

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Оренбургский государственный университет»

Кафедра электроснабжения промышленных предприятий

С.К. Алешина, О.И. Кильметьева

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Методические указания
к практическим занятиям и выполнению
расчетно-графического задания

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом
Государственного образовательного учреждения высшего
профессионального образования «Оренбургский государственный
университет»

Оренбург
ИПК ГОУ ОГУ
2010

УДК 621.31(07)
ББК 31.2я7
А49

Рецензент – доцент, кандидат технических наук А.Г. Никульченко

- Алешина, С.К.**
А49 Основы электроэнергетики: методические указания к практическим занятиям и выполнению расчетно-графического задания / С.К. Алешина, О.И. Кильметьева;
Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2010. – 60 с.

В методических указаниях рассмотрены вопросы расчета суточного графика нагрузки; построение годового графика нагрузки; расчет линий электропередач; выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции. В Приложениях приведены справочные данные и примеры расчетов суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки, выбора мощности силовых трансформаторов по ГОСТ 14209-97, примеры расчета воздушной и кабельной линий электропередачи.

Методические указания предназначены для выполнения практических заданий по дисциплине «Основы электроэнергетики» для студентов, обучающихся по специальности 140601 Электромеханика, и расчетно-графического задания для студентов, обучающихся по специальностям 140211 Электроснабжение и 140204 Электрические станции очной и заочной форм обучения.

УДК 621.31(07)
ББК 31.2я7

© Алешина С.К.,
Кильметьева О.И., 2010
© ГОУ ОГУ, 2010

Содержание

1 Расчет суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки.....	5
2 Расчёт линий электропередач.....	7
2.1 Расчет воздушных линий электропередач.....	7
2.2 Проверка выбранного сечения на корону.....	9
2.3 Расчет кабельных линий.....	10
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции.....	12
3.1 Выбор мощности трансформаторов по графику электрической нагрузки.....	12
3.2 Проверка трансформаторов на перегрузочную способность по ГОСТ 14209-97.....	13
Заключение.....	18
Список использованных источников.....	19
Приложение А Исходные данные к расчетно-графическому заданию.....	20
Приложение Б Типовые графики электрических нагрузок.....	24
Приложение В Пример расчета суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки.....	35
Приложение Г Данные силовых трансформаторов.....	37
Приложение Д Значения годовой и сезонных эквивалентных температур охлаждающего воздуха по населенным пунктам.....	39
Приложение Е Выбор мощности силовых трансформаторов по ГОСТ 14209-97.....	42

Приложение Ж Длительно-допустимые токи проводов ВЛ и жил КЛ.....	45
Приложение И Поправочные коэффициенты для КЛ.....	51
Приложение К Пример расчета воздушной линии электропередач.....	53
Приложение Л Пример расчета кабельной линии электропередач.....	55
Приложение М Нормы максимально допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов.....	57

1 Расчет суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки

Изменение нагрузки во времени называется графиком электрической нагрузки.

Классификация графиков нагрузок:

- 1) по изменяемой величине (полная, активная, реактивная мощность, ток);
- 2) суточные и годовые, зимние и летние;
- 3) сезонные (снятые за весенний или осенний периоды);
- 4) по месту изучения (станционные, сетевые, потребительские);
- 5) по форме (непрерывные и ступенчатые);
- 6) графики рабочего и выходного дня.

Рассмотрим графики электрических нагрузок при эксплуатации и проектировании.

Графики электрических нагрузок при эксплуатации снимают по приборам (22-24 июня – летние пиковые нагрузки, 25-26 декабря – зимние максимальные нагрузки). Ломаную кривую достаточно сложно обчислять, поэтому применяют ступенчатые графики (рисунок 1.1).

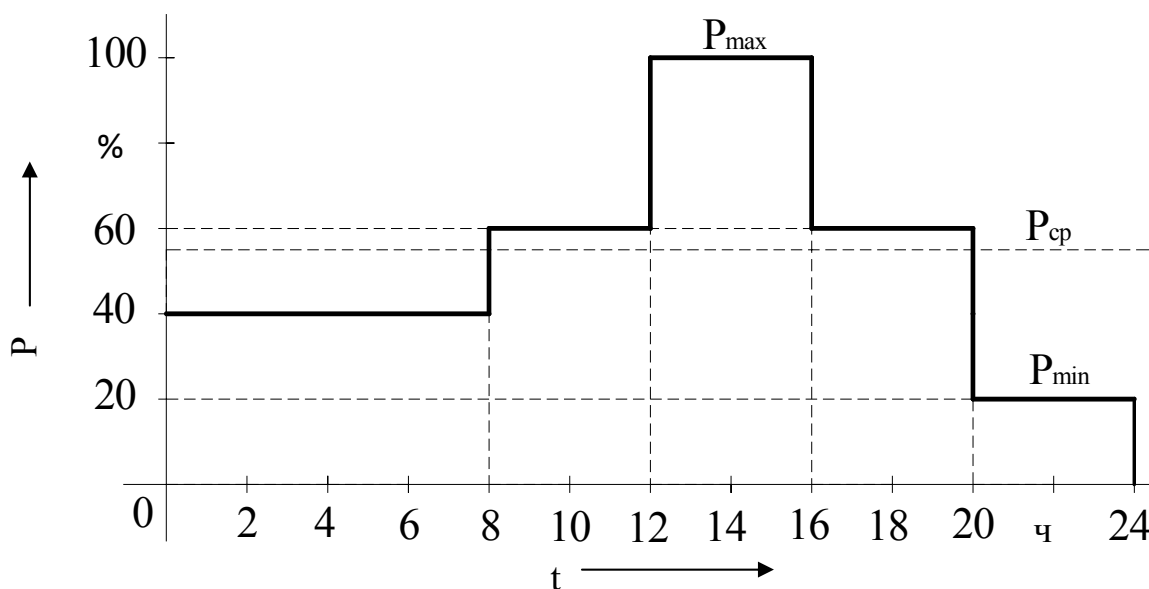


Рисунок 1.1 – Ступенчатый график электрической нагрузки за сутки

Для каждой промышленности существуют характерные графики нагрузки. Они представлены в справочной литературе.

Расчет суточного графика электрической нагрузки и построение годового графика по продолжительности:

а) отмечаем максимальную и минимальную величину нагрузки;

б) определяем среднюю величину нагрузки по следующим формулам:

$$P_{cp} = \frac{W_{cym}}{t}, \quad (1.1)$$

где W_{cym} – выработанная (потребленная) электроэнергия за сутки, МВт·ч;

t – число часов за сутки, ч.

$$W_{cym} = \int_0^t P_i dt = \sum_{i=0}^t P_i \Delta t_i, \quad (1.2)$$

где P_i – нагрузка i -ой ступени графика, МВт;

Δt – продолжительность i -ой ступени, ч.

Все нагрузки ниже P_{min} называются полубазовыми, ниже P_{cp} , но выше P_{min} – базовыми, выше P_{cp} , но ниже P_{max} – пиковыми.

в) находим коэффициент заполнения графика электрической нагрузки:

$$K_{зг} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}. \quad (1.3)$$

Этот коэффициент говорит о заполнении графика. По нему можно судить о работе предприятия, не имея графика нагрузки.

г) начинаем построение годового графика электрических нагрузок по продолжительности:

- годовой график по продолжительности строится для определения числа часов использования максимума нагрузки в году. Он строится по убывающей, начиная с максимальной ступени (рисунок 1.2).

$$T_j = \Delta t_i \cdot n, \quad (1.4)$$

где n – число суток в году.

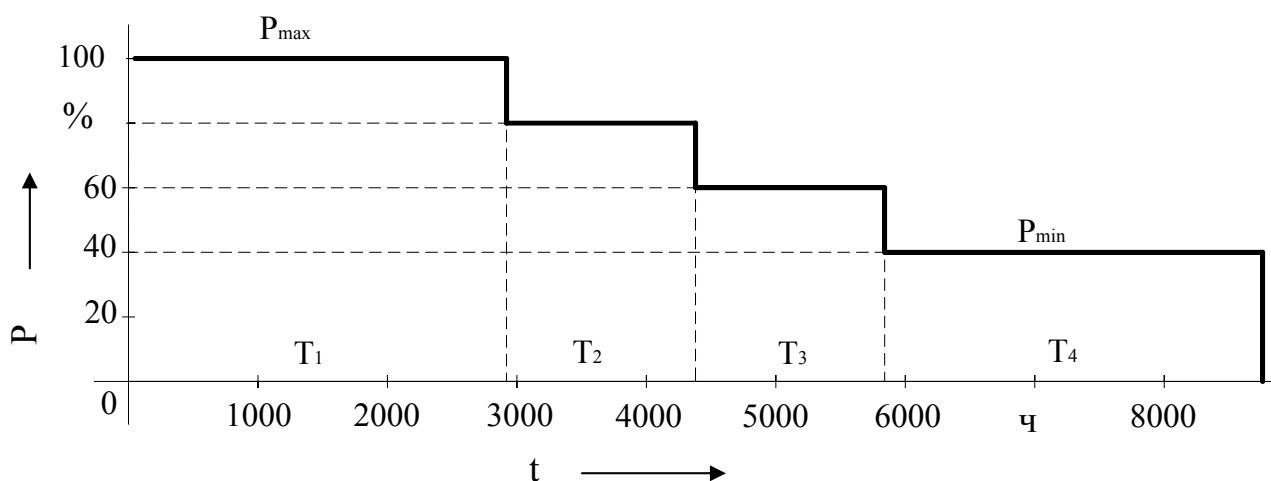


Рисунок 1.2 – График годовой электрической нагрузки по продолжительности

д) по годовому графику электрических нагрузок определяют годовое потребление электрической энергии (1.5) и число часов использования максимума нагрузки в году (1.6):

$$W_{\Gamma} = \int_0^T P_i dt = \sum_{i=0}^T P_i \Delta T_j ; \quad (1.5)$$

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

2 Расчет линий электропередач

2.1 Расчет воздушных линий электропередач

Воздушные линии электропередач (ВЛ) предназначены для передачи электроэнергии на расстояния по проводам. Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, опоры, изоляторы, тросы и линейная арматура. В целях безопасности провода ВЛ подвешиваются на опорах высоко над землей от нескольких метров до нескольких десятков метров в зависимости от напряжения линий.

Расчислять ВЛ - это значит определить сечение провода. Сечения проводов выбирают в зависимости от ряда технических и экономических факторов.

Технические факторы, влияющие на выбор сечений, следующие:

- 1) нагрев от длительного выделения тепла рабочим (расчетным) током;

2) нагрев от кратковременного выделения тепла током короткого замыкания;

3) потери (падения) напряжения в проводах ВЛ от проходящего по ним тока в нормальном и аварийном режимах;

4) механическая прочность – устойчивость к механической нагрузке (собственная масса провода, гололед, ветер);

5) коронирование – фактор, зависящий от применяемого напряжения, сечения провода и окружающей среды.

ВЛ выбирают по материалу провода, номинальному напряжению линии и экономической плотности тока.

Для проводов ВЛ в основном используется медь и алюминий. Для усиления механической прочности алюминиевых проводов используется стальной сердечник – такие провода называются сталеалюминиевыми.

Выбор ВЛ по напряжению сводится к выполнению условия:

$$U_{\text{ВЛ ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \quad (2.1)$$

где $U_{\text{ВЛ ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ;

$U_{\text{уст. ном}}$ – номинальное напряжение установки, численно равное номинальному напряжению сети, питающейся от этой установки, кВ.

Согласно ПУЭ выбор экономически целесообразного сечения ВЛ производится по так называемой экономической плотности тока – $j_{\text{эк}}$, которая зависит от материала провода и числа использования максимальной нагрузки в году – T_{max} .

Для этого определяют расчетный ток, текущий в линии, согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (2.2)$$

где S_{max} – суммарная максимальная нагрузка всех потребителей, питающихся от этой ВЛ, кВА, МВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

n – число цепей линии или число параллельных линий.

Затем, выбрав по таблицам ПУЭ экономическую плотность тока – $j_{\text{эк}}$, А/мм², определяют экономическое сечение ВЛ, согласно формуле:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (2.3)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, текущий в линии, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотности тока, А/мм².

Далее по таблицам ПУЭ выбирают ближайшее стандартное сечение проводов ВЛ и проверяют выбранное сечение по аварийному режиму, согласно неравенству:

$$I'_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{ав}} , \quad (2.4)$$

где $I'_{\text{длит.доп}}$ - длительно –допустимый ток в линии с учетом температурного коэффициента, А;

$I_{\text{ав}}$ – аварийный ток в линии, А.

В таблицах ПУЭ для данного стандартного сечения задается длительно-допустимый ток, но так как провода ВЛ испытывают в процессе эксплуатации воздействие изменения температуры, этот ток должен быть скорректирован по температуре, согласно формуле:

$$I'_{\text{длит.доп}} = I_{\text{длит.доп}} \cdot k , \quad (2.5)$$

где $I_{\text{длит.доп}}$ – длительно-допустимый ток, взятый из таблиц ПУЭ, согласно стандартному сечению, А;

k – температурный коэффициент, который определяется по таблицам ПУЭ, в тех случаях, когда расчетная температура окружающей среды отличается от условной расчетной, т.е. 25 °С.

Аварийный ток в линии – это ток, текущий по одной цепи (или одной линии), в случае обрыва другой цепи (или другой линии) ВЛ, определяют согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n-1)} \quad (2.6)$$

Если условие (2.4) выполняется, говорят о том, что сечение провода ВЛ выбрано верно, в противном случае увеличивают сечение провода ВЛ на ступень выше.

2.2 Проверка выбранного сечения на корону

Согласно ПУЭ при напряжении 35 кВ и выше проводники должны быть проверены по условиям образования короны с учетом среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте расположения данной электроустановки над уровнем моря, приведенного радиуса проводника, а также коэффициента шероховатости проводников.

Проверка по короне производится согласно неравенству:

$$U_{\text{кор.кр}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (2.7)$$

где $U_{\text{кор.кр}}$ – критическое напряжение короны, кВ;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ.

$$U_{\text{кор.кр}} = 84 \cdot m \cdot r \cdot \lg \frac{a}{r}, \quad (2.8)$$

где m – коэффициент шероховатости провода, принимаемый в расчетах 0,82 – 0,87;

r – радиус выбранного провода, см;

a – расстояние между фазами ВЛ, см.

Расстояние между фазами проводов ВЛ зависит от номинального напряжения линии. Так, при $U_{\text{ном}} = 35$ кВ, $a = 1,5..2,5$ м, а при $U_{\text{ном}} = 110$ кВ, $a = 2,5..4$ м и т.д.

Если условие (2.7) выполняется, говорят о том, что провод по короне проходит. В противном случае увеличивают расстояние между фазами до максимально возможного. Если в этом случае условие (2.7) не выполняется, берут сечение провода на ступень выше.

2.3 Расчет кабельных линий

Кабель (КЛ) – готовое заводское изделие, состоящее из изолированных токоведущих жил, заключенных в защитную герметичную оболочку, прокладываемых либо в земле (траншее), либо в воздухе на специальных конструкциях.

Сечения жил кабелей выбирают также в зависимости от ряда факторов (перечислены в п. 2.1).

Силовые кабели выбирают по конструктивному исполнению, по напряжению линии, по экономической плотности тока. Проверяют по максимальному длительному току нагрузки, по потере напряжения при нормальном и аварийном режиме и на термическую устойчивость при коротких замыканиях.

Выбрать кабель по конструктивному исполнению – это значит выбрать марку кабеля. Этот выбор производится с учетом назначения кабеля и способа его прокладки, выбирается число и материал жил кабеля, род изоляции, конструкция защитных покровов, броня и т.д.

Кабели надежно работают при напряжении, превышающем их номинальное напряжение на 15 %, но при выборе кабеля по напряжению достаточно соблюсти условие:

$$U_{\text{КЛ ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \quad (2.9)$$

где $U_{\text{КЛ ном}}$ – номинальное напряжение КЛ, кВ;

$U_{\text{уст. ном}}$ – номинальное напряжение установки, численно равное номинальному напряжению сети, питающейся от этой установки, кВ.

Выбор сечения кабеля по экономической плотности тока аналогичен выбору сечения ВЛ. Только экономическая плотность тока, выбранная по таблицам ПУЭ, будет зависеть еще и от региона, для которого проектируется КЛ, и изоляции кабеля.

Для этого определяют расчетный ток, текущий в КЛ, согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (2.10)$$

где S_{max} – суммарная максимальная нагрузка всех потребителей, питающихся от этой КЛ, кВА, МВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

n – число кабелей.

Затем, выбрав по таблицам ПУЭ экономическую плотность тока – $j_{\text{эк}}$, А/мм², определяют экономическое сечение КЛ, согласно формуле:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (2.11)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, текущий в линии, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Далее по таблицам ПУЭ выбирают ближайшее стандартное сечение жил КЛ и проверяют выбранное сечение по аварийному режиму, согласно неравенству:

$$I'_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{ав}}, \quad (2.12)$$

где $I'_{\text{длит.доп}}$ – длительно –допустимый ток в КЛ с учетом коэффициентов, А;

$I_{\text{ав}}$ – аварийный ток в линии, А.

В таблицах ПУЭ для данного стандартного сечения задается длительно-допустимый ток, но этот ток должен быть скорректирован по условиям прокладки кабельной линии:

$$I'_{\text{длит.доп}} = I_{\text{длит.доп}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3, \quad (2.13)$$

где $I_{\text{длит.доп}}$ – длительно-допустимый ток, взятый из таблиц ПУЭ, согласно стандартному сечению, А;

k_1 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, проложенных рядом в земле;

k_2 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха;

k_3 – поправочный коэффициент для кабелей, работающих не при номинальном напряжении.

Аварийный ток в линии – это ток, текущий по одной цепи (или одной КЛ), в случае обрыва другой цепи (или другой КЛ), определяют согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n-1)} \quad (2.14)$$

Если условие (2.12) выполняется, говорят о том, что сечение жил КЛ выбрано верно, в противном случае увеличивают сечение жил КЛ на ступень выше.

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции

Выбор числа трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях, определяется категорией потребителей, питающихся от них. При наличии в составе нагрузок подстанции потребителей 1 и 2 категории на подстанции устанавливаются два силовых трансформатора. При наличии потребителей только 3–ей категории допускается установка одного силового трансформатора.

Существует несколько способов выбора мощности трансформатора:

1-й способ - прикидочный, когда мощность силового трансформатора выбирается равной суммарной максимальной мощности всех потребителей, питающихся от этой подстанции $S_{\text{тр}} \cong S_{\Sigma \text{max}}$. Мощность трансформатора получается завышенной из-за того, что не учитывается режим работы каждого потребителя.

2-й способ - экономический, когда учитывается режим работы потребителей. Статистически доказано, что оборудование реально на 60-80 % от суммарной максимальной нагрузки всех потребителей $S_{\text{тр}} \cong (0,6 - 0,8) \cdot S_{\Sigma \text{max}}$. Доказано, что экономическая нагрузка является 60-80 % от S_{max} . Используется при проектировании.

3-й способ - по графику электрической нагрузки, это самый точный метод расчета.

1.1 Выбор мощности трансформаторов по графику электрической нагрузки

Пусть мы имеем суточный график электрической нагрузки для какой-то промышленности (рисунок 3.1).

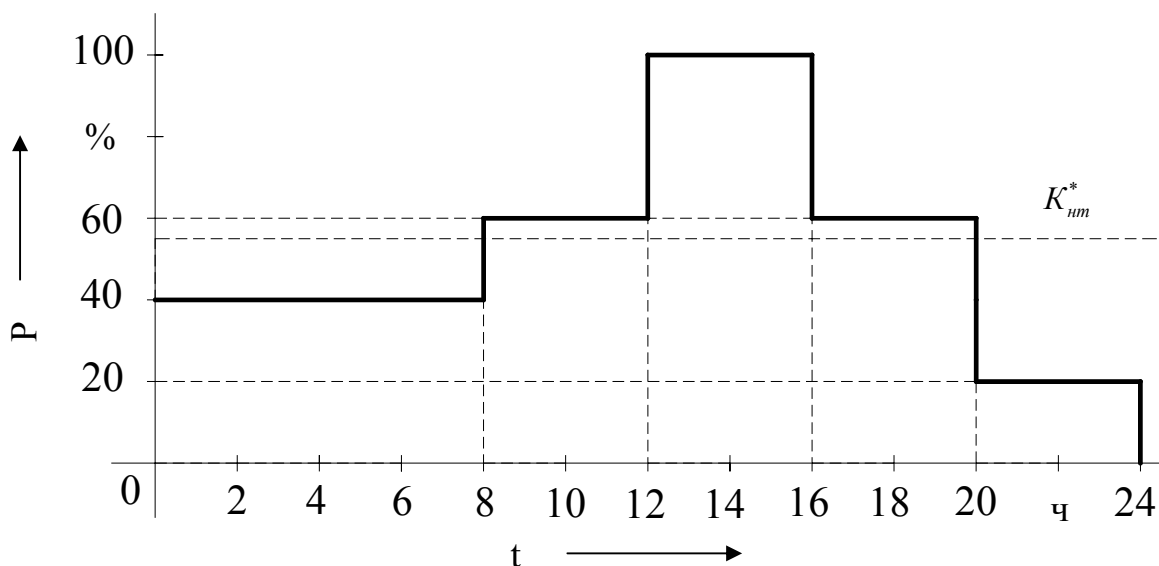


Рисунок 3.1 – Суточный график электрической нагрузки

Определяем среднеквадратичную мощность $S_{ск}$ по заданному графику, используя формулу (3.1):

$$S_{ск} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k S_i^{*2} \cdot t_i}{\sum_{i=1}^k t_i}}, \quad (3.1)$$

где S_i^* – мощность ступени нагрузки в относительных единицах;

t_i – продолжительность ступени в часах

k – количество ступеней графика.

Далее находим ориентировочную мощность трансформатора $S_{ор}$, используя формулу (3.2):

$$S_{ор} = S_{ск} * S_M / n, \quad (3.2)$$

где $S_{ск}$ – среднеквадратичная мощность в относительных единицах;

S_M – расчетная максимальная нагрузка (МВА);

n – количество трансформаторов на подстанции.

Принимаем за номинальную мощность трансформаторов ближайшую большую стандартную.

3.2 Проверка трансформаторов на перегрузочную способность по ГОСТ 14209-97

Выбранный трансформатор проверяем на систематическую и аварийную перегрузки по ГОСТ 14209-97. Систематическая перегрузка – это

перегрузка силового трансформатора в нормальном режиме. Аварийная – это, когда один из трансформаторов вышел из строя, а оставшийся в работе несет всю нагрузку.

Проверяем трансформатор на систематическую перегрузку.

Определяем коэффициент покрытия трансформаторами нагрузки подстанции:

$$K_{HT}^* = \frac{S_{HT} \cdot n}{S_M}, \quad (3.3)$$

где S_{HT} – номинальная мощность трансформатора (МВА);

S_M - расчетная максимальная нагрузка (МВА);

n – количество трансформаторов на подстанции.

Если $K_{HT}^* \geq 1$, то трансформаторы подстанции не испытывают систематических перегрузок.

В противном случае, на суточный график нагрузки наносим линию параллельную оси абсцисс с ординатой равной величине K_{HT}^* (рисунок 3.1). Пусть $K_{HT}^* = 0,55$.

По пересечению графика нагрузок и линии K_{HT}^* определяем предварительное время перегрузки t_n . Если смотреть по нашему графику (рисунок 3.1), то $t_n' = 12$ ч.

Определяем коэффициент начальной загрузки K_1 :

$$K_1 = \frac{1}{K_{HT}^*} \times \sqrt{\frac{\sum_{t > t_n} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t < t_n} t_i}}. \quad (3.4)$$

В формуле 3.4 суммирование ведется по тем ступеням графика, которые не относятся к зоне перегрузки.

Определяем предварительный коэффициент перегрузки по графику K_2' :

$$K_2' = \frac{1}{K_{HT}^*} \times \sqrt{\frac{\sum_{t=t_n} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t=t_n} t_i}}. \quad (3.5)$$

В выражении 3.5 суммирование ведется по тем ступеням графика, которые относятся к зоне перегрузки.

Определяем:

$$K_{max} = \frac{S_M}{S_{nm} \cdot n}. \quad (3.6)$$

Если $K_2' \geq 0,9 \cdot K_{\max}$, то принимаем расчетный коэффициент перегрузки $K_2 = K_2'$, а время перегрузки $t_n = t_n'$, иначе принимаем $K_2 = 0,9 \cdot K_{\max}$, а время перегрузки корректируем по выражению:

$$t_n = \frac{(K_2')^2 \cdot t_n'}{(0,9 \cdot K_{\max})^2}. \quad (3.7)$$

По таблицам [4] систематических перегрузок, в зависимости от K_1 , t_n , эквивалентной температуры охлаждающей среды Θ (если выбор трансформатора осуществлялся по зимнему графику, имеющему больший максимум нагрузки, то в качестве Θ принимаем эквивалентную зимнюю температуру) и системы охлаждения трансформатора, находим допустимый коэффициент перегрузки $K_{2\text{доп}}$.

Проверку осуществляем по выражению:

$$K_2 \leq K_{2\text{доп}}. \quad (3.8)$$

Если условие 3.8 не выполняется, то увеличивают мощность трансформатора на одну ступень и повторяют расчет.

Проверяем трансформаторы на аварийную перегрузку.

Проверку осуществляем только для 2-х трансформаторных подстанций при отключении одного из трансформаторов.

Определяем коэффициент:

$$K_{\text{HT ав}}^* = \frac{S_{\text{HT}}}{S_{\text{M}}}. \quad (3.9)$$

Если $K_{\text{HT ав}}^* \geq 1$, то трансформатор не испытывает аварийных перегрузок.

В противном случае, на суточный зимний график нагрузки наносим линию, параллельную оси абсцисс, с ординатой, равной величине $K_{\text{HT ав}}^*$.

По пересечению графика нагрузок и линии $K_{\text{HT ав}}^*$ определяем предварительное время аварийной перегрузки $t'_{n.ав}$.

Определяем коэффициент начальной загрузки в аварийном режиме $K_{1ав}$:

$$K_{1ав} = \frac{1}{K_{\text{HT ав}}^*} \times \sqrt{\frac{\sum_{t < t_n} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t > t_n} t_i}}. \quad (3.10)$$

В формуле 3.10 суммирование ведется по тем ступеням графика, которые не относятся к зоне аварийной перегрузки.

Определяем предварительный коэффициент аварийной перегрузки по графику $K'_{2ав}$:

$$K'_{2ав} = \frac{1}{K_{HTав}^*} \times \sqrt{\frac{\sum_{t=t_n} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t=t_n} t_i}} . \quad (3.11)$$

В выражении 3.11 суммирование ведется по тем ступеням графика, которые относятся к зоне аварийной перегрузки.

Определяем:

$$K_{махаб} = \frac{S_m}{S_{шт}} . \quad (3.12)$$

Если $K'_{2ав} \geq 0,9 \cdot K_{махаб}$, то принимаем расчетный коэффициент аварийной перегрузки $K_{2ав} = K'_{2ав}$, а время перегрузки $t_{п ав} = t'_{n ав}$, иначе принимаем $K_{2ав} = 0,9 \cdot K_{махаб}$, а время перегрузки корректируем по выражению:

$$t_{n ав} = \frac{(K'_{2ав})^2 \cdot t'_{n ав}}{(0,9 \cdot K_{махаб})^2} . \quad (3.13)$$

По таблицам [4] аварийных перегрузок, в зависимости от $K_{1ав}$, $t_{п ав}$, эквивалентной температуры охлаждающей среды Θ и системы охлаждения трансформатора, находим допустимый коэффициент перегрузки $K_{2доп ав}$.

Проверку осуществляем по выражению:

$$K_{2ав} \leq K_{2доп ав} . \quad (3.14)$$

Если условие 3.14 не выполняется, то определяют допустимую мощность трансформатора в аварийном режиме:

$$S_{доп} = K_{2доп ав} \cdot S_{шт} . \quad (3.15)$$

Определяют необходимую мощность отключения нагрузки:

$$S_{откл} = S_m - S_{доп} . \quad (3.16)$$

Проверяют:

$$\frac{S_{откл} \cdot 100}{S_m} \leq S_{шт} \% , \quad (3.17)$$

где $S_{III} \%$ - удельный вес потребителей 3-ей категории в общей нагрузке подстанции согласно заданию.

Если условие 3.17 выполняется, то, за счет отключения потребителей 3-ей категории в послеаварийном режиме, трансформатор сможет нести оставшуюся нагрузку.

Если условие 3.17 не выполняется, то следует увеличить мощность трансформатора и повторить проверку на аварийную перегрузку.

Заключение

Данные методические указания предназначены для выполнения практических заданий по дисциплине «Основы электроэнергетики» для студентов, обучающихся по специальности 140601 - Электромеханика, и расчетно-графического задания для студентов, обучающихся по специальностям 140211 - Электроснабжение и 140204 - Электрические станции.

В методических указаниях дан подробный перечень всех вопросов, которые в ходе практических занятий и выполнения расчетно-графического задания должен изучить студент. Это расчет суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки; расчет воздушной и кабельной линий электропередачи; выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции.

В Приложениях учебного пособия приведены справочные данные и примеры расчетов суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки, выбора мощности силовых трансформаторов по ГОСТ 14209-97, примеры расчета воздушной и кабельной линий электропередачи.

Список использованных источников

- 1 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 325 с.
- 2 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - 3-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 450 с.
- 3 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов / Б.Н. Неклепаев. - М.: Энергоатомиздат, 1986. – 270 с.
- 4 ГОСТ 14209-97. Допустимые нагрузки силовых масляных трансформаторов общего назначения. – Введ. 2002-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 30 с.
- 5 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.П. Корнеева. – 2-е изд. - М.: АКАДЕМА, 2005. - 447 с.
- 6 Ополева, Г.Н. Схемы подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. – М.: Форум ИНФРА, 2006. – 260 с.
- 7 Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова [и др.]; гл. ред. А.И. Попов. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., испр. и доп. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2005. – 440 с.

Приложение А (обязательное)

Таблица А.1 - Исходные данные к расчетно-графическому заданию

Номер вар-та	Pmax МВт	Smax, МВА	Uвн, кВ	Uнн, кВ	Коэф. мощн. Cos φ	Длина питающей линии ВЛ	Число отход. линий КЛ	Категорий- ность потребителей	Темпе- ратура, Θ°С	Промыш- ленность	Тип подстанции
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	15,4		110	10	0,86	10	6	I-30%,II,III	8	14	Т
2	8,6		110	6	0,93	25	3	I-10%,II-50%,III	-5	21	Тр
3	24		110	6	0,87	6	16	I-70%,II,III	-3	7	От
4	19,5		110	10	0,9	15	9	I-10%,II,III	21	17	Отв
5		16	110	10	0,83	8	10	I-20%,I-15%,III	-20	1	К
6		23	110	10	0,96	12	25	I-20%,I,III	14	10	П
7	20,5		35	6	0,78	9	6	I-40%,II,III	-6	8	Тр
8	16,5		110	10	0,9	30	12	II-70%,III	19	7	Т
9		17,9	35	10	0,89	0	20	I-10%,II,III	28	18	Отв
10		25	110	6	0,79	5	5	I-50%,II,III	-15	4	От
11	2		35	10	0,96	10	25	I-60%,II,III	40	20	К
12	22,5		35	6	0,9	27	5	I-50%,II,III	-18	5	П
13		18,5	110	10	0,85	40	13	II-20%,III	25	3	Т
14		20,5	110	6	0,92	6	20	I-40%,II,III	-6	2	Тр
15	13,7		35	10	0,83	28	16	I-15%,II,III	30	20	Т
16		30,5	110	6	0,95	19	4	I-60%,II,III	-2	19	От
17		47	110	10	0,8	0	26	I-25%,II-60	19	15	П

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
18	29		110	6	0,98	15	5	II-70%,III	-4	18	К
19	6,5		35	10	0,88	3	10	I-20%,II,III	10	12	Отв
20		30	110	10	0,76	26	10	I-45%,II,III	-16	9	Тр
21		15,5	110	10	0,96	4	20	I-80%,II,III	1	19	От
22	16		35	10	0,9	45	8	I-25%,II,III	19	17	П
23	24		110	10	0,87	12	8	I-70%,II,III	30	5	К
24		20,5	110	6	0,8	0	12	I-5%,II,III	-5	1	П
25		18	35	10	0,89	15	6	I-10%,II,III	13	3	От
26	19		110	6	0,8	10	6	I-65%,II,III	-18	2	П
27	20,5		110	10	0,9	50	10	I-10%,II,III	-2	7	Отв
28		22,7	35	10	0,92	25	16	I-40%,II,III	-10	8	К
29		16,5	110	10	0,85	12	18	I-25%,II,III	-6	14	Т
30	30		110	6	0,92	0	5	I-5%,II,III	13	13	Тр
31	12		35	10	0,9	18	20	I-65%,II,III	-1	6	От
32	6,6		110	10	0,7	2	12	I-20%,II,III	7	15	Отв
33	27		110	6	0,65	50	8	I-10%,II,III	15	20	К
34		12	110	6	0,8	5	10	I-50%,II,III	32	16	П
35		21	110	10	0,72	12	20	I-20%,II,III	-24	8	Тр
36	16,5		110	10	0,85	35	10	I-5%,II,III	11	6	Т
37	21		35	10	0,96	0	4	I-30%,II,III	-2	14	Отв
38	7,5		35	6	0,92	10	10	I-60%,II,III	10	17	От
39	20		110	10	0,77	5	12	I-25%,II,III	8	7	К
40	9,5		110	6	0,93	30	6	I-40%,II-20%,III	-5	14	П
41		40	110	10	0,92	10	4	I-40%,II,III	-3	4	Т

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
42		25	110	10	0,87	25	10	II-70%,III	21	17	Тр
43	20		110	10	0,79	12	6	I-20%,II-50%,III	-20	10	Т
44	24		110	10	0,95	50	4	I-5%,II-65%,III	14	18	От
45	16,5		110	10	0,76	5	6	I-55%,II,III	-6	19	П
46	13,5		110	10	0,8	15	10	I-10%,II-60%,III	19	3	К
47	10,5		35	10	0,82	0	15	I-25%,II,III	28	20	Отв
48		22,5	110	6	0,95	18	8	I-45%,II,III	-15	15	Тр
49		40	110	6	0,79	45	10	I-15%,II-35%,III	-6	7	От
50	7		35	6	0,8	5	16	I-5%,II-15%,III	40	21	П
51	25		110	10	0,9	5	5	I-10%,II-20%,III	-18	16	К
52	18		110	6	0,75	15	20	I-5%,II-70%,III	25	13	П
53	9		35	10	0,86	20	10	I-60%,II,III	-7	10	От
54		19	35	10	0,7	0	4	I-20%,II-30%,III	19	6	П
55		30	110	10	0,92	12	18	I-5%,II-60%,III	10	4	Отв
56	15		110	6	0,87	8	10	I-60%,II,III	-5	8	К
57	12		110	10	0,9	10	6	I-15%,II-15%,III	-19	20	От
58	20		110	10	0,96	0	20	I-10%,II-20%,III	30	19	К
59		21	35	10	0,82	16	6	I-20%,II-10%,III	13	4	П
60		32	110	10	0,79	50	12	I-50%,II,III	-18	16	Т

Тр - транзитная; Т – тупиковая; От – отпаечная; Отв – ответвительная; К – концевая; П – проходная.

Таблица А.2 - Промышленности

Название промышленности
1 Пищевая
2 Химическая
3 Резинотехническая
4 Металлообработка
5 Бумажная
6 Лёгкая
7 Тяжёлая
8 Цветная
9 Деревообрабатывающая
10 Чёрная металлургия
11 Автомобилестроение
12 Торфопереработка
13 Предприятия по добычи угля
14 Станкостроение
15 Транспортное машиностроение
16 Ремонтно-механические предприятия
17 Целлюлозно – бумажная
18 Прядильных и ткацких фабрик
19 Нефтепереработка
20 Машиностроение
21 Текстильная

Приложение Б (справочное)

Типовые графики электрических нагрузок

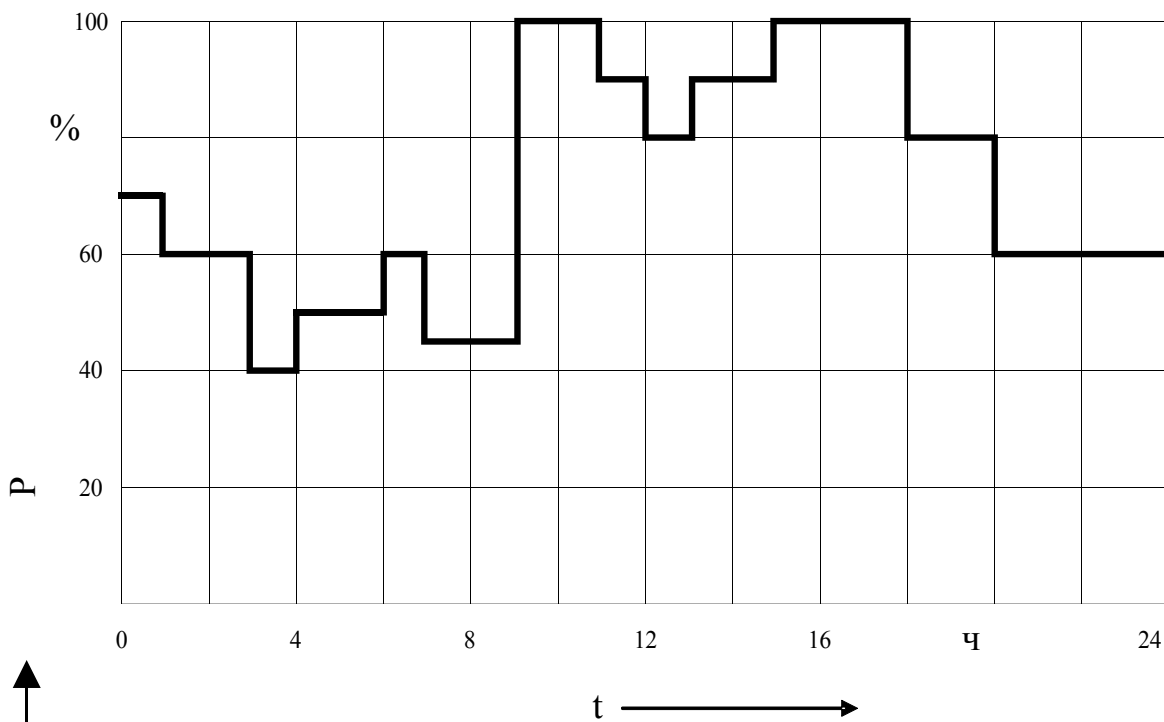


Рисунок Б.1 – График нагрузки предприятий
автомобильной промышленности

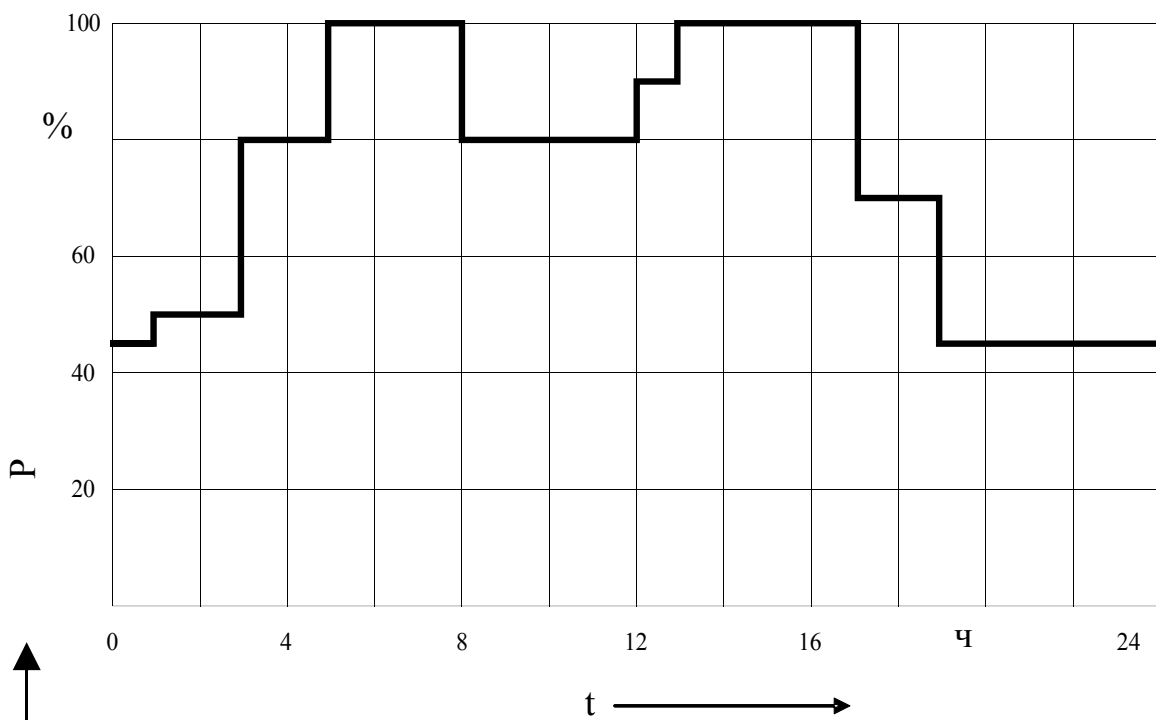


Рисунок Б.2 – График нагрузки станкостроительной
промышленности

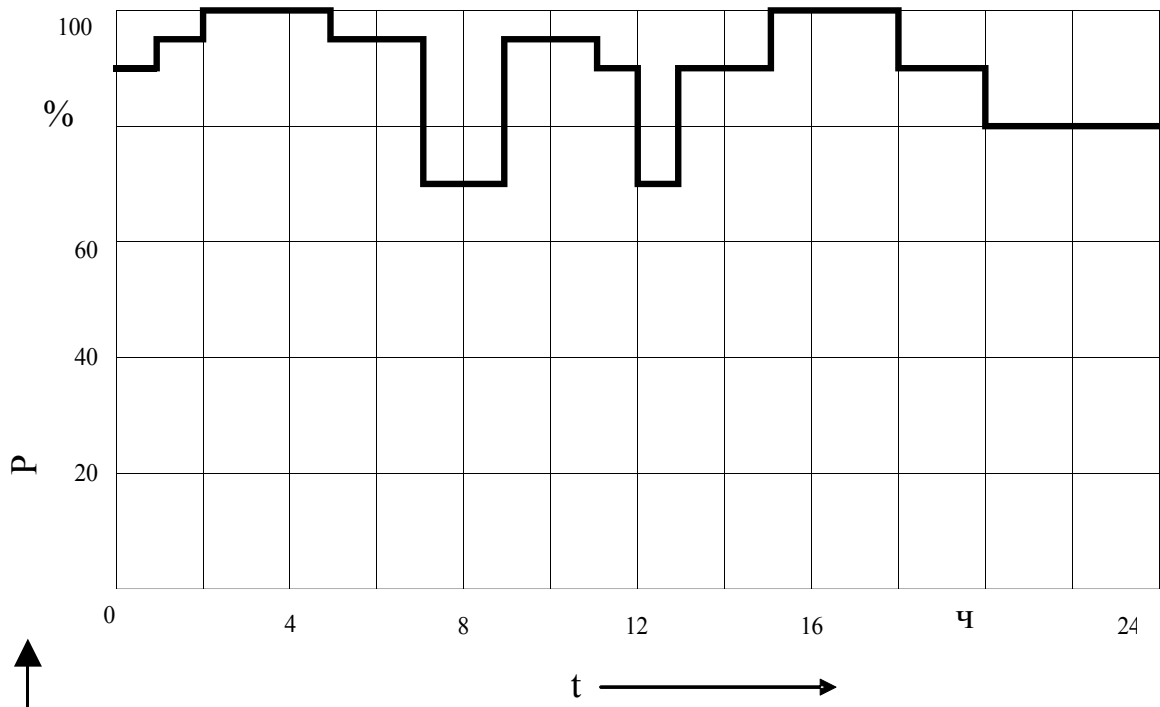


Рисунок Б.3 – График нагрузки торфяных предприятий

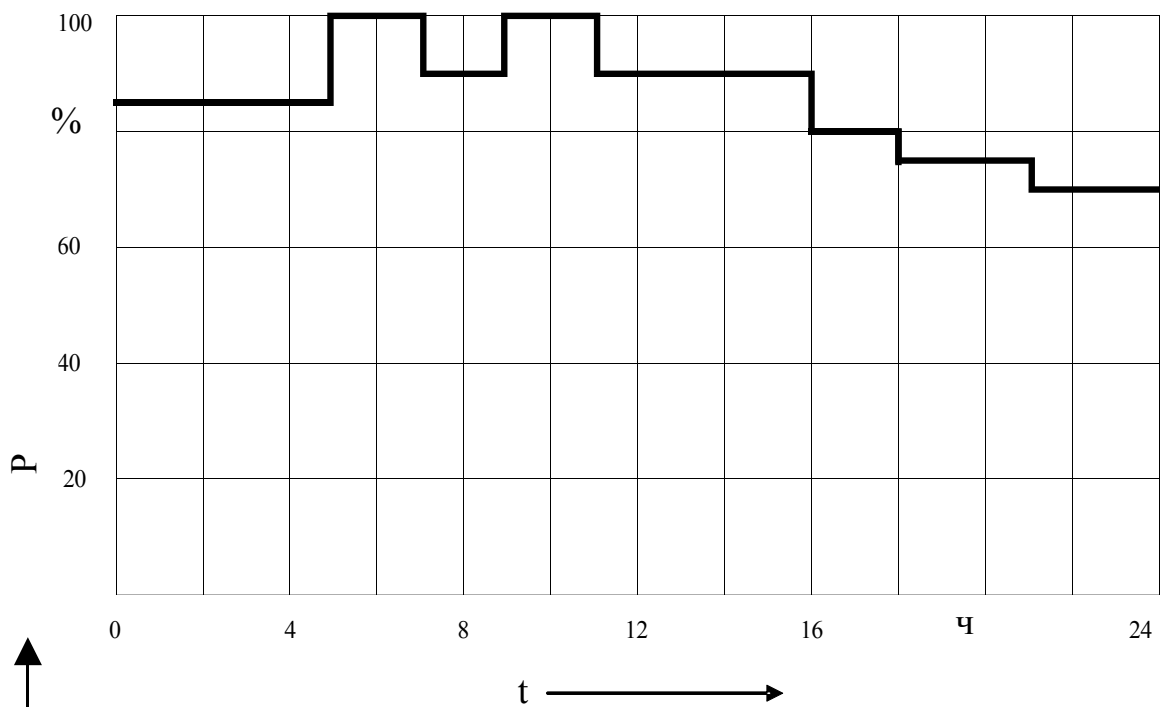


Рисунок Б.4 – График нагрузки предприятий транспортного машиностроения

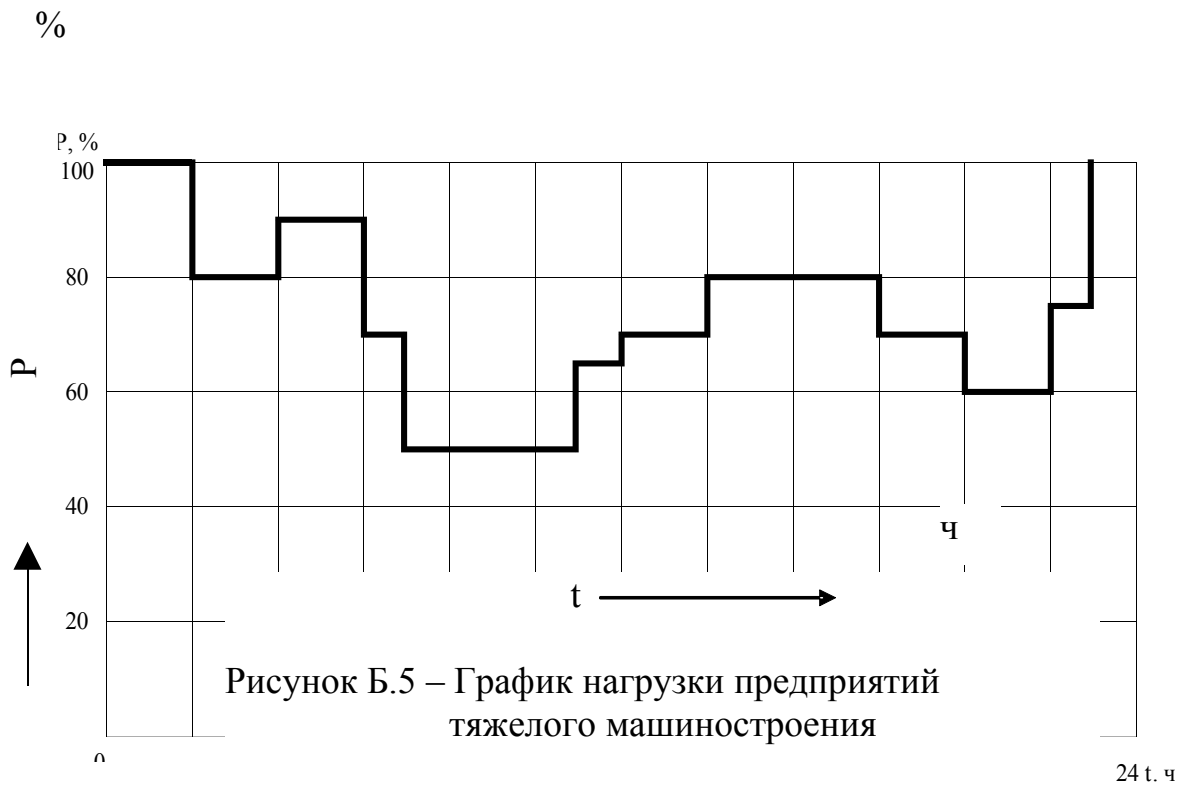


Рисунок 5 - График нагрузки предприятий тяжелого машиностроения

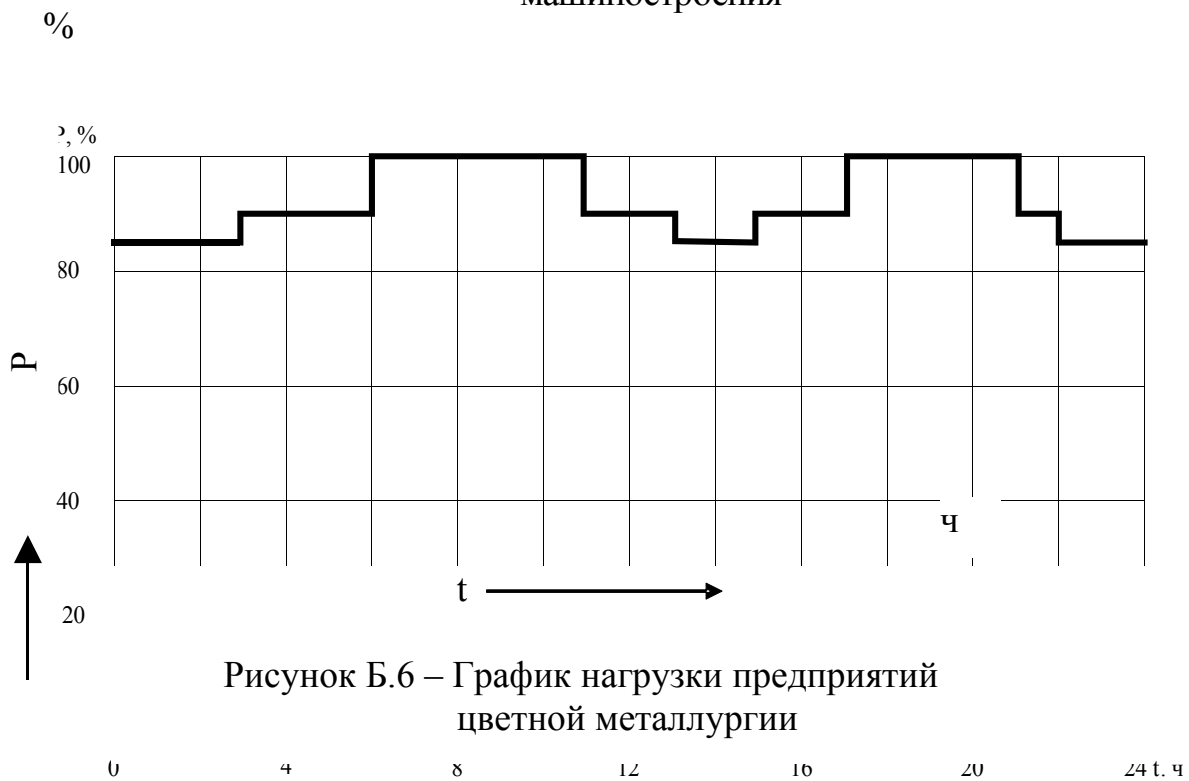


Рисунок 6 - График нагрузки предприятий цветной металлургии

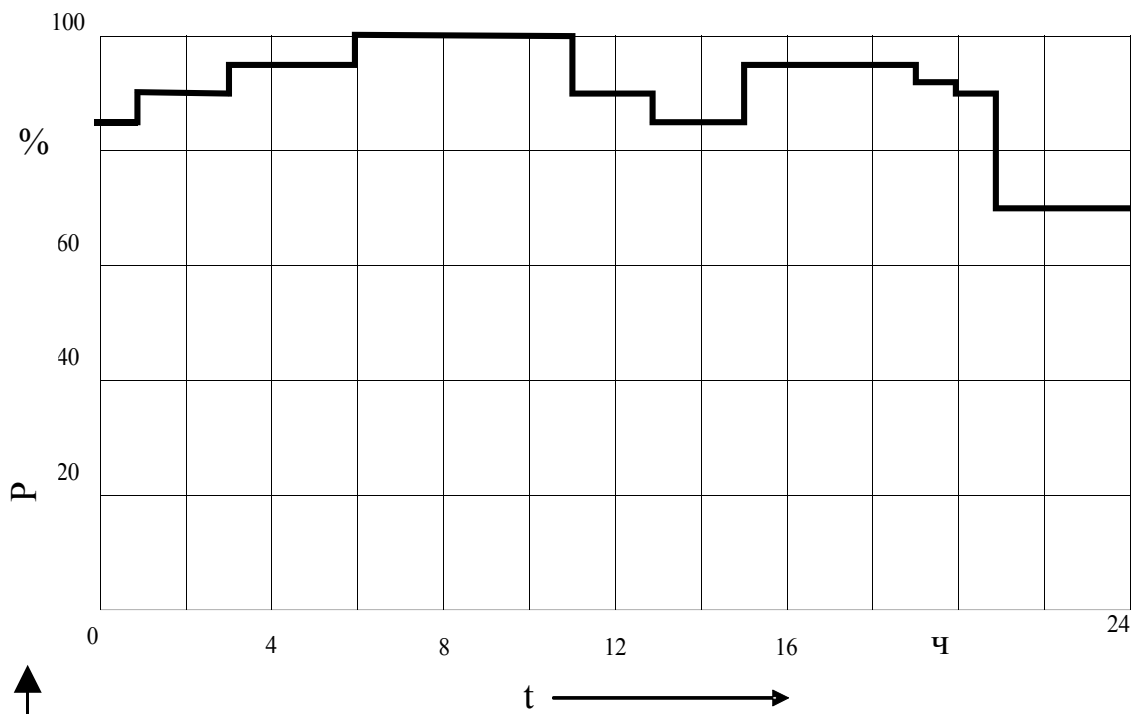


Рисунок Б.7 – График нагрузки предприятий черной металлургии

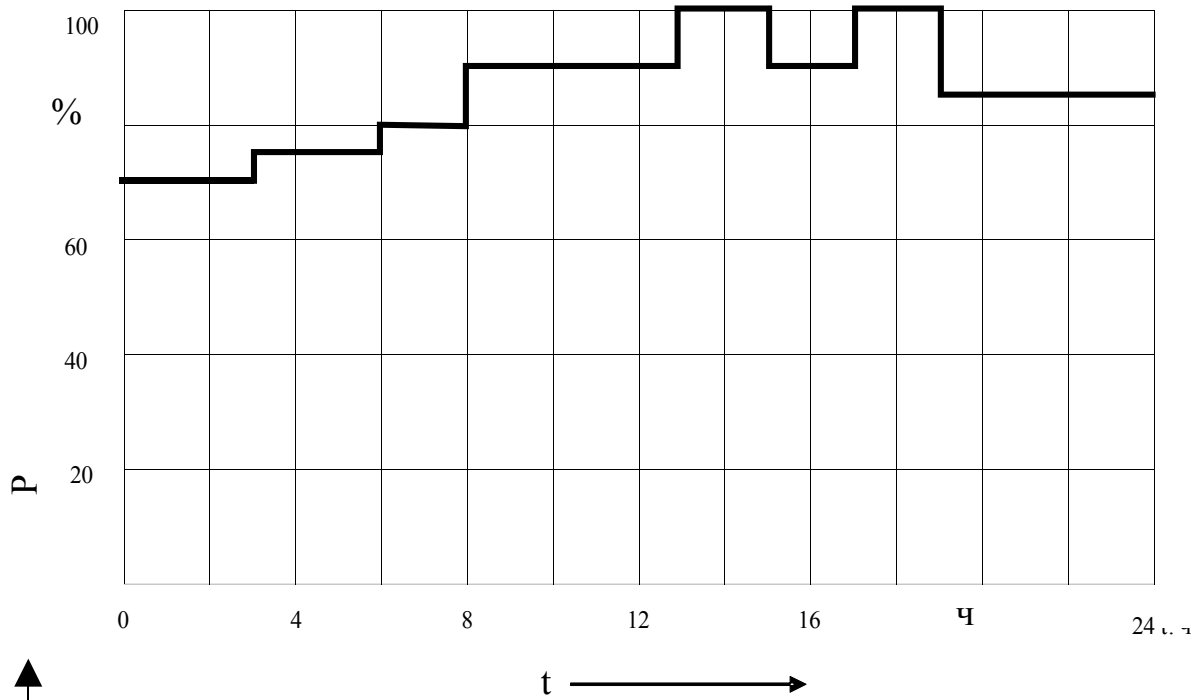


Рисунок Б.8 – График нагрузки предприятий добычи угля

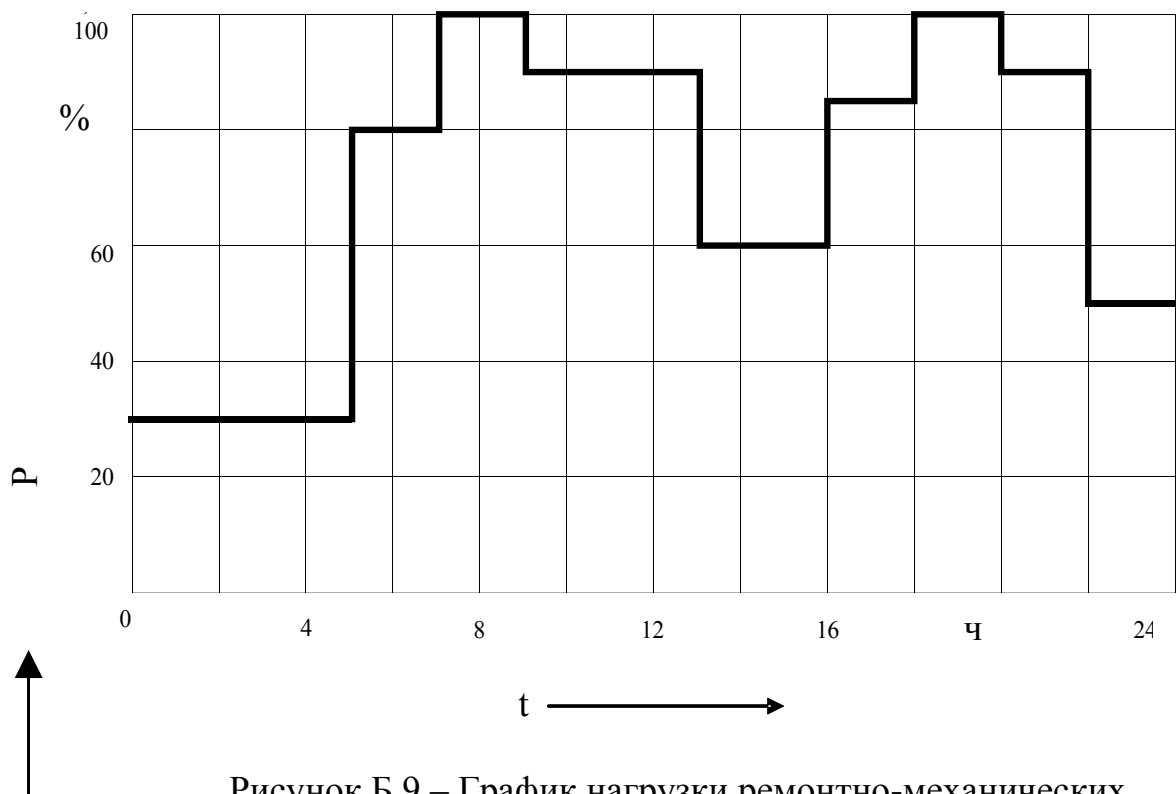


Рисунок Б.9 – График нагрузки ремонтно-механических предприятий

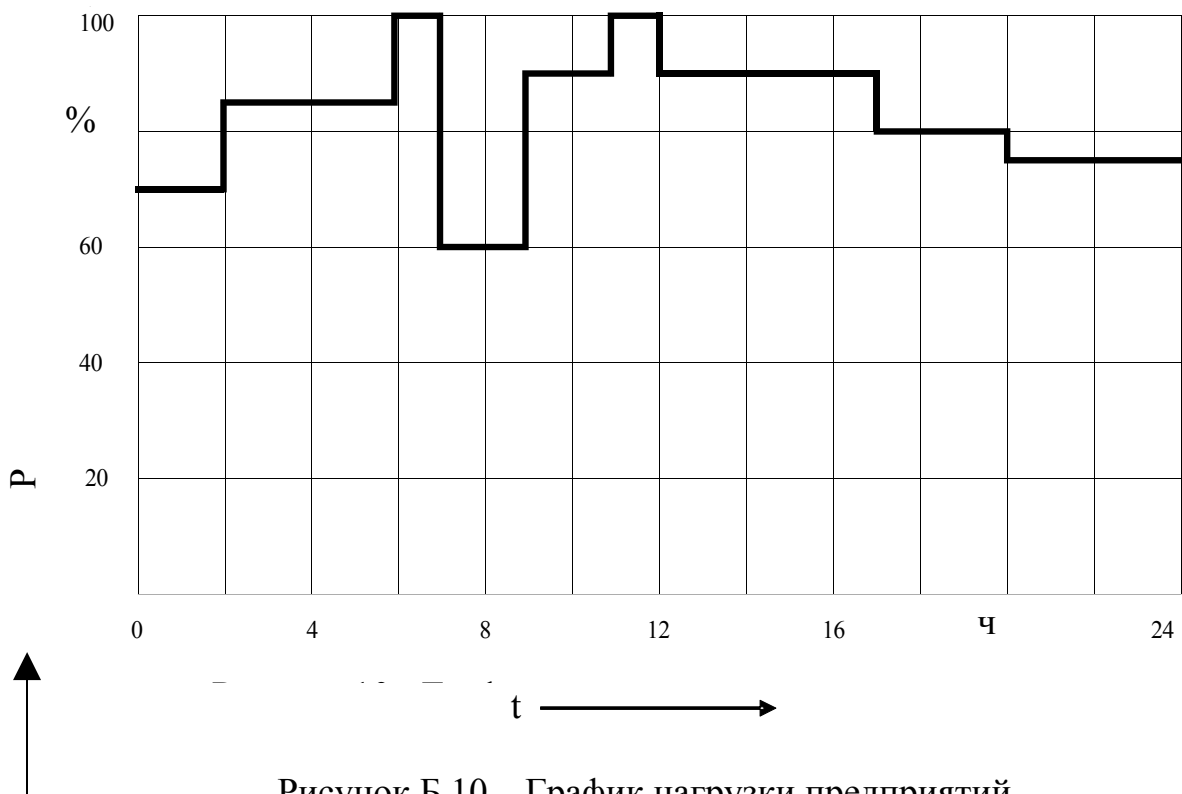


Рисунок Б.10 – График нагрузки предприятий химической промышленности

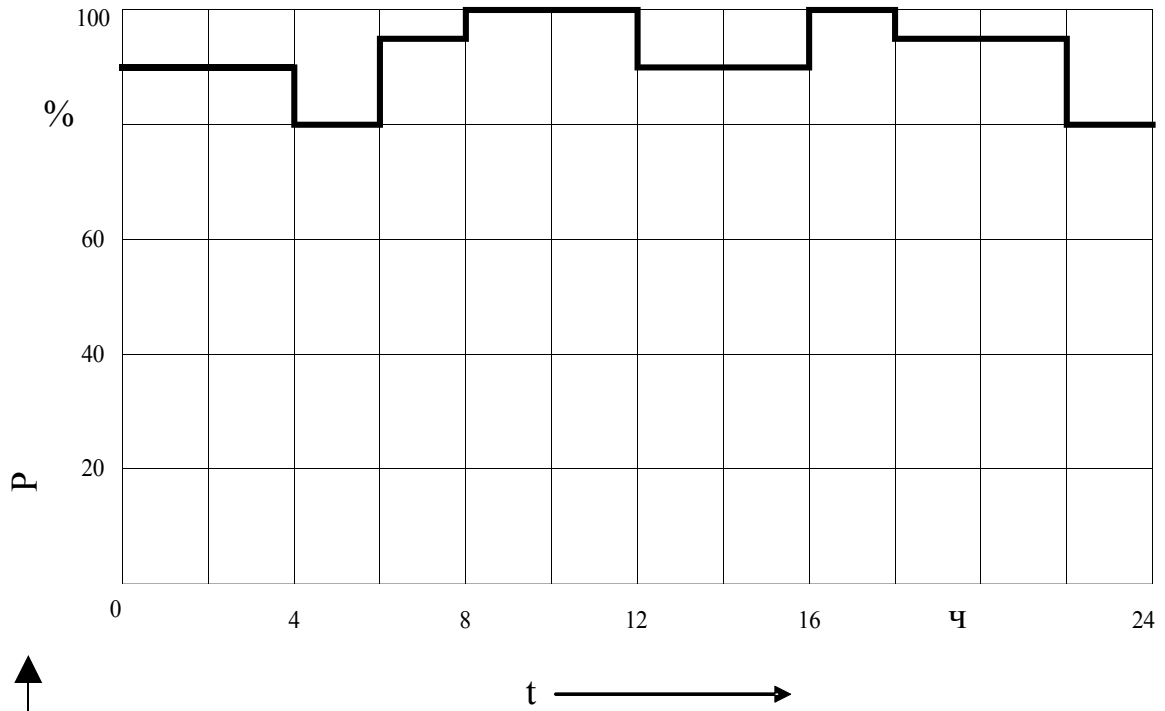


Рисунок Б.11 – График нагрузки предприятий
целлюлозно-бумажной промышленности

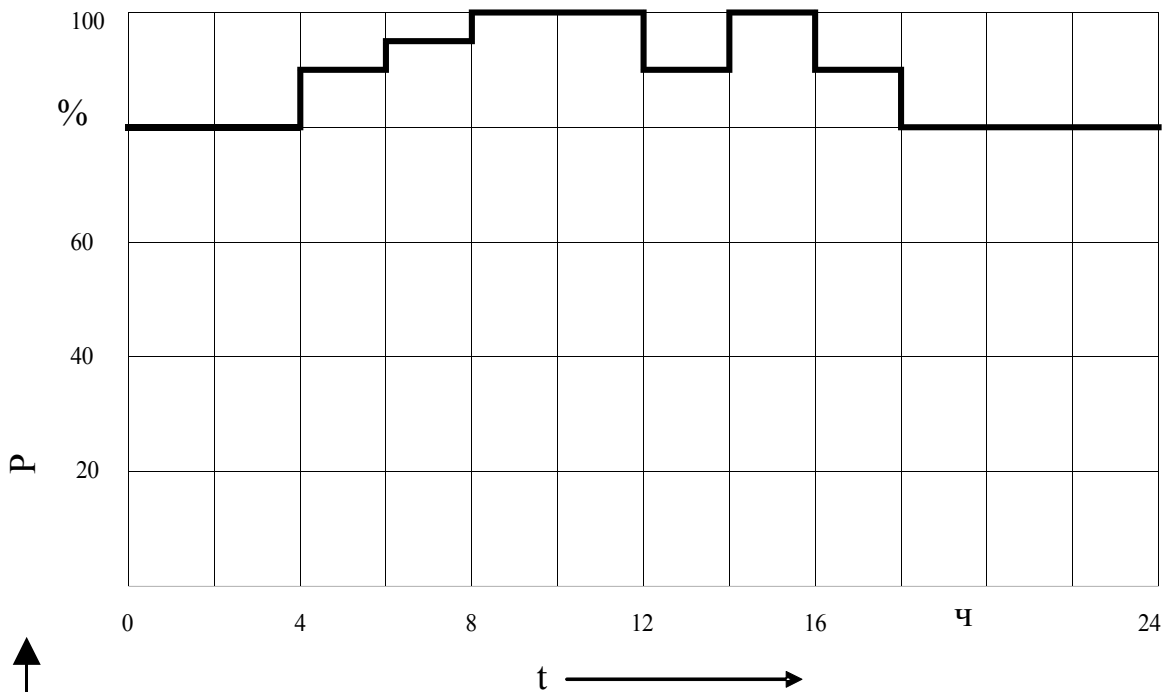


Рисунок Б.12 – График нагрузки прядильных
и ткацких фабрик

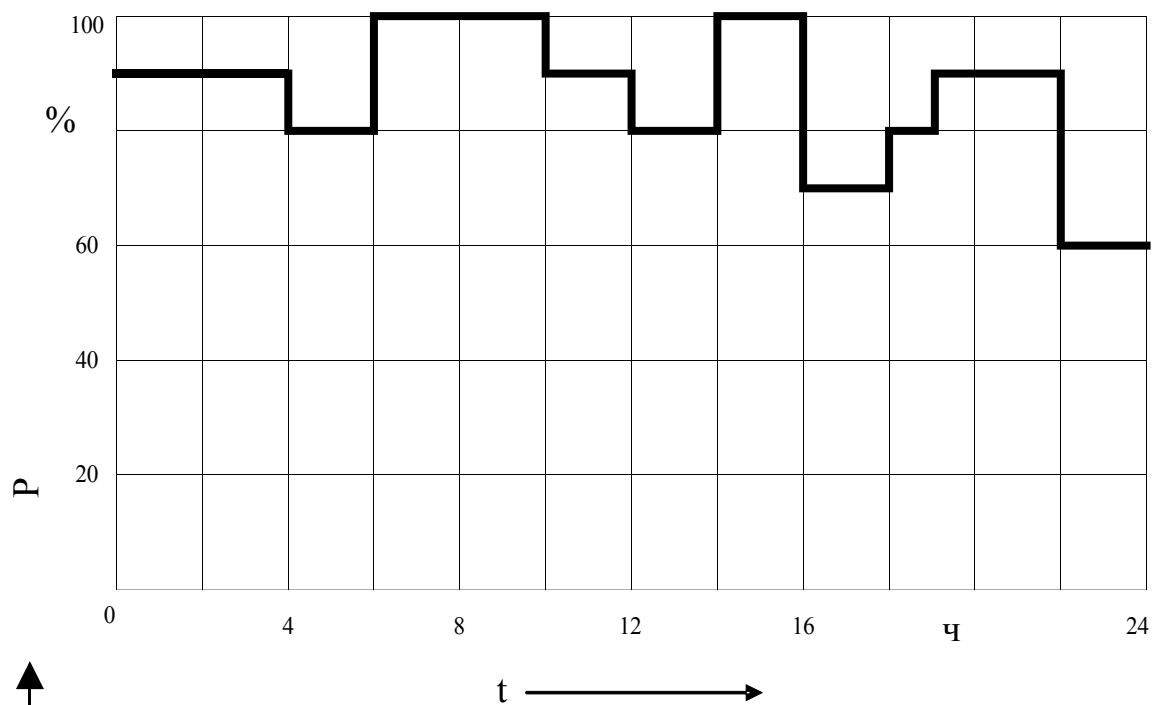


Рисунок Б.13 – График нагрузки предприятий нефтепереработки

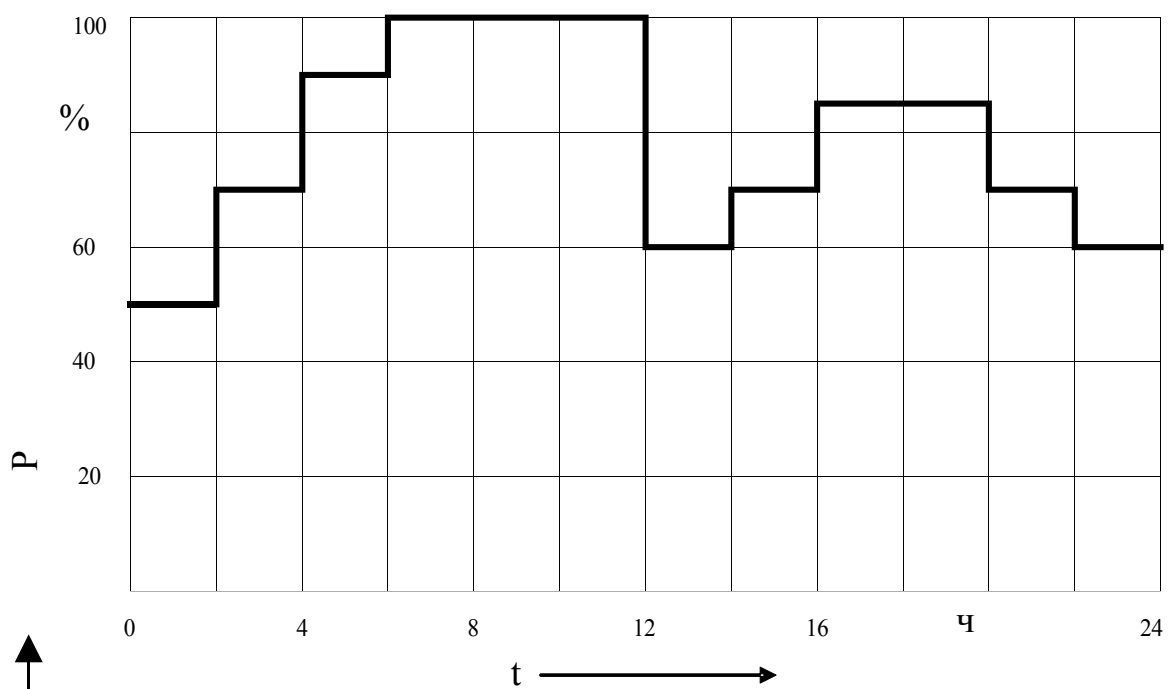


Рисунок Б.14 – График нагрузки предприятий машиностроения

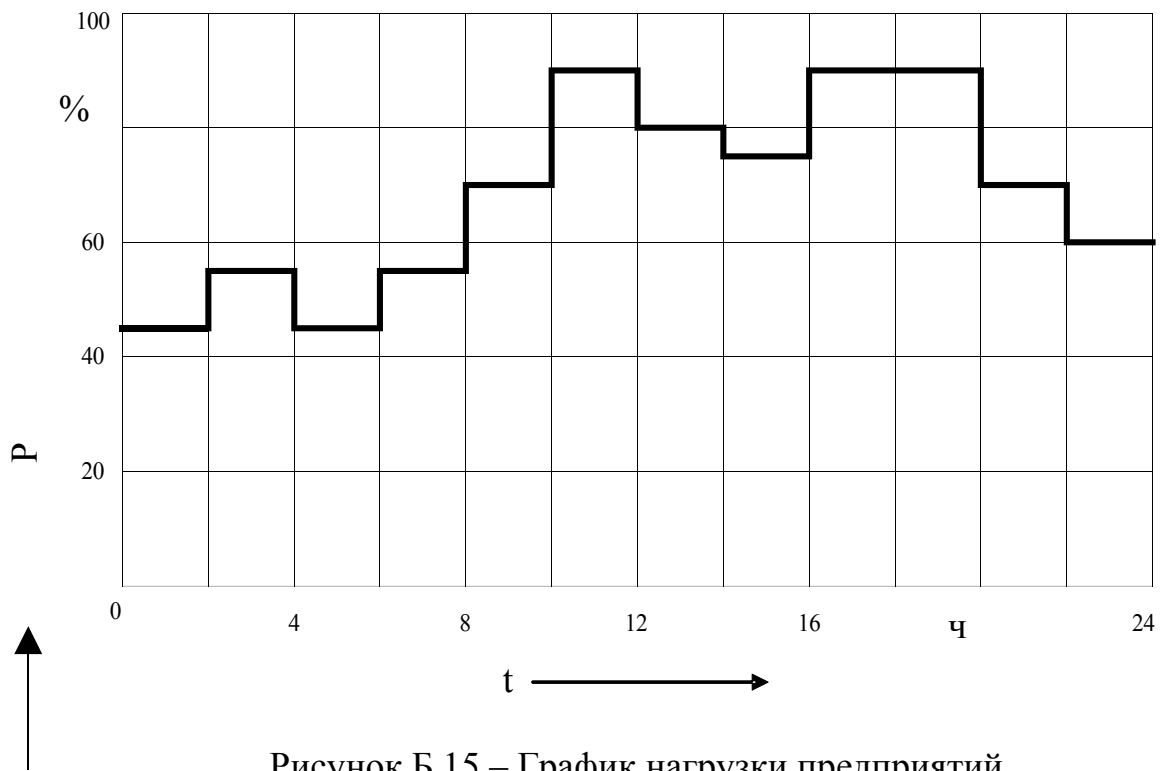


Рисунок Б.15 – График нагрузки предприятий металлообработки

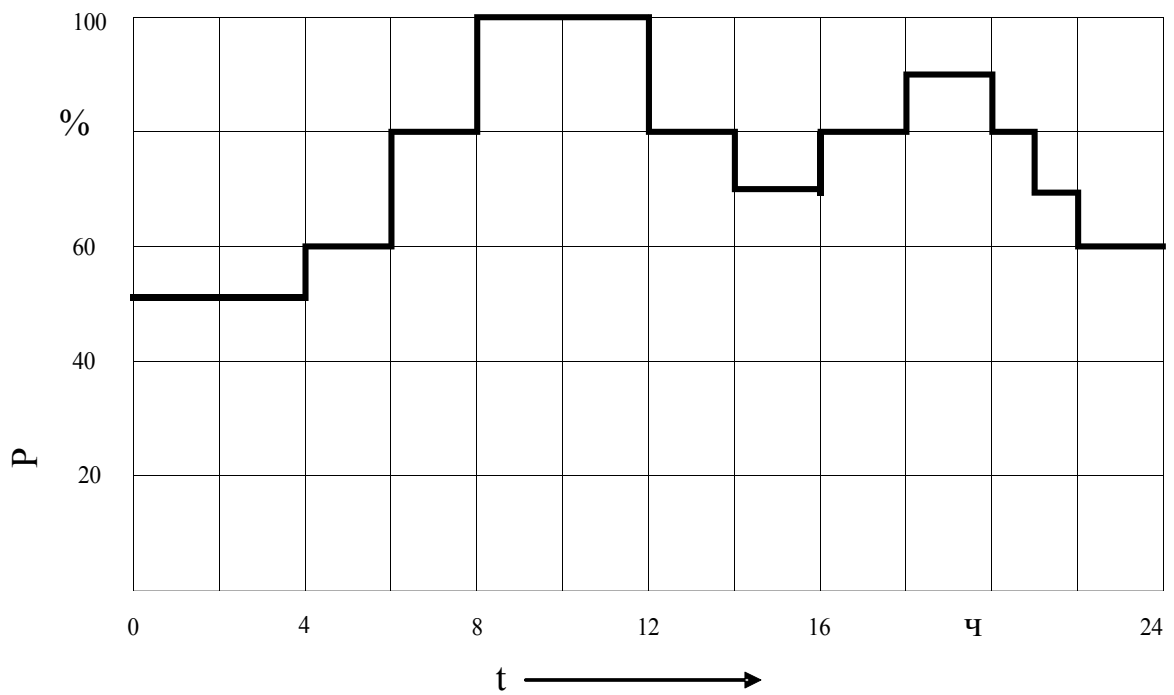


Рисунок Б.16 – График нагрузки предприятий бумажной промышленности

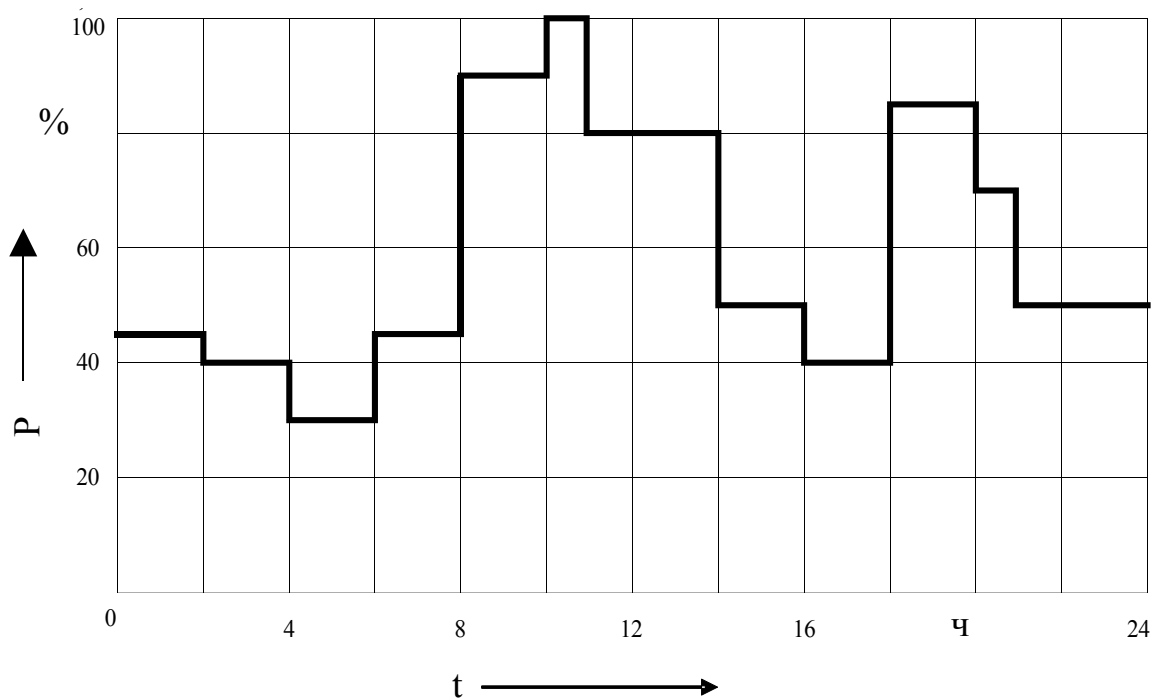


Рисунок Б.17 – График нагрузки предприятий
деревообрабатывающей промышленности

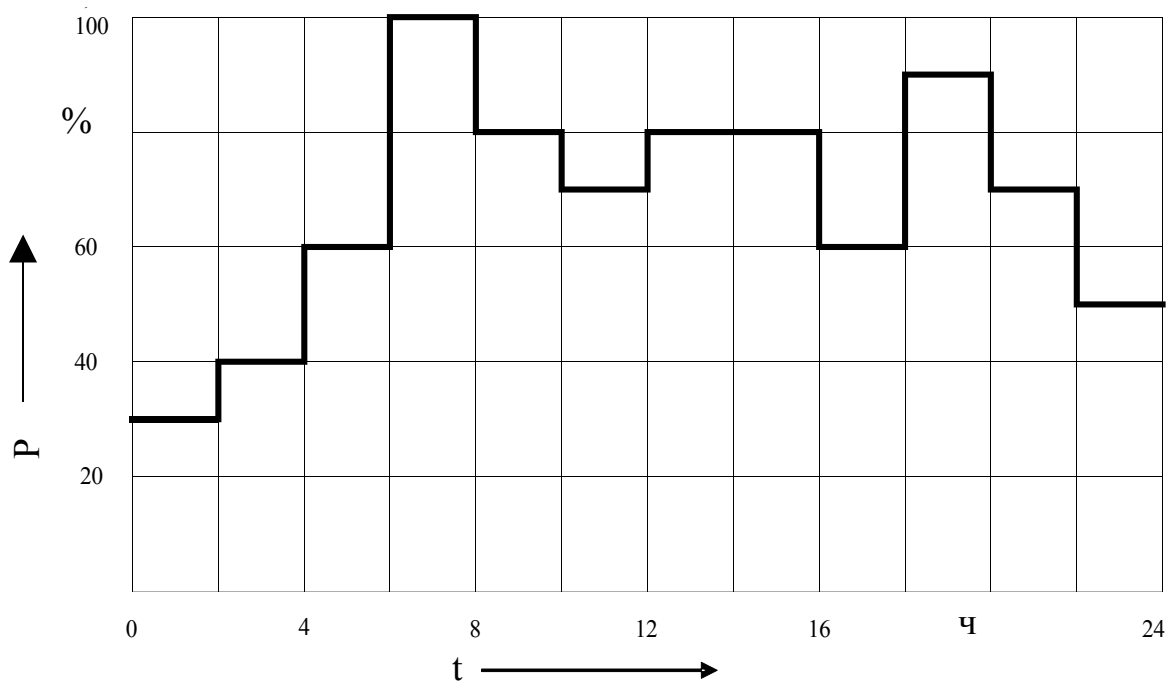


Рисунок Б.18 – График нагрузки предприятий
легкой промышленности

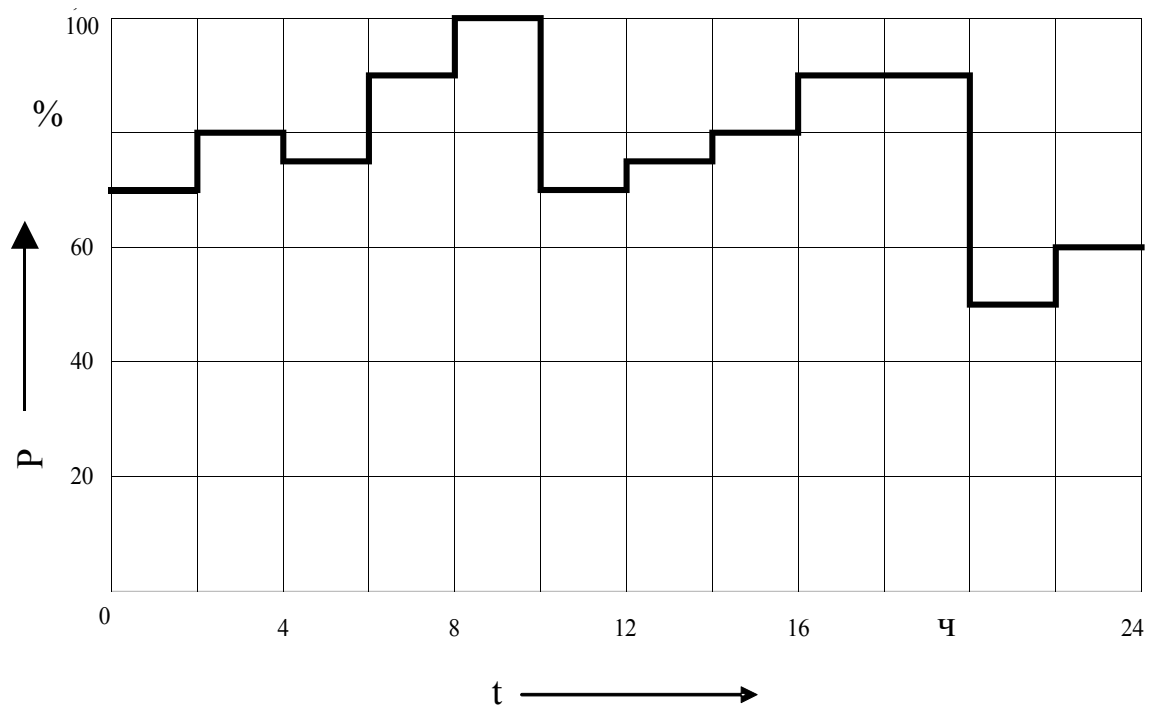


Рисунок Б.19 – График нагрузки предприятий текстильной промышленности

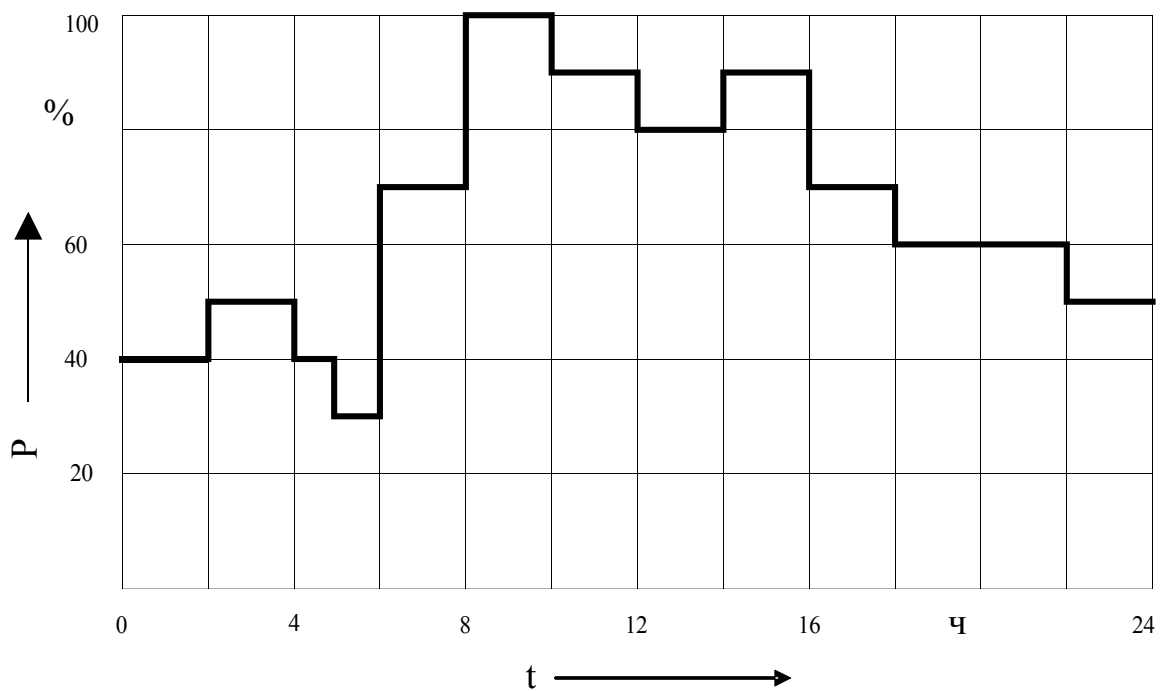


Рисунок Б.20 – График нагрузки предприятий пищевой промышленности

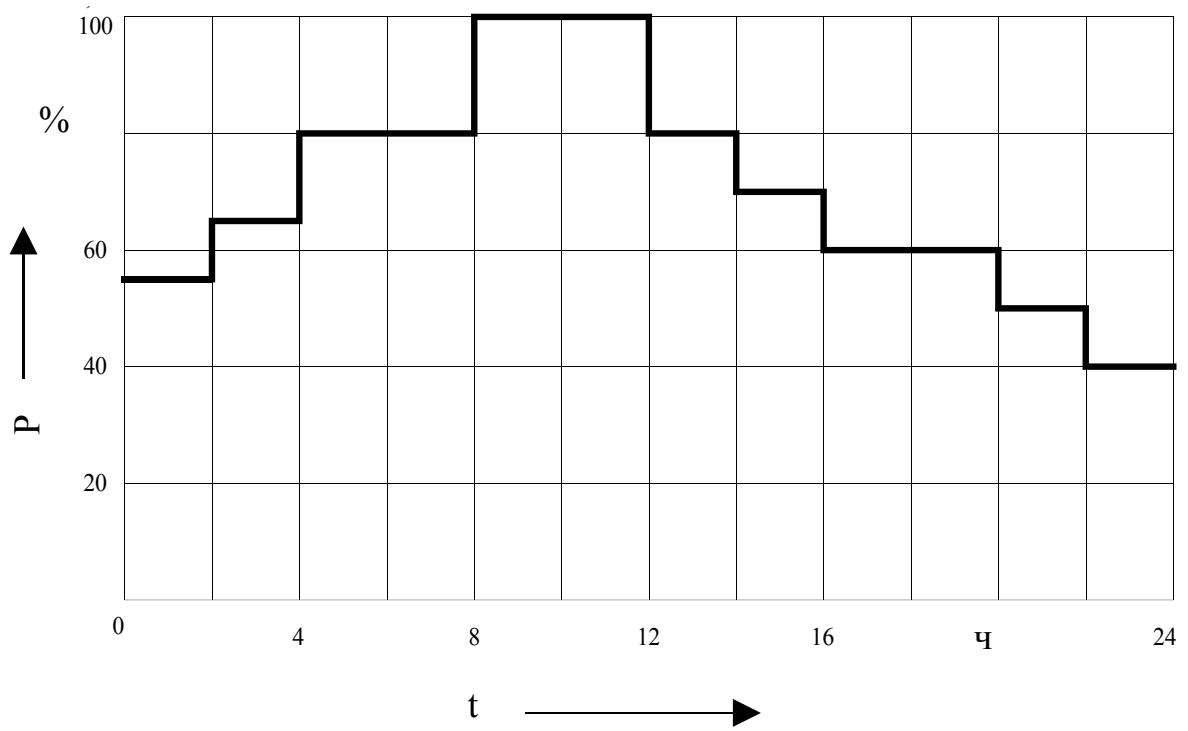


Рисунок Б.21 – График нагрузки предприятий
резино-технической промышленности

Приложение В

(рекомендуемое)

Пример расчета суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки

Рассчитать суточный график электрической нагрузки и построить годового график по продолжительности.

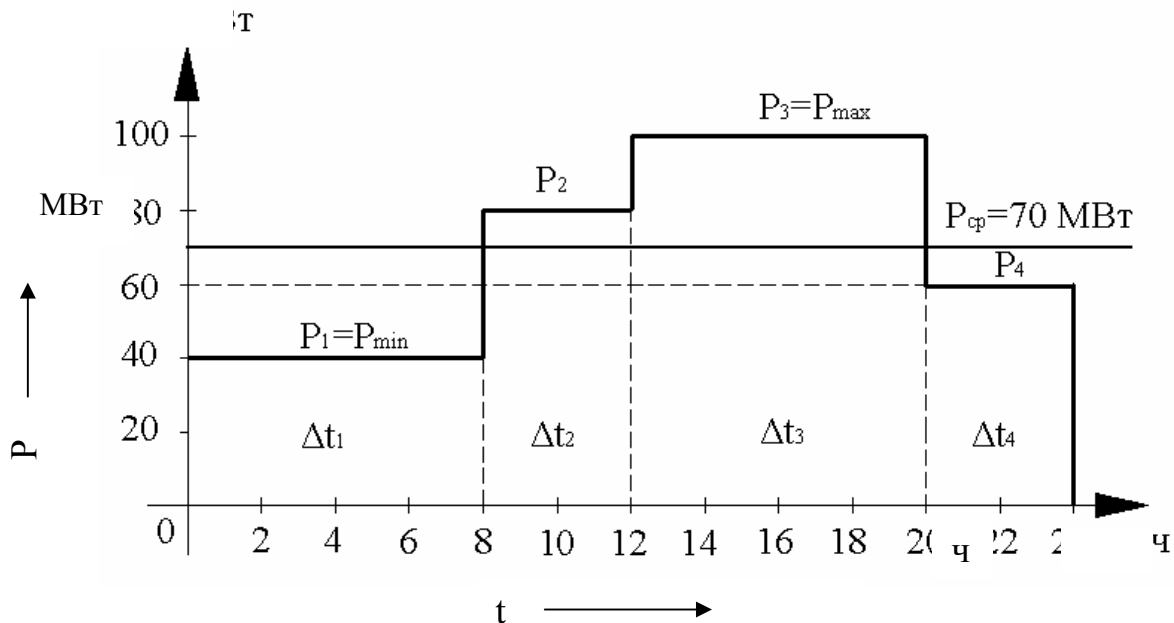


Рисунок В.1 – График суточной электрической нагрузки

- 1) Отмечаем максимальную и минимальную величину нагрузки.
- 2) Определяем среднюю величину нагрузки:

$$W_{\text{сут}} = P_1 \Delta t_1 + P_2 \Delta t_2 + P_3 \Delta t_3 + P_4 \Delta t_4 = 100 \cdot 8 + 80 \cdot 4 + 60 \cdot 4 + 40 \cdot 8 = 1680 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$P_{\text{cp}} = \frac{1680}{24} = 70 \text{ МВт}$$

- 3) Определяем коэффициент заполнения графика электрической нагрузки:

$$K_{3Г} = \frac{70}{100} = 0,7$$

- 4) Строим годового график электрической нагрузки по продолжительности

$$T_1 = 8 \cdot 365 = 2920 \text{ ч}; T_2 = 4 \cdot 365 = 1460 \text{ ч}; T_3 = 4 \cdot 365 = 1460 \text{ ч}; T_4 = 8 \cdot 365 = 2920 \text{ ч};$$

$$W_{Г} = P_1 \cdot T_1 + P_2 \cdot T_2 + P_3 \cdot T_3 + P_4 \cdot T_4 =$$

$$= 100 \cdot 2920 + 80 \cdot 1460 + 60 \cdot 1460 + 40 \cdot 2920 = 613200 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

5) Определяем число часов использования максимума нагрузки в году:

$$T_{\max} = \frac{613200}{100} = 6132 \cdot$$

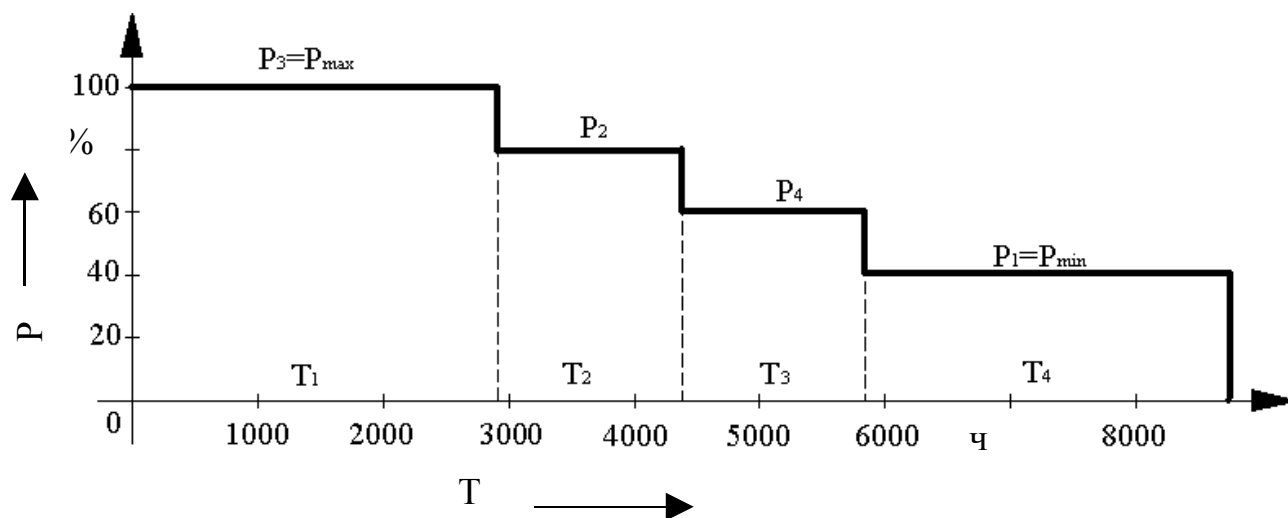


Рисунок В.2 – Годовой график электрической нагрузки по продолжительности

Приложение Г (справочное)

Данные силовых трансформаторов

Таблица Г.1 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформаторов.	S _{нт} , кВА	Номинальное напряжение		ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	U _к %	I _{хх} %	Пределы регулирования
		ВН	НН					
ТМН-2500/110	2500	115	6,6: 11	5	22	10,5	1,5	±10*1,5 ±8*1,5
ТМН-6300/110	6300	115	6,6: 11	10	50	10,5	1	±9*1,78
ТДН-10000/110	10000	115	6,6:11	14	60	10,5	0,9	±9*1,78
ТДН-16000/110	16000	115	6,6:11	21	85	10,5	0,85	±9*1,78
ТРДН-25000/110	25000	115	6,3-6,3; 6,3-10,5;	29	120	10,5	0,8	±9*1,78
ТРДН-32000/110	32000	115	6,3-6,3; 6,3-10,5;	35	145	10,5	0,75	±9*1,78
ТРДН-40000/110	40000	115	6,3-6,3; 6,3-10,5;	42	175	10,5	0,7	±9*1,78
ТРДН-80000/110	80000	115	6,3-6,3; 6,3-10,5;	70	315	10,5	0,6	

Таблица Г.2 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип трансформатора - торов.	S _{нт} , кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		ΔР _{хх} , кВт	ΔР _{кз} , кВт	U _к %	I _{хх} %	Пределы регулирования
		ВН	НН					
ТМН-2500/35	2500	35	6,3: 11	4,1	23,5	6,5	1	±8*1,5
ТМН-4000/35	4000	35	6,3:11	5,6	33,5	7,5	0,9	±8*1,5
ТМН-6300/35	6300	35	6,3; 11	8	46,5	7,5	0,8	±8*1,5
ТДНС-10000/35	10000	36,75	6,3;10,5	12	60	8	0,75	±8*1,5
ТДНС-16000/35	16000	36,75	6,3;10,5	17	85	10	0,7	±8*1,5
ТРДНС-25000/35	25000	36,75	6,3;10,5	25	115	10,5	0,65	±8*1,5
ТРДНС-32000/35	32000	36,75	6,3;10,5	29	145	12,7	0,6	±8*1,5
ТРДНС-40000/35	40000	36,75	6,3;10,5	26	170	12,7	0,5	±8*1,5
ТРДНС-63000/35	63000	36,75	6,3;10,5	50	250	12,7	0,45	±8*1,5

Приложение Д

(справочное)

Таблица Д.1 - Значения годовой и сезонных эквивалентных температур охлаждающего воздуха по населенным пунктам

Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.			Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.		
	год	зим	лет.		год	зим	лет
Абакан	8,7	-19,3	17,6	Калуга	8,8	-8,9	16,5
Алдан	4,8	-20,1	14,6	Кандалакша	4,5	-10,6	12,5
Алма – Ата	14,3	-5,9	22,2	Караганда	10,1	-14,3	18,9
Андижан	18,6	-0,3	26,3	Кемерово	7,8	-17,7	16,7
Актюбинск	12,1	-14,1	20,9	Керчь	15,1	0,4	23,6
Архангельск	5,8	-11,4	14,0	Кзыл – Орда	16,3	-7,7	24,7
Астрахань	15,7	-5,3	24,1	Киев	11,2	-4,8	18,9
Ачинск	7,5	-16,7	16,3	Кировабад	17,1	2,5	24,4
Ашхабад	21,6	-4,2	15,3	Киров	7,0	-13,1	16,4
Баку	17,8	4,9	24,8	Кировоград	12,0	-4,6	19,4
Барнаул	9,4	-16,4	18,2	Кировск	2,9	-11,3	10,9
Батуми	16,1	7,5	21,6	Кишинёв	13,4	-2,2	20,6
Белгород	11,5	-6,7	19,3	Кокчетав	9,6	-15,1	18,3
Белорецк	6,9	-15,1	15,2	Комсомольск-на-Амуре	9,3	-20,1	10,3
Березники	7,5	-14,3	16,0	Кострома	8,2	-10,7	14,3
Бийск	8,6	-16,9	17,4	Краснодар	14,9	-0,7	22,3
Биробиджан	10,0	-19,0	18,9	Красноярск	8,0	-15,9	16,7
Благовещенск	10,4	-19,6	19,7	Кременчуг	12,3	-4,5	20,5
Благовещенское	9,2	-16,8	17,9	Кривой Рог	13,3	-4,1	20,9
Братск	7,1	-20,1	16,3	Куйбышев	11,1	-12,5	19,6
Брест	11,0	-3,4	17,9	Курган	8,8	-16,9	17,4
Брянск	9,7	-7,6	17,4	Курган-Тюбе	19,9	-3,7	27,3
Бухара	18,7	1,3	26,3	Курск	10,6	-7,7	18,4
Верхоянск	2,9	-20,1	13,2	Кутаиси	16,8	6,2	22,8
Вильнюс	9,9	-4,4	17,0	Ленинград	8,6	-6,8	16,4
Винница	10,7	-4,9	17,8	Липецк	10,9	-8,9	19,0
Витебск	9,4	-6,7	16,9	Луцк	10,9	-3,6	17,8
Владивосток	10,0	-11,7	17,4	Львов	9,9	-3,9	16,5
Владимир	9,8	-10,2	16,8	Магадан	2,5	-19,4	11,1
Волгоград	14,5	-7,9	23,0	Магнитогорск	8,6	-15,5	17,1
Вологда	7,4	-10,8	15,5	Мариуполь	13,6	-4,1	21,5
Воркута	0,5	-19,4	9,4	Махачкала	16,0	0,8	23,7
Воронеж	11,0	-8,4	19,0	Минск	9,5	-5,9	16,8
Ворошиловград	13,3	-5,9	21,2	Минусинск	8,8	-19,3	17,7
Гомель	10,4	-5,8	17,7	Мирный	4,6	-20,1	16,8
Горький	8,9	-10,5	17,1	Могилев	9,7	-6,5	15,1
Гродно	10,1	-4,1	17,1	Мончегорск	3,8	-11,8	11,3
Грозный	15,0	-2,3	22,8	Москва	10,1	-8,2	18
Гурьев	15,5	-8,3	24,3	Мурманск	3,4	-9,5	10,7
Джамбул	14,2	-4,6	22,1	Нальчик	13,3	-3,5	20,9
Днепропетровск	13,6	-4,4	21,3	Нарын	8,8	-14,6	16,2
Донецк	12,6	-5,6	20,4	Нарьян-Мар	2	-15,7	10,3
Дудинка	0,2	-15,5	9,9				

Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.			Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.		
	год	зим	лет.		год	зим	лет
Гурьев	15,5	-8,3	24,3	Москва	10,1	-8,2	18
Джамбул	14,2	-4,6	22,1	Мурманск	3,4	-9,5	10,7
Днепропетровск	13,6	-4,4	21,3	Нальчик	13,3	-3,5	20,9
Донецк	12,6	-5,6	20,4	Нарын	8,8	-14,6	16,2
Дудинка	0,2	-15,5	9,9	Нарьян-Мар	2	-15,7	10,3
Душанбе	18,2	3,0	25,7	Нахичевань	18,1	-1,5	25,8
Евпатория	14,8	0,8	22,1	Невинномысск	13,7	-3,4	21,2
Ереван	16,4	-1,9	23,9	Нижний Тагил	6,5	-14,7	14,8
Житомир	10,8	-4,6	18,0	Николаев	14,2	-2,5	21,8
Запорожье	13,8	-4,0	21,6	Николаевск-на-Амуре	6,3	-20	15,1
Зея	7,4	-20,1	16,7	Новгород	8,3	-7,6	16,0
Зыряновск	8,4	-20,1	17,6	Новокузнецк	8,3	-16,3	17,0
Иваново	8,1	-10,8	16,1	Новороссийск	15,8	3,5	22,7
Иваново – Франковск	10,9	-3,7	17,7	Новосибирск	8,3	-17,7	17,2
Игарка	2,1	-20,1	12,0	Норильск	0,7	-20,1	10,5
Ижевск	10,1	-13,4	17,4	Одесса	13,8	-1,8	21,3
Иркутск	7,1	-19,1	16,0	Омск	8,4	-17,8	17,1
Йошкар-Ола	8,6	-12,5	16,9	Орджоникидзе	11,8	-3,7	18,9
Казань	9,4	-12,5	17,8	Орёл	9,9	-8,4	17,8
Калининград	9,8	-2,4	16,5	Оренбург	12	-13,4	20,7
Калинин	8,1	-9,1	15,9	Оймякон	2,2	-20,1	12,4
Ош	15,9	-1,6	23,5	Тольятти	11,4	-11,4	19,8
Павлодар	10,9	-16,7	19,8	Томск	7,5	-17,8	16,4
Пенза	10,4	-11	18,6	Туапсе	16	5,2	22,4
Пермь	8,2	-14,3	16,7	Тула	9,4	-3,9	17,3
Петрозаводск	7,1	-8,8	15,1	Тюмень	8,6	-15,3	16,2
Петропавловск	8,8	-17,3	17,5	Ужгород	12,9	-1,1	19,6
Петропавлоск-Камчатский	5,2	-7,6	11,9	Улан-Удэ	8,3	-20,1	17,6
Полтава	12	-5,9	19,7	Ульяновск	10	-12,4	18,4
Пржевальск	9,2	-5,9	16,0	Уральск	12,5	-12,8	21,3
Псков	8,8	-6,5	16,3	Уссурйск	10,7	-17,1	19
Пятигорск	13,1	-3	20,7	Усть-	11,2	-15	19,9
Рига	8,9	-4,8	15,8	Каменогорск			
Ровно	10,7	-4,1	17,7	Уфа	9,9	-13,1	18,3
Ростов-на-Дону	14	-4,6	21,9	Фергана	18	-0,6	25,6
Рубцовск	10,1	-16,5	19	Фрунзе	15	-3,8	22,8
Рязань	9,6	-9,9	17,7	Хабаровск	10,8	-18,6	19,7
Самарканд	17	1,5	24,4	Ханты-	6,7	-18,5	15,8
Саранск	10,0	-10,9	18,3	Мансийск			
Саратов	12,5	-10,6	21,0	Харьков	12,1	-6,3	19,8
				Херсон	14,2	-2,1	21,8

Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.			Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.		
	год	зим	лет.		год	зим	лет
Свердловск	7,8	-14,9	17,6	Хмельницкий	10,7	-4,4	17,8
Семипалатинск	12	-15	20,9	Целиноград	9,9	-16,3	18,8
Симферополь	13,7	0,0	20,8	Чебоксары	9,1	-11,9	17,4
Смоленск	9	-7,6	16,5	Челябинск	9,2	-14,3	17,8
Советская Гавань	6,5	-15,4	14	Череповец	7,7	-10,2	15,8
Сочи	15,7	5,9	21,9	Черкассы	11,7	-4,9	19,2
Ставрополь	13,5	-2,5	20,9	Чернигов	11,1	-5,7	18,5
Сугмант	17,0	4,2	23,9	Черновцы	11,6	-3,6	18,6
Сумы	10,9	-6,9	18,5	Чимкент	17	-1,2	25,1
Сургут	5,6	-19,9	14,9	Чита	7,5	-20,1	16,8
Сухуми	16,1	6,5	21,9	Элиста	14,7	-5,4	22,9
Сыктывкар	6,5	-14,1	15,0	Южно-	7,5	-11,6	15
Таганрог	14,4	-4,1	22,4	Сахалинск			
Тайшет	7,3	-18,5	16,4	Якутск	6,4	-20,1	16,6
Талды-Курган	13,5	-15,1	21,7	Ярославль	7,9	-10,6	15,8
Тамбов	10,9	-9,5	19				
Талин	8,2	-4,2	15,3				
Ташкент	17,9	-0,9	25,7				
Тбилиси	16,4	2,2	25,5				
Темир	13,3	-13,4	22,3				
Тернополь	10,6	-4,2	17,6				
Тобольск	7,8	-17	16,6				

Приложение Е (рекомендуемое)

Выбор мощности силовых трансформаторов по ГОСТ 14209-97

Дано: $S_{\max}=9$ МВА; $U_1=110$ кВ; $U_2=10$ кВ; $I=20$ %; $\Pi=65$ %; $\Theta^{\circ}=40$ °С.

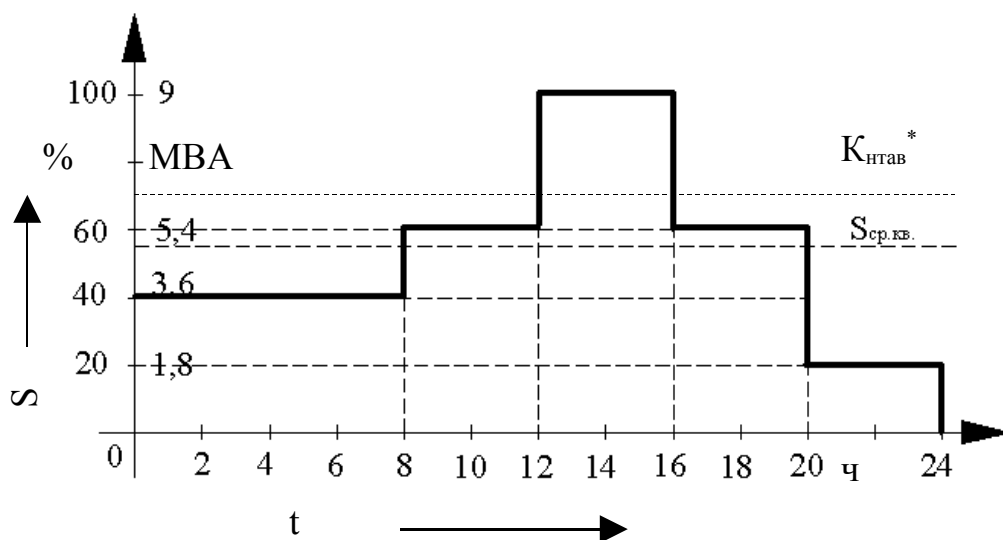


Рисунок Е.1 – Суточный график электрической нагрузки

1) Принимаем за 100 % мощность $S_{\max}=9$ МВА, т.е. $100\%=9$ МВА.

2) Определяем $S_{ск}^* = \sqrt{\frac{1^2 \cdot 4 + 0,6^2 \cdot 8 + 0,4^2 \cdot 8 + 0,2^2 \cdot 4}{24}} \approx 0,59$.

3) Находим $S_{ор} = \frac{0,59 \cdot 9}{2} = 2,655$ МВА.

4) Выбираем стандартную номинальную мощность трансформатора $S_{ст.ном.} = 6,3$ МВА.

5) Проверяем трансформатор на систематическую перегрузку. Определяем коэффициент покрытия трансформаторами нагрузки подстанции:

$$K_{нт}^* = \frac{6,3 \cdot 2}{9} = 1,4.$$

Так как $K_{нт}^* \geq 1$, то выбранные трансформаторы не испытывают систематических перегрузок.

6) Проверяем трансформатор на аварийную перегрузку. Определяем коэффициент:

$$K_{нт ав}^* = \frac{6,3}{9} \approx 0,7.$$

На суточный зимний график нагрузки наносим линию, параллельную оси абсцисс, с ординатой, равной величине $K_{нт ав}^*$.

7) По пересечению графика нагрузки и линии $K_{нт ав}^*$ определяем предварительное время аварийной перегрузки $t'_{n.ав} : t'_{n.ав} = 4$ часа.

8) Определяем коэффициент начальной загрузки в аварийном режиме $K_{1ав}$:

$$K_{1ав} = \frac{1}{0,7} \times \sqrt{\frac{0,6^2 \cdot 8 + 0,4^2 \cdot 8 + 0,2^2 \cdot 4}{18}} \approx 0,42.$$

9) Определяем предварительный коэффициент аварийной перегрузки по графику $K'_{2ав}$:

$$K'_{2ав} = \frac{1}{0,7} \times \sqrt{\frac{1^2 \cdot 4}{4}} \approx 1,43.$$

10) Определяем:

$$K_{maxав} = \frac{9}{6,3} \approx 1,43.$$

Так как $1,43 \geq 0,9 \cdot 1,43$, то принимаем расчетный коэффициент аварийной перегрузки $K_{2ав} = 1,43$, а время перегрузки $t_{пав} = 4$ часа.

11) По таблицам ГОСТ 14209-97 аварийных перегрузок (Приложение М), в зависимости от $K_{1ав}$, $t_{пав}$, эквивалентной температуры охлаждающей среды Θ и системы охлаждения трансформатора, находим допустимый коэффициент перегрузки $K_{2допав}$: $K_{2допав} = f(0,42; 4; 40; D, M) = 1,3$.

12) Проверку осуществляем по выражению:

$$K_{2ав} \leq K_{2допав}; 1,43 \geq 1,3.$$

13) Так как условие не выполняется, то определяем допустимую мощность трансформатора в аварийном режиме:

$$S_{доп} = K_{2допав} \times S_{нт} = 1,3 \times 6,3 = 8,19.$$

14) Определяем необходимую мощность отключения нагрузки:

$$S_{откл} = S_m - S_{доп} = 9 - 8,19 = 0,81.$$

15) Проверяем:

$$\frac{S_{откл} \cdot 100}{S_m} \leq S_{ш} \%,$$

где $S_{ш} \%$ - удельный вес потребителей 3-ей категории в общей нагрузке подстанции согласно заданию.

$$\frac{0,81 \times 100}{9} \leq 15\%; 9 \leq 15 \%.$$

Так как условие выполняется, то, за счет отключения потребителей 3-ей категории в послеаварийном режиме, трансформатор сможет нести оставшуюся нагрузку.

16) Окончательно выбираем силовой трансформатор ТМН – 6300/110/10.

Приложение Ж (справочное)

Длительно-допустимые токи проводов ВЛ и жил КЛ

Таблица Ж.1 – Допустимые длительные токи алюминиевых проводов

Марок А, АКП, Ап, АпКП		Марок АС, АСКП, АСКС, АСК, АпС, АпСКП, АпСКС, АпСК	
Номинальное сечение, мм ²	Допустимый длительный ток, А	Номинальное сечение, мм ²	Допустимый длительный ток, А
16	105	16/2,7	111
25	136	25/4,2	142
35	170	35/6,2	175
50	215	50/8,0	210
70	265	70/11	265
95	320	95/16	330
120	375	120/19	390
150	440	150/19	450
185	500	185/24	520
240	590	240/32	605
300	680	300/48	690

Таблица Ж.2 – Токовая нагрузка на провода с медными жилами с резиновой изоляцией

S, мм ²	Ток, А				
	Одножильные		Двухжильные		Трехжильные
	В воздухе	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	—	—	—	—

Таблица Ж.3 – Токовая нагрузка на кабели с алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией

S, мм ²	Ток, А				
	Одножильные		Двухжильные		Трехжильные
	В воздухе	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	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
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	395	310	440	270	385
240	465	—	—	—	—

Таблица Ж.4 – Токовая нагрузка на силовые кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

S, мм ²	Ток, А					
	1 жи-ла, до 1 кВ	2 жи-лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи-лы, до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	—	80	70	—	—	—
10	140	105	95	80	—	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	—	490	440	400	460
240	880	—	570	510	460	—
300	1000	—	—	—	—	—
400	1220	—	—	—	—	—
500	1400	—	—	—	—	—
625	1520	—	—	—	—	—
800	1700	—	—	—	—	—

Таблица Ж.5 – Токовая нагрузка на силовые кабели с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

S, мм ²	Ток, А					
	1 жи-ла, до 1 кВ	2 жи-лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи-лы, до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	—	60	55	—	—	—
10	110	80	75	60	—	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	—	380	340	310	345
240	675	—	440	390	355	—
300	770	—	—	—	—	—
400	940	—	—	—	—	—
500	1080	—	—	—	—	—

625	1170	—	—	—	—	—
800	1310	—	—	—	—	—

Таблица Ж.6 – Токовая нагрузка на силовые кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	1 жи-ла, до 1 кВ	2 жи-лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи-лы, до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	—	55	—	—	—	—
10	95	75	60	55	60	75
16	95	80	65	60	80	90
25	160	130	105	90	125	80
35	200	150	125	110	105	120
50	155	145	135	145	190	140
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	—	375	325	305	340
240	610	—	430	375	350	—
300	720	—	—	—	—	—

Продолжение таблицы Ж.6

400	880	—	—	—	—	—
500	1020	—	—	—	—	—
625	1180	—	—	—	—	—
800	1400	—	—	—	—	—

Таблица Ж.7 – Токовая нагрузка на силовые кабели с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	1 жи-ла, до 1 кВ	2 жи-лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи-лы, до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	42	35	—	—	45	—
10	55	46	42	—	45	—
16	75	50	60	120	60	46
25	85	100	100	70	65	75
35	95	80	155	115	85	95
50	105	110	50	245	120	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200

150	360	290	255	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	290	270	—
300	555	—	—	—	—	—
400	675	—	—	—	—	—
500	785	—	—	—	—	—
625	910	—	—	—	—	—
800	1080	—	—	—	—	—

Таблица Ж.8 – Токовая нагрузка на одножильные силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке, небронированные, прокладываемые в воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		
	до 3 кВ	20 кВ	35 кВ	до 3 кВ	20 кВ	35 кВ
10	85	—	—	65	—	—
16	120	—	—	90	—	—
25	145	105/110	—	110	80/85	—
35	170	125/135	—	130	95/105	—
50	215	155/165	—	165	120/130	—
70	260	185/205	—	200	140/160	—
95	305	220/255	—	235	170/195	—
120	330	245/290	240/265	255	190/225	185/205
150	360	270/330	265/300	275	210/255	205/230
185	385	290/360	285/335	295	225/275	220/255
240	435	320/395	315/380	335	245/305	245/290
300	460	350/425	340/420	355	270/330	260/330
400	485	370/450	—	375	285/350	—
500	505	—	—	390	—	—
625	525	—	—	405	—	—
800	550	—	—	425	—	—

Таблица Ж.9 – Токовая нагрузка на трехжильные силовые кабели с обедненно-пропитанной изоляцией, в общей свинцовой оболочке, на напряжение 6 кВ, прокладываемые в земле и воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		
	В земле	В воде	В воздухе	В земле	В воде	В воздухе
16	90	100	65	70	75	50
25	120	140	90	90	110	70
35	145	175	110	110	135	85
50	180	220	140	140	170	110
70	220	275	170	170	210	130
95	265	335	210	205	260	160
120	310	385	245	240	295	190
150	355	450	290	275	345	225

Таблица Ж.10 – Экономическая плотность тока – $j_{эк}$, А/мм²

Тип проводника	T_{max} , ч/год		
	1000-3000	3000-5000	Более 5000
Неизолированные провода:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
медными	3	2,5	2
алюминиевые для:	1,6	1,4	1,2
европейской части, Закавказья, Забайкалья, Дальнего востока, Центральной Сибири, Казахстана и Средней Азии	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми для:	1,9	1,7	1,6
европейской части, Закавказья, Забайкалья и Дальнего востока, Центральной Сибири, Казахстана и Средней Азии	2,2	2	1,9

Приложение И (справочное)

Поправочные коэффициенты для КЛ

Таблица И.1 – Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле

Расстояние в свету, см	Число кабелей					
	1	2	3	4	5	6
10	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
20	1	0,92	0,87	0,87	0,82	0,81
30	1	0,93	0,9	0,9	0,86	0,85

Таблица И.2 – Поправочные коэффициенты для кабелей, работающих не при номинальном напряжении

Рабочее напряжение, кВ	Поправочные коэффициенты для кабелей с номинальным напряжением, кВ					
	6		10		20	
	проложенных					
	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе
6	1,0	1,0	1,06	1,07	-	-
10	0,95	0,94	1,0	1,0	1,13	1,18
20	-	-	0,84	0,79	1,0	1,0

Таблица И.3 – 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	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,2	1,17	1,13	1,09	1,04	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,74
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
16	65	1,18	1,14	1,1	1,05	1	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	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,2	1,15	1,12	1,06	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,2	1,13	1,07	1	0,93	0,85	0,76	0,66	0,56
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,5	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,2	1,14	1,07	1	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	0,89	0,78	0,63	0,45	-

Приложение К (рекомендуемое)

Пример расчета воздушной линии электропередач

Рассчитать сечение ВЛ при известных данных $S_{\max}=18$ МВА, $U_{\text{ном}}=110$ кВ, число линий $n=2$, $T_{\max}=7200$ ч, $\theta=-25$ °С.

- 1) Выбираем марку провода - АС.
- 2) Находим экономическую плотность тока по таблице Ж.10:
 $j_{\text{эк}} = f(\text{АС}; 7200) = 1$ А/мм².
- 3) Находим расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} = \frac{18 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 47 \text{ А}$$

- 4) Находим экономическую плотность:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{47}{1} = 47 \text{ мм}^2$$

Выбираем $F_{\text{ст}}=50$ мм². По таблице Ж.1 находим для этого сечения $I_{\text{дл.доп}}=210$ А, $d=9,6$ мм.

- 5) Проверим выбранный провод:
- по длительно-допустимому току:

$$I'_{\text{дл.доп}} = I_{\text{дл.доп}} \cdot k = 210 \cdot 1,24 = 260 \text{ А},$$

где k – поправочный коэффициент на условия прокладки;

$$I'_{\text{дл.доп}} = 260 \text{ А} \geq I_{\text{ав}} = 2 \cdot 47 = 94 \text{ А}.$$

Делаем вывод: выбранное сечение проходит по длительно-допустимому току.

- проверка по условиям короны $U_{\text{кор.кр}} = 84 \cdot 0,82 \cdot 0,48 \cdot \lg \frac{250}{0,48} = 90$ кВ,

где $r=d/2 = 9,6/2 = 4,8$ мм = 0,48 см

90 кВ < 110 кВ, значит по условиям короны ВЛ не проходит.

Увеличиваем расстояние до $a = 4$ м:

$$U_{\text{кор.кр}} = 84 \cdot 0,82 \cdot 0,48 \cdot \lg \frac{400}{0,48} = 96 \text{ кВ} \rightarrow 96 \text{ кВ} < 110 \text{ кВ}, \text{ значит}$$

увеличиваем коэффициент шероховатости провода, тогда

$U_{\text{кор.кр}} = 84 \cdot 0,87 \cdot 0,48 \cdot \lg \frac{400}{0,48} = 102 \text{ кВ} \rightarrow 102 \text{ кВ} < 110 \text{ кВ}$, значит берем сечение провода на ступень выше АС – 70 мм² с $I_{\text{дл.дон}} = 265 \text{ А}$; $d = 11,4 \text{ мм}$ и повторяем проверку.

Приложение Л (рекомендуемое)

Пример расчета кабельной линии электропередач

Исходные данные: $S_{\max}=4,1$ МВА, $U_{\text{ном}}=6$ кВ, число линий $n=3$, $T_{\max}=6300$ ч, $\theta=30$ °С, проложены в траншее.

1) Задаемся материалами жил – алюминиевые, $j_{\text{эк}}=f(AI; \text{бумажная изоляция; Европейская часть; } 6300) = 1,2$ А/мм².

2) Находим расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} = \frac{4,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 3} = 132 \text{ А}$$

3) Находим экономическое сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{132}{1,2} = 110 \text{ мм}^2$$

Выбираем $F_{\text{ст}}=95$ мм². По таблице Ж.2 находим $I_{\text{дл.доп}}=225$ А.

4) Проверяем выбранное сечение по аварийному току:

$$I'_{\text{дл.доп}}=I_{\text{дл.доп}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 225 \cdot 0,88 \cdot 0,85 \cdot 1 = 168 \text{ А},$$

где $k_1 = 0,88$, т.к. $\theta = 30$ °С;

$k_2 = 0,85$, т.к. $l = 10$ см, $n = 3$;

$k_3 = 1$, т.к. $U_{\text{расч}} = U_{\text{ном}}$.

$$I_{\text{ав}} = \frac{4,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot (3 - 1)} = 197 \text{ А}$$

$$197 \text{ А} > I'_{\text{дл.доп}} = 168 \text{ А}$$

Данный кабель не удовлетворяет условиям проверки по аварийному току, значит, увеличиваем расстояние между кабелями с 10 см до 30 см, тогда $k_2=0,9$.

$$I'_{\text{дл.доп}}=I_{\text{дл.доп}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 225 \cdot 0,88 \cdot 0,9 \cdot 1 = 178 \text{ А};$$

$$178 \text{ А} < I_{\text{ав}} = 197 \text{ А}.$$

Условие не выполняется, поэтому увеличиваем сечение кабеля до $F_{\text{ст}} = 120$ мм² с $I_{\text{дл.доп}} = 295$ А (таблица Ж.2).

$$I'_{\text{дл.доп}}=I_{\text{дл.доп}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 295 \cdot 0,88 \cdot 0,9 \cdot 1 = 233,6 \text{ А}$$

$$233,6 \text{ A} > I_{\text{ав}} = 197 \text{ A}$$

По аварийному току данный кабель проходит.

Однако, если условие не выполняется, возможно произвести замену алюминиевой жилы на медную, так как если алюминий менять на медь, то $I'_{\text{дл.доп}}$ будет увеличиваться.

Например, $j_{\text{эк}} = f(\text{Cu}; \text{бумажная изоляция}; \text{Европейская часть}; 6300) = 2 \text{ A/мм}^2$.

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{132}{2} = 66 \text{ мм}^2, \text{ выбираем } F_{\text{ст}} = 70 \text{ мм}^2 \text{ с } I_{\text{дл.доп}} = 245 \text{ A}.$$

$$I'_{\text{дл.доп}} = 245 \cdot 0,88 \cdot 0,9 \cdot 1 = 194 \text{ A};$$

$$194 \text{ A} < I_{\text{ав}} = 197 \text{ A}.$$

В данном случае, условие не выполняется, поэтому можно увеличить сечение на ступень выше и повторить проверку.

Приложение М (справочное)

Таблица М.1 - Нормы максимально допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов

h, ч	М и Д								ДЦ*							
	K _{2доп} при значениях K ₁ =0,25÷1								K _{2доп} при значениях K ₁ =0,25÷1							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Систематических $\theta_{\text{охл}} = -20\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	1,85	1,82	1,78	1,74
1	+	+	+	+	+	+	+	+	1,79	1,77	1,76	1,74	1,72	1,69	1,66	1,63
2	+	+	1,99	1,96	1,93	1,89	1,85	1,79	1,61	1,61	1,60	1,59	1,57	1,56	1,54	1,52
4	1,7	1,69	1,67	1,66	1,64	1,62	1,60	1,57	1,47	1,46	1,46	1,45	1,45	1,44	1,43	1,42
6	1,56	1,55	1,54	1,54	1,53	1,51	1,50	1,48	1,4	1,4	1,4	1,39	1,39	1,39	1,38	1,37
8	1,48	1,48	1,47	1,47	1,46	1,45	1,45	1,43	1,37	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,35	1,35
12	1,41	1,4	1,4	1,4	1,4	1,39	1,39	1,38	1,33	1,33	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
24	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Систематических $\theta_{\text{охл}} = -10\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	1,80	1,77	1,74	1,70	1,65
1	+	+	+	+	+	+	+	1,95	1,72	1,7	1,69	1,67	1,65	1,62	1,59	1,55
2	1,95	1,92	1,9	1,87	1,83	1,79	1,75	1,69	1,55	1,54	1,53	1,52	1,51	1,49	1,47	1,44
4	1,62	1,61	1,6	1,58	1,56	1,54	1,52	1,48	1,41	1,4	1,4	1,39	1,38	1,38	1,37	1,35
6	1,49	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,40	1,34	1,34	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,31
8	1,41	1,41	1,4	1,4	1,39	1,38	1,37	1,36	1,31	1,3	1,3	1,3	1,3	1,29	1,29	1,28
12	1,34	1,34	1,33	1,33	1,33	1,32	1,31	1,31	1,27	1,27	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,25
24	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Систематических $\theta_{\text{охл}} = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	1,79	1,77	1,75	1,72	1,69	1,66	1,61	1,56
1	+	+	+	+	+	1,99	1,91	1,80	1,65	1,63	1,61	1,59	1,57	1,54	1,51	1,46
2	1,86	1,83	1,80	1,77	1,74	1,69	1,64	1,56	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,4	1,36
4	1,54	1,53	1,51	1,50	1,48	1,46	1,43	1,38	1,34	1,34	1,33	1,33	1,32	1,31	1,3	1,28
6	1,41	1,4	1,39	1,38	1,37	1,36	1,34	1,31	1,28	1,28	1,27	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24
8	1,34	1,33	1,33	1,32	1,31	1,3	1,29	1,27	1,24	1,24	1,24	1,24	1,23	1,23	1,23	1,21
12	1,27	1,26	1,26	1,26	1,25	1,25	1,24	1,22	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,19	1,19
24	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
Систематических $\theta_{\text{охл}} = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	+	+	+	+	+	+	+	1,84	1,71	1,69	1,67	1,64	1,61	1,57	1,52	1,44
1	+	+	+	2	1,94	1,86	1,76	1,6	1,57	1,55	1,54	1,52	1,49	1,46	1,42	1,35
2	1,76	1,73	1,7	1,67	1,63	1,58	1,51	1,4	1,41	1,4	1,39	1,38	1,36	1,34	1,31	1,26
4	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39	1,36	1,32	1,25	1,28	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24	1,22	1,19
6	1,33	1,32	1,31	1,3	1,29	1,27	1,24	1,2	1,21	1,21	1,21	1,2	1,2	1,19	1,18	1,15
8	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,2	1,17	1,18	1,18	1,17	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13
12	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16	1,15	1,13	1,14	1,14	1,14	1,13	1,13	1,13	1,12	1,11
24	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

Продолжение таблицы М.1

h, ч	М и Д								ДЦ*							
	K _{2доп} при значениях K ₁ =0,25÷1								K _{2доп} при значениях K ₁ =0,25÷1							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Систематических $\theta_{\text{охл}}=20\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	+	+	+	+	+	1,98	1,81	1	1,63	1,6	1,58	1,55	1,52	1,47	1,41	1
1	+	1,97	1,92	1,87	1,8	1,71	1,57	1	1,49	1,47	1,45	1,43	1,4	1,37	1,31	1
2	1,66	1,63	1,6	1,56	1,51	1,45	1,35	1	1,34	1,33	1,32	1,3	1,28	1,26	1,22	1
4	1,37	1,35	1,34	1,32	1,29	1,25	1,19	1	1,21	1,2	1,19	1,19	1,18	1,16	1,13	1
6	1,25	1,24	1,23	1,21	1,2	1,17	1,13	1	1,15	1,14	1,14	1,13	1,13	1,12	1,1	1
8	1,18	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13	1,09	1	1,11	1,11	1,1	1,1	1,1	1,09	1,07	1
12	1,11	1,1	1,1	1,09	1,09	1,08	1,06	1	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,04	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Систематических $\theta_{\text{охл}}=30\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	+	+	+	+	1,92	1,76	1,27	—	1,54	1,51	1,49	1,46	1,42	1,36	1,21	—
1	1,89	1,84	1,79	1,73	1,64	1,51	1,12	—	1,41	1,39	1,37	1,34	1,31	1,26	1,12	—
2	1,55	1,52	1,48	1,44	1,38	1,29	1,02	—	1,26	1,25	1,24	1,22	1,2	1,16	1,05	—
4	1,28	1,26	1,24	1,21	1,18	1,12	0,97	—	1,13	1,13	1,12	1,11	1,1	1,07	0,99	—
6	1,16	1,15	1,18	1,12	1,09	1,05	0,95	—	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,03	0,97	—
8	1,09	1,08	1,08	1,06	1,05	1,02	0,94	—	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,0	0,96	—
12	1,02	1,02	1,01	1	0,99	0,97	0,92	—	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,94	—
24	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	—	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	—
Систематических $\theta_{\text{охл}}=40\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	+	+	1,94	1,84	1,69	1,26	—	—	1,45	1,42	1,39	1,36	1,31	1,19	—	—
1	1,75	1,7	1,64	1,56	1,44	1,08	—	—	1,32	1,30	1,28	1,25	1,2	1,1	—	—
2	1,43	1,39	1,35	1,3	1,21	0,96	—	—	1,18	1,17	1,15	1,13	1,1	1,01	—	—
4	1,17	1,15	1,13	1,09	1,04	0,89	—	—	1,05	1,04	1,04	1,02	1,0	0,94	—	—
6	1,06	1,05	1,03	1,01	0,97	0,86	—	—	0,99	0,99	0,98	0,97	0,96	0,91	—	—
8	1,0	0,99	0,98	0,96	0,93	0,85	—	—	0,96	0,95	0,95	0,94	0,93	0,89	—	—
12	0,93	0,92	0,91	0,9	0,88	0,84	—	—	0,91	0,91	0,91	0,9	0,89	0,87	—	—
24	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	—	—	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	—	—

Продолжение таблицы М.1

h, ч	М и Д								ДЦ*							
	K _{2доп} при значениях K ₁ =0,25÷1								K _{2доп} при значениях K ₁ =0,25÷1							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Аварийных $\theta_{\text{охл}}=-20\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1,9	1,9	1,9	1,9
1	2	2	2	2	2	2	2	2	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2	2	2	2	2	2	2	2	2	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
4	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
12	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Аварийных $\theta_{\text{охл}}=-10\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	2	2	2	2	2	2	2	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8
1	2	2	2	2	2	2	2	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
2	2	2	2	2	2	2	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
4	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
12	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Аварийных $\theta_{\text{охл}}=0\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	2	2	2	2	2	2	2	2	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
1	2	2	2	2	2	2	2	2	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6
2	2	2	2	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5
4	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
8	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
12	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Аварийных $\theta_{\text{охл}}=10\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	2	2	2	2	2	2	2	2	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6
1	2	2	2	2	2	2	2	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
2	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
8	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
24	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Аварийных $\theta_{\text{охл}}=20\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	2	2	2	2	2	2	2	2	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6
1	2	2	2	2	2	2	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
2	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
8	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
24	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Продолжение таблицы М.1

Аварийных $\theta_{\text{охл}} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	2	2	2	2	2	2	2	1,9	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
1	2	2	2	2	1,9	1,9	1,8	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
2	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
8	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
12	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
24	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Аварийных $\theta_{\text{охл}} = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$																
0,5	2	2	2	2	2	2	1,9	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
1	2	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3
2	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2
6	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
8	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
12	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
24	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Примечание: 1. Знак + означает, что при данном режиме нагрузки расчётное значение $K_{2\text{доп}} > 2$, при этом по согласованию с изготовителем трансформатора допускаются его любые значения в интервале $1,5 < K_{2\text{доп}} < 2$.

Таблица М.2 - Допустимые аварийные перегрузки (в долях номинального тока) трансформаторов классов напряжения до 110 кВ включительно без учёта начальной (предшествующей) нагрузки

Продолжительность перегрузки в течении суток, ч.	Температура охлаждающего воздуха во время перегрузки															
	-20 °С и ниже		-10 °С		0 °С		10 °С		20 °С		30 °С		40 °С			
	М, Д	Д, Ц	М, Д	Д, Ц	М, Д	Д, Ц	М, Д	Д, Ц	М, Д	Д, Ц	М, Д	Д, Ц	М, Д	Д, Ц		
0,5	2	1,9	2	1,8	2	1,7	2	1,6	2	1,5	1,9	1,5	1,7	1,4		
1	2	1,8	2	1,7	2	1,6	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,4	1,4	1,3		
2	2	1,7	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,5	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3		
4	1,8	1,6	1,7	1,5	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2		
6	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2		
8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2		
12	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2		
24	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2		