



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

Т. В. Алфёрова, В. В. Бахмутская

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

ПРАКТИКУМ

для студентов специальности 1-43 01 03

«Электроснабжение (по отраслям)»

дневной и заочной форм обучения

*Учебное электронное издание
комбинированного распространения*

Гомель 2022

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.281.1я73
А53

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 3 от 30.11.2021 г.)*

Рецензент: декан заочного факультета учреждения образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» канд. техн. наук,
доц. *Ю. А. Рудченко*

Алфёрова, Т. В.
А53 Системы электроснабжения : практикум для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» днев. и заоч. форм обучения / Т. В. Алфёрова, В. В. Бахмутская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2022. – 75 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; диск-код CD-ROM ; мышь ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-503-9.

Представлены основные методы расчетов и даны соответствующие примеры, приведены необходимые справочные данные и разработаны варианты индивидуальных заданий по расчету электрических сетей до 1 кВ. Изложена система основных и функционально определяемых показателей, характеризующих электрическое хозяйство. Рассмотрены вопросы схемного построения электрических сетей, методика расчета потерь мощности, энергии и напряжения, а также выбора защитных аппаратов, про-водников и электрических устройств систем электроснабжения.

Для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.281.1я73

ISBN 978-985-535-503-9

© Алфёрова Т. В., Бахмутская В. В., 2022
© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2022

Оглавление

Введение.....	4
<i>Практическое занятие 1. Определение основных и функционально определяемых показателей, характеризующих электрические хозяйства потребителей.....</i>	6
<i>Практическое занятие 2. Схемное построение электрических сетей систем электроснабжения на напряжении до 1 кВ.....</i>	11
<i>Практическое занятие 3. Расчет потерь мощности и электроэнергии в линиях электропередач систем электроснабжения</i>	17
<i>Практическое занятие 4. Расчет потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах.....</i>	23
<i>Практическое занятие 5. Определение расхода электроэнергии</i>	28
<i>Практическое занятие 6. Расчет электрических сетей на отклонение напряжения</i>	33
<i>Практическое занятие 7. Выбор предохранителей и магнитных пускателей.....</i>	39
<i>Практическое занятие 8. Выбор автоматических выключателей</i>	44
<i>Практическое занятие 9. Выбор сечений проводов и кабелей в электрических сетях напряжением до 1 кВ по условию допустимого нагрева</i>	48
<i>Практическое занятие 10. Выбор сечений проводов и кабелей в электрических сетях напряжением до 1 кВ по допустимой потере напряжения в сетях постоянного тока (однофазные сети).....</i>	56
<i>Практическое занятие 11. Выбор сечений проводов и кабелей в электрических сетях напряжением до 1 кВ по допустимой потере напряжения в сетях переменного тока.....</i>	59
<i>Практическое занятие 12. Расчет троллейных линий</i>	63
<i>Практическое занятие 13. Выбор магистральных шинопроводов</i>	68
<i>Практическое занятие 14. Выбор распределительных шинопроводов.....</i>	70
Литература	74

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения представляет собой совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей и электроприемников электрической энергией. Под электроустановками понимается совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид. Система электроснабжения является подсистемой электроэнергетической системы и одновременно составной частью электрического хозяйства субъекта хозяйствования (потребителя).

Системы электроснабжения классифицируются на системы внешнего и внутреннего электроснабжения. Системы внешнего электроснабжения обеспечивают передачу электроэнергии от электроэнергетических систем к пунктам приема ее у субъектов хозяйствования (потребителей). Системы внутреннего электроснабжения обеспечивают непосредственное питание электроприемников, потребителей (субъектов хозяйствования) и в значительной степени определяются конкретным технологическим оборудованием, выполняемой работой.

Основу систем электроснабжения составляют электрические сети различных напряжений – совокупность линий электропередачи и подстанций. Часть задач, относящихся к формированию общих принципов построения систем электроснабжения, рассматриваются в дисциплине «Системы электроснабжения», а остальные, относящиеся к системам внутреннего электроснабжения и определяемые конкретной отраслью в дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» (для специализации 1-43 01 03 01 «Электроснабжение промышленных предприятий»).

Целью изучения дисциплины является формирование необходимых знаний о построении и функционировании систем электроснабжения, эффективной их эксплуатации.

Задачами изучения дисциплины является приобретение студентами навыков и умений самостоятельно проектировать, в том числе рассчитывать и выбирать элементы систем электроснабжения, разрабатывать мероприятия, обеспечивающие повышение эффективности передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Системы электроснабжения сооружаются для обеспечения потребителей и электроприемников электроэнергией в необходимом количестве и требуемого качества. Надежное и экономичное обеспечение электроэнергией является важной народнохозяйственной задачей, решение которой во многом зависит от высококвалифицированных специалистов в области систем электроснабжения.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

Определение основных и функционально определяемых показателей, характеризующих электрические хозяйства потребителей

Электрическое хозяйство предприятия может быть охарактеризовано с помощью ряда электрических показателей, которые можно условно разделить на основные и функционально определяемые.

К основным электрическим показателям относятся:

- общее годовое потребление электроэнергии W ;
- максимальная получасовая потребляемая мощность P_{\max} ;
- общий для предприятия коэффициент спроса K_c ;
- общее количество электродвигателей, установленных на предприятии N_d ;
- средняя мощность одного электродвигателя $P_{\text{срд}}$;
- электровооруженность труда ω_t ;
- производительность труда электротехнического персонала $\omega_э$.

Показатели W и P_{\max} определяются на основе приборного учета электроэнергии и называются параметрами электропотребления.

Величина W определяется по показаниям электрических счетчиков и фиксируется в формах годовой статистической отчетности предприятия.

Под максимальной нагрузкой P_{\max} понимается наибольшее среднее значение активной мощности нагрузки за произвольный получасовой интервал времени. При наличии на предприятии автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) величина P_{\max} принимается как большее значение из получасовых максимальных нагрузок за сутки, зафиксированных в течение года.

При отсутствии АСКУЭ максимальная получасовая нагрузка определяется приближенно по выражению

$$P_{\max} = \frac{W}{\Delta t}, \quad (1.1)$$

где W – наибольший получасовой расход электроэнергии в квартале максимальной нагрузки предприятия, кВт · ч; Δt – интервал осреднения нагрузки, $\Delta t = 0,5$ ч.

Значение P_{\max} в часы максимума энергосистемы оговаривается в договоре на пользование электроэнергией и называется заявленным максимумом нагрузки для предприятия.

Значение P_{\max} определяется для всех уровней СЭС, начиная от электроприемника, групп электроприемников и предприятия в целом.

Коэффициент спроса для предприятия в целом определяется по выражению

$$K_c = \frac{P_{\max}}{P_{\text{уст}}}. \quad (1.2)$$

При определении значения N_d учитываются установленные на предприятии электродвигатели, имеющие номинальную мощность $P_{\text{д.ном}} > 0,25$ кВт.

Средняя мощность электродвигателя (условный электродвигатель) определяется по следующему выражению:

$$P_{\text{ср.д}} = \frac{P_{\text{д.у}}}{N_d}, \quad (1.3)$$

где $P_{\text{д.у}}$ – суммарная номинальная мощность установленных электродвигателей.

Значения N_d и $P_{\text{д.у}}$ для действующих промышленных предприятий можно принять по данным графика планово-предупредительных ремонтов оборудования. На стадии проектирования электроснабжения эти характеристики находятся расчетным путем.

Электровооруженность труда характеризует обеспеченность электроэнергией живого труда на предприятии, отражает уровень его технической оснащенности и определяется по формуле

$$\omega_T = \frac{W}{\text{Ч}_\phi}, \quad (1.4)$$

где Ч_ϕ – среднесписочная фактическая численность промышленно-производственного персонала за отчетный год, человек.

Повышение электровооруженности труда за счет применения энергосберегающих технологий приводит к росту производительности труда на предприятии.

Производительность труда электротехнического персонала определяется по выражению

$$\omega_3 = \frac{W}{\mathcal{C}_3}, \quad (1.5)$$

где \mathcal{C}_3 – численность всего электротехнического персонала на предприятии, включая электротехническую лабораторию, человек.

К функционально определяемым электрическим показателям относятся:

- годовое время использования максимума нагрузки T_{\max} ;
- среднегодовая активная нагрузка предприятия P_c ;
- суммарная номинальная мощность электродвигателей $P_{д.}$;
- установленная мощность электроприемников P_y ;
- среднегодовой коэффициент использования $K_{и.}$;
- коэффициент максимума по активной мощности $K_{\max.}$;
- коэффициент заполнения годового графика нагрузки по активной мощности $K_{з.г.}$;
- коэффициент технологической нагрузки $K_{т.}$

Годовое время использования максимальной нагрузки для действующих предприятий определяется по формуле

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}}. \quad (1.6)$$

Среднегодовая активная нагрузка предприятия при условии, что год в технических расчетах содержит 8760 ч, вычисляется по выражению

$$P_c = \frac{W}{8760}. \quad (1.7)$$

Суммарная номинальная мощность (установленная мощность) электродвигателей, применяемых на предприятии, вычисляется по формуле

$$P_{д.у} = \sum_{i=1}^{N_{д.}} P_{д.ном_i}, \quad (1.8)$$

где $P_{д.ном_i}$ – номинальная мощность i -го электродвигателя; $N_{д.}$ – количество электродвигателей с номинальной мощностью $P_{д.ном} \geq 0,25$ кВт на предприятии.

Установленная мощность электроприемников P_y определяется как сумма номинальных мощностей силовых и осветительных электроприемников (электродвигателей, электросварочных машин и аппаратов, электротермических установок, электролизеров и т. д.):

$$P_y = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}_i}, \quad (1.9)$$

где $P_{\text{ном}_i}$ – номинальная мощность i -го приемника электроэнергии; n – количество электроприемников на предприятии.

Среднегодовой коэффициент использования предприятия вычисляется по формуле

$$K_{\text{и}} = \frac{W_{\text{с.и}}}{t_{\text{см}} \sum P_{\text{ном}_i}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_y}. \quad (1.10)$$

Коэффициент максимума нагрузки по активной мощности показывает во сколько раз максимальная нагрузка больше средней за год:

$$K_{\text{м}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}}. \quad (1.11)$$

Коэффициент заполнения годового графика нагрузки по активной мощности может вычисляться по следующим выражениям:

$$K_{\text{з.г}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{max}}} = \frac{1}{K_{\text{max}}} = \frac{T_{\text{max}}}{8760}. \quad (1.12)$$

Коэффициент технологической нагрузки определяется по формуле

$$K_{\text{м}} = \frac{P_y}{P_{\text{д.у}}}. \quad (1.13)$$

ЗАДАНИЕ 1

Определить показатели, характеризующие электрическое хозяйство предприятия. Годовой график нагрузки предприятия, %, представлен на рисунке 1.1. Исходные данные приведены в таблицах 1.1–1.5.

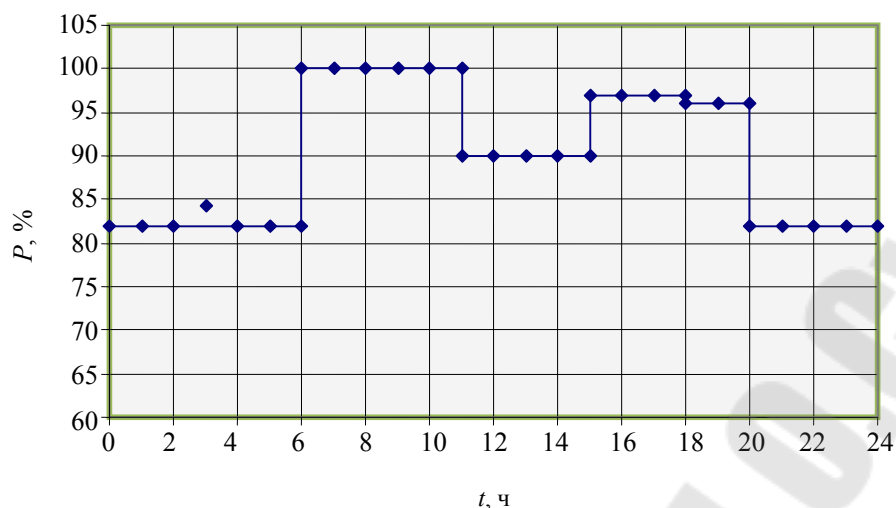


Рисунок 1.1 – Годовой график нагрузки предприятия

Таблица 1.1 – Данные по установленной мощности предприятий

Значение	Номер варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$P_{уст}, \text{МВт}$	150	120	10	200	15	60	40	70	90	50	80	180	25	30	60

Продолжение таблицы 1.1

Значение	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$P_{уст}, \text{МВт}$	80	20	40	90	75	30	80	50	60	40	60	70	25	30	10

Таблица 1.2 – Данные по установленной мощности электродвигателей

Значение	Номер варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$P_{уст}, \%$	50	20	40	20	55	60	40	70	90	50	80	80	55	30	60

Продолжение таблицы 1.2

Значение	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$P_{уст}, \%$	80	40	40	90	75	30	80	50	60	40	60	70	65	30	40

Таблица 1.3 – Данные по количеству электродвигателей

Значение	Номер варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$N, \text{шт.}$	150	120	140	120	155	160	140	170	190	250	180	280	255	230	160

Продолжение таблицы 1.3

Значение	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$N, \text{шт.}$	280	240	240	390	275	230	180	250	160	240	260	170	265	230	140

Таблица 1.4 – Среднесписочная фактическая численность промышленно-производственного персонала за отчетный год

Значение	Номер варианта									
	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Ч _ф , чел.	1450	1520	640	420	555	660	440	570	690	450

Продолжение таблицы 1.4

Значение	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
Ч _ф , чел.	580	680	455	530	660	480	540	640	1190	1275

Продолжение таблицы 1.4

Значение	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>
Ч _ф , чел.	1230	880	950	760	840	960	570	865	630	440

Таблица 1.5 – Численность электротехнического персонала за отчетный год

Значение	Номер варианта														
	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>
Ч _э , чел.	145	152	64	42	55	66	44	57	69	45	58	68	45	53	66

Продолжение таблицы 1.5

Значение	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>
Ч _э , чел.	40	50	32	39	27	23	18	25	16	24	26	17	26	23	14

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 2

Схемное построение электрических сетей систем электроснабжения на напряжении до 1 кВ

Условная схема электроснабжения современного промпредприятия включает следующие уровни (ступени) (рисунок 2.1):

- *первый уровень (1УР)* – отдельные электроприемники – аппараты, механизмы, установки, агрегаты (станки) и т. п.;
- *второй уровень (2УР)* – шины распределительных щитов (РЩ) и распределительных пунктов (РП) напряжением до 1 кВ переменного и до 1,5 кВ постоянного тока, шкафов силовых (ШС);
- *третий уровень (3УР)* – шины щитов низкого напряжения трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ или трансформаторов;
- *четвертый уровень (4УР)* – шины подстанций 10 (6) кВ или распределительных пунктов 10 (6) кВ;

- *пятый уровень (5УР)* – шины главной понизительной подстанции (ГПП) или подстанции глубокого ввода (ПГВ);
- *шестой уровень (6УР)* – граница раздела балансовой ответственности предприятия и энергоснабжающей организации.

Структура сети электроснабжения цеха выглядит следующим образом: цеховая трансформаторная подстанция 3УР с низшим напряжением до 1 кВ, к которой присоединена внутрицеховая сеть (электрически связанные уровни 1УР, 2УР и 3УР находятся в одном производственном здании).

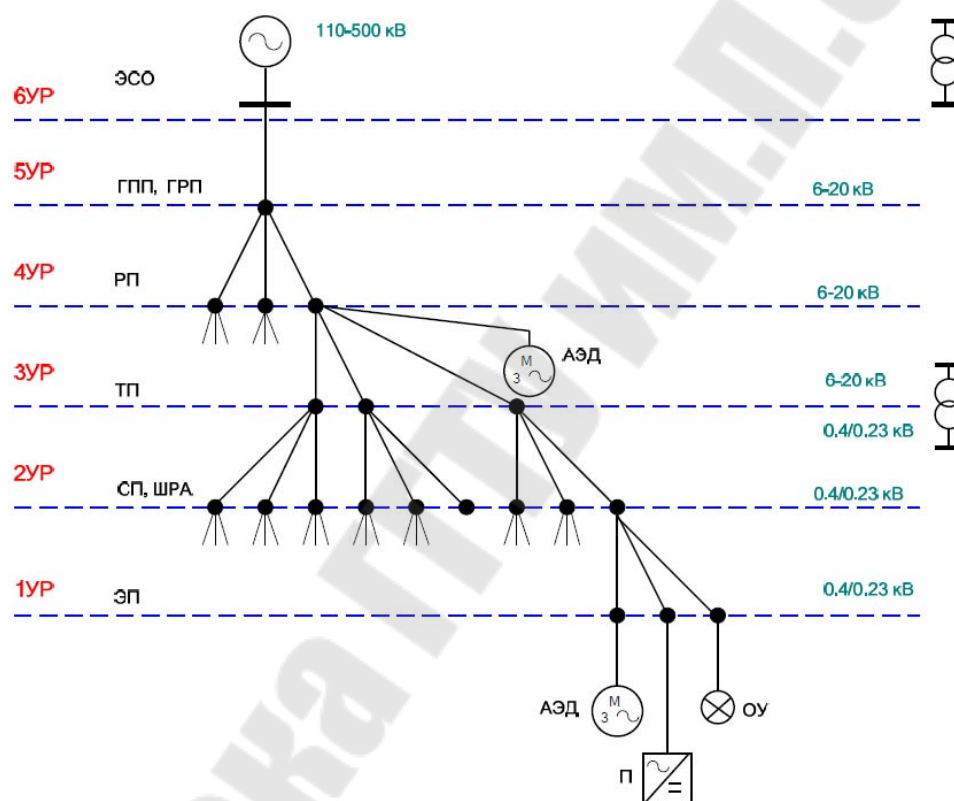


Рисунок 2.1 – Условная схема электроснабжения промпредприятия

Важным параметром, влияющим на выбор элементов сети и экономичность режимов, является напряжение сети, которое определяется номинальным напряжением электроприемника.

Выбирают электроприемники в технологической части проекта, поэтому для электроснабжения они выступают как исходные данные.

Существует ряд рекомендаций по выбору напряжения сети до 1 кВ.

Питание электроприемников осуществляется напряжением 12, 36, 230, 400 и 690 В.

Для электроснабжения производственных установок на напряжении до 1 кВ наибольшее распространение получили трехфазные пятипроводные и четырехпроводные системы напряжением 400/230 В (в старых установках – 380/220 В). Они позволяют питать электроприемники, включенные на фазное и междуфазное напряжение. Указанные системы применяются во всех случаях, если этому не препятствуют местные условия.

Максимальная мощность единичного трехфазного электроприемника в сети напряжением 400/230 В не должна превышать величины, допускающей использование контакторов на силу тока 630 А (примерно 436 кВ · А).

Напряжение 690/400 В (при режиме глухозаземленной нейтрали получаем два уровня напряжения для включения однофазных ЭП) целесообразно:

- для предприятий с большой удельной плотностью электрических нагрузок, что вызвано необходимостью по технологическим условиям отдалять подстанции ЗУР от электроприемников до 1 кВ;
- при наличии большого количества двигателей в диапазоне более 100 до 630 кВт.

Напряжение 690/400 В считается перспективным даже с учетом установки отдельного трансформатора для питания осветительной нагрузки.

Напряжение 400/230 В является наиболее распространенным, так как позволяет без дополнительной трансформации питать силовую нагрузку напряжением 400 В, а осветительную и бытовую однофазную – напряжением 230 В.

Система напряжением 690/400 В по сравнению с 400/230 В снижает затраты на кабельную сеть примерно на 25 %, а потери электроэнергии – на 30–40 %. Однако при системе 690/400 В во многих случаях необходима сеть напряжением 400/230 В, которая нужна для питания осветительных установок, тиристорных преобразователей, средств автоматизации и электродвигателей мощностью до 0,4 кВт.

В связи с этим трехфазную систему напряжением 690/400 В рекомендуется применять, если:

- можно отказаться от электрической сети 400/230 В, получая напряжение 230 В через специальные трансформаторы;
- основную часть электроприемников напряжением до 1 кВ составляют электродвигатели, имеющие единичную номинальную мощность более 10 кВт;

- кабельные линии напряжением до 1 кВ имеют значительную протяженность;
- производители технологического оборудования обеспечивают поставку электрооборудования и систем управления на напряжении 690 В.

ЗАДАНИЕ 2

Составить структурную схему электроснабжения цеха (рисунки 2.2–2.4).

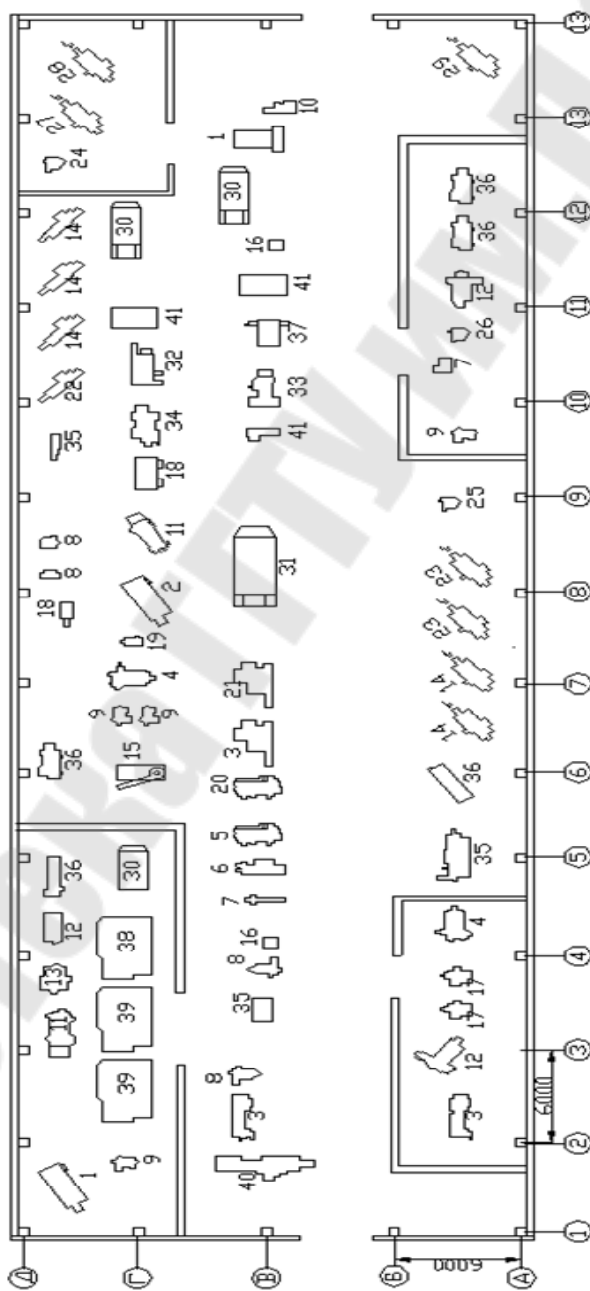


Рисунок 2.2 – Схема электроснабжения механического цеха

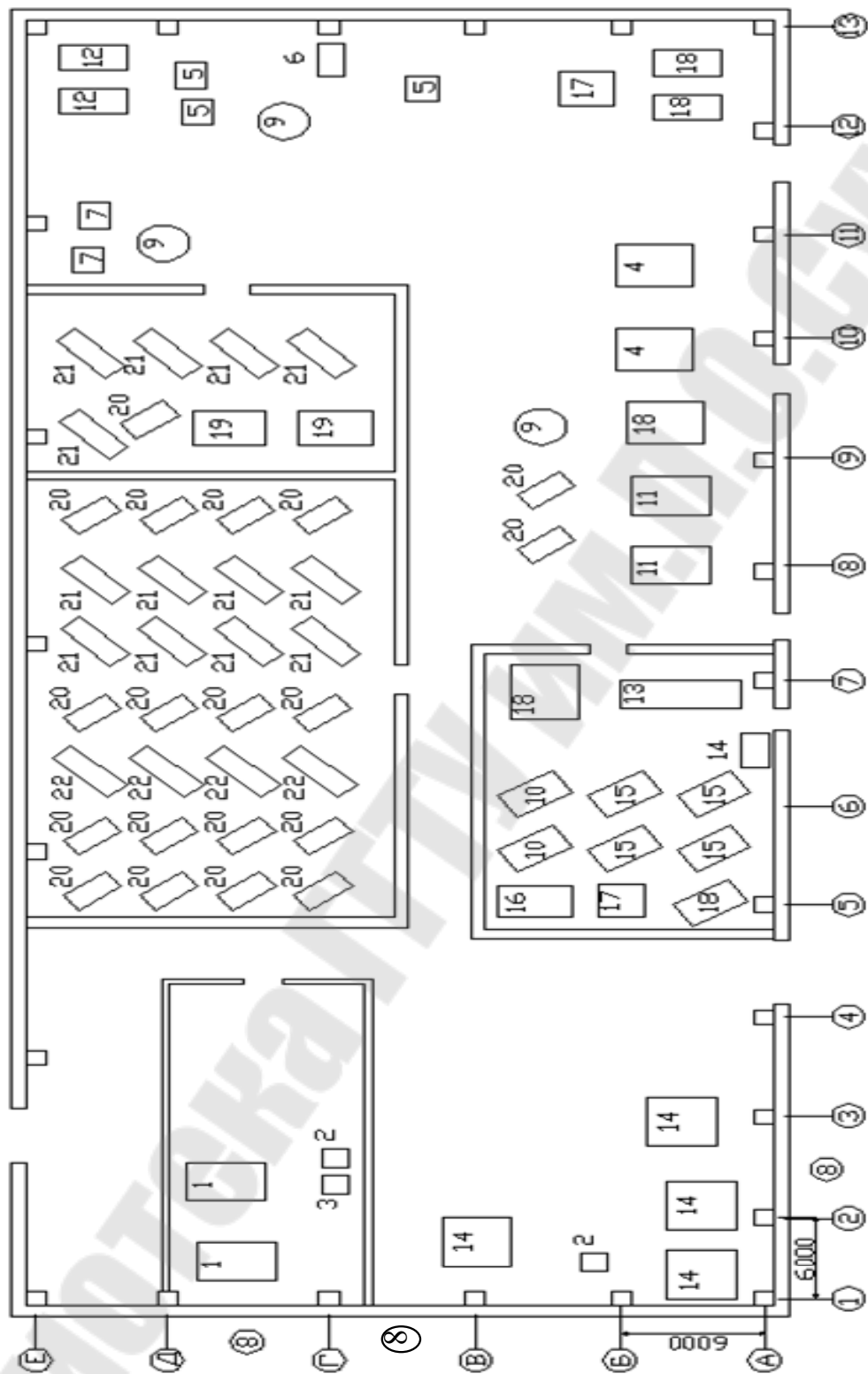


Рисунок 2.3 – Схема электроснабжения
ремонтно-механического цеха

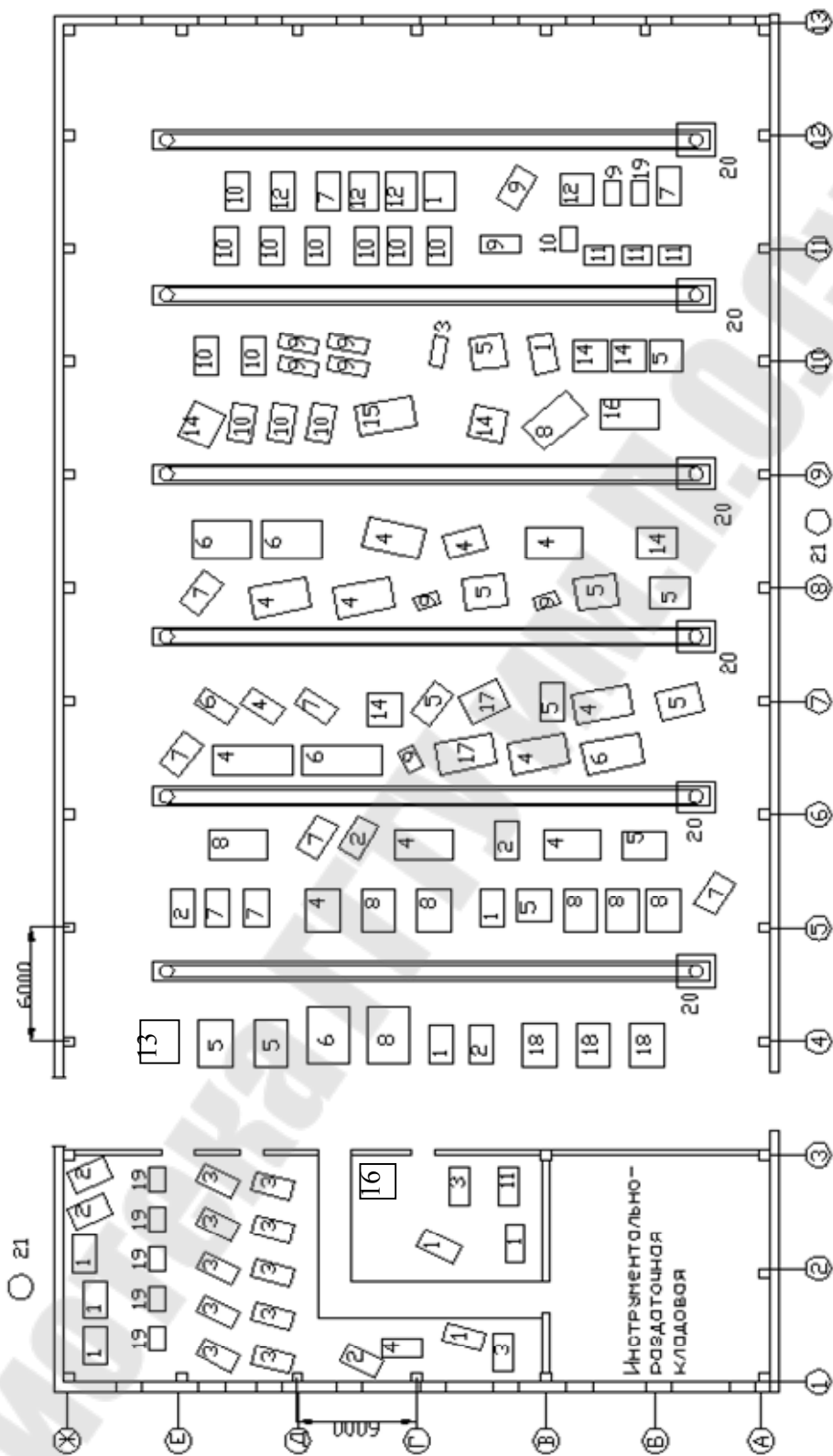


Рисунок 2.4 – Схема электроснабжения гальванического цеха

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 3

Расчет потерь мощности и электроэнергии в линиях электропередач систем электроснабжения

Существует два метода определения потерь:

- 1) по средней (среднеквадратичной) нагрузке;
- 2) по максимальной мощности нагрузки (метод времени максимальных потерь).

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

$$\Delta P_{\text{л}} = 3(I_{\text{с}} K_{\text{ф.г}})^2 \cdot R = \left(\frac{S_{\text{с}} K_{\text{ф.г}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot R_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{ск}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (3.1)$$

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

$$\Delta W = \Delta P T, \quad (3.2)$$

где T – время работы линии, за которое 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:

$$\Delta P_{\text{м.л}} = 3I_{\text{м.л}}^2 R_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{м.л}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (3.3)$$

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

Потери электрической энергии определяются по следующему выражению:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{м.л}} \tau, \quad (3.4)$$

где τ – время максимальных потерь.

Напомним, что время максимальных потерь τ – это время, в течение которого теряется столько же энергии при работе с максималь-

ной 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:

$$\tau = \left(\frac{P_{\text{СК}}}{P_{\text{М}}} \right)^2 \cdot T = (K_{\text{ф.Г}} K_{\text{з.Г}})^2 \cdot T. \quad (3.5)$$

Время максимальных потерь может также определяться по эмпирическому выражению при $\cos \varphi = 0,8$:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{М}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad (3.6)$$

где $T_{\text{М}}$ – 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:

$$T_{\text{М}} = K_{\text{з.Г}} T_{\text{Г}}. \quad (3.7)$$

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

$$\tau = f(T_{\text{М}}, \cos \varphi). \quad (3.8)$$

Сопротивление линии определяется с учетом удельного сопротивления по выражению

$$R = r_0 L. \quad (3.9)$$

Удельные сопротивления проводов и кабелей приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Удельные сопротивления проводов и кабелей

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление жилы, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км			
			кабеля напряжением, кВ			провода
	алюминиевой	медной	1	6	10	
1,5		12,3				0,126
2,0		9,2				0,121
2,5	15,5	7,4	0,104			0,116
3,0	10,4	6,13	0,095			0,113
4	7,81	4,63				0,107
5	6,24	3,68				0,103

Окончание таблицы 3.1

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление жилы, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км			
			кабеля напряжением, кВ			провода
	алюминиевой	медной	1	6	10	
6	5,21	3,09	0,9			0,1
10	3,12	1,84	0,073	0,11		0,099
16	1,95	1,16	0,0675	0,102	0,113	0,095
25	1,25	0,74	0,0662	0,091	0,099	0,091
35	0,894	0,53	0,0637	0,087	0,095	0,088
50	0,625	0,37	0,0625	0,083	0,09	0,085
70	0,447	0,265	0,0612	0,08	0,086	0,082
95	0,329	0,195	0,0602	0,078	0,083	0,081
120	0,261	0,154	0,0602	0,076	0,081	0,08
150	0,208	0,124	0,0596	0,074	0,079	0,079
185	0,169	0,1	0,0596	0,073	0,077	0,078
240	0,13	0,077	0,0587	0,071	0,075	0,077

Пример 3.1

Определить потери активной и реактивной мощности и энергии в линии напряжением 10 кВ, выполненной проводом АС-70 длиной 3 км. Нагрузка предприятия, работающего в две смены, составляет:

$$S_p = 5200 + j3200 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Решение

Определяем общее активное и реактивное сопротивление линии:

$$R = r_0 l = 0,447 \cdot 3 = 1,341 \text{ Ом};$$

$$X = x_0 l = 0,082 \cdot 3 = 0,246 \text{ Ом},$$

где r_0 – активное сопротивление провода АС-70 (0,447 Ом/км), определяется по таблице 3.1; x_0 – реактивное сопротивление провода АС-70 (0,082 Ом/км).

Потери активной и реактивной мощности вычисляем по формулам:

$$\Delta P = \left(\frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_H^2} \right) R_{л} = \frac{(5200^2 + 3200^2)}{10^2} 1,341 \cdot 10^{-3} = 499,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = \left(\frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_H^2} \right) X_{л} = \frac{(5200^2 + 3200^2)}{10^2} 0,246 \cdot 10^{-3} = 91,7 \text{ квар}.$$

Определяем время использования максимума нагрузки T_{\max} , исходя из характера производства и сменности работы потребителя составляет в среднем в год (ч):

- для осветительных нагрузок – 1500–2000;
- для односменных предприятий – 1800–2500;
- для двухсменных предприятий – 3500–4500;
- для трехсменных предприятий – 5000–7000.

При двухсменной работе предприятия $T_{\max} = 4500$ ч.

По графику, представленному на рисунке 3.1, определяем время потерь $\tau = 2500$ ч, исходя из $\cos\varphi = 0,85$ и времени использования максимума нагрузки $T_{\max} = 4500$ ч:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{м.л}} \tau = 499,9 \cdot 2500 = 1249750 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta V_{\text{л}} = \Delta P_{\text{м.л}} \tau = 491,7 \cdot 2500 = 229250 \text{ квар.}$$

Пример 3.2

Определить потери электроэнергии за год в трехфазной воздушной линии напряжением 6 кВ, питающей промышленное предприятие с трехсменным режимом работы по линии АС-95 длиной 5,2 км. Максимальная мощность, передаваемая по линии, составляет $P_{\max} = 830$ кВт; $\cos\varphi = 0,8$.

Решение

Потери электроэнергии можно рассчитать двумя способами:

- 1) по величине среднеквадратичного тока $I_{\text{ср}}$ с учетом времени включения линии $T_{\text{в}}$;
- 2) по максимальному току I_{\max} с учетом времени максимальных потерь τ .

Вариант I

1 Определяем общее активное сопротивление линии:

$$R = r_0 l = 0,329 \cdot 5,2 = 1,71 \text{ Ом},$$

где r_0 – активное сопротивление провода АС-95 (0,329 Ом/км), определяется по таблице 3.1.

2 Определяем годовой расход при максимальной нагрузке по выражению

$$W = P_{\max} T_{\max} = 6000 \cdot 830 = 4980000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Принимаем $T_{\max} = 6000$ ч – для трехсменных предприятий.

3 Определяем среднеквадратичный ток, представляющий собой эквивалентный ток, который, проходя за время T_B (сутки, месяц, год), вызывает те же потери мощности и электроэнергии, что и действительный, изменяющийся за то же время ток, по выражению

$$I_{\text{ск}} = K_{\phi} \frac{W}{T_B \sqrt{3} U_H \cos \varphi} = 1,08 \frac{4980000}{8760 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 73,85 \text{ А},$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы (1,05–1,1); T_B – время включения линии за год (8760 ч).

4 Определяем потери электроэнергии за год по выражению:

$$\Delta W = 3 I_{\text{ск}}^2 T_B \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 73,85^2 \cdot 1,71 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 245088 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Вариант II

1 Определяем максимальный ток за рассматриваемый промежуток времени (сутки, год) по выражению

$$I_{\text{max}} = \frac{W}{T_{\text{max}} \sqrt{3} U_H \cos \varphi} = \frac{4980000}{6000 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 99,8 \text{ А}.$$

2 По графику, представленному на рисунке 3.1, исходя из $\cos \varphi = 0,8$ и времени использования максимума нагрузки $T_{\text{max}} = 6000$ ч, определяем время максимальных потерь $\tau = 4800$ ч.

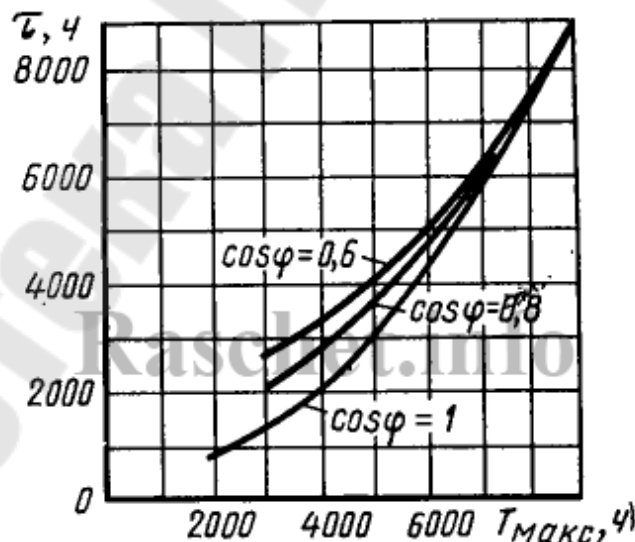


Рисунок 3.1 – График для определения времени максимальных потерь

3 Определяем потери электроэнергии за год по выражению

$$\Delta W = 3 \cdot I_{\max}^2 T_B \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 99,8^2 \cdot 1,71 \cdot 4800 \cdot 10^{-3} = 245256 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Результаты расчетов отличаются друг от друга на 168 кВт · ч, что связано с погрешностью при определении времени максимальных потерь τ и коэффициентом формы k_{ϕ} .

ЗАДАНИЕ 3.1

Определить потери активной и реактивной электроэнергии за год в трехфазной воздушной линии соответствующего напряжения, питающей промышленное предприятие. Режим работы, нагрузка, длина линии и сечение приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Исходные данные к заданию 3.1

Вариант	$U_{\text{н}}$	$P_{\text{н}}$, кВт	$Q_{\text{н}}$, квар	Сечение	Длина, км	Режим работы
1	6	1200	3800	5 x 70	3	1 см
2	10	1400	3600	5 x 95	4	2 см
3	6	1600	3400	5 x 120	5	3 см
4	10	1800	3300	5 x 70	6	1 см
5	6	2000	3100	5 x 95	7	2 см
6	10	2200	3000	5 x 120	8	3 см
7	6	2500	2800	5 x 70	9	1 см
8	10	2700	2600	5 x 95	10	2 см
9	6	2900	2500	5 x 120	11	3 см
10	10	2400	2300	5 x 70	12	1 см
11	6	3200	2100	5 x 95	13	2 см
12	10	3000	1900	5 x 120	14	3 см
13	6	3300	1700	5 x 70	15	1 см
14	10	3500	1500	5 x 95	3	2 см
15	6	3700	1300	5 x 120	4	3 см
16	10	1200	3500	5 x 70	5	1 см
17	6	1400	3300	5 x 95	6	2 см
18	10	1600	3100	5 x 120	7	3 см
19	6	1800	3000	5 x 70	8	1 см
20	10	2000	2800	5 x 95	9	2 см
21	6	2200	2700	5 x 120	10	3 см
22	10	2500	2500	5 x 70	11	1 см
23	6	2700	2300	5 x 95	12	2 см

Окончание таблицы 3.2

Вариант	U_n	P_n , кВт	Q_n , квар	Сечение	Длина, км	Режим работы
24	10	2900	2200	5 x 120	13	3 см
25	6	2400	2000	5 x 70	14	1 см
26	10	3200	1800	5 x 95	15	2 см
27	6	3000	1600	5 x 120	5	3 см
28	10	3300	1400	5 x 70	10	1 см
29	6	3500	1200	5 x 95	9	2 см
30	10	3700	1000	5 x 120	7	3 см

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4

Расчет потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим выражениям:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n} \beta_3^2 \Delta P_{кз} + n \Delta P_{xx} = \frac{1}{n} \left(\frac{S_H}{S_{HT}} \right)^2 \Delta P_{кз} + n \Delta P_{xx}; \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_{HT}}{100} (i_{xx} + \beta_3^2 \Delta U_{кз}) = \frac{U_k S_H^2}{100 n S_{HT}} + \Delta Q_{xx} n. \quad (4.2)$$

Потери активной электроэнергии в трансформаторах рассчитываются по формуле

$$\Delta W_T = \frac{1}{n} \left(\frac{S_M}{S_{HT}} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз} \tau + n \Delta P_{xx} T_T = \left(\frac{1}{n} \left(\frac{S_{СК}}{S_{HT}} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз} + n \Delta P_{xx} \right) T_T, \quad (4.3)$$

где T_T – продолжительность работы трансформаторов, ч, в течение года.

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:

$$\Delta P_M = \Delta P_{ст}, \quad (4.4)$$

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 (4.4) может быть представлено в виде уравнения

$$\frac{1}{n} \left(\frac{S_0}{S_{HT}} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз} = n \Delta P_{xx}, \quad (4.5)$$

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

$$S_0 = n S_{HT} \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}. \quad (4.6)$$

Технические характеристики трехфазных двухобмоточных трансформаторов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические характеристики трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Мощность трансформатора, кВ · А	U_k , %	P_{xx} , кВт	$P_{кз}$, кВт	Ток _{xx} , %
ТМЗ-250/6	4,5	0,61	4,2	1,9
ТМЗ -250/10	4,5	0,61	4,2	1,9
ТМЗ-400/6	4,5	0,78	5,9	1,4
ТМЗ-400/10	4,5	0,76	5,4	1,21
ТМГ-560/6	4,5	1,25	6,5	2,05
ТМГ-560/10	4,5	1,25	6,5	2,05
ТМ-560 6/10	4,5	3,25	9,4	6,0
ТМЗ-630/6	5,5	1,07	8,5	1,0
ТМЗ-630/10	5,5	1,01	7,6	1,0
ТМГ-750/6	5,5	1,25	6,59	2,05
ТМГ-750/10	5,5	1,32	6,59	2,05
ТМ-750 6/10	6,5	3,35	9,4	6,5
ТМЗ 1000/6	8	2,5	12,2	1,5
ТМЗ 1000/10	5,5	2,4	12	2,5
ТМГ 1250/6	6,5	1,4	13,5	0,5
ТМГ 1250/10	6	1,35	13,25	0,5
ТМЗ 1600/6	6	3,3	21,3	2,5
ТМЗ 1600/10	5,5	3,1	18	2,5
ТМЗ 2500/6	6,5	4	25,1	1
ТМЗ 2500/10	6,5	3,85	23,5	1

Пример 4.1

Определить годовые потери электроэнергии в трансформаторе ТМ мощностью 6300 кВ · А с напряжением высшей стороны 10 кВ, если трансформатор включен постоянно и годовой график его нагрузки представлен на рисунке 4.1.

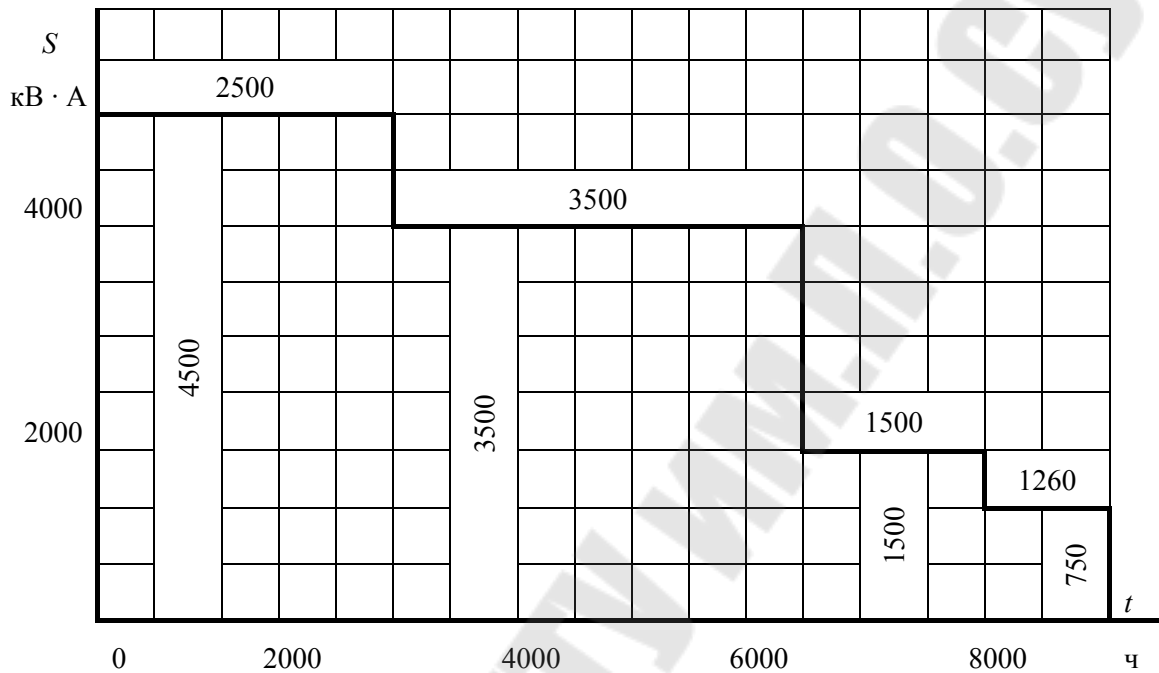


Рисунок 4.1 – Годовой график нагрузки предприятия

Решение

Годовые потери электроэнергии в трансформаторе определяем по выражению (4.3).

По справочным данным находим потери активной мощности в трансформаторе при холостом ходе $\Delta P_{\text{хх}} = 4,6$ кВт, и нагрузочные потери $\Delta P_{\text{кз}} = 44$ кВт.

Определяем коэффициент загрузки трансформатора при наибольшей нагрузке:

$$\beta = \frac{4,5}{6,3} = 0,715.$$

Время максимальных потерь определяем по графику (рисунок 4.1), используя значения нагрузок трансформаторов и продолжительность их работы:

$$\tau = \frac{4,5^2 \cdot 2,5 + 3,5^2 \cdot 3,5 + 1,5^2 \cdot 1,5 + 0,75^2 \cdot 1,26}{4,5^2} 10^3 = 4819 \text{ ч.}$$

Определим годовые потери энергии в трансформаторе:

$$\Delta W = 4,6 \cdot 8760 + 0,715^2 \cdot 44 \cdot 4819 = 148694 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Пример 4.2

Для подстанции предприятия с двумя трансформаторами мощностью 16 МВ · А (рисунок 4.2) определить потери активной мощности и оценить годовые потери электроэнергии (в процентах от электропотребления).

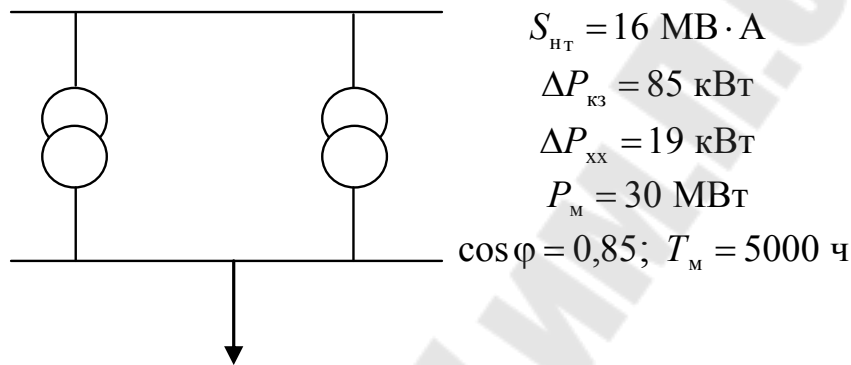


Рисунок 4.2 – Схема электроснабжения предприятия

Решение

Потери мощности и энергии определяем по максимальной мощности нагрузки с учетом времени максимальных потерь τ .

Определим потери активной мощности:

$$\Delta P_{\Gamma} = \frac{1}{n_{\Gamma}} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{М}}}{S_{\text{Н}}} \right)^2 + n_{\Gamma} \Delta P_{\text{хх}} = \frac{1}{2} 85 \left(\frac{30}{16 \cdot 0,85} \right)^2 + 2 \cdot 19 = 244,6 \text{ кВт.}$$

Определим потери активной электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Gamma} &= \frac{1}{n_{\Gamma}} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{М}}}{S_{\text{Н}}} \right)^2 \cdot \tau + n_{\Gamma} \Delta P_{\text{хх}} T_{\Gamma} = \\ &= \frac{1}{2} 85 \left(\frac{30}{16 \cdot 0,85} \right)^2 \cdot 3000 + 2 \cdot 19 \cdot 8760 = 334,4 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч,} \end{aligned}$$

где τ определяем по таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Время максимальных потерь в зависимости от времени использования максимальной нагрузки

T_{\max}	$\tau, \text{ч}$	T_{\max}	$\tau, \text{ч}$
3000	1300	5500	3650
3500	1650	6000	4300
4000	2000	6500	5000
4500	2500	7000	5700
5000	3000	7500	6450

Определим величину потребления активной электроэнергии потребителем:

$$W_{\Gamma} = P_{\text{M}} T_{\text{M}} + \Delta W_{\Gamma} = 30 \cdot 5000 = 150000 + 334,4 = 150334,4 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Оценим величину потерь электроэнергии:

$$\delta W = \frac{\Delta W_{\Gamma}}{W_{\Gamma}} = \frac{334,4}{150334,4} 100 \% = 0,22 \%$$

Задание 4.1

Определить потери активной и реактивной мощности и годовые потери электроэнергии в трансформаторах (N , шт.) и кабелях (с учетом потерь мощности в трансформаторах), питающих один из цехов промышленного предприятия по радиальной схеме (каждый трансформатор подключен к отдельному кабелю протяженностью L , км). Расчетная мощность нагрузки цеха S_p , МВ · А. Трансформаторы имеют одинаковый коэффициент загрузки β .

Исходные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Исходные данные к заданию 4.1

Вариант	N , шт.	L , км	S_p , МВ · А	$S_{\text{нт}}$, кВ · А	Сечение	$U_{\text{н}}$, кВ
1	6	1	6,8	1600	3 x 30	10
2	5	2	7,2	2500	3 x 120	6
3	6	3	7,4	1600	3 x 70	10
4	8	2,5	9,2	1600	3 x 95	6
	6	3,5	4,6	1000	3 x 35	10
5	7	2,8	5,1	1000	3 x 70	6
6	5	3,2	7,4	2500	3 x 70	10
7	6	1	6,8	1600	3 x 95	6
8	5	2,5	7,2	2500	3 x 70	10
9	7	3,5	8,4	1600	3 x 95	6

Окончание таблицы 4.3

Вариант	N, шт.	L, км	S _p , МВ · А	S _{шт} , кВ · А	Сечение	U _н , кВ
10	5	2,8	9,2	2500	3 x 95	10
11	5	3,2	4,6	1250	3 x 70	6
12	6	1	5,8	1250	3 x 50	10
13	10	2,5	7,4	1000	3 x 70	6
14	8	3,5	6,8	1250	3 x 50	10
15	5	2,8	7,2	2500	3 x 120	6
16	5	3,2	8,4	2500	3 x 95	10
17	7	4	8,8	1600	3 x 95	6
18	4	2,5	4,6	1600	3 x 50	10
19	3	3,5	5,1	2500	3 x 120	6
20	4	2,8	7,4	2500	3 x 95	10
21	6	3,2	6,8	1600	3 x 95	6
22	8	1	7,2	1250	3 x 50	10
23	11	2,5	8,4	1000	3 x 70	6
24	5	3,5	9,2	2500	3 x 95	10
25	4	2,8	4,6	1600	3 x 95	6
26	4	3,2	5,1	1600	3 x 70	10
27	8	2,5	7,4	1250	3 x 70	6
28	6	3,5	6,8	1600	3 x 50	10
29	4	2,8	7,2	2500	3 x 150	6
30	5	3,2	8,4	2500	3 x 95	10

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 5

Определение расхода электроэнергии

Расход электроэнергии определяется за различные периоды времени: год, квартал, месяц, сутки, смена и др.

Так как нагрузка в течение времени изменяется, неодинаково используется по мощности и во времени, то расход активной электроэнергии электроприемника за время t (W_t) может быть определен по следующей формуле:

$$W_t = p_{срt} t = k_{ит} p_H t = k_{з.в} k_{вт} p_H t, \quad (5.1)$$

где p_H – номинальная активная мощность электроприемника; $p_{срt}$ – средняя активная мощность электроприемника за время t ; $k_{ит}$ – коэффициент использования активной мощности (электроприемника

по активной мощности) за время t ; $k_{3.в}$ – коэффициент загрузки электроприемника по активной мощности за время включения; $k_{вt}$ – коэффициент включения электроприемника за время t .

Расход электроэнергии группой электроприемников определяется по групповым параметрам электроприемников и их режимам работы:

$$P_H = \sum_1^n p_{H_i}; \quad (5.2)$$

$$K_{и} = \frac{\sum_1^n k_{и_i} p_{H_i}}{\sum_1^n p_{H_i}} = \frac{P_{см}}{P_H}; \quad (5.3)$$

$$K_{в} = \frac{\sum_1^n k_{в_i} p_{H_i}}{\sum_1^n p_{H_i}}; \quad (5.4)$$

$$K_{3.в} = \frac{\sum_1^n k_{3.в_i} p_{H_i}}{\sum_1^n p_{H_i}} = \frac{P_{см.в}}{P_H}, \quad (5.5)$$

где n – количество электроприемников в группе; $P_{см}$, $P_{см.в}$ – групповые средние нагрузки соответственно за наиболее загруженную смену и за время включения.

При определении годового расхода активной энергии формула (5.1) принимает следующий вид:

$$W_{г} = P_{сг} T_{г} = K_{иг} P_H T_{г} = \alpha K_{и} P_H T_{г} = \alpha P_{см} T_{г}, \quad (5.6)$$

где $P_{см}$ – среднегодовая активная мощность; $T_{г}$ – годовое число часов работы потребителя; α – коэффициент сменности по энергоиспользованию.

Если имеются данные по удельным нормам расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или выполняемой работы ($\omega_{уд}$), то расход электроэнергии W_t на производство продукции или выполняемую работу Π_t за время t может быть определен по формуле

$$W_t = \omega_{уд} \Pi_t. \quad (5.7)$$

Пример 5.1

Для группы трехфазных электроприемников длительного режима работы со следующими исходными данными:

$$p_{н1} = 3 \text{ кВт}, \quad n_1 = 2, \quad k_{и1} = 0,14;$$

$$p_{н2} = 5 \text{ кВт}, \quad n_2 = 6, \quad k_{и2} = 0,3;$$

$$p_{н3} = 30 \text{ кВт}, \quad n_3 = 5, \quad k_{и3} = 0,6$$

определить: среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену ($P_{см}$), среднегодовую активную нагрузку ($P_{сг}$) и годовой расход активной энергии, если коэффициенты сменности по энергоиспользованию $\alpha = 0,75$, а годовой фонд рабочего времени $T_{г} = 5000$ ч.

Решение

Активную нагрузку за наиболее загруженную смену определим по выражению

$$P_{см} = K_{и} \sum_1^n p_{нi},$$

где $K_{и}$ – средневзвешенный, групповой коэффициент использования, определяется по формуле (5.3):

$$K_{и} = \frac{\sum_1^n k_{иi} p_{нi}}{\sum_1^n p_{нi}} = \frac{0,14 \cdot 2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 6 \cdot 5 + 0,6 \cdot 5 \cdot 30}{2 \cdot 3 + 6 \cdot 5 + 5 \cdot 30} = 0,54.$$

Номинальная мощность группы электроприемников составит:

$$P_{н} = 2 \cdot 3 + 6 \cdot 5 + 5 \cdot 30 = 186 \text{ кВт}.$$

Определяем среднесменную нагрузку:

$$P_{см} = 0,54 \cdot 186 = 100,4 \text{ кВт}.$$

Среднегодовая нагрузка составит:

$$P_{сг} = P_{см} \alpha = 100,4 \cdot 0,75 = 75,3 \text{ кВт}.$$

Годовой расход электроэнергии:

$$W_{г} = P_{сг} T_{г} = 75,3 \cdot 5000 = 376500 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Пример 5.2

На рисунке 5.1 приведен график нагрузки за наиболее загруженную смену по активной мощности группы трехфазных электроприемников длительного режима работы.

Определить годовой расход активной энергии, если коэффициент сменности по энергоиспользованию $\alpha = 0,7$, а годовой фонд рабочего времени $T_{\Gamma} = 4500$ ч.

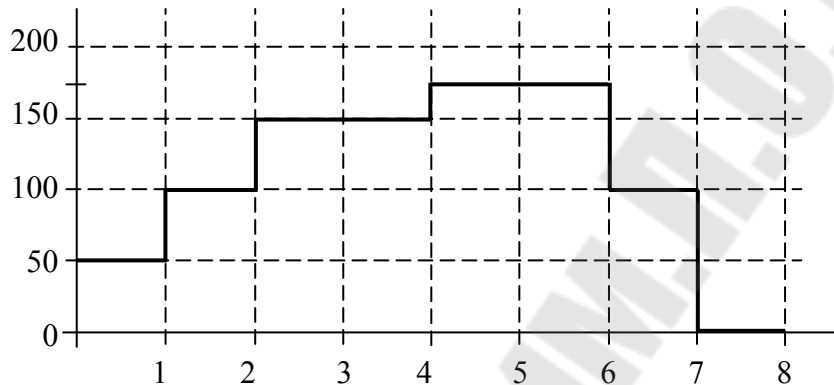


Рисунок 5.1 – График нагрузки группы трехфазных электроприемников

Решение

Годовой расход электроэнергии можно определить по выражению

$$W_{\Gamma} = \alpha K_{\text{и}} P_{\text{н}} T_{\Gamma} = P_{\text{см}} T_{\Gamma}.$$

Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену определяется по графику нагрузки:

$$P_{\text{см}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_{\text{с}i};$$

$$P_{\text{см}} = \frac{50 + 100 + 2 \cdot 150 + 2 \cdot 175 \cdot 100 + 0}{8} = 112,5 \text{ кВт}.$$

Тогда годовой расход электроэнергии составит:

$$W_{\Gamma} = 0,7 \cdot 112,5 \cdot 4500 = 354375 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

ЗАДАНИЕ 5.1

Определить среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену ($P_{см}$), среднегодовую активную нагрузку ($P_{сг}$) и годовой расход активной энергии для группы трехфазных электроприемников длительного режима работы с исходными данными, представленными в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные к заданию 5.1

Вариант	P_1			P_2			α	Режим работы
	n , шт.	K_n	$P_{нв}$, кВт	n , шт.	K_n	$P_{нв}$, кВт		
1	3,2	4	0,4	10	10	0,14	0,75	1 см
2	4,6	6	0,2	4,2	8	0,6	0,8	2 см
3	5,5	5	0,14	4,5	6	0,4	0,85	3 см
4	7,5	10	0,6	5,5	8	0,2	0,75	1 см
5	10	8	0,3	7,5	4	0,14	0,8	2 см
6	4,2	4	0,25	6,2	6	0,6	0,85	3 см
7	4,5	6	0,4	10	5	0,3	0,75	1 см
8	5,5	5	0,2	11	10	0,25	0,8	2 см
9	7,5	10	0,14	14	8	0,4	0,85	3 см
10	6,2	8	0,6	6,8	4	0,2	0,75	1 см
11	10	4	0,7	7,4	6	0,14	0,8	2 см
12	11	6	0,35	3,2	5	0,6	0,85	3 см
13	14	5	0,25	4,6	2	0,7	0,75	1 см
14	6,8	10	0,2	5,5	8	0,35	0,8	2 см
15	7,4	8	0,14	7,5	4	0,25	0,85	3 см
16	3,2	6	0,6	10	6	0,2	0,75	1 см
17	4,6	8	0,4	10	10	0,14	0,8	2 см
18	5,5	4	0,2	6,4	8	0,6	0,85	3 см
19	7,5	6	0,14	4,5	6	0,4	0,75	1 см
20	10	5	0,6	5,5	8	0,2	0,8	2 см
21	4,2	10	0,3	7,5	4	0,14	0,85	3 см
22	4,5	8	0,25	6,2	6	0,6	0,75	1 см
23	5,5	4	0,4	10	5	0,3	0,8	2 см
24	7,5	6	0,2	11	10	0,25	0,85	3 см
25	6,2	5	0,14	14	8	0,4	0,75	1 см
26	10	2	0,6	6,8	4	0,2	0,8	2 см
27	11	8	0,7	7,4	6	0,14	0,85	3 см
28	14	4	0,35	3,2	5	0,6	0,75	1 см
29	6,8	6	0,25	4,6	2	0,7	0,8	2 см
30	7,4	2	0,2	5,5	8	0,35	0,85	3 см

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6

Расчет электрических сетей на отклонение напряжения

В элементах системы электроснабжения (трансформаторах, линиях электропередачи) при прохождении по ним тока имеют место потери напряжения ΔU . Вследствие этого напряжение в конце питающих линий и ответвлений снижается.

Напряжение на зажимах электроприемников в соответствии с требованиями существующего ГОСТ на качество электроэнергии должно быть не менее 95 % U_N в нормальном режиме работы, максимальное напряжение нормального режима должно быть не более 105 % U_N .

Для обеспечения этого требования необходимо решение следующих задач:

- выбранное сечение проводников по допустимому нагреву проверяют по потере напряжения;
- по конкретному значению допустимой потери напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ непосредственно определяется сечение проводников;
- в результате расчетов электрических сетей на отклонение напряжения для режимов максимальных и минимальных нагрузок выполняется выбор рабочего положения регулировочного ответвления силового трансформатора ТП.

Расчет электрических сетей на отклонение напряжения выполняется по формуле

$$\delta U_k \% = \delta U_1 \% + \sum_1^m E_i \% - \sum_1^n \Delta U_i \%, \quad (6.1)$$

где $\delta U_k \%$ – отклонение напряжения в любой точке «к» сети; $\delta U_1 \%$ – отклонение напряжения в центре питания для максимального и минимального режима; $\sum_1^m E_i \%$ – алгебраическая сумма добавок напряжения в сети до точки «к», создаваемых цеховой трансформаторной подстанцией и устройствами регулирования; m – число средств регулирования напряжения от центра питания до точки «к»; $\sum_1^n \Delta U_i$ – сумма потерь напряжения в элементах сети от центра питания до точки «к» при определенном режиме нагрузок (максимальном и минимальном).

При отсутствии необходимых данных о минимальном режиме допускается принимать ее в пределах 25–30 % максимальной.

Трансформаторы цеховых ТП в зависимости от рабочего положения регулировочного ответвления создают следующие добавки напряжения:

Рабочее положение регулировочного ответвления, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
Добавка напряжения трансформатора, %	0	2,5	5	7,5	10

Пример 6.1

Напряжение регулируется в центре питания А (рисунок 6.1) от +5 до 0 % U_H для максимальных и минимальных нагрузок. В режиме максимальной нагрузки потери напряжения на участках составляют $\Delta U_{AB} = 4\%$; $\Delta U_{BB} = 4\%$; $\Delta U_{BГ} = 6\%$.

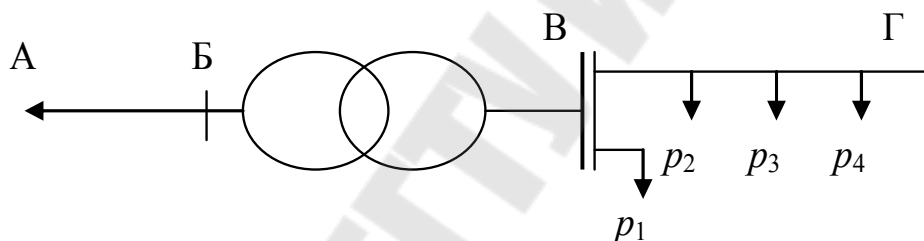


Рисунок 6.1 – Схема узлов регулирования

Минимальная нагрузка (p_i) составляет 25 % максимальной ($p_1 + p_2 + p_3 + p_4$).

Определить надбавку напряжения трансформатора и выбрать рабочее положение регулировочного ответвления при условии, что отклонение напряжения у электроприемника должно быть в пределах $\pm 5\%$.

Решение

Отклонение напряжения без учета добавки напряжения трансформатора:

– для точки Г при максимальной нагрузке:

$$\delta U'_Г = \delta U_A^{\max} - \Delta U_{AB} - \Delta U_{BB} - \Delta U_{BГ}; \quad \delta U'_Г = 5 - 4 - 4 - 6 = -9\%;$$

– для точки В при минимальной нагрузке:

$$\delta U'_B = \delta U_A^{\min} - \frac{\Delta U_{AB}}{4} - \frac{\Delta U_{BB}}{4}; \quad \delta U'_B = 0 - 1 - 1 = -2 \text{ \%}.$$

Из существующих добавок напряжения трансформатора выбираем $\delta U_T = 5 \text{ \%}$.

Тогда отклонения напряжения на выводах приемников в максимальном и минимальном режимах соответственно будут:

$$\delta U_\Gamma = \delta U'_\Gamma + \delta U_T; \quad \delta U_\Gamma = -9 + 5 = -4 \text{ \%};$$

$$\delta U_B = \delta U'_B + \delta U_T; \quad \delta U_B = -2 + 5 = 3 \text{ \%}$$

в пределах $\pm 5 \text{ \%}$.

Добавка напряжения 5 \% соответствует основному ответвлению трансформатора. Если бы надбавка напряжения трансформатора была принята 10 \% , то в режиме минимальных нагрузок напряжение в точке В повысилось бы до $1,08 U_H$.

Определение потери напряжения в элементах системы электроснабжения

Потери напряжения в элементах системы электроснабжения не нормируются. Однако допускается учитывать, что они не должны превышать:

– $1,5-1,8 \text{ \%}$ – в магистральном шинопроводе;

– $2-2,5 \text{ \%}$ – в распределительном шинопроводе с равномерной нагрузкой;

– $4-6 \text{ \%}$ – в сетях $0,38 \text{ кВ}$ (от ТП до ввода в здание).

В общем случае уровень напряжения на зажимах электроприемника определяется по формуле

$$U_{\text{оп}} \% = U_{\text{хх}} \% - \Delta U_T \% - \sum_1^n \Delta U_i \%, \quad (6.2)$$

где $U_{\text{хх}} \%$ – напряжение холостого хода трансформатора, $U_{\text{хх}} = 105 \text{ \%}$;
 $\Delta U_T \%$ – потеря напряжения в питающем трансформаторе:

$$\Delta U_T \% = \beta_T (U_a \% \cos \varphi_T + U_p \% \sin \varphi_T). \quad (6.3)$$

Коэффициент загрузки трансформатора определяется:

$$\beta_T = \frac{S_p}{S_{HT}}. \quad (6.4)$$

Активная составляющая напряжения КЗ трансформатора:

$$U_a \% = \frac{100 \Delta P_{KЗ}}{S_{HT}}, \quad (6.5)$$

где $\Delta P_{KЗ}$ – номинальные потери мощности КЗ трансформатора, кВт.

Реактивная составляющая напряжения КЗ трансформатора:

$$U_p \% = \sqrt{U_k^2 \% - U_a^2 \%}, \quad (6.6)$$

где U_k – напряжение КЗ трансформатора; $\cos \varphi_T$ – коэффициент мощности нагрузки трансформатора; S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, кВт · А; $\Delta U_i \%$ – потеря напряжения в i -м элементе сети:

$$\Delta U_i \% = \sqrt{3} I_p L (z_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \frac{100}{U_H}; \quad (6.7)$$

$$\Delta U_i \% = \frac{PR + Qx}{U_H} \cdot \frac{100}{U_H} = \frac{Pz_0 L + Qx_0 L}{U_H^2} 10^2, \quad (6.8)$$

где n – число элементов на пути от ТП до точки, в которой определяется $U_{эп} \%.$

Если напряжение на зажимах электроприемника меньше 95 % U_H , то выбирают проводник (проводники) сечением на одну ступень больше и повторяют поверочный расчет.

Электрические сети, в которых могут быть большие потери напряжения (протяженные сети силовых электроприемников, осветительные сети), рассчитываются по допустимой потере напряжения. При этом допустимая потеря напряжения определяется по формуле

$$\Delta U_{доп} \% = U_{ХХ} \% - \Delta U_T \% - U_{\min} \%, \quad (6.9)$$

или

$$\Delta U_{доп} = 105 \% - \Delta U_T \% - 95 \% = 10 - \Delta U_T \%. \quad (6.10)$$

Пример 6.2

Определить допустимую потерю напряжения ($\Delta U_{\text{доп}}$) для нагрузки, запитанной от трансформаторной подстанции, на которой установлен трансформатор ТМЗ-630/10 с техническими характеристиками: $\Delta P_{\text{кз}} = 8,5$ кВт; $U_{\text{кз}} = 5,5$ %. Расчетная нагрузка трансформатора составляет $S_p = 700 + j500$ кВ · А. Трансформаторная подстанция расположена на расстоянии 80 м и подключена кабелем сечением 3 х 240 с $r_0 = 0,13$ Ом/км и $x_0 = 0,075$ Ом/км.

Решение

Определим располагаемую допустимую потерю напряжения в сети:

$$U_{\text{оп}} \% = U_{\text{хх}} \% - \Delta U_{\text{Т}} \% - \sum_1^n \Delta U_i \%.$$

Определим допустимую потерю напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U_{\text{Т}} \% = \beta_{\text{Т}} (U_{\text{а}} \% \cos \varphi_{\text{Т}} + U_{\text{р}} \% \sin \varphi_{\text{Т}}).$$

Определим коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta_{\text{Т}} = \frac{S_p}{S_{\text{HT}}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{\text{HT}}} = \frac{\sqrt{500^2 + 300^2}}{630} = \frac{583}{630} = 0,93.$$

Определим активную составляющую потерь напряжения:

$$U_{\text{а}} \% = \frac{100 \cdot \Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{HT}}} = \frac{100 \cdot 8,5}{630} = 1,35 \%.$$

Определим реактивную составляющую потерь напряжения:

$$U_{\text{р}} \% = \sqrt{U_{\text{к}}^2 \% - U_{\text{а}}^2 \%} = \sqrt{5,5^2 - 1,35^2} = 5,66 \%.$$

Определим $\cos \varphi$ и $\sin \varphi$ системы:

$$\cos \varphi = \frac{P_{\text{H}}}{S_{\text{H}}} = \frac{500}{583} = 0,86; \quad \sin \varphi = \frac{Q_{\text{H}}}{S_{\text{H}}} = \frac{300}{583} = 0,51.$$

Тогда допустимая потеря напряжения в трансформаторе составит:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{Т}} \% &= \beta_{\text{Т}} (U_{\text{а}} \% \cos \varphi_{\text{Т}} + U_{\text{р}} \% \sin \varphi_{\text{Т}}) = \\ &= 0,93(1,35 \cdot 0,86 + 5,66 \cdot 0,51) = 3,76 \% . \end{aligned}$$

Потери в линии:

$$\Delta U_i \% = \frac{PR + Qx}{U_H} \cdot \frac{100}{U_H} = \frac{Pz_0L + Qx_0L}{U_H^2} 10^2 =$$

$$= \frac{500 \cdot 0,15 \cdot 0,08 + 300 \cdot 0,075 \cdot 0,08}{10^2} 10^2 = 7,8 \%$$

Тогда потеря напряжения у электроприемника составит:

$$U_{\text{оп}} \% = 105 - 3,76 - 7,8 = 93,44 \%$$

Полученная потеря напряжения ниже допустимой 95 %, поэтому необходимо регулировать напряжение отпайками.

ЗАДАНИЕ 6.1

Определить допустимую потерю напряжения ($\Delta U_{\text{доп}}$) для нагрузки, запитанной от трансформаторной подстанции, на которой установлен трансформатор ТМЗ. Данные о расчетной нагрузке приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Исходные данные к заданию 6.1

Номер варианта	U_H , кВ	$S_{\text{нт}}$, кВ · А	P_p , кВт	Q_p , квар	Сечение кабеля	Длина кабеля, км
1	6	250	180	100	3 х 50	5
2	10	400	320	110	3 х 70	7
3	6	560	400	120	3 х 95	8
4	10	630	560	120	3 х 95	9
5	6	750	610	210	3 х 120	11
6	10	1000	750	250	3 х 150	4,8
7	6	250	160	120	3 х 35	6,2
8	10	400	180	200	3 х 50	7,4
9	6	560	320	210	3 х 70	8,6
10	10	630	400	240	3 х 95	9,2
11	6	750	560	250	3 х 95	10,5
12	10	1000	610	380	3 х 120	11,4
13	6	250	120	180	3 х 50	3,9
14	10	400	180	180	3 х 70	7,6
15	6	560	320	180	3 х 95	8,5
16	10	630	420	320	3 х 95	5
17	6	750	420	350	3 х 120	7
18	10	1000	750	420	3 х 150	8

Окончание таблицы 6.1

Номер варианта	U_n , кВ	$S_{нт}$, кВА	P_p , кВт	Q_p , квар	Сечение кабеля	Длина кабеля, км
19	6	250	150	150	3 х 50	9
20	10	400	200	200	3 х 70	11
21	6	560	320	320	3 х 95	4,8
22	10	630	330	330	3 х 95	6,2
23	6	750	400	360	3 х 120	7,4
24	10	1000	700	500	3 х 150	8,6
25	6	250	100	150	3 х 50	9,2
26	10	400	250	150	3 х 70	10,5
27	6	560	300	300	3 х 95	11,4
28	10	630	250	280	3 х 95	3,9
29	6	750	300	400	3 х 120	7,6
30	10	1000	800	400	3 х 150	8,5

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 7

Выбор предохранителей и магнитных пускателей

7.1 Выбор предохранителей

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется по величине длительного расчетного тока (I_p):

$$I_{н.вст} \geq I_p \quad (7.1)$$

и по условию перегрузок пиковыми токами

$$I_{н.вст} \geq I_{п}/\alpha, \quad (7.2)$$

где $I_{п}$ – пиковый (максимальный кратковременный) ток; α – коэффициент кратковременной тепловой перегрузки; $\alpha = 2,5$ – для легких пусков с длительностью пуска до 5 с, а также при редких пусках (насосы, вентиляторы, станки и т. п.) и при защите магистрали; $\alpha = 2$ – для тяжелых условий пуска, а также при частых (более 15 раз в час) пусках (краны, дробилки, центрифуги и т. п.); $\alpha = 1,6$ – для ответственных электроприемников.

При выборе предохранителя для одиночного электроприемника в качестве I_p принимается его номинальный ток i_n , а в качестве $I_{п}$ – пусковой ток $i_{пуск}$.

Для линий, питающих группу электроприемников, максимальный пиковый ток определяется:

$$I_{\text{п}} = I'_{\text{пуск}} + I'_p, \quad (7.3)$$

где $I'_{\text{пуск}}$ – пусковой ток электроприемника или группы одновременно включаемых электроприемников, при пуске которых кратковременный ток линии достигает наибольшей величины; I'_p – длительный расчетный ток, определяемый без учета рабочего тока пускаемых электроприемников.

При отсутствии данных о количестве одновременно пускаемых электроприемников пиковый ток линии может быть определен по формуле

$$I_{\text{пик}} = i_{\text{пmax}} + (I_p - k_{\text{и}} i_{\text{н.п}}), \quad (7.4)$$

где $i_{\text{пmax}}$ – наибольший пусковой ток электроприемника группы; I_p – расчетный по нагреву ток группы электроприемников; $i_{\text{н.п}}$ – номинальный ток электроприемника с наибольшим пусковым током; $k_{\text{и}}$ – коэффициент использования электроприемника с наибольшим пусковым током.

Расчетный ток к сварочному аппарату выбирается из соотношения:

$$I_p \geq 1,2 i_{\text{н.с}} \sqrt{\text{ПВ}}, \quad (7.5)$$

где $i_{\text{н.с}}$ – номинальный ток сварочного аппарата при паспортной продолжительности включения (ПВ).

Таблица 7.1 – Технические параметры предохранителей на напряжение до 1 кВ

Наименование	Номинальный ток, А		Предельный отключающий ток, кА
	предохранителя	плавкой вставки	
НПН2-60	63	6; 10; 16; 20; 25; 31; 40; 63	10
ПН2-100	100	31,5; 40; 50; 63; 80; 100	100
ПН2-250	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	100
ПН2-400	400	200; 250; 315; 355; 400	40
ПН2-600	630	315; 400; 500; 630	25

Пример 7.1

Рассчитать ток и выбрать плавкий предохранитель для защиты линии, по которой питается электроприемник (электродвигатель) со следующими данными:

$$p_H = 18,5 \text{ кВт}; \cos \varphi_H = 0,82; \eta_H = 87 \%; U_H = 400 \text{ В}.$$

Решение

Определяем длительный расчетный ток линии:

$$I_p = i_H = \frac{p_H}{\sqrt{3}U_H \cos \varphi_H \eta_H} = \frac{18,5}{1,73 \cdot 0,40 \cdot 0,82 \cdot 0,87} = 37,4 \text{ А}.$$

Определяем пусковой ток:

$$I_{\text{п}} = i_H \frac{I_{\text{п}}}{I_H} = 37,4 \cdot 7 = 261,8 \text{ А}.$$

По длительному току $I_{\text{н.вст}} \geq 37,4 \text{ А}$.

По кратковременному току с учетом условий пуска:

$$I_{\text{н.вст}} \geq \frac{I_{\text{п}}}{\alpha} \geq \frac{261,8}{2,5} \geq 104,7 \text{ А}.$$

Выбираем предохранитель ПН2-250 с $I_{\text{н.вст}} = 120 \text{ А}$.

ЗАДАНИЕ 7.1

Рассчитать токи электроприемников и выбрать плавкие предохранители в распределительной сети, схема которой приведена на рисунке 7.1.

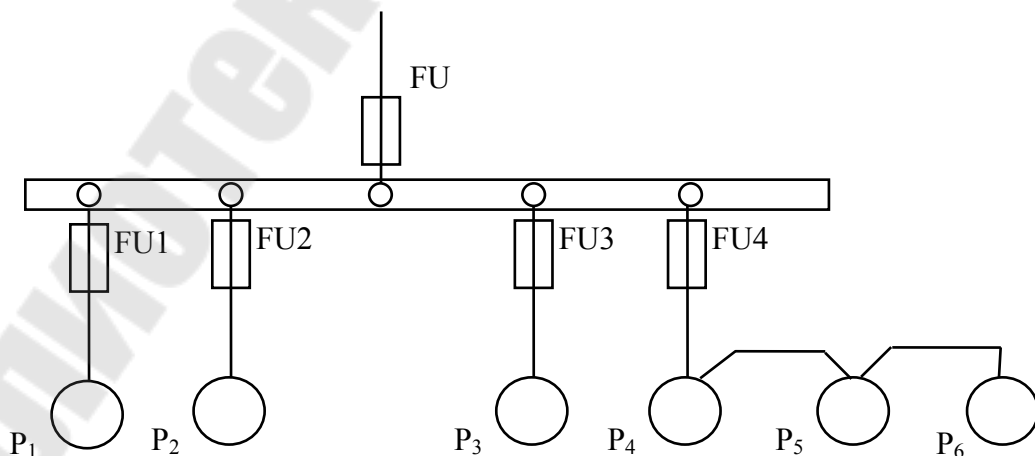


Рисунок 7.1 – Схема распределительной сети

Таблица 7.2 – Исходные данные к заданию 7.1

Вариант	P_1 кВт	P_2 кВт	P_3 кВт	P_4 кВт	P_5 кВт	P_6 кВт	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3$	$\cos\varphi_4$	$\cos\varphi_5$	$\cos\varphi_6$	K_c
1	19,6	17,3	3,7	4,3	11,0	9,3	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
2	18,1	14,0	7,3	2,5	16,0	21,0	0,8	0,7	0,7	0,6	0,8	0,7	0,8
3	13,0	19,3	9,2	4,3	7,8	5,9	0,6	0,8	0,7	0,8	0,8	0,7	0,85
4	7,3	14,2	7,0	2,1	23,2	4,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,9	0,85
5	9,2	7,3	1,1	0,75	14,5	28,0	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
6	4,0	13,5	7,2	3,0	9,8	19,3	0,7	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
7	17,5	9,2	3,0	2,2	7,3	8,4	0,6	0,6	0,7	0,6	0,8	0,7	0,8
8	3,5	7,1	5,3	2,3	6,1	19,5	0,8	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8
9	8,4	21,3	7,5	4,0	14,6	3,4	0,7	0,6	0,8	0,8	0,6	0,7	0,8
10	11,6	25,3	3,6	0,75	9,3	2,2	0,8	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,85
11	10,3	16,1	7,4	3,1	4,9	9,5	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,8	0,85
12	17,1	6,3	0,75	0,75	5,7	20,4	0,8	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,85
13	4,0	9,3	2,8	1,7	17,1	14,0	0,7	0,8	0,6	0,7	0,8	0,6	0,8
14	12,8	7,3	4,1	0,8	19,3	6,5	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
15	14,5	14,5	10,0	4,1	7,5	2,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
16	11,0	19,6	4,1	23,2	3,7	6,4	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,9	0,85
17	16,0	18,1	3,0	14,5	7,3	2,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
18	7,8	13,0	2,2	9,8	9,2	11,1	0,7	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
19	23,2	7,3	2,3	7,3	7,0	3,0	0,6	0,6	0,7	0,6	0,8	0,7	0,8
20	14,5	9,2	4,0	3,0	1,1	2,2	0,8	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8
21	9,8	4,0	4,2	2,2	7,2	2,3	0,7	0,6	0,8	0,8	0,6	0,7	0,8
22	7,3	17,5	5,1	2,33,2	3,0	4,0	0,8	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,85
23	6,1	3,5	3,0	7,2	5,3	23,2	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,9	0,85
24	14,6	8,4	2,2	3,2	7,5	14,5	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
25	9,3	11,6	2,3	3,0	3,6	9,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
26	4,9	10,3	4,0	2,2	7,4	7,3	0,6	0,6	0,7	0,6	0,8	0,7	0,8
27	5,7	17,1	23,2	2,3	0,75	3,0	0,8	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8
28	17,1	4,0	14,5	4,0	2,8	2,2	0,7	0,6	0,8	0,8	0,6	0,7	0,8
29	19,3	12,8	9,8	4,8	4,1	2,3	0,8	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,85
30	7,5	14,5	7,3	5,6	10,0	4,0	0,75	0,82	0,87	0,6	0,75	0,6	0,82

Выбор магнитных пускателей

Электромагнитный пускатель – это коммутационный аппарат, который предназначен для управления электродвигателями переменного тока.

Номинальные токи магнитных пускателей выбирают по длительному расчетному току:

$$I_{н.мп} \geq I_p. \quad (7.6)$$

Номинальные токи тепловых реле $I_{н.т}$ выбирают по длительному расчетному току:

$$I_{н.т} \geq I_p. \quad (7.7)$$

Таблица 7.3 – Технические характеристики магнитных пускателей

Тип в зависимости от степени защиты		Номинальный ток, А, при степени защиты	
IP 00	IP54	IP 00	IP54
ПМЛ 110004	ПМЛ 121002	10	10
ПМЛ 210004	ПМЛ 221002	25	22
ПМЛ 310004	ПМЛ 321002	40	36
ПМЛ 410004	ПМЛ 421002	63	60
ПМЛ 510004	ПМЛ 521002	80	80
ПМЛ 610004	ПМЛ 621002	125	100
ПМЛ 710004	ПМЛ 721002	200	160

Пример 7.2

Рассчитать ток и выбрать уставку теплового реле серии РТЛ магнитного пускателя ПМЛ, защищающего от перегрузки электродвигатель мощностью 5,5 кВт, $\cos \varphi_n = 0,85$, $\eta_n = 85,5 \%$.

Решение

Определяем длительный расчетный ток электродвигателя:

$$I_p = i_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}U \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{5,5}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,85 \cdot 0,855} = 10,9 \text{ А.}$$

Выбираем магнитный пускатель серии ПМЛ200004 второй величины с РТЛ-101604, $I_{нт} = 14 \text{ А}$.

ЗАДАНИЕ 7.2

Рассчитать ток и выбрать уставки тепловых реле магнитных пускателей для защиты электродвигателей от перегрузки.

Таблица 7.4 – Исходные данные к заданию 7.2

Вариант	Тип электродвигателя	P_n , кВт	$\cos\varphi_n$	η_n , %
1	5A71A4Y3	0,55	0,7	70,5
2	5A71B4Y3	0,75	0,73	72,0
3	5A80A4Y3	1,1	0,81	75,0
4	5A80B4Y3	1,5	0,83	77,0
5	5A90L4Y3	2,2	0,83	80,0
6	5A100S4Y3	3,0	0,83	82,0
7	5A100L4Y3	4,0	0,84	84,0
8	5A132S4Y3	7,5	0,86	87,5
9	5A132M4Y3	11,0	0,87	87,5
10	5A160S4Y3	15,0	0,88	88,5
11	5A160M4Y3	18,5	0,88	89,5
12	5A180S4Y3	22,0	0,9	90,0
13	5A180M4Y3	30,0	0,89	91,0
14	5A200M4Y3	37,0	0,9	91,0
15	5A200L4Y3	45,0	0,90	92,0
16	5A 80A4Y3	1,1	0,81	75,0
17	5A 80B4Y3	1,5	0,83	77,0
18	5A 90L4Y3	2,2	0,83	80,0
19	5A 100S4Y3	3,0	0,83	82,0
20	5A 100L4Y3	4,0	0,84	84,0
21	5A 112M4Y3	5,5	0,85	85,5
22	5A 132S4Y3	7,5	0,86	87,5
23	5A 160M4Y3	11,0	0,87	87,5
24	5A 160S4Y3	15,0	0,88	88,5
25	5A 160M4Y3	18,5	0,88	89,5
26	5A 180S4Y3	22,0	0,90	90,0
27	5A 180M4Y3	30,0	0,9	90,5
28	5A 200M4Y3	37,0	0,9	91,0
29	5A 200L4Y3	45,0	0,90	92,0
30	5A 80A4Y3	1,1	0,81	75,0

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8

Выбор автоматических выключателей

Номинальные токи автоматического выключателя и расцепителя выбирают по длительному расчетному току линии:

$$I_{н.а} \geq I_p; \quad (8.1)$$

$$I_{н.р} \geq I_p. \quad (8.2)$$

Ток срабатывания (отсечки) электромагнитного или комбинированного расцепителя ($I_{ср.р}$) проверяется по пиковому току линии $I_{пик}$:

$$I_{ср.р} \geq 1,25I_{пик}. \quad (8.3)$$

Ток срабатывания расцепителя устанавливается изготовителем в зависимости от $I_{н.р}$:

$$I_{ср.р} = k_{т.о} I_{н.р}, \quad (8.4)$$

где $k_{т.о}$ – кратность тока отсечки.

С учетом (8.3) расчетное значение кратности тока отсечки определяется по выражению

$$k_{т.о} \geq \frac{1,25I_{пик}}{I_{н.р}}. \quad (8.5)$$

Селективность срабатывания последовательно включенных автоматических выключателей обеспечивается в тех случаях, когда их защитные характеристики не пересекаются. При отсутствии защитных характеристик каждый автомат на схеме сети по мере приближения к ИП должен иметь номинальный ток расцепителя не менее, чем на ступень выше, чем предыдущий.

Технические данные автоматических выключателей серий ВА51 и ВА52 с комбинированным расцепителем приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Технические данные автоматических выключателей серий ВА51 и ВА52 с комбинированным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки, $I_{отс}$
	выключателя	расцепителя	
<i>Однополюсные</i>			
ВА51-29	63	6,3; 8,0; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 63	3; 7; 10
ВА51-31-1	100	6,3; 8,0; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 63; 80; 100	

Окончание таблицы 8.1

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки, $I_{отс}$
	выключателя	расцепителя	
<i>Трехполюсные</i>			
ВА51Г-25	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10; 12,5; 16; 20; 25	14
ВА51-25	25	6,3; 8,0; 10; 12,5; 16; 20; 25	7; 10
ВА51-31	100	6,3; 8,0; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	7; 10
ВА52-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10
ВА51-33 ВА52-33	160	80; 100; 125; 160	10
ВА51-35 ВА52-35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12
ВА51-37 ВА52-37	400	250; 320; 400	10
ВА51-39 ВА52-39	630	400; 500; 630	10

Пример 8.1

Рассчитать ток и выбрать автоматический выключатель для защиты от перегрузки и токов короткого замыкания асинхронного двигателя мощностью 15 кВт, $\cos \varphi_n = 0,87$; $\eta_n = 87,5\%$; $\frac{I_n}{I_n} = 7,5$.

Решение

Определяем длительный расчетный ток:

$$I_p = i_n = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{15}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,87 \cdot 0,875} = 28,4 \text{ А.}$$

Определяем номинальный ток расцепителя из условия:

$$I_{н.р} \geq I_p \geq 22 \text{ А.}$$

Выбираем автоматический выключатель серии ВА 51-31 с $I_{н.а} = 100 \text{ А}$, $I_{н.р} = 31,5 \text{ А}$.

Устанавливаем невозможность срабатывания выключателя при пуске:

$$I_{ср.р} \geq 1,25I_{пик}.$$

Пиковый ток электроприемника равен:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п}} = 28,4 \cdot 7,5 = 213,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{ср.р}} \geq 1,25I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 165 = 266,4 \text{ А}.$$

Определим кратность токовой отсечки:

$$K_{\text{т.о}} \geq \frac{1,25I_{\text{пик}}}{I_{\text{н.р}}} = \frac{266,4}{31,5} = 8,45 \approx 10.$$

На электромагнитном расцепителе ток трогания установлен на $10I_{\text{н.р}}$, значит $I_{\text{ср.р}} = 315 \text{ А}$:

$$315 \text{ А} > 266,4 \text{ А}.$$

Условие выполняется.

ЗАДАНИЕ 8.1

Рассчитать токи электроприемников и выбрать автоматические выключатели в распределительном шкафу серии ПР8501 (рисунок 8.1).

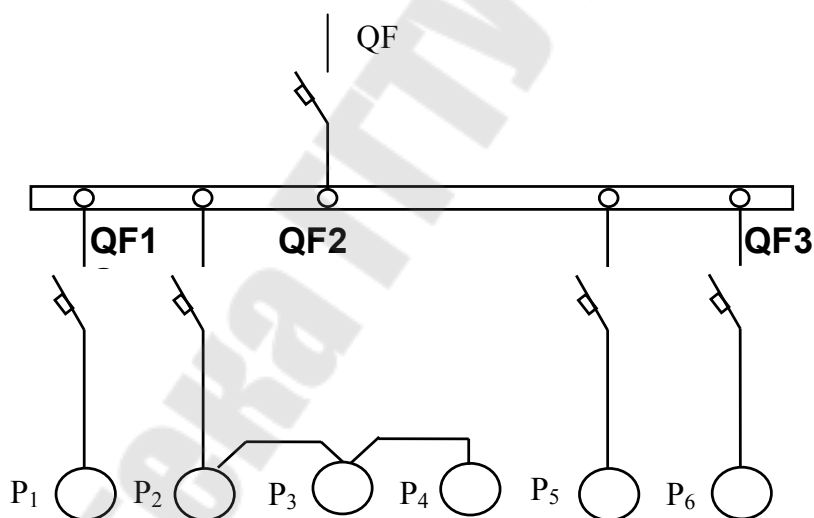


Рисунок 8.1 – Схема распределительной сети

Таблица 8.2 – Исходные данные к заданию 8.1

Вариант	P_1 кВт	P_2 кВт	P_3 кВт	P_4 кВт	P_5 кВт	P_6 кВт	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3$	$\cos\varphi_4$	$\cos\varphi_5$	$\cos\varphi_6$	K_c
1	16,1	14,3	7,3	2,2	21,3	9,2	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,85
2	3,8	14,0	2,7	4,0	18,5	3,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
3	12,5	10,3	7,5	1,1	5,2	4,0	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,85
4	1,9	7,3	0,73	0,73	19,3	22	0,8	0,6	0,6	0,7	0,8	0,6	0,8

Окончание таблицы 8.2

Вариант	P_1 кВт	P_2 кВт	P_3 кВт	P_4 кВт	P_5 кВт	P_6 кВт	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3$	$\cos\varphi_4$	$\cos\varphi_5$	$\cos\varphi_6$	K_c
5	19,0	7,5	4,0	2,2	13,0	5,5	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,85
6	4,2	23,1	2,0	2,0	4,9	9,1	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
7	13,3	12,0	2,2	1,1	4,9	8,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,6	0,8
8	10,0	7,8	2,7	0,75	3,8	2,2	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
9	23,0	3,0	8,3	0,3	4,8	11,0	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
10	9,3	10,0	3,2	0,75	5,5	18,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,8
11	7,3	13,5	7,5	3,0	13,0	2,2	0,8	0,7	0,7	0,8	0,6	0,8	0,85
12	14,5	7,5	3,0	0,75	3,5	18,3	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
13	10,2	8,5	4,0	0,9	18,0	3,7	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,85
14	8,4	12,6	7,7	3,0	18,5	7,3	0,7	0,8	0,7	0,9	0,8	0,6	0,8
15	15,8	11,0	4,8	2,2	3,9	19,6	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,85
16	4,0	13,5	7,2	3,0	9,8	19,3	0,7	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
17	17,5	9,2	3,0	2,2	7,3	8,4	0,6	0,6	0,7	0,6	0,8	0,7	0,8
18	3,5	7,1	5,3	2,3	6,1	19,5	0,8	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8
19	8,4	21,3	7,5	4,0	14,6	3,4	0,7	0,6	0,8	0,8	0,6	0,7	0,8
20	11,6	25,3	3,6	0,75	9,3	2,2	0,8	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,85
21	10,3	16,1	7,4	3,1	4,9	9,5	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,8	0,85
22	17,1	6,3	0,75	0,75	5,7	20,4	0,8	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,85
23	4,0	9,3	2,8	1,7	17,1	14,0	0,7	0,8	0,6	0,7	0,8	0,6	0,8
24	12,8	7,3	4,1	0,8	19,3	6,5	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
25	14,5	14,5	10,0	4,1	7,5	2,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
26	11,0	19,6	4,1	23,2	3,7	6,4	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,9	0,85
27	16,0	18,1	3,0	14,5	7,3	2,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
28	7,8	13,0	2,2	9,8	9,2	11,1	0,7	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
29	15,4	6,2	7,1	4,8	9,2	11,4	0,85	0,7	0,8	0,75	0,6	0,7	0,6
30	4,6	7,2	6,3	5,8	7,26	8,4	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,8	0,85

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9
Выбор сечений проводов и кабелей
в электрических сетях напряжением до 1 кВ
по условию допустимого нагрева

При протекании по проводнику электрического тока происходит его нагрев, изменяющий физические свойства проводника. Чрезмерный нагрев вызывает перегрев контактных соединений, перегорание

проводника, что может привести при неблагоприятных условиях окружающей среды к пожару или взрыву.

Максимальная температура нагрева проводника, при которой изоляция его сохраняет диэлектрические свойства и обеспечивается надежная работа контактов, называется предельно допустимой, а наибольший ток, соответствующий этой температуре, – длительно допустимым током по нагреву.

Величина длительно допустимого тока для проводников зависит от его материала, сечения, изоляции, условий охлаждения и т. д.

Установлена длительно допустимая температура жилы проводника –50–80 °С (в зависимости от типа изоляции и напряжения). Установлена также нормативная (условная) температура окружающей среды (25 °С – при прокладке проводников внутри и вне помещений в воздухе, 15 °С – при прокладке в земле и в воде).

Для практических расчетов пользуются готовыми таблицами длительно допустимых токов по нагреву проводников из различных материалов при различных условиях прокладки.

Для выбора сечения проводника по условиям нагрева токами нагрузки сравниваются расчетный (I_p) и допустимый ($I_{\text{доп}}$) токи для проводника принятой марки и с учетом условий его прокладки. При этом должно соблюдаться соотношение:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_{\text{п}}}, \quad (9.1)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент, корректирующий допустимый ток на условия прокладки проводов и кабелей, зависящий от температуры земли и воздуха (таблицы 9.1–9.4); I_p – расчетный ток длительного режима работы электроприемника (электроприемников); для одиночного электроприемника за расчетный ток принимается его номинальный ток, для группы электроприемников при количестве их до трех – ток, равный сумме номинальных токов электроприемников; для группы электроприемников при количестве более трех – расчетный ток, определяемый одним из существующих методов расчета (обычно методом упорядоченных диаграмм).

Таблица 9.1 – Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах

Способ прокладки	Количество проложенных проводов и кабелей		Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, питающих	
	одно-жильный	много-жильный	отдельные электроприемники с коэффициентом использования до 0,7	группы электроприемников и отдельные приемники с коэффициентом использования более 0,7
Многослойно и пучками	–	До 4	1,0	–
	2	5–6	0,85	–
	3–9	7–9	0,75	–
	10–11	10–11	0,7	–
	12–14	12–14	0,65	–
	15–18	15–18	0,6	–
Однослойно	2–4	2–4	–	0,67
	5	5	–	0,6

Таблица 9.2 – Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		–5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	–
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	–

На период ликвидации послеаварийного режима продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение пяти суток допускается перегрузка для кабелей: с полиэтиленовой изоляцией до 10 % номинальной нагрузки; с поливинилхлоридной – до 15 %, с бумажной – до 25 % [1].

По механической прочности минимальное сечение алюминиевых проводников должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$, для медных – $1,5 \text{ мм}^2$.

Выбранные по нагреву проводники должны быть согласованы с защитным аппаратом:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{\kappa_3 I_3}{K_{\text{п}}}, \quad (9.2)$$

где κ_3 – кратность длительно допустимого тока проводника по отношению к номинальному току; I_3 – номинальный ток срабатывания защитного аппарата.

В сетях, не требующих защиты от перегрузки κ_3 , принимают:

0,33 – для номинального тока плавкой вставки;

0,8 – для расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой.

1–1,25 – для проводников с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией в сетях с защитой от перегрузки.

Таблица 9.3 – Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица 9.4 – Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление, см · К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9 %, песчано-глинистая почва влажностью более 1 %	80	1,05
Нормальная почва и песок влажностью 7–9 %, песчано-глинистая почва влажностью 12–14 %	120	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7 %, песчано-глинистая почва влажностью 8–12 %	200	0,87
Песок влажностью до 4 %, каменистая почва	300	0,75

Длительно допустимые токовые нагрузки для проводов и кабелей с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами приведены в таблицах 9.5 и 9.6.

Таблица 9.5 – Длительно допустимые токовые нагрузки для проводов с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение жил, мм ²	Длительно допустимый ток, А, для проводов проложенных в трубе					
	открыто	два одно-жильных	три одно-жильных	четыре одно-жильных	одного двух-жильного	одного трех-жильного или пяти-жильного
2,0	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3,0	27	24	22	21	22	18
4,0	32	28	28	23	25	21
5,0	36	32	30	27	28	24
6,0	39	36	32	30	31	28
8,0	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	–	–	–

Таблица 9.6 – Длительно допустимые токовые нагрузки для кабелей с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение жил, мм ²	Длительно допустимый ток, А				
	одножильный в воздухе	двухжильный		пятижильный	
		в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	23	21	34	19	29
4,0	31	29	42	27	38
6,0	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140

Окончание таблицы 9.6

Сечение жил, мм ²	Длительно допустимый ток, А				
	одножильный в воздухе	двухжильный		пятижильный	
		в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385

Пример 9.1

Выбрать защитный аппарат и сечение проводника для ответвления к асинхронному электродвигателю ($P_n = 7,5$ кВт, $\cos \varphi_{n2} = 0,83$, $\eta_{n2} = 87,5\%$, $\frac{I_n}{I_n} = 7$). Ответвление выполняется проводом АПВ, проложенным в трубе в помещении с нормальной окружающей средой. Условия пуска двигателя легкие.

Решение

В качестве аппарата защиты используем предохранитель.

Расчетный ток ЭД:

$$I_p = i_n = \frac{7,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,83 \cdot 0,875} = 14,9 \text{ А.}$$

Пусковой ток ЭД:

$$I_{\text{пус}} = 14,9 \cdot 7 = 104,3 \text{ А.}$$

Определяем ток плавкой вставки предохранителя:

$$I_b = 104,3 / 2,5 = 41,7 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель НПН-2-63 с $I_{\text{пр}} = 63$ А, $I_b = 63$ А.

Определяем сечение проводника: $I_{\text{доп}} \geq 6,7$ А.

Выбираем провод АПВ 4 (1 х 2,5), $I_{\text{доп}} = 19$ А.

Проверяем по выражению (9.2) соответствует ли провод аппарату защиты, если не требуется защита от перегрузки:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{0,33 \cdot 63}{1} = 20,79 \text{ А.}$$

Условие не выполняется и надо выбрать проводник большего сечения.

Выбираем провод АПВ 4 (1 × 4), $I_{\text{доп}} = 23 \text{ А}$.

Пример 9.2

Группа электроприемников питается по радиальной линии трехфазной сети напряжением 400В. Линия прокладывается в помещении кабелем АВВГ при температуре +40 °С. Расчетный ток линии 79 А, пиковый ток группы – 546 А. Определить сечение проводника, питающего группу электроприемников.

Решение

По расчетному току выбираем автоматический выключатель ВА 51-31 с $I_{\text{в}} = 100 \text{ А}$, $I_{\text{нр}} = 80 \text{ А}$.

По таблице 9.2 в зависимости от нормированной (условной) температуры среды (+25 °С), нормированной температуры жил (+65 °С) и фактической температуры среды (+40 °С) находим значение поправочного коэффициента, который составляет 0,79.

Тогда условие выбора сечения провода $I_{\text{доп}} \geq 79/0,79 = 100 \text{ А}$.

По таблице 9.6 при условии прокладки пятижильных кабелей находим ближайшее большее или равное значение допустимого тока – 110 А и соответствующее ему сечение токопроводящей жилы – 50 мм².

Окончательно для питания принимается кабель сечением 50 мм² – АВВГ (5 × 50).

Согласовываем с защитным аппаратом:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{1,25 \cdot 80}{0,79} = 126,5 \text{ А}.$$

Условие не выполняется. Соответственно принимаем кабель большего сечения АВВГ (5 × 70) $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$.

ЗАДАНИЕ 9.1

Выбрать сечения жил проводов и кабелей по допустимому нагреву электрическим током по схемам и данным заданий 7.1 и 8.1. Подключение электроприемников осуществляется проводом АПВ, подключение шкафа – кабелем АВВГ. Условия прокладки проводника и условия окружающей среды приведены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Условия прокладки кабеля и условия окружающей среды помещения

Вариант	Условия пуска для предохранителя	Температура в помещении, °С	условия прокладки
1	Легкие	15	В трубе
2	Тяжелые	20	В коробе
3	Особо тяжелые	25	В трубе
4	Легкие	30	В коробе
5	Тяжелые	35	В трубе
6	Особо тяжелые	15	В коробе
7	Легкие	20	В трубе
8	Тяжелые	25	В коробе
9	Особо тяжелые	30	В трубе
10	Легкие	35	В коробе
11	Тяжелые	15	В трубе
12	Особо тяжелые	20	В коробе
13	Легкие	25	В трубе
14	Тяжелые	30	В коробе
15	Особо тяжелые	35	В трубе
16	Легкие	15	В коробе
17	Тяжелые	20	В трубе
18	Особо тяжелые	25	В коробе
19	Легкие	30	В трубе
20	Тяжелые	35	В коробе
21	Особо тяжелые	15	В трубе
22	Легкие	20	В коробе
23	Тяжелые	25	В трубе
24	Особо тяжелые	30	В коробе
25	Легкие	35	В трубе
26	Тяжелые	15	В коробе
27	Особо тяжелые	20	В трубе
28	Легкие	25	В коробе
29	Тяжелые	30	В трубе
30	Особо тяжелые	35	В коробе

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 10

Выбор сечений проводов и кабелей в электрических сетях напряжением до 1 кВ по допустимой потере напряжения в сетях постоянного тока (однофазные сети)

Если напряжение на зажимах электроприемника меньше 95 % U_H , то выбирают проводник (проводники) с сечением на одну ступень больше и повторяют проверочный расчет.

Электрические сети, в которых могут быть большие потери напряжения (протяженные сети силовых электроприемников, осветительные сети), рассчитываются по допустимой потере напряжения. При этом допустимая потеря напряжения определяется по формуле

$$\Delta U_{\text{доп}} \% = U_{\text{xx}} \% - \Delta U_{\text{T}} \% - U_{\text{min}} \%, \quad (10.1)$$

или

$$\Delta U_{\text{доп}} = 105 \% - \Delta U_{\text{T}} \% - 95 \% = 10 - \Delta U_{\text{T}} \%. \quad (10.2)$$

Определение потерь напряжения в питающем трансформаторе рассмотрено в практическом занятии 6.

Зная допустимую потерю напряжения, сечение проводников магистрали постоянного тока или однофазной сети переменного тока без учета ее индуктивного сопротивления можно определить по формуле

$$F = \frac{2 \cdot 10^5 \sum_1^n p_i L_i}{\gamma \Delta U_{\text{доп}} \% U_H^2}, \quad (10.3)$$

где γ – удельная проводимость материала, для алюминиевых проводов $34 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$; для медных $57 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$; p_i – активные нагрузки электроприемников, кВт; L_i – расстояния от источника питания до электроприемников, м.

Зная активную составляющую потерь напряжения, допустимая потеря напряжения рассчитывается по выражению

$$\Delta U_{\text{д}} \% = \Delta U_{\text{а}} \% + \Delta U_{\text{р}} \%. \quad (10.4)$$

Реактивную составляющую потери напряжения можно определить по формуле

$$\Delta U_p \% = \frac{x_0 \sum^n Ql}{U_H^2} 10^5, \quad (10.5)$$

где Q – реактивная мощность электроприемника, квар; l – расстояние от источника питания до электроприемника, м; x_0 – погонное реактивное (индуктивное) сопротивление проводников на единицу длины, Ом/км.

В связи с тем, что погонное реактивное (индуктивное) сопротивление проводников на единицу длины x_0 в зависимости от сечения изменяется незначительно, то допускается для кабельных линий принимать $x_0 = 0,08$ Ом/км, для воздушных линий – $x_0 = 0,4$ Ом/км.

Пример 10.1

По допустимой потере напряжения выбрать сечение воздушной линии электропередачи из алюминиевых проводов, выполненной по магистральной схеме для питания трех двигателей на напряжение 230 В. Активная составляющая потери напряжения для линии $\Delta U_a = 5,5$ %.

Двигатель 6 кВт, $\cos \varphi = 0,8$ расположен на расстоянии 100 м, двигатель 16 кВт, $\cos \varphi = 0,88$ расположен на расстоянии 120 м, двигатель 10 кВт, $\cos \varphi = 0,82$ расположен на расстоянии 160 м от источника питания.

Решение

Сечение кабельной магистрали может быть определено по формуле (10.3):

$$F = \frac{2 \cdot 10^5 \sum^n p_i L_i}{\gamma \Delta U_{\text{доп}} \% U_H^2}.$$

Допустимая потеря напряжения определяется:

$$\Delta U_{\text{доп}} \% = \Delta U_a \% + \Delta U_p \%.$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определяется по выражению:

$$\Delta U_p = \frac{x_0 \sum^n q_i L_i}{U_H^2} 10^5,$$

где x_0 – погонное реактивное (индуктивное) сопротивление проводников на единицу длины; $x_0 = 0,4$ Ом/км для воздушных линий.

Определим реактивную нагрузку электроприемников:

$$q_{Н1} = p_{Н1} \cdot \operatorname{tg}\varphi_1;$$

$$q_{Н1} = 6 \cdot 0,75 = 4,5 \text{ квар};$$

$$q_{Н2} = 16 \cdot 0,54 = 8,64 \text{ квар};$$

$$q_{Н3} = 10 \cdot 0,698 = 6,98 \text{ квар}.$$

Тогда

$$\Delta U_p = \frac{0,04(4,5 \cdot 0,1 + 8,64 \cdot 0,12 + 6,98 \cdot 0,16)10^5}{230^2} = 0,2 \text{ \%}.$$

Определим активную составляющую потерь:

$$\Delta U_d = 5,5 + 0,2 = 5,7 \text{ \%};$$

$$F = \frac{2 \cdot 10^5 (6 \cdot 100 + 16 \cdot 120 + 10 \cdot 160)}{34 \cdot 5,7 \cdot 230^2} = 80,4 \text{ мм}^2.$$

По результатам расчета выбираем ближайшее большее стандартное сечение $F_{ст} = 95 \text{ мм}^2$.

ЗАДАНИЕ 10.1

По допустимой потере напряжения выбрать сечение линии электропередачи, выполненной по магистральной схеме для питания двух двигателей напряжением 230 В, параметры которых приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Исходные данные к заданию 10.1

Вариант	$\Delta U_a, \%$	Линия		Электроприемник № 1			Электроприемник № 2		
		Прокладка	Жилы	$P_p, \text{ кВт}$	$\cos\varphi$	$L, \text{ м}$	$P_p, \text{ кВт}$	$\cos\varphi$	$L, \text{ м}$
1	4,5	кл	А	4,2	0,8	100	10,4	0,86	210
2	5	кл	М	5,4	0,82	110	11,2	0,88	240
3	5,5	вл	А	6,2	0,84	120	12	0,8	250
4	6	вл	М	7,8	0,86	120	12,6	0,82	160
5	4,5	кл	А	9,4	0,88	210	9,4	0,84	180
6	5	кл	М	8,6	0,8	250	6,8	0,86	150

Окончание таблицы 10.1

Вариант	$\Delta U_a, \%$	Линия		Электроприемник № 1			Электроприемник № 2		
		Прокладка	Жилы	$P_p, \text{кВт}$	$\cos\varphi$	$L, \text{м}$	$P_p, \text{кВт}$	$\cos\varphi$	$L, \text{м}$
7	5,5	вл	А	9,8	0,82	120	7,9	0,88	140
8	6	вл	М	10,4	0,84	200	12,8	0,8	210
9	4,5	кл	А	11,2	0,86	210	4,2	0,82	230
10	5	кл	М	12	0,88	240	5,4	0,84	190
11	5,5	вл	А	12,6	0,8	250	6,2	0,86	150
12	6	вл	М	9,4	0,82	160	7,8	0,88	200
13	4,5	кл	А	6,8	0,84	180	9,4	0,8	120
14	5	кл	М	7,9	0,86	150	8,6	0,82	130
15	5,5	вл	А	12,8	0,88	140	9,8	0,84	140
16	6	вл	М	12,8	0,8	210	10,4	0,86	150
17	4,5	кл	А	4,2	0,82	230	11,2	0,88	210
18	5	кл	М	5,4	0,84	190	12	0,8	240
19	5,5	вл	А	6,2	0,86	150	12,6	0,82	250
20	6	вл	М	7,8	0,88	200	9,4	0,84	160
21	4,5	кл	А	9,4	0,8	120	6,8	0,86	180
22	5	кл	М	8,6	0,82	130	7,9	0,88	150
23	5,5	вл	А	9,8	0,84	140	12,8	0,8	140
24	6	вл	М	10,4	0,86	150	4,2	0,82	210
25	4,5	кл	А	11,2	0,88	160	5,4	0,84	230
26	5	кл	М	12	0,8	150	6,2	0,86	190
27	5,5	вл	А	12,6	0,82	140	7,8	0,88	150
28	6	вл	М	9,4	0,84	150	9,4	0,8	200
29	6	кл	А	6,8	0,86	160	8,6	0,82	120
30	5,5	кл	М	7,9	0,88	200	9,8	0,84	130

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 11
Выбор сечений проводов и кабелей
в электрических сетях напряжением до 1 кВ
по допустимой потере напряжения в сетях
переменного тока

Если нагрузка чисто активная (освещение, нагревательные приборы и т. п.), то расчет ничем не отличается от приведенного расчета линии постоянного тока. Если же нагрузка смешанная, т. е. коэффициент мощности отличается от единицы, то расчетные формулы принимают вид:

$$I = \frac{P}{U \cos \varphi}. \quad (11.1)$$

Потери напряжения в линии:

$$\Delta U = IR = \frac{2IL}{\gamma F \cos \varphi}, \quad (11.2)$$

а необходимое сечение провода линии

$$F = \frac{2IL}{\gamma \Delta U \cos \varphi}. \quad (11.3)$$

Для распределительной сети 0,4 кВ, питающей технологические линии и другие электроприемники, для удобства расчетов пользуются специальными таблицами (таблица 11.1), где приведены потери напряжения в трехфазной ВЛ с алюминиевыми проводами напряжением 0,4 кВ.

Таблица 11.1 – Потери напряжения в трехфазной воздушной линии с алюминиевыми проводами напряжением 0,4 кВ

$F, \text{мм}^2$	Относительные потери напряжения, %, на 1 кВт · км, при коэффициенте реактивной мощности								
	1,02	0,88	0,75	0,62	0,53	0,48	0,36	0,28	0,1
16	1,62	1,58	1,55	1,52	1,5	1,49	1,46	1,44	1,37
25	1,13	1,1	1,07	1,03	1,02	1,0	0,97	0,96	0,89
35	0,87	0,84	0,81	0,78	0,76	0,75	0,72	0,7	0,64

Потери напряжения определяются по следующей формуле:

$$\Delta U = \Delta U_{\text{табл}} M_a, \quad (11.4)$$

где ΔU – потеря напряжения, В; $\Delta U_{\text{табл}}$ – значение относительных потерь, %, на 1 кВт · км; M_a – произведение передаваемой мощности P , кВт, на длину линии, кВт · км.

Сечение проводников магистрали трехфазного переменного тока по заданной допустимой потере напряжения определяется по формуле

$$F = \frac{10^5 \sum_1^n Pl}{\gamma \Delta U_a \% U_n^2}. \quad (11.5)$$

Пример 11.1

По допустимой потере напряжения выбрать сечение кабельной линии электропередачи из алюминиевых проводов, выполненной по магистральной схеме для питания трех двигателей на напряжение 400 В. Допустимая потеря напряжения для линии $\Delta U_{\text{д}} = 4,5 \%$.

Двигатель 6 кВт, $\cos \varphi = 0,8$ расположен на расстоянии 100 м, двигатель 16 кВт, $\cos \varphi = 0,88$ расположен на расстоянии 120 м, двигатель 10 кВт, $\cos \varphi = 0,82$ расположен на расстоянии 160 м от источника питания.

Решение

Сечение кабельной магистрали может быть определено по формуле (11.5):

$$F = \frac{10^5 \sum_{i=1}^n p_i L_i}{\gamma \Delta U_{\text{а}} \% U_{\text{н}}^2}.$$

Определяем активную составляющую потери напряжения:

$$\Delta U_{\text{а}} \% = \Delta U_{\text{доп}} \% - \Delta U_{\text{р}} \%.$$

Для этого определим реактивную составляющую по выражению (10.5):

$$\Delta U_{\text{р}} = \frac{x_0 \sum_{i=1}^n q_i L_i}{U_{\text{н}}^2} 10^5; \quad x_0 = 0,08 \text{ Ом/км для кабельных линий};$$

$$q_{\text{н1}} = p_{\text{н1}} \cdot \text{tg} \varphi_1;$$

$$q_{\text{н1}} = 6 \cdot 0,75 = 4,5 \text{ квар};$$

$$q_{\text{н2}} = 16 \cdot 0,54 = 8,64 \text{ квар};$$

$$q_{\text{н3}} = 10 \cdot 0,698 = 6,98 \text{ квар}.$$

Тогда

$$\Delta U_{\text{р}} = \frac{0,04(4,5 \cdot 0,1 + 8,64 \cdot 0,12 + 6,98 \cdot 0,16) \cdot 10^5}{230^2} = 0,2 \%$$

Активная составляющая потерь напряжения составит:

$$\Delta U_{\text{а}} = 4,5 - 0,2 = 4,3 \%$$

Определим сечение магистрали:

$$F = \frac{10^5(6 \cdot 100 + 16 \cdot 120 + 10 \cdot 160)}{34 \cdot 4,3 \cdot 400^2} = 17,68 \text{ мм}^2.$$

По результатам расчета выбираем ближайшее большее стандартное сечение $F_{\text{ст}} = 25 \text{ мм}^2$.

ЗАДАНИЕ 11.1

По допустимой потере напряжения выбрать сечение линии электропередачи, выполненной по магистральной схеме для питания двух двигателей на напряжение 400 В, параметры которых приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Исходные данные к заданию 11.1

Вариант	$\Delta U_{\text{д}}$, %	Линия		Электроприемник № 1			Электроприемник № 2		
		Прокладка	Жилы	P_p , кВт	$\cos\phi$	L , м	P_p , кВт	$\cos\phi$	L , м
1	4,5	кЛ	А	4,2	0,8	100	10,4	0,86	210
2	5	кЛ	М	5,4	0,82	110	11,2	0,88	240
3	5,5	вЛ	А	6,2	0,84	120	12	0,8	250
4	6	вЛ	М	7,8	0,86	120	12,6	0,82	160
5	4,5	кЛ	А	9,4	0,88	210	9,4	0,84	180
6	5	кЛ	М	8,6	0,8	250	6,8	0,86	150
7	5,5	вЛ	А	9,8	0,82	120	7,9	0,88	140
8	6	вЛ	М	10,4	0,84	200	12,8	0,8	210
9	4,5	кЛ	А	11,2	0,86	210	4,2	0,82	230
10	5	кЛ	М	12	0,88	240	5,4	0,84	190
11	5,5	вЛ	А	12,6	0,8	250	6,2	0,86	150
12	6	вЛ	М	9,4	0,82	160	7,8	0,88	200
13	4,5	кЛ	А	6,8	0,84	180	9,4	0,8	120
14	5	кЛ	М	7,9	0,86	150	8,6	0,82	130
15	5,5	вЛ	А	12,8	0,88	140	9,8	0,84	140
16	6	вЛ	М	12,8	0,8	210	10,4	0,86	150
17	4,5	кЛ	А	4,2	0,82	230	11,2	0,88	210
18	5	кЛ	М	5,4	0,84	190	12	0,8	240
19	5,5	вЛ	А	6,2	0,86	150	12,6	0,82	250
20	6	вЛ	М	7,8	0,88	200	9,4	0,84	160
21	4,5	кЛ	А	9,4	0,8	120	6,8	0,86	180
22	5	кЛ	М	8,6	0,82	130	7,9	0,88	150

Окончание таблицы 11.2

Вариант	$\Delta U_{\text{д}}, \%$	Линия		Электроприемник № 1			Электроприемник № 2		
		Прокладка	Жилы	$P_p, \text{кВт}$	$\cos \varphi$	$L, \text{м}$	$P_p, \text{кВт}$	$\cos \varphi$	$L, \text{м}$
23	5,5	вл	А	9,8	0,84	140	12,8	0,8	140
24	6	вл	М	10,4	0,86	150	4,2	0,82	210
25	4,5	кл	А	11,2	0,88	160	5,4	0,84	230
26	5	кл	М	12	0,8	150	6,2	0,86	190
27	5,5	вл	А	12,6	0,82	140	7,8	0,88	150
28	6	вл	М	9,4	0,84	150	9,4	0,8	200
29	6	кл	А	6,8	0,86	160	8,6	0,82	120
30	5,5	кл	М	7,9	0,88	200	9,8	0,84	130

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 12

Расчет троллейных линий

Расчет троллейных линий сводится к выбору размера стального профиля (уголок, полоса или швеллер) или типа троллейного шинпровода, удовлетворяющего условиям нагрева и допустимой потере напряжения в момент пика нагрузки.

Выбор по нагреву заключается в сравнении расчетного тока I_p с допустимым током профиля $I_{\text{доп}}$ (таблица 12.1) или номинальным током шинпровода I_n (таблица 12.2) по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p; \quad I_n \geq I_p. \quad (12.1)$$

Расчетный ток по нагреву определяется по формуле

$$I_p = \frac{\sqrt{(P_n K_{3.0})^2 + (P_n \cdot K_{3.0} \text{tg}\varphi)^2}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (12.2)$$

где P_n – потребляемая активная мощность крановой установки при номинальной нагрузке; $K_{3.0}$ – коэффициент спроса для крановой установки, определяемый в зависимости от режима работы и эффективного числа электроприемников (рисунок 12.1); $\text{tg}\varphi$ – среднее значение коэффициента реактивной мощности.

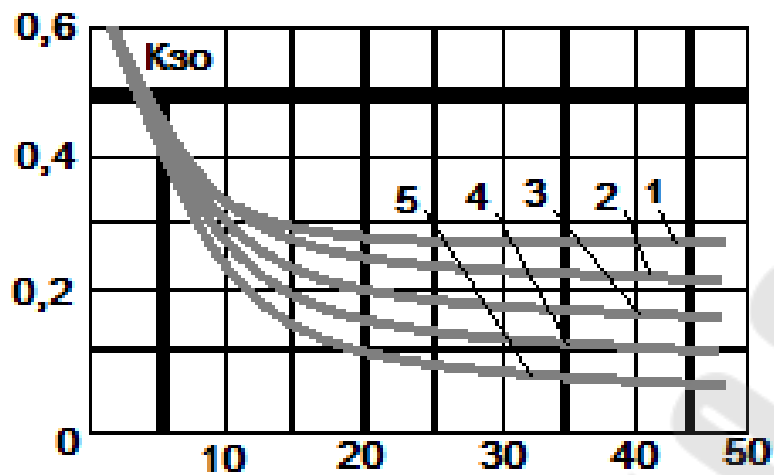


Рисунок 12.1 – Коэффициент спроса для крановых установок, работающих в режиме:
 1 – весьма тяжелом; 2 – тяжелом; 3 – среднем;
 4 – легком; 5 – особо легком

Величина потребляемой мощности определяется по следующей формуле:

$$P_n = \sum_{i=1}^n \frac{P_{ni}}{\eta_{ni}}, \quad (12.3)$$

где P_{ni} и η_{ni} – соответственно номинальная мощность при ПВ = 100 % и коэффициент полезного действия i -го двигателя; n – число электродвигателей крановой установки.

При $n \leq 3$ следует принимать $K_{3,0} = 1$.

Таблица 12.1 – Допустимый ток для угловой стали

Допустимый ток, А, для размеров угловой стали, мм					
16 × 16 × 2,5	25 × 25 × 3	40 × 40 × 4	50 × 50 × 5	60 × 60 × 6	75 × 75 × 8
55	60	95	125	185	250

Таблица 12.2 – Технические характеристики троллейных шинопроводов ШТМ 73

Шинопровод, А	100	250	400	630	1000
Токосъемное устройство, А	10; 16; 25; 40	25; 40; 63; 100	63; 100; 160	100; 160; 250	160; 250; 400
Активное сопротивление, Ом/км	0,86	0,315	0,197		
Реактивное сопротивление, Ом/км	0,48	0,18	0,12		

Потеря напряжения в троллейной линии не должна превышать 6–7 %.

В троллейных шинопроводах потерю напряжения определяют по формуле

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 I_{\text{пик}}}{U_{\text{н}}} (R_{\text{ш}} \cos\varphi + X_{\text{ш}} \sin\varphi), \quad (12.4)$$

где $R_{\text{ш}}$, $X_{\text{ш}}$ – активное и индуктивное сопротивление расчетного участка шинопровода – от точки присоединения питающей линии до наиболее удаленного конца; $I_{\text{пик}}$ – пиковый ток группы крановых электродвигателей, определяется по выражению

$$I_{\text{пик}} = i_{\text{пmax}} + (I_{\text{р}} - i_{\text{нmax}}), \quad (12.5)$$

где $i_{\text{пmax}}$ – наибольший из пусковых токов электродвигателей в группе; $i_{\text{нmax}}$ – номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым током.

Расчет потерь напряжения в стальных крановых троллеях выполняется по формуле

$$\Delta U\% = ml, \quad (12.6)$$

где m – удельная потеря напряжения, принимаемая в зависимости от максимальной величины пикового тока, %/м (таблица 12.3); l – длина участка троллейной линии от точки присоединения питающей линии до наиболее удаленного конца, м.

Таблица 12.3 – Удельная потеря напряжения, принимаемая в зависимости от максимальной величины пикового тока

Расчетный ток при размерах угловой стали, А					m , %/м
25 × 25 × 3	40 × 40 × 4	50 × 50 × 5	60 × 60 × 6	75 × 75 × 8	
63	65	80	95	125	0,060
60	75	95	111	140	0,070
65	85	110	130	168	0,080
72	95	125	150	194	0,090
75	100	133	160	208	0,095
85	108	140	171	222	0,1
90	115	149	182	236	0,105
95	125	158	193	250	0,11
100	130	168	204	264	0,115
110	138	177	215	274	0,12

Окончание таблицы 12.3

Расчетный ток при размерах угловой стали, А					<i>m</i> , %/м
25 × 25 × 3	40 × 40 × 4	50 × 50 × 5	60 × 60 × 6	75 × 75 × 8	
115	145	186	226	292	0,125
120	153	195	235	306	0,13
125	160	204	248	320	0,135
130	168	214	25	334	0,140
137	175	223	270	348	0,145
150	183	282	280	362	0,150
160	200	250	300	390	0,16
165	210	264	317	404	0,165
175	220	277	334	427	0,17
180	230	291	351	449	0,175
190	240	304	368	472	0,18
200	250	315	395	494	0,185
205	260	331	402	520	0,19
215	270	345	419	539	0,195
230	300	385	470	607	0,21
265	340	439	538	698	0,23
295	380	493	606	787	0,25
325	420	547	674	877	0,27
350	460	601	742	967	0,29
370	480	628	776	1012	0,3

При питании от одной троллейной линии двух кранов длину расчетного участка l умножают на 0,8, трех кранов – на 0,7, учитывая малую вероятность работы кранов в конце линии.

Напряжение на зажимах электродвигателей крана при всех режимах работы должно быть не ниже 85 % номинального.

Пример 12.1

Выбрать размер угловой стали для троллейной линии, питающей мостовой кран. Кран имеет следующие электродвигатели:

- подъема груза – 7,5 кВт, $\eta = 75,5$, $\cos\varphi = 0,77$, пусковой ток $I_{\text{пmax}} = 78$ А;
- тележки – 2,5 кВт, $\eta = 68$ %;
- перемещения моста два электродвигателя по 3,2 кВт, $\eta = 67$ %.

Крановая установка работает в среднем режиме.

Длина расчетного участка линии $l = 65$ м.

Номинальное напряжение сети 400 В.

Решение

Определяется суммарная потребляемая мощность электродвигателя крана:

$$P_n = \frac{7,5}{0,755} + \frac{2,5}{0,68} + 2 \frac{3,2}{0,67} = 23,2 \text{ кВт.}$$

Эффективное число электроприемников крана:

$$n_3 = \frac{(7,5 + 2,5 + 2 \cdot 3,2)^2}{7,5^2 + 2,5 \cdot 2 + 2 \cdot 3,2^2} = 3,2, \quad n_3 = 3.$$

По кривым (рисунок 12.1) при $n_3 = 3$ и среднем режиме работы определяется коэффициент спроса $K_{3,0} = 0,5$. Учитывая, что для крановых установок среднее значение $\text{tg}\varphi = 1,73$, расчетный ток троллейной линии можно рассчитать по выражению

$$I_p = \frac{\sqrt{(23,2 \cdot 0,5)^2 + (23,2 \cdot 0,5 \cdot 1,73)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,400} = 27,8 \text{ А.}$$

По условию (12.1) выбирается для троллейной линии угловая сталь размером $40 \times 40 \times 4$, имеющая $I_{\text{доп}} = 95$ А.

Для определения пикового тока линии предварительно находится номинальный ток наиболее мощного электродвигателя (двигатель, имеющий наибольший пусковой ток в группе):

$$i_{\text{нmax}} = \frac{7,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,77 \cdot 0,755} = 18,6 \text{ А.}$$

Тогда пиковый ток крана определяется по выражению (12.5):

$$I_{\text{пик}} = 78 + (27,8 - 18,6) = 87,2 \text{ А.}$$

По таблице 12.3 для $I_{\text{пик}} = 87,2$ А, $m = 0,09$ %/м.

Согласно выражению (12.6) потери напряжения в троллейной линии:

$$\Delta u = 0,09 \cdot 65 = 5,85 \text{ \%},$$

что меньше допустимой величины.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 13

Выбор магистральных шинопроводов

Магистральные комплектные шинопроводы выбираются в соответствии со следующим условием:

$$I_H \geq I_p, \quad (13.1)$$

где I_H – номинальный ток шинопровода.

Для схемы «блок трансформатор – магистраль» в качестве расчетного тока I_p для магистрального шинопровода принимается номинальный ток силового трансформатора. При резервировании от второго источника через вторую магистральную нитку должен быть учтен послеаварийный режим работы.

Проверяются шинопроводы по количеству присоединений:

$$n_{\text{эп}} \leq n_{\text{ш}}, \quad (13.2)$$

где $n_{\text{эп}}$ – количество электроприемников группы; $n_{\text{ш}}$ – количество возможных присоединений к шинопроводу распределительному.

Технические параметры магистральных шинопроводов приведены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Технические характеристики магистральных шинопроводов

Показатели	ШМА4-1250	ШМА4-1600	ШМА4-2500	ШМА4-3200
Номинальный ток, А	1250	1600	2500	3200
Номинальное напряжение, В	660	660	660	660
Электродинамическая стойкость, кА	70	70	70	70
Сопротивление на фазу, Ом/км:				
активное	0,0338	0,0297	0,0169	0,015
индуктивное	0,0161	0,0143	0,0082	0,0072
Полное сопротивление петли фаза-нуль, Ом/км	0,0862	0,0872	0,0822	0,053
Линейная потеря напряжения, В, на 100 м при $\cos\varphi = 0,8$ и нагрузке, сосредоточенной в конце линии	8,93	9,13	9,7	9
Степень защиты	IP44	IP44	IP44	IP44

Пример 13.1

По допустимому нагреву выбрать два магистральных комплектных шинпровода, запитанные по схеме «блок трансформатор – магистраль». Один шинпровод подсоединен к силовому трансформатору $S_{\text{НТ}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, второй – к трансформатору с $S_{\text{НТ}} = 1250 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Решение

Расчетная нагрузка каждого из магистральных шинпроводов принимается равной номинальному току трансформатора:

$$I_{\text{р1}} = I_{\text{Н1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{р2}} = I_{\text{Н2}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1804 \text{ А}.$$

По таблице 13.1 для трансформатора $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ выбирается магистральный шинпровод ШМА4-1600А, для трансформатора $1250 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ – ШМА4-2500А.

Пример 13.2

Нагрузка в цехе питается от двух магистральных шинпроводов по схеме, приведенной на рисунке 13.1.

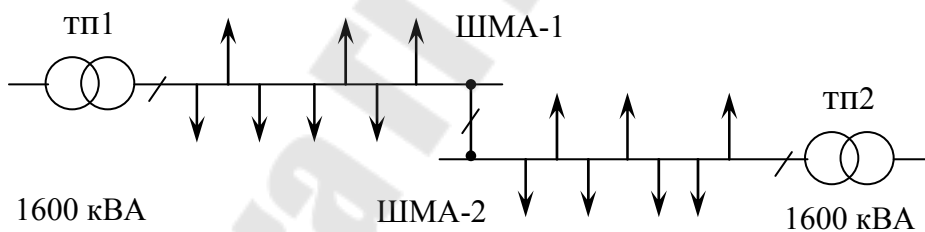


Рисунок 13.1 – Схема присоединения магистральных шинпроводов

Расчетная нагрузка ШМА-1 составляет $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, второго магистрального шинпровода ШМА-2 – $1100 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Решение

Расчетный ток нормального режима работы каждого шинпровода составил:

$$I_{\text{р1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{р2}} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1588 \text{ А}.$$

Если за расчетный ток принять номинальные токи трансформаторов:

$$I_{p_1} = I_{p_2} = I_{H_1} = I_{H_2} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2310 \text{ А.}$$

По расчетной нагрузке нормального режима работы может быть принят комплектный магистральный шинопровод ШМА 4-1600 и по номинальному току трансформатора ШМА 4-2500.

С учетом послеаварийного режима

$$I_{p.ав} = \frac{1000 + 1100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3031 \text{ А}$$

должен быть выбран магистральный шинопровод ШМА 4-3200 А.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 14

Выбор распределительных шинопроводов

Выбор комплектных шинопроводов по допустимому нагреву

Распределительные комплектные шинопроводы выбираются в соответствии со следующим условием:

$$I_H \geq I_p, \quad (14.1)$$

где I_H – номинальный ток шинопровода.

В общем случае шинопроводы должны выбираться по расчетному току наиболее загруженного плеча от точки присоединения питающей линии до конца шинопровода:

$$I_p = \frac{S_{p.ш} l_p}{\sqrt{3} \cdot U_H l_{ш}}, \quad (14.2)$$

где $S_{p.ш}$ – полная мощность расчетной нагрузки от электроприемников, питающихся от шинопровода; $l_{ш}$ – длина шинопровода; l_p – длина наиболее протяженного плеча шинопровода.

При присоединении питающей линии в начале шинопровода $l_p = l_{ш}$. Проверяются шинопроводы по количеству присоединений:

$$n_{эп} \leq n_{ш}, \quad (14.3)$$

где $n_{\text{эл}}$ – количество электроприемников группы; $n_{\text{ш}}$ – количество возможных присоединений к шинопроводу распределительному.

Технические характеристики распределительных шинопроводов приведены в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Технические характеристики распределительных шинопроводов

Показатели	ШРА4-100	ШРА4-250	ШРА4-400	ШРА4-630
Номинальный ток, А	100	250	400	630
Номинальное напряжение, В	660	660	660	660
Электродинамическая стойкость, кА	7	12	25	32
Сопротивление на фазу, Ом/км:				
активное	–	0,21	0,15	0,1
индуктивное	–	0,21	0,17	0,13
Линейная потеря напряжения, В, на 100 м при $\cos\varphi = 0,8$ и нагрузке, сосредоточенной в конце линии		6,5	8	8,5
Степень защиты	IP44	IP44	IP44	IP44

Пример 14.1

Расчетная нагрузка от группы трехфазных электроприемников с номинальными единичными мощностями до $3 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ на номинальное напряжение 400 В составляет $105 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Для питания этих электроприемников необходимо по допустимому нагреву выбрать комплектный распределительный шинопровод. Протяженность шинопровода – 57 м . Питание шинопровода предполагается выполнить в точку, разделяющую шинопровод на две части: 30 и 27 м .

Решение

Расчетный ток шинопровода, определяемый по формуле (14.2), составит:

$$I_p = \frac{105 \cdot 30}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 57} = 79,8 \text{ А.}$$

По расчетному току (таблица 14.1) можно выбрать комплектный распределительный шинопровод ШРА 4-100 с $I_H = 100 \text{ А}$.

Определим количество электроприемников:

$$n_{\text{эл}} = 105/3 = 35 \text{ шт.}$$

Определим количество присоединений:

$$N_c = 57/3 = 19 \text{ секций};$$

$$N_{\text{ш}} = 19 \times 2 = 38 \text{ присоединений};$$

$$35 \text{ шт.} \leq 38 \text{ пр.}$$

Условие выполняется.

ЗАДАНИЕ 14.1

Выбрать шинопровод для группы электроприемников, параметры которых приведены в таблице 14.2. Нагрузку шинопровода определить методом упорядоченных диаграмм.

Таблица 14.2 – Исходные данные к заданию 14.1

Вариант	Длина шинопровода, м	Подключение шинопровода, м	1 группа		2 группа		3 группа	
			кол-во, шт.	$P_{\text{н}}$, кВт	кол-во, шт.	$P_{\text{н}}$, кВт	кол-во, шт.	$P_{\text{н}}$, кВт
1	42	15/25	10	3,5	12	7,5	15	18,4
2	51	31/20	15	4,2	9	9,2	23	4,2
3	60	25/35	8	5,1	2	11,1	16	5,5
4	57	30/27	12	5,5	6	12,4	20	18
5	42	20/22	18	7,5	12	10	26	15
6	63	40/23	14	8,1	8	6,1	22	11
7	60	В начало	20	7,4	14	14,2	28	9,1
8	51	21/30	17	5,1	11	3,8	25	5,5
9	45	20/25	14	4,2	8	4,2	22	4,2
10	39	19/20	10	3,2	4	5,5	18	3,2
11	42	В начало	8	3,5	2	18	16	7,5
12	60	29/31	9	4,2	3	7,5	17	4,2
13	81	40/41	12	5,1	6	9,2	20	5,5
14	27	В начало	14	5,5	8	11,1	22	18
15	54	25/30	16	7,5	10	12,4	24	15
16	66	30/36	15	8,1	9	10	23	11
17	48	28/20	17	7,4	11	6,1	25	9,1
18	72	34/38	21	5,1	15	14,2	29	5,5
19	63	30/33	20	4,2	14	3,8	28	4,2
20	60	В конец	14	3,2	8	4,2	22	3,2
21	51	30/21	12	3,5	6	5,5	20	7,5

Окончание таблицы 14.2

Вариант	Длина шино- провода, м	Подключе- ние шино- провода, м	1 группа		2 группа		3 группа	
			кол-во, шт.	$P_{н}$, кВт	кол-во, шт.	$P_{н}$, кВт	кол-во, шт.	$P_{н}$, кВт
22	45	В начало	17	4,2	11	18	25	4,2
23	39	20/19	19	5,1	13	7,5	27	5,5
24	42	В начало	25	5,5	19	9,2	33	18
25	60	25/35	10	7,5	4	11,1	18	15
26	81	40/41	8	8,1	2	12,4	16	11
27	27	В начало	13	7,4	7	10	21	9,1
28	54	24/30	15	5,1	9	6,1	23	5,5
29	66	30/36	17	4,2	11	14,2	25	4,2
30	48	В начало	10	3,2	4	3,8	18	7,5

Литература

1 Правила устройства электроустановок : ТКП 339–2011. – Минск, 2011. – 549 с.

2 Радкевич, В. Н. Электроснабжение промышленных предприятий учеб. пособие для вузов / В. Н. Радкевич, В. Б. Козловская, И. В. Колосова. – Минск : ИВЦ Минфина, 2015. – 588 с.

3 Радкевич, В. Н. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / В. Н. Радкевич, В. Б. Козловская, И. В. Колосова. – 2-е изд., испр. – Минск : ИВЦ Минфина, 2017.

4 Ус, А. Г. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий : учеб. пособие / А. Г. Ус, Л. И. Евминов. – Минск : ПИОН, 2002. – 454 с.

5 Радкевич, В. Н. Проектирование систем электроснабжения : учеб. пособие для сред. спец. учеб. заведений / В. Н. Радкевич. – Минск : ПИОН, 2001. – 292 с.

6 Электроснабжение промышленных предприятий : учеб.-метод. пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» днев. формы обучения / А. Г. Ус, В. В. Бахмутская ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2016. – 89 с. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by/handle/220612/14421>.

7 Электроснабжение промышленных предприятий : практикум по одноим. курсу для студентов специальности 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» днев. и заоч. форм обучения / Т. В. Алферова, В. В. Бахмутская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2006. – 41 с.

8 Электроснабжение промышленных предприятий : практикум по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» специализации 1-43 01 03 01 «Электроснабжение промышленных предприятий» днев. и заоч. форм обучения. В 2 ч. Ч. 2 / составители: А. Г. Ус [и др.] ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2015. – 68 с. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by/handle/220612/13138>.

9 Электроснабжение промышленных предприятий : метод. указания к курсовому проектированию по разделу «Расчет токов КЗ в сетях до 1 кВ» для студентов специальностей 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» и 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» днев. и заоч. форм обучения / Ю. А. Рудченко, В. В. Бахмутская ; М-во образования Респ. Беларусь, Гом. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2011. – 79 с. – Режим доступа: <http://elib.gstu.by/handle/220612/1816>.

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Алфёрова Тамара Викторовна
Бахмутская Валентина Владимировна

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Практикум
для студентов специальности 1-43 01 03
«Электроснабжение (по отраслям)»
дневной и заочной форм обучения

Редактор
Компьютерная верстка

Н. Г. Мансурова
Н. Б. Козловская

Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.
пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель