0,218 \frac{388,9}{100} = 0,847 \text{ В.}$$

Тогда напряжения в конце данного участка составляет:

$$U_4 = 388,9 - 0,847 = 388,05 \text{ В.}$$

Участок 4-5

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления кабеля АНРГ (3×120+1×70):

$$R_{45} = r_{03} \cdot l_3 = 0,261 \cdot 0,037 = 0,009657 \text{ Ом};$$

$$X_{45} = x_{03} \cdot l_3 = 0,008 \cdot 0,037 = 0,000296 \text{ Ом}.$$

Определяем потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{45} = \frac{P_{45} R_{45} + Q_{45} X_{45}}{10 U_{\text{н}}^2} = \frac{105 \cdot 0,009657 + 53,84 \cdot 0,000296}{10 \cdot 0,388^2} = 0,684\%.$$

Потери напряжения на данном участке в вольтах составляет:

$$\Delta U_{45} = 0,684 \frac{388}{100} = 2,65 \text{ В}.$$

Напряжение в конце данного участка составит:

$$U_5 = 388 - 2,65 = 385,35 \text{ В}.$$

Аналогично рассчитываем участок 5-6:

Потери напряжения на данном участке: $\Delta U_{56} = 0,049\%$; потери напряжения в вольтах: $\Delta U_{56} = 0,189 \text{ В}$; напряжение в конце данного участка: $U_6 = 385,19 \text{ В}$.

Расчет минимального режима.

Для определения потоков мощностей минимального режима необходимо воспользоваться характерным суточным графиком электрических нагрузок электромеханического завода, в соответствии с которым минимальная активная мощность $P_{\text{min}} = 0,4 P_{\text{max}}$, а минимальная реактивная мощность $Q_{\text{min}} = 0,65 Q_{\text{max}}$. После этого расчёт повторяется по принципу расчёта максимального режима, но при уменьшенной передаваемой мощности.

Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивления кабельной линии остаётся прежним:

$$R_{12} = r_{01} \cdot l_1 = 0,32 \cdot 0,65 = 0,208 \text{ Ом}; X_{12} = x_{01} \cdot l_1 = 0,083 \cdot 0,65 = 0,125 \text{ Ом}.$$

Определяем потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{12} = \frac{P R_{12} + Q X_{12}}{10 U_{\text{н}}^2} = \frac{728,7 \cdot 0,4 \cdot 0,208 + 723,3 \cdot 0,65 \cdot 0,125}{10 \cdot 10,5^2} = 0,108\%.$$

Определим потери напряжения в вольтах:

$$\Delta U_{12} = 0,108 \frac{10500}{100} = 11,37 \text{ В}.$$

Тогда напряжение в конце данного участка составляет:

$$U_2 = 10500 - 11,37 = 10488,62 \text{ В.}$$

По аналогии рассчитываем другие участки. Результаты расчета сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчета к примеру 5.1

Обозначение участка	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
Марка кабеля сечение, мм ² ; длина, км	АПвП (3x95) 0,65	ТМЗ-1600/10	ШМА-73 (90x8) 0,02	АНРГ(2x 120+1x70) 0,037	АПВ 4(1x35) 0,0055
Сопротивление активное, Ом/км реактивное, Ом/км	0,32 0,083	$S_{\text{ном}} = 1600 \text{ кВА}$ $U_{\text{к}} = 6 \%$ $\Delta P_{\text{кз}} = 16,5 \text{ кВт}$	0,017 0,008	0,261 0,008	0,894 0,088
Нагрузки $P + jQ$ максимальный минимальный режимы	728,7+j723,3 291,48+j470,15	728,7+j723,3 291,48+j470,15	680+j615,8 272+j400,27	105+j 53,84 42+j35	11,9+j11,3 4,76+j7,35
Потери % напряжения максимальный минимальный режимы	0,219 0,108	2,6 1,92	0,618 0,102	0,684 0,272	0,189 0,02

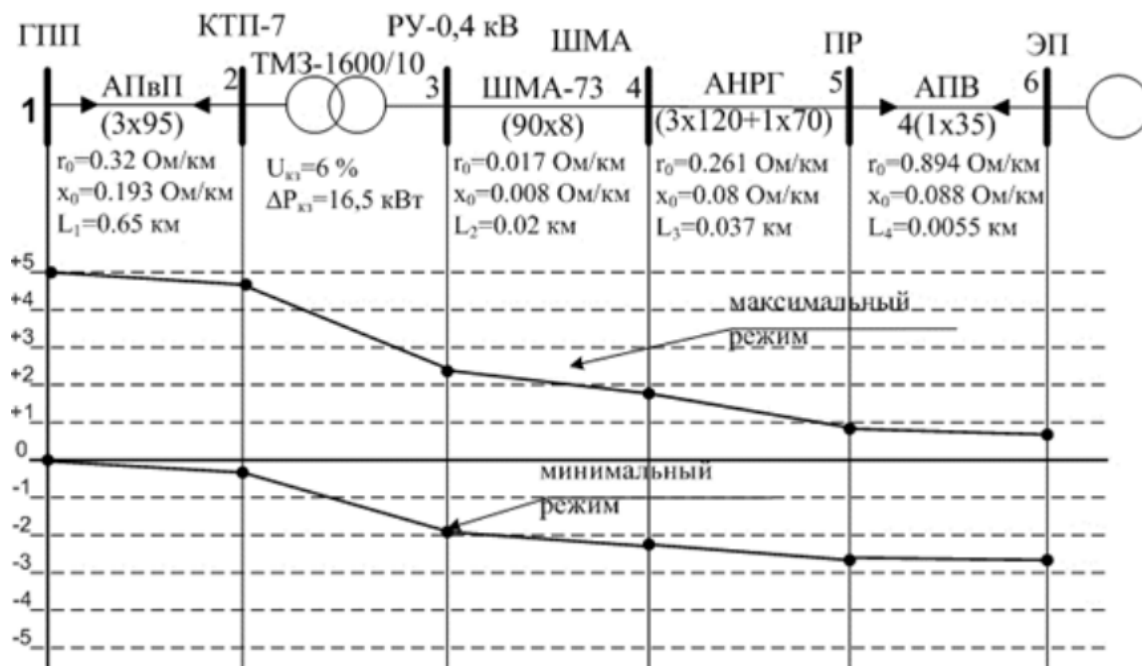


Рисунок 5.2 – Эпюры отклонений напряжения к примеру 5.1

5.3 Индивидуальное практическое задание

Произвести расчёт питающей и распределительной сети по условию допустимой потери напряжения и построить эпюры отклонения напряжения для

цепи питания наиболее удалённого электроприёмника от источника питания, для максимального и минимального режима работы потребителей. Исходные данные для расчёта и схема питания приведены на рисунке 5.1. Исходные мощности для расчёта, соответствующие участкам сети приведены в таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Исходные мощности для расчёта, соответствующие участкам сети

Последняя цифра шифра	P12, кВт Q12, кВАр	P34, кВт Q34, кВАр	Предпоследняя цифра шифра	P45, кВт Q45, кВАр	P56, кВт Q56, кВАр
0	725 721	670 610	0	100 50	11,6 11
1	804 800	750 700	1	150 75	12,2 11,8
2	775 771	725 660	2	130 55	11,9 11,2
3	684 680	630 580	3	80 45	10,8 10,3
4	854 850	800 740	4	170 80	12,7 12,2
5	625 622	575 515	5	75 45	10,1 9,7
6	655 652	600 550	6	75 40	10,5 10
7	705 701	650 600	7	90 45	11,3 10,8
8	750 753	700 650	8	110 55	11,8 11,4
9	825 820	775 715	9	140 70	12,5 11,9

Практическая работа 6

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ НИЖЕ 1000 В

6.1 Общие сведения

С этой целью рассчитываются токи трехфазного короткого замыкания ($I_k^{(3)}$) на выходе защитных аппаратов, токи однофазного КЗ ($I_k^{(1)}$) в конце защищаемой зоны аппараты защиты, ток трехфазного КЗ и ударный (i_y) в начале шинпровода.

Этот расчет в сравнении с расчетом токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ обладает следующими особенностями:

- мощность системы (S_c) принимается бесконечной, т. е. напряжение на шинах цеховых ТП считается неизменным при КЗ в сети до 1 кВ;
- учитываются активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов, сети необходимо учитывать следующие сопротивления:
 - индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей;
 - активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;
 - активные сопротивления различных контактов и контактных соединений;
 - значения параметров синхронных и асинхронных электродвигателей.

При расчетах токов КЗ *рекомендуется* учитывать:

- 1) сопротивление электрической дуги в месте КЗ;
- 2) изменение активного сопротивления проводников короткозамкнутой цепи вследствие их нагрева при КЗ;

3) влияние комплексной нагрузки (электродвигатели, преобразователи, термические установки, лампы накаливания) на ток КЗ, если номинальный ток электродвигателей нагрузки превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока КЗ, рассчитанного без учета нагрузки;

– расчет ведется в именованных единицах, напряжение принимается на 5 % выше номинального напряжения сети ($U = 1,05U_{н\text{ сети}} = 400$ В при $U_{н\text{ сети}} = 380$ В), сопротивления всех элементов схемы замещения выражаются в МОм.

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в кА без учета подпитки от электродвигателей рассчитывают по формуле

$$I_k = I'' = I_\infty = \frac{1,05U_{н\text{ сети}}}{\sqrt{3}Z_\Sigma}, \text{кА}, \quad (6.1)$$

где Z_Σ – суммарное полное сопротивление до точки КЗ, включая сопротивление силового трансформатора, равное:

$$r_T = \frac{P_K U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}^2}, \text{МОм}; \quad (6.2)$$

$$x_T = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}} \sqrt{\left(\frac{U_{КЗ}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{НОМ.Т}}\right)^2}, \text{МОм}, \quad (6.3)$$

где $S_{НОМ.Т}^2$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $\Delta P_{КЗ}$ – потери КЗ в трансформаторе, кВт; $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, В; $U_{КЗ}$ – напряжение КЗ трансформатора, %.

Ударный ток:

$$i_y = K_y \sqrt{2} i_k. \quad (6.4)$$

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока (ТТ) для различных коэффициентов трансформации, катушек автоматов и переходные сопротивления контактов автоматов, рубильников и предохранителей приведены в таблице 6.2.

Эквивалентное индуктивное сопротивление системы, приведенное к ступени низшего напряжения сети, рассчитывается по формуле

$$x_H = x_B \left(\frac{U_{НОМ.НН}}{U_{НОМ.ВН}} \right)^2, \quad (6.5)$$

где x – сопротивление элемента системы электроснабжения высшего напряжения, приведенное к низшему напряжению; x_B – сопротивление элемента систе-

мы электроснабжения высшего напряжения; $U_{\text{ном.нн}}$, $U_{\text{ном.вн}}$ – соответственно номинальные напряжения низшей и высшей ступеней, среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В.

Активное и индуктивное сопротивления кабельных и воздушных линий электропередачи определяется по соотношениям:

$$R_{\text{кл,вл}} = r_0 l, \text{мОм}; \quad X_{\text{кл,вл}} = x_0 l, \text{мОм}, \quad (6.6)$$

где x_0 и r_0 – индуктивное и активное погонное сопротивление проводников, соответственно; l – длина проводников.

Погонное индуктивное сопротивление воздушных линий электропередачи с проводами из цветных металлов зависит от среднего геометрического расстояния между проводами. Его значение приводится в справочной литературе.

Активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока принимают по справочным данным (табл. 6.1).

Автоматические выключатели, рубильники, переходные сопротивления. Сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, рубильников, а также переходные сопротивления контактов и контактных соединений (вставных контактов, болтовых соединений шин и др.) принимают по справочникам и каталогам. Приблизительно сопротивление контактов рекомендуется учитывать следующим образом: 0,1 мОм – для контактных соединений кабелей; 0,01 мОм – для шинопроводов; 1,0 мОм – для коммутационных аппаратов.

Сопротивление реактора

$$x_p = \frac{U_{\text{кз}} \cdot U_{\text{кз}}}{100 \sqrt{3} I_{\text{ном}}}, \text{мОм}, \quad (6.7)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение реактора; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток реактора; $U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания, %. Активное сопротивление реакторов 6(10) кВ мало и в расчетах не учитывается.

Асинхронные двигатели учитываются в том случае, если они непосредственно подключены к месту КЗ короткими ответвлениями до 5–6 м. Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ за первый период от асинхронного двигателя можно приблизительно определить как

$$I_{\text{к двиг}} = \frac{0,9}{X''_{*\text{двиг}}} I_{\text{ндвиг}}, \text{кА}, \quad (6.8)$$

где $X''_{*\text{двиг}} = 0,2$ – относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление двигателя; $I_{\text{ндвиг}}$ – номинальный ток двигателя.

Таблица 6.1 – Значение активных и индуктивных сопротивлений, мОм

Наименование	Активное сопротивление R , мОм	Индуктивное сопротивление X , мОм		Переходное сопротивление контактов примерно, мОм	
Сопротивление катушек максимального тока автоматов при номинальном токе, А	5,5	2,7		1,3	
	50	2,35	1,3		1,0
	70	1,3	0,86		0,75
	100	0,74	0,55		0,65
	140	0,36	0,28		0,6
	200	0,15	0,1		0,4
	400	0,12	0,094		0,25
	600	не учитывается			
	>1000				
Переходное сопротивление рубильников при номинальных токах, А					
	100			0,5	
	200			0,4	
	400			0,2	
	600			0,15	
	1000			0,08	
Сопротивление первичных обмоток ТТ при коэффициенте трансформации	Сопротивление, мОм				
	класса точности				
	1	2	1	2	
	100/5	1,70	0,75	2,70;	0,70
	150 5	0,75	0,33	1,20;	0,30
	2005	0,42	0,19	0,67;	0,17
	3005	0,20	0,08	0,30;	0,08
	400/5	0,11	0,05	0,17;	0,04
	600 5	0,05	0,02	0,07;	0,02
> 1000/5	не учитывается				

Асинхронные двигатели учитываются в том случае, если они непосредственно подключены к месту КЗ короткими ответвлениями до 5–6 м.

Полное мгновенное значение ударного тока КЗ от питающей сети и двигателей составит

$$i_y = \sqrt{2}(K_y I_{\text{к}} + 4,5I_{\text{ндвиг}}) = \sqrt{2}K_y I_{\text{к}} + 6,5I_{\text{ндвиг}}. \quad (6.9)$$

Значение K_y в сетях напряжением до 1 кВ меньше, чем в сетях выше 1 кВ из-за большого активного сопротивления цепи КЗ. Значения K_y можно определить по кривым затухания или расчетом в зависимости от x_{Σ} / r_{Σ} .

В приближенных расчетах при определении i_y на шинах цеховых ТП мощностью 400–1000 кВА можно принимать $K_y = 1,3$, а при более удаленных точках КЗ – $K_y \approx 1,0$.

В соответствии с требованиями ПУЭ к занулению проводимость петли фаза – нуль (КТП –ЭП – КТП) должна быть такой, при которой ток однофазного КЗ на корпус ЭП $I_{кз}^{(1)}$ превышал бы в определенное число раз (k) номинальный ток аппарата защиты сети ($I_{н.вст}, I_{н.расц}$)

$$I_{кз}^{(1)} = k I. \quad (6.10)$$

Значения k приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Кратность тока замыкания в зависимости от вида защитного аппарата

Вид защитного аппарата	Кратность тока КЗ для помещений со средой	
	нормальная	взрывопожароопасная
Плавкий предохранитель $I = I_{н.вст}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 3 I_{н.вст}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 4 I_{н.вст}$
Актом, выключатель с обратно зависимой от тока характеристикой $I = I_{н.расц}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 3 I_{н.расц}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 6 I_{н.расц}$
Автомат только с электромагнитным расц. (отсечкой) без зависимой части характеристики $I = I_{уст.сраб.авт}$	$I_{кз}^{(1)} \geq 1,4 I_{уст.сраб.авт}$ при $I_{на} \leq 100A$ $I_{кз}^{(1)} \geq 1,25 I_{уст.сраб.авт}$ при $I_{на} > 100A$	

Для расчета $I_{кз}^{(1)}$ по ПУЭ рекомендуется следующая упрощенная формула:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_T / 3 + Z_{\Pi}}, \quad (6.11)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети; $Z_T/3$ – сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус. Значение $Z_T/3$ приведены в таблице 6.3

Полное сопротивление петли: фазный – нулевой провод

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_{д} + R_{н} + R_{тт} + R_{а})^2 + (X' + X'' + X_{с} + X_{тт} + X_{а})^2}, \quad (6.12)$$

где $R_{\phi}, R_{н}$ – суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП – ЭП – ТП). Для проводов из цветных металлов R_{ϕ} и $R_{н}$ равны омическому сопротивлению при $f = 50$ Гц ($R = \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{l}{S}$); $R_{д}$ – сопротивление дуги в точке КЗ принимается равным 0,03 Ом; $R_{тт}, X_{тт}$ – активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока

$R_{тг} = 0,00015 \text{ Ом}$; $X_{тг} = 0,00021 \text{ Ом}$; R_a, X_a – активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей; $R_a = 0,0004 \text{ Ом}$, $X_a = 0,00099 \text{ Ом}$; X_c – сопротивление питающей системы, принимается равным $0,0032 \text{ Ом}$ при мощности КЗ системы 100 и 200 МВА; X' – внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, принимается равным $0,6 \text{ Ом/км}$; X'' – внутреннее индуктивное сопротивление проводов зануления. Учитывается только для проводов, выполненных из стали: $X'' = 0,6 \cdot R_{ст}$, где $R_{ст}$ – величина активного сопротивления для различных профилей стали, определяется по кривым.

Таблица 6.3 – Сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус

	При мощности трансформатора, кВА				
	160	250	400	630	1000
$Z_{т/3}$, мОм	54	35	19	14	9

В таблице значения $Z_{т/3}$ приведены к напряжению 400 В при схеме соединения обмоток Δ/Y_0 .

Из рассмотренной методики определения токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ следует: ток КЗ в сети напряжением до 1 кВ определяется сопротивлением (мощностью) трансформатора цеховой ТП, сопротивлениями элементов цеховой электрической сети и переходными сопротивлениями (включая сопротивление дуги в месте КЗ); поскольку цеховые ТП выпускаются комплектными, то все их оборудование (шкафы высокого и низкого напряжений с установленными в них автоматами, трансформаторами тока, шинами и другими элементами) рассчитано на длительный нормальный режим работы и отвечает требованиям устойчивости к токам КЗ в сети низкого напряжения трансформатора данной мощности; если в цеховой электрической сети применяются комплектные магистральные и распределительные шинопроводы, то выбор их по номинальному току позволяет, как правило, удовлетворять и требованиям устойчивости к действию тока КЗ.

Таким образом, во многих случаях отпадает необходимость в проверке оборудования напряжением до 1 кВ на устойчивость к токам КЗ.

Расчет токов КЗ в сети напряжением до 1 кВ является обязательным, если эта сеть выполнена кабелем или проводом в трубах, так как в этом случае необходима проверка сети и защитных аппаратов на термическую и динамическую стойкость, а также обязательно производится проверка цеховой сети 0,38 кВ по условиям срабатывания защиты при однофазных КЗ.

Подробные примеры расчета тока КЗ в сети до 1 кВ приведены.

6.2 Примеры решения задач

Задача 6.1.

Рассчитать токи КЗ в точках сети 0,4 кВ, указанных на рисунке 6.1, при

условии, что сопротивления элементов схемы электроснабжения высшего напряжения до цехового трансформатора составляют $r_{\Sigma 10} = 338 \text{ мОм}$; $x_{\Sigma 10} = 447,9 \text{ мОм}$. Длина шинпровода радиального ШРА до точки К2 $l = 10 \text{ м}$, до точки К3 $l = 20 \text{ м}$; длина шинпровода радиального ШРА до точки присоединения РП1 $l = 15 \text{ м}$, до М1 $l = 20 \text{ м}$; длина кабельной линии до РП1 $l = 10 \text{ м}$, до РП2 $l = 20 \text{ м}$.

Решение

Приводим сопротивления системы высшего напряжения к напряжению 0,4 кВ.

$$x_{\Sigma 10 \text{ в}} = x_{\Sigma 10 \text{ в}} \left(\frac{U_{\text{НОМ.НН}}}{U_{\text{НОМ.ВН}}} \right)^2 = 447,9 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,72 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 10 \text{ в}} = r_{\Sigma 10 \text{ в}} \left(\frac{U_{\text{НОМ.НН}}}{U_{\text{НОМ.ВН}}} \right)^2 = 338 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,62 \text{ мОм}.$$

1. Определяем сопротивление цехового трансформатора:

$$r_{\text{Т}} = \frac{\Delta P_{\text{К}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2} = \frac{12 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,95 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{Т}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{К}}, \%}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{К}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100} \right)^2 - \left(\frac{12,2}{1000} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1000} \cdot 10^6 = 8,23 \text{ мОм}.$$

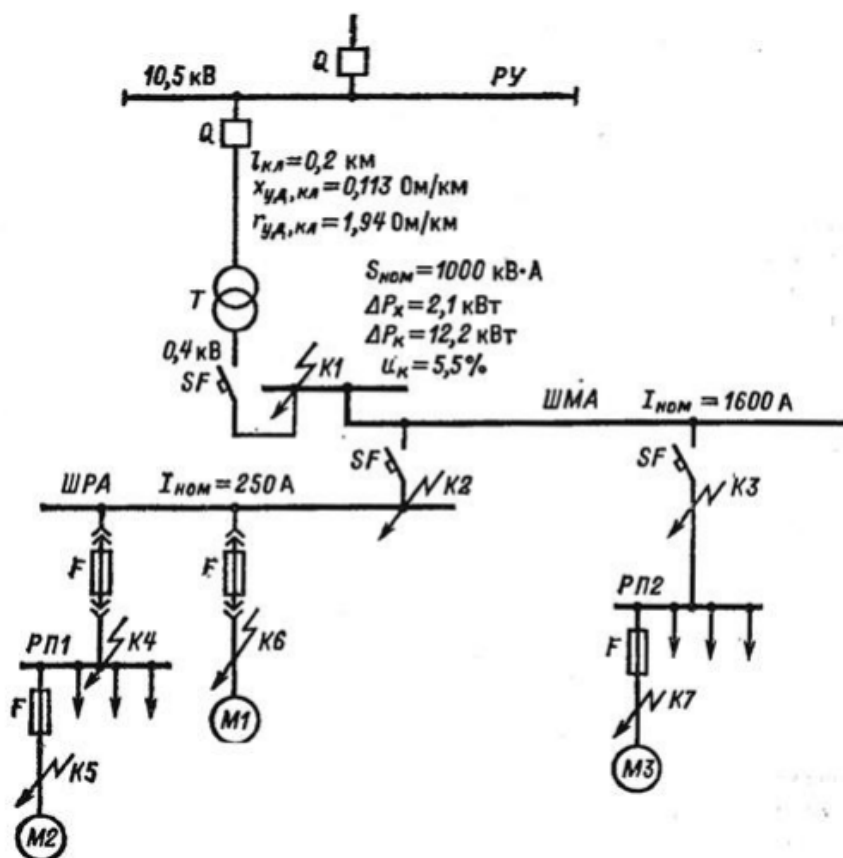


Рисунок 6.1 – Исходная схема для примера 6.1

2. Рассчитываем ток КЗ в точке K_I на вводе низшего напряжения цеховой ТП.

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения высшего напряжения и цехового трансформатора, должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этой цели в расчет вводим добавочное сопротивление, которое на шинах подстанции составляет 15 мОм:

$$r_{\Sigma K_1} = r_{\Sigma 10H} + r_T + r_{доб} = 0,62 + 1,95 + 15 = 17,27 \text{ мОм.}$$

Суммарное реактивное сопротивление равно

$$x_{\Sigma K_1} = x_{\Sigma 10H} + x_T = 0,72 + 8,23 = 9,85 \text{ мОм.}$$

Токи КЗ в точке K_I

$$I_{K_1} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma K_1}^2 + x_{\Sigma K_1}^2}} = \frac{400}{1,73 \cdot 19,5} = 11,85 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке K_I

$$i_y = K_y \sqrt{2} \cdot I_{K_1} = 1 \cdot 1,41 \cdot 11,85 = 16,82 \text{ кА.}$$

Значение K_y определяем по кривой.

Аналогично рассчитываем ток КЗ в других точках цеховой сети. При этом учитываем сопротивления шинопроводов, кабельных линий и переходные сопротивления контактов. Результаты расчетов сведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Результаты расчета к примеру 6.1

Точка	x_{Σ} , мОм	$r_{доб}$, мОм	r_{Σ} , мОм	I_K	i_y
$K2$	9,19	20	22,88	9,38	13,32
$K3$	9,41	20	23,19	9,24	13,11
$K4$	12,34	25	31,03	6,92	9,69
$K3$	13,02	30	55,43	4,06	5,73
$K6$	13,39	25	32,08	6,65	9,45
$K7$	11,45	25	86,4	2,65	3,77

6.3 Индивидуальное практическое задание

Рассчитать токи КЗ в точках сети 0,4 кВ, указанных на рисунке 6.1. Сопротивления элементов $r_{\Sigma 10} = \text{мОм}$; и $x_{\Sigma 10} = \text{мОм}$ схемы электроснабжения вы-

сокого напряжения до цехового трансформатора приведены в таблице 6.3. Длина шинпровода радиального ШРА до точки K_2 $l = м$, до точки K_3 $l = м$; длина шинпровода радиального ШРА до точки присоединения $РП1$ $l = м$, до $M1$ $l = м$; длина кабельной линии до $РП1$ $l = м$, до $РП2$ $l = м$.

Таблица 6.5 – Исходные мощности для расчёта

Последняя цифра шифра	$r_{\Sigma 10}$, мОм $x_{\Sigma 10}$, мОм	l ШРА до K_2 l ШРА до K_3	Предпоследняя цифра шифра	l ШРА до $РП1$ l ШРА до $M1$	l кабельной линии до $РП1$ до $РП2$
0	340 440	20 40	0	12 17	20 40
1	400 540	17 34	1	24 29	12 24
2	440 565	18 36	2	28 33	16 30
3	540 640	16 32	3	30 37	25 45
4	850 950	13 26	4	22 30	19 38
5	625 730	11 22	5	15 20	22 44
6	640 752	14 28	6	25 30	17 35
7	705 801	12 24	7	21 30	12 25
8	750 853	15 30	8	19 29	15 30
9	500 600	10 20	9	17 24	10 20

Практическая работа 7

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ЧИСЛА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

7.1 Общие положения

Цеховые трансформаторы имеют следующие номинальные мощности: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВ·А.

С увеличением мощности трансформаторов растут токи короткого замыкания. Поэтому единичная мощность трансформаторов, питающих электроустановки до 1000 В, ограничивается допустимыми величинами тока короткого замыкания. Считают нецелесообразным применение трансформаторов с вторичным напряжением 0,4 кВ мощностью более 2500 кВ·А. Поэтому предельная мощность трансформаторов, изготавливаемых заводами на напряжение (0,4–0,66) кВ, составляет 2500 кВ·А.

Число типоразмеров трансформаторов должно быть минимальным. Для энергоёмких производств, при значительном количестве цеховых ТП, рекомендуется унифицировать единичные мощности трансформаторов.

Цеховые подстанции могут быть однотрансформаторными и двухтранс-

форматорными.

Выбор числа трансформаторов на ТП зависит от требуемой степени надежности электроснабжения.

Рекомендуется широкое применение однострансформаторных подстанций для питания электроприемников III и даже II категории.

Однострансформаторные КТП можно применить и для питания электроприемников I категории, если их мощность не превышает 15–20 % мощности трансформатора и возможно резервирование подстанций на вторичном напряжении переключателями с АВР.

Двухтрансформаторные цеховые подстанции применяют при преобладании электроприемников I и II категории и в энергоемких цехах при удельной мощности нагрузки выше $0,5 \div 0,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$.

Двухтрансформаторные КТП используют для питания электроприемников любой категории по надежности электроснабжения в следующих случаях:

- суточный или годовой график нагрузки цеха очень неравномерен (например, односменная работа цеха, когда выгодно в ненагруженные часы отключать один трансформатор);
- возможен дальнейший быстрый рост нагрузки;
- удельная мощность нагрузки не менее $0,4 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$.

Питание электроприемников I категории следует предусматривать от двухтрансформаторных и трехтрансформаторных подстанций. Трехтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в тех случаях, когда имеется возможность примерно равномерно распределить подключаемую нагрузку по секциям распределительного устройства до 1 кВ подстанции. Также более двух трансформаторов используют для питания цеховых ЭП при необходимости отдельного питания силовой и осветительной нагрузки цеха; если имеются мощные ЭП, требующие блочного питания, или нагрузка цеха превышает нагрузочную способность двухтрансформаторной КТП с трансформаторами мощностью 2500 кВ·А (приблизительно $> 3500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$). Цеховые ТП с количеством трансформаторов более двух используют только при надлежащем обосновании необходимости их применения.

При выборе числа и мощности трансформаторов цеховых ТП рекомендуется:

- устанавливать трансформаторы одинаковой мощности;
- по возможности, применять трансформаторы мощностью более 1000 кВ·А при наличии группы ЭП большой мощности (например, электропечей) или значительного числа однофазных ЭП, а также при наличии ЭП с частыми пиками нагрузок (например, электросварочных установок) и в цехах с высокой плотностью нагрузки;
- стремиться к возможно большей однотипности трансформаторов цеховых ТП;
- выбирать при двухтрансформаторных ТП, а также при однострансформаторных ТП с магистральной схемой электроснабжения мощность каждого трансформатора с таким расчетом, чтобы при выходе из работы одного транс-

форматора оставшийся в работе мог нести всю нагрузку потребителей I и II категории, потребители III категории временно отключаются. В этом случае при загрузке трансформатора на 0,7 его номинальной мощности при отключении одного из них на ТП оставшийся в работе трансформатор будет загружен до 1,4.

Количество цеховых ТП непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 6÷20 кВ и внутривозовские и цеховые электрические сети. Так, при уменьшении числа ТП (т. е. при увеличении их единичной номинальной мощности) уменьшается число ячеек РУ, суммарная длина линий и потери электроэнергии и напряжения в сетях 6÷20 кВ, но возрастает стоимость сетей напряжением 0,4 кВ и потери в них. Увеличение числа ТП, наоборот, снижает затраты на цеховые сети, но увеличивает число ячеек РУ 6÷20 кВ и затраты на сети напряжением 6÷20 кВ. При некотором количестве трансформаторов с номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}$ можно добиться минимума приведенных затрат при обеспечении заданной степени надежности электроснабжения. Такой вариант будет являться оптимальным, и его следует рассматривать как окончательный.

Номинальные мощности трансформаторов ($S_{\text{ном.т}}$) определяются плотностью нагрузки цехов и выбираются, как правило, одинаковыми для всей группы цехов, исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого резервирования в послеаварийном режиме.

При выборе числа и мощности ЦТП одновременно решают вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат в два последовательных расчетных этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
2. Определяют дополнительную мощность конденсаторных батарей с целью снижения потерь в трансформаторах и линиях напряжением 6/10 кВ.

Суммарная расчетная мощность батарей ниже 1000 В равна

$$Q_{\text{бк,н}} = Q_{\text{бк,н1}} + Q_{\text{бк,н2}}, \quad (7.1)$$

где $Q_{\text{бк,н1}}$ и $Q_{\text{бк,н2}}$ – суммарные мощности батарей, определённые на двух указанных этапах расчёта.

Реактивная расчётная мощность батарей распределяется между трансформаторами цеха пропорционально их реактивным нагрузкам.

Минимальное возможное число цеховых трансформаторов N_{min} одинаковой мощности $S_{\text{ном.тр}}$, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяется по формуле

$$N = \frac{P_{\text{расч.н}}}{\beta_{\text{тр}} S_{\text{ном.тр}}} + \Delta N, \quad (7.2)$$

где $P_{\text{расч.н}}$ – суммарная расчётная активная нагрузка с учётом освещения всех цехов подведённая к трансформаторам в сети ниже 1000 В; $S_{\text{ном.тр}}$ – принятая номинальная мощность одного трансформатора; $\beta_{\text{тр}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов; ΔN – добавка до ближайшего большего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов рассчитывается по формуле

$$N_{\text{тр.эк}} = N_{\text{мин}} + m, \quad (7.3)$$

где m – дополнительное число трансформаторов.

Экономически оптимальное число трансформаторов определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учётом постоянных составляющих капитальных затрат:

$$z^* = \beta_{\text{тр}} \cdot (z_{\text{нк}} - z_{\text{вк}}) / z_{\text{тп}} = \beta_{\text{тр}} \cdot z_{\text{тп}}^*, \quad (7.4)$$

где $z_{\text{нк}}$, $z_{\text{вк}}$, $z_{\text{тп}}$ – соответственно усредненные приведённые затраты на низковольтные конденсаторные батареи НК, батареи конденсаторов выше 1000 В ВК и цеховую трансформаторную подстанцию.

При известных удельных затратах, формирующих значение $z_{\text{тп}}^*$, оптимальное количество трансформаторов рекомендуется определять по кривым рисунка 7.1.

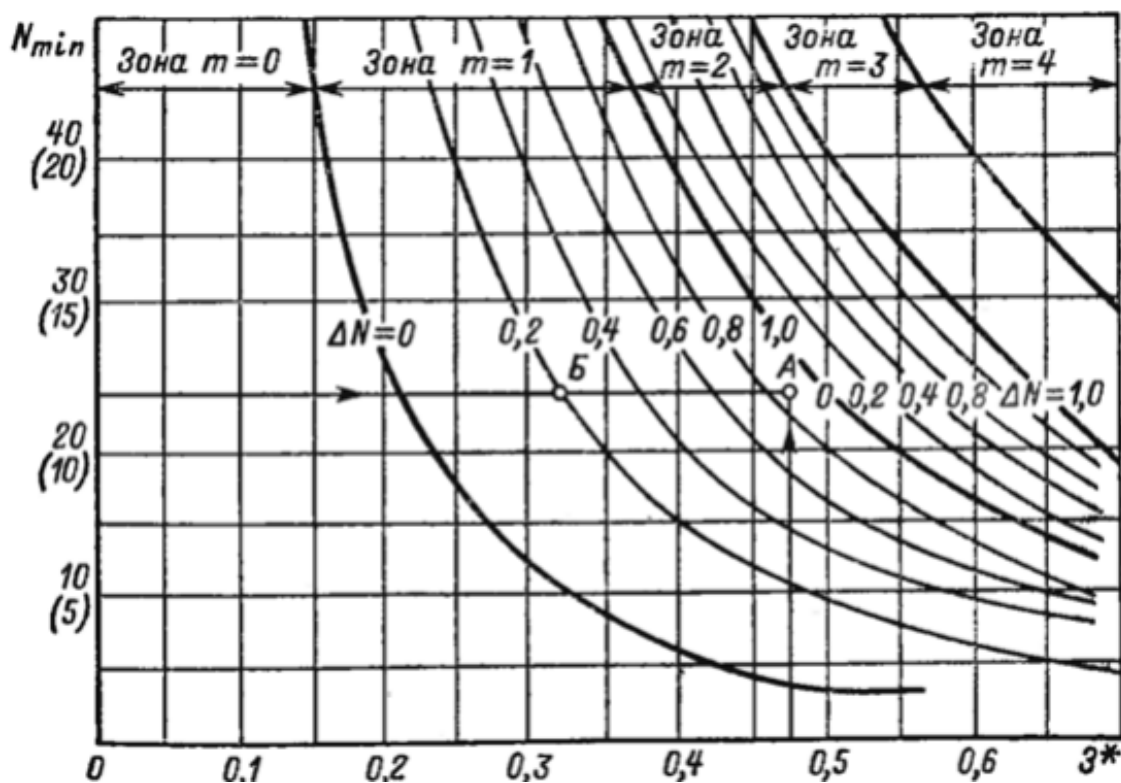
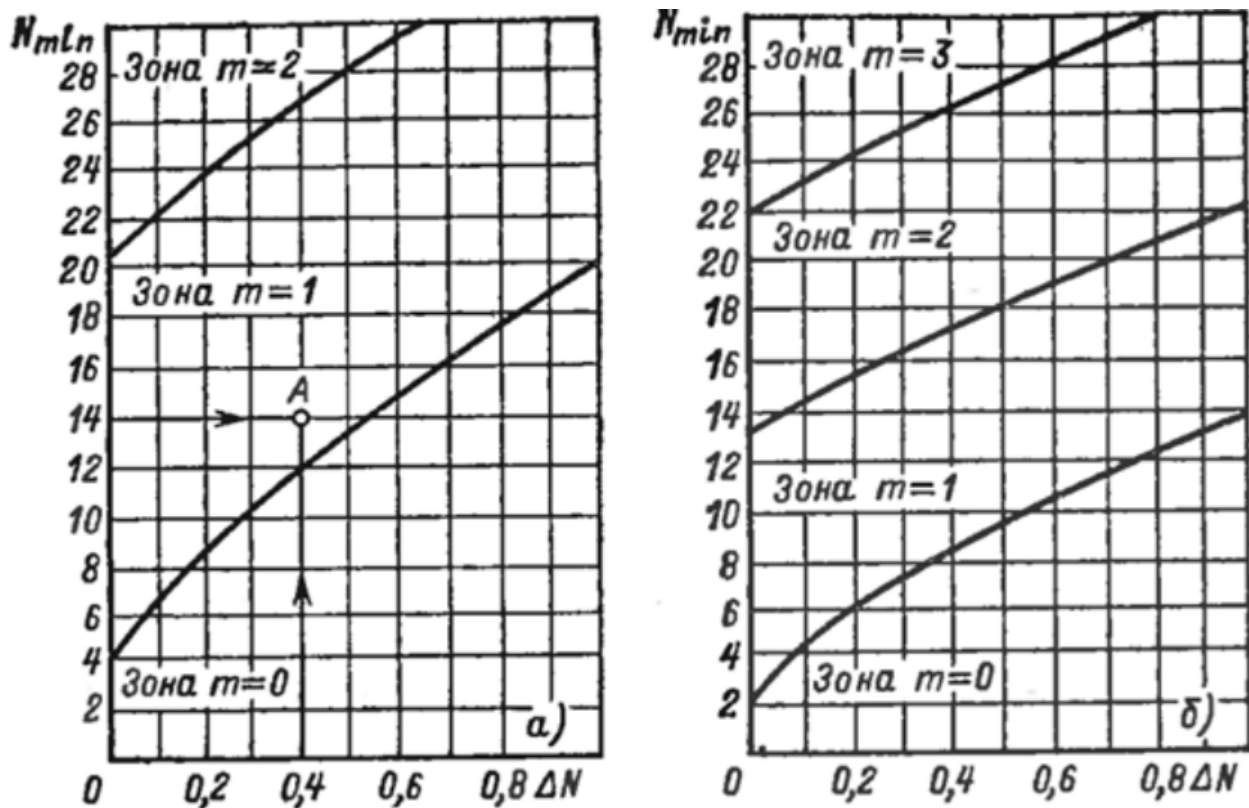


Рисунок 7.1 – Кривые определения дополнительного числа трансформаторов по фактическим $z_{\text{тп}}^*$ при $\beta_{\text{тр}} = 0,7 \div 0,8$ (значения $N_{\text{мин}}$ в скобках для $\beta_{\text{тр}} = 0,9 \div 1,0$)

Если расчётная точка $A(N_{\text{тр.мин}}, Z_{\text{тр}}^*)$, лежащая в зоне t графика, оказалась правее границы точки $B(N_{\text{тр.мин}}, N)$ этой же зоны, отвечающей ранее принятой величине N , то к $N_{\text{тр.мин}}$ прибавляется число m , в противном случае – число $(m - 1)$. При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчётов допускается принимать $Z_{\text{мс}}^* = 0,5$ и $N_{\text{тр.эк}}$ определять в зависимости от $t(N_{\text{тр.мин}}, N)$ по рисунку 7.2.



$$a - \beta_{\text{тр}} = 0,7 \div 0,8; \quad б - \beta_{\text{тр}} = 0,9 \div 1,0$$

Рисунок 7.2 – Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов

При тех трансформаторах и менее номинальную мощность трансформатора выбирают исходя из наибольшей расчётной активной нагрузки ниже 1000 В $P_{\text{расч.н}}$ по условию:

$$S_{\text{ном.тр}} > \frac{P_{\text{расч.н}}}{\beta_{\text{тр}} N}. \quad (7.5)$$

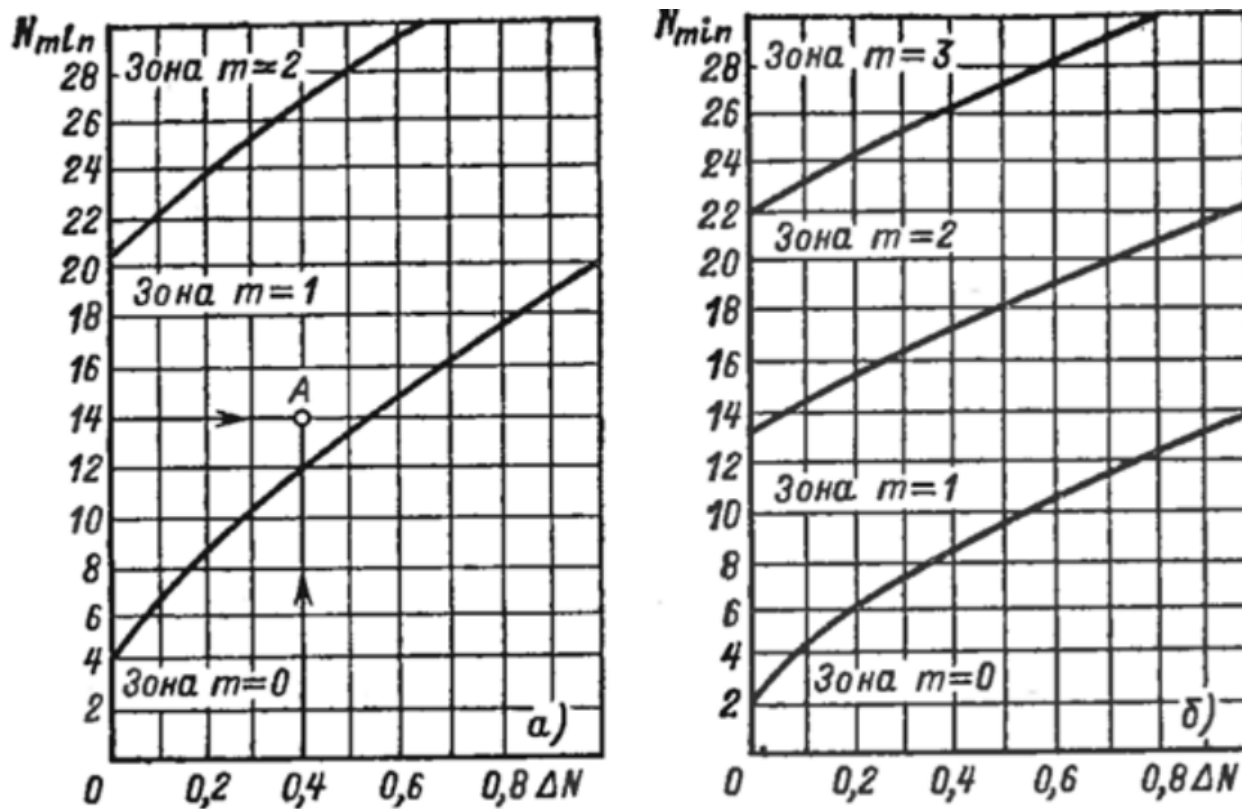
По выбранному количеству трансформаторов определяют наибольшую располагаемую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В:

$$Q_{\text{мах.тр}} = \sqrt{(N_{\text{тр.эк}} \beta_{\text{тр}} S_{\text{ном.тр}})^2 - P_{\text{расч.н}}^2}. \quad (7.6)$$

Суммарная мощность батарей ниже 1000 В для данной группы трансформаторов составит:

$$Q_{\text{бк,н1}} = Q_{\text{расч,н}} - Q_{\text{мах.тр}}, \quad (7.7)$$

где $Q_{\text{расч,н}}$ – суммарная расчётная реактивная нагрузка ниже 1000 В.



$$a - \beta_{\text{тр}} = 0,7 \div 0,8; \quad б - \beta_{\text{тр}} = 0,9 \div 1,0$$

Рисунок 7.2 – Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов

Если окажется, что $Q_{\text{бк,н1}} < 0$, то по первому этапу расчёта установка низковольтных БК не требуется (мощность $Q_{\text{бк,н1}}$ в (7.1) принимается равной нулю).

7.2 Индивидуальное практическое задание

Выбор количества и мощности цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности, выполняется для цеха электропитание которого разрабатывается в проекте в соответствии с индивидуальным заданием на курсовое проектирование по дисциплине «Электропитание промышленных предприятий».

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Радкевич, В. Н. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие / В. Н. Радкевич, В. Б. Козловская, И. В. Колосова. – Минск : ИВЦ Минфина, 2015. – 589 с.
2. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин. – Москва : Интермет – Инжиниринг, 2005. – 671 с.
3. Гужов, Н. П. Системы электроснабжения / Н. П. Гужов, В. Я. Ольховский, Д. А. Павлюченко. – Ростов на Дону : Феникс, 2011. – 382 с.
4. Основы современной энергетики : учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлениям подготовки «Теплоэнергетика», «Электроэнергетика», «Энергомашиностроение» : в 2-х томах. Т. 2 : Современная электроэнергетика / И. М. Бортник [и др.] ; под общ. ред. Е. В. Амелистова. – 6-е изд., перераб. и доп. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. – 677 с.

ИНФОРМАЦИЯ О ДОСТУПЕ К ВИРТУАЛЬНОЙ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ СРЕДЕ УО «ВГТУ» И ЭЛЕКТРОННЫМ РЕСУРСАМ КАФЕДРЫ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

Для удобства работы и развития навыков в работе с удаленными ресурсами студентам рекомендуется использовать материалы по учебной дисциплине, размещенные в виртуальной образовательной среде УО «ВГТУ» (sdo.vstu.by) и на сайте кафедры теплоэнергетики.

Учебное издание

Электроснабжение промышленных предприятий

Методические указания
по выполнению лабораторных работ

Составители:

Дрюков Василий Васильевич
Жерносек Сергей Васильевич
Мовсеян Владимир Юрьевич

Редактор *А.В. Пухальская*
Корректор *А.В. Пухальская*
Компьютерная верстка *О.С. Герасимова*

Подписано к печати 26.06.2023. Формат 60x90^{1/16}. Усл. печ. листов 3,6.
Уч.-изд. листов 4,5. Тираж 2 экз. Заказ № 169.

Учреждение образования «Витебский государственный технологический университет»
210038, г. Витебск, Московский пр., 72.

Отпечатано на ризографе учреждения образования

«Витебский государственный технологический университет».

Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 1/172 от 12 февраля 2014 г.

Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 3/1497 от 30 мая 2017 г.

Учебное издание

Электроснабжение промышленных предприятий

Методические указания
по выполнению лабораторных работ

Составители:

Дрюков Василий Васильевич
Жерносек Сергей Васильевич
Мовсеян Владимир Юрьевич

Редактор *А.В. Пухальская*
Корректор *А.В. Пухальская*
Компьютерная верстка *О.С. Герасимова*

Подписано к печати 26.06.2023. Усл. печ. листов 3,6.
Уч.-изд. листов 4,5. Заказ № 170.

Учреждение образования «Витебский государственный технологический университет»
210038, г. Витебск, Московский пр., 72.

Отпечатано на ризографе учреждения образования
«Витебский государственный технологический университет».
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 1/172 от 12 февраля 2014 г.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 3/1497 от 30 мая 2017 г.