

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Шебзухов Татьяна Александровна

Должность: Директор Пятигорского института (филиал) Северо-Кавказского
федерального университета

Дата подписания: 12.09.2023 16:45:26

Уникальный программный ключ:
d74ce93cd40e39275c3ba2f58486412a1c8ef96f

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания

по выполнению практических работ

по дисциплине «Надежность электроэнергетических систем»

для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Передача и распределение электрической энергии в системах электроснабжения

(ЭЛЕКТРОННЫЙ ДОКУМЕНТ)

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
**Федеральное государственное автономное образовательное
Учреждение высшего профессионального образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Филиал в г. Пятигорске

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к практическим занятиям по дисциплине
Надежность электроэнергетических систем
для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

для всех форм обучения

Пятигорск, 2021

Практическое занятие 1. Расчет показателей надежности структурных схем

При проектировании структурной схемы варьируемыми элементами обычно являются только трансформаторы (автотрансформаторы) блоков и связей между РУ. Поэтому рассматривают отказы этих элементов и их расчетные последствия. На этом этапе принимают, что схему РУ во всех вариантах одинаковы. Поскольку число элементов структурной схемы относительно невелико, то таблицу расчетных связей здесь можно не составлять.

Среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему из-за отказов трансформатора моноблока (без генераторного выключателя) определяют по выражению:

$$\Delta W_{\Gamma} = P_{\text{ном}} \frac{T_{\text{уст}}}{8760} \omega_m (1 - q_{\text{рб}}) T_{\text{вт}}, \quad (1.1)$$

где $T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности генератора;

$\omega_m, T_{\text{вт}}$ – частота отказов и среднее время восстановления трансформатора;

$q_{\text{рб}}$ – вероятность ремонтного состояния блока, определяемая выражением:

$$q = \frac{\omega T_{\text{в}} + \mu T_{\text{р}}}{8760}. \quad (1.2)$$

Если в блоке установлен генераторный выключатель, то среднегодовой недоотпуск электроэнергии определяют как,

$$\Delta W_{\Gamma} = P_{\text{ном}} \frac{T_{\text{уст}}}{8760} (\omega_m T_{\text{вт}} + \omega_{\text{в}} T_{\text{вв}}) (1 - q_{\text{рб}}) T_{\text{вт}}, \quad (1.3)$$

Если в блоке с генератором включен автотрансформатор (АТБ), то при этом всегда предусматривается генераторный выключатель. Отказ АТБ или генераторного выключателя (ВГ) может приводить не только к потере мощности энергоблока, но и аварийному снижению мощности других энергоблоков $\Delta P_{\text{з}}$, переток которой осуществляется через АТБ. Дополнительный недоотпуск электроэнергии в систему:

$$\Delta W_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{пер}} \frac{T_{\text{уст}}}{8760} (\omega_m T_{\text{вт}} + \omega_{\text{в}} T_{\text{вв}}) (1 - q_{\text{рб}}). \quad (1.4)$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии для электростанций определяется по выражению:

$$Y = Y_c + Y_f + Y_{\text{nm}}, \quad (1.5)$$

где Y_c – ущерб системе, связанный с внеплановым восстановительным ремонтом, включение менее экономичных резервных агрегатов и увеличение потерь в сети;

Y_f – ущерб от снижения частоты;

Y_{nm} – ущерб от внеземных нарушений электроснабжения для потребителя.

Усредненные значения удельного ущерба значительно различаются по данным различных литературных источников [1,2]. В данном пособии предложены значения удельных ущерба для некоторой усредненной энергосистемы в ценах до 1991 года:

$$Y_{oc} = 0,15 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}; Y_{o.nm} = 0,7 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Аварии со снижением частоты особо тяжелые и редкие. За счет устройств АЧР частота обычно быстро восстанавливается. Поэтому ущербом Y_f в последующих расчетах можно пренебречь, вследствие того что он значительно меньше значений Y_{oc} и $Y_{o.nm}$ [1].

При технико-экономическом сравнении вариантов структурных схем электростанций и подстанций в целевую функцию (приведение затраты) следует включать возможный ущерб от ненадежности электроустановки. При этом важно избежать ошибок от применения несопоставимых цен на оборудование.

Если в расчетах используются цены на основе новейшей рекламной и справочной литературы, то значения удельных ущербов должны быть соответственно пересчитаны. Избежать грубых ошибок в расчетах можно пересчитав значения Y_{oc} , $Y_{o.nm}$ в текущем долларовом эквиваленте.

Ущерб от ненадежности электростанции при этом определяется:

$$Y = Y_{oc} \cdot \Delta W_c + Y_{o.nm} \cdot \Delta W_{nm}, \quad (1.6)$$

где ΔW_c – недоотпуск электроэнергии в энергосистему;

ΔW_{nm} – недоотпуск электроэнергии местным потребителям.

Пример 1. Задание. Рассчитать надежность главной схемы подстанции 110 кВ таблично-логическим методом. Схема подстанции приведена на рис. 1.1.

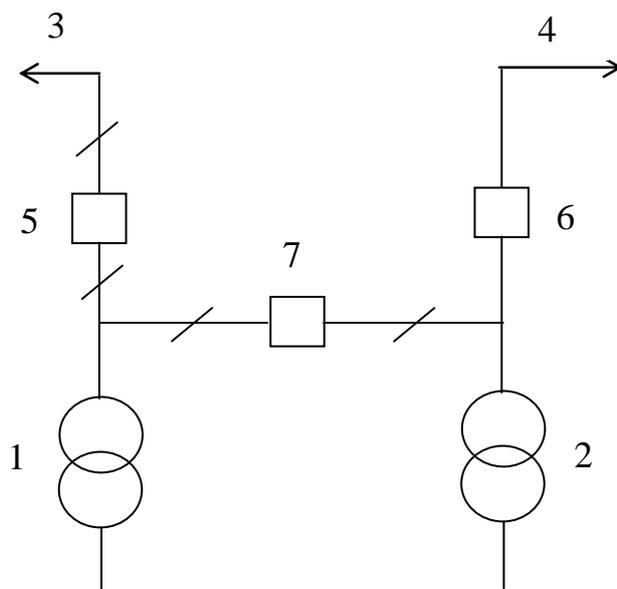


Рисунок 1.1- Расчетная схема подстанции

Элементы схемы i пронумерованы последовательно, по типам оборудования. Показатели надежности элементов схемы приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Показатели надежности элементов схемы

Элемент	i	ω год ⁻¹	T_g год	μ год ⁻¹	T_p год
Трансформатор 25 мВ·А	1, 2	0,01	0,01	0,2	0,01
Линия 110 кВ	3, 4	1,0	0,001	1,0	0,005
Выключатели 110 кВ	5, 6, 7	0,02	0,002	0,5	0,01

Расчетная нагрузка подстанции составляет $P_{n/cm} = 40 \text{ MВт}$, $\cos\varphi=0,8$. Через РУ 110 кВ осуществляется транзит мощности $P_{mp} = 20 \text{ MВт}$.

Решение. Проведем ранжирование расчетных аварийных режимов по степени тяжести:

- 1) полное погашение подстанции или потеря двух линий ($\Delta P = 60 \text{ MВт}$);
- 2) потеря двух трансформаторов ($\Delta P = 40 \text{ MВт}$);
- 3) потеря одной линии и одного трансформатора ($\Delta P = 32 \text{ MВт}$);
- 4) потеря одной линии ($\Delta P = 20 \text{ MВт}$);
- 5) потеря одного трансформатора ($\Delta P = 12 \text{ MВт}$).

Потеря мощности при отключении одного из трансформаторов определена исходя из допустимой аварийной перегрузки трансформатора 40%.

$$\Delta P = 40 - 1,4 \cdot 25 \cdot 0,8 = 12 \text{ MВт}.$$

Расчетные режимы работы (j):

- 1) аварийный и плановый ремонт трансформатора 1 (рис.1.2);
- 2) ремонт трансформатора 2;
- 3) ремонт линии 3 и выключателей 5, 7;
- 4) ремонт линии 4 и выключателя 6;
- 5) аварийный ремонт выключателя 7; плановый ремонт совпадает с ремонтом линии 3.

Относительные длительности расчетных режимов:

$$q_1 = \omega T_{\epsilon} + \mu T_{np} = 0,0001 + 0,002 = 0,0021;$$

$$q_2 = q_1 = 0,0021;$$

$$q_3 = \omega_3 T_3 + \omega_5 T_5 + \mu_3 \left(\frac{T_{p5} + T_{p7}}{2} \right) = 0,011;$$

$$q_4 = \omega_4 T_4 + \omega_5 T_5 + \mu_4 \left(\frac{T_{p4} + T_{p6}}{2} \right) = 0,0085;$$

$$q_5 = \omega_5 T_5 = 0,00004; \quad q_0 = \sum_{j=1}^5 q_j = 0,9762 .$$

Составим таблицу расчетных связей (табл. 1.2). В таблице расчетных связей учитываются кратковременные аварии, которые ликвидируются оперативными переключениями; а также длительные аварии, продолжительность которых определяется временем восстановительного ремонта оборудования и электроустановки в целом. Длительность оперативных переключений принимается 0,5 – 1 ч.

В соответствующих графах таблицы расчетных связей указываются код аварийного режима или соответствующая ему потеря мощности, а в знаменателе – длительность этого режима.

Пример: $\frac{3(32)}{0,5}$ - код аварии 3, потеря мощности 32 мВт, длительность аварии 0,5 ч.

В таблице 1.2 в левых частях граф дана информация о кратковременных режимах, а справа – о длительных.

В соответствии с таблицей 1.2 определяется недоотпуск электроэнергии для повреждения каждого расчетного элемента (i).

Для кратковременных аварийных режимов, которые ликвидируются оперативными переключениями:

$$\Delta W_{i_{кр}} = \sum_{j=0}^5 \omega_i q_j T_{on} \Delta P_{крij}.$$

Для длительных аварийных режимов, продолжительность которых определяется восстановительным ремонтом:

$$\Delta W_{i_{дл}} = \sum_{j=0}^5 \omega_i q_j T_{длij} \Delta P_{лkij}.$$

Суммарный недоотпуск для повреждений *i*-го элемента:

$$\Delta W_{i\Sigma} = \omega_i \sum_{j=0}^5 q_j (T_{on} \Delta P_{крij} + T_{длij} \Delta P_{длij}).$$

В соответствии с приведенными выражениями определим расчетный недоотпуск электроэнергии:

$$\Delta W_{1\Sigma} = 0,01[0,9762(0,5 \cdot 32 + 87,65 \cdot 12) + 0,0021(0,5 \cdot 60 + 87,65 \cdot 40) + 0,011 \cdot 87,65 \cdot 12 + 0,0085(0,5 \cdot 60 + 12 \cdot 87,65) + 0,00004 \cdot 12 \cdot 87,65] = 10,706 \text{ MBт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{2\Sigma} = 10,706 \text{ MBт} \cdot \text{ч}; \quad \Delta W_{3\Sigma} = 176,34 \text{ MBт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{4\Sigma} = 176,34 \text{ MBт} \cdot \text{ч}; \quad \Delta W_{5\Sigma} = 7,65 \text{ MBт} \cdot \text{ч}; \quad \Delta W_{6\Sigma} = 7,65 \text{ MBт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{7\Sigma} = 7,55 \text{ MBт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарный недоотпуск для всех рассмотренных аварийных режимов составляет $\Delta W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^7 \Delta W_{i\Sigma} = 396,9 \text{ MBт} \cdot \text{ч}$.

Таблица 1.2. Расчетные аварийные режимы

<i>i</i>	ω_i год^{-1}	<i>j</i>											
		0 $q_0=0,9762$		1 $q_1=0,0021$		2 $q_2=0,0021$		3 $q_3=0,011$		4 $q_4=0,0085$		5 $q_5=0,00004$	
1	0,01	$\frac{32}{0,5}$	$\frac{12}{87,65}$	-	-	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{40}{87,65}$	-	$\frac{12}{87,65}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{12}{87,65}$	-	$\frac{12}{87,65}$
2	0,01	$\frac{32}{0,5}$	$\frac{12}{87,65}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{40}{87,65}$	-	-	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{87,65}$	-	$\frac{12}{87,65}$	-	$\frac{12}{87,65}$
3	1,0	-	$\frac{20}{8,765}$	-	$\frac{20}{8,765}$	-	$\frac{20}{8,765}$	-	-	-	$\frac{60}{8,765}$	-	$\frac{12}{8,765}$
4	1,0	-	$\frac{20}{8,765}$	-	$\frac{20}{8,765}$	-	$\frac{20}{8,765}$	-	$\frac{60}{8,765}$	-	-	-	$\frac{12}{8,765}$
5	0,02	$\frac{32}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	-	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	-	-	-	$\frac{60}{17,53}$	-	$\frac{12}{17,53}$
6	0,02	$\frac{32}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	-	$\frac{20}{17,53}$	-	$\frac{60}{17,53}$	-	-	-	$\frac{12}{17,53}$
7	0,02	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{12}{17,53}$	-	-

При более точных расчетах могут учитываться аварийные режимы электроустановки, связанные с отказами релейной защиты. Условная вероятность отказа основных защит может быть оценена значением 0,005 [1]. Для этих аварийных режимов составляется дополнительная таблица расчетных связей.

В отдельных случаях могут более точно определены длительности аварийных режимов.

Если электроустановка находилась в ремонтном состоянии, то время восстановления может определяться периодом, необходимым для завершения планового ремонта.

Пример 2. Задание. Определить возможный годовой недоотпуск электроэнергии для структурной схемы КЭС 3×500 мВт, предоставленной на рисунке 1.2.

Исходные данные. Энергоблоки $P_{НГ} = 500 \text{ МВт}$; $T_{уст} = 7000 \text{ ч/год}$. Местный промышленный район на напряжении 220 кВ: $P_{max} = 300 \text{ кВт}$; $\cos\varphi = 0,85$. Показатели надежности элементов приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Показатели надежности элементов

Элементы	ω 1/год	T_v ч/1	μ 1/год	T_p ч/1
Энергоблоки 500 мВт	11	120	1	600
Трансформаторы и АТ с $U_{вн} = 500 \text{ кВ}$	0,04	200	1	70
Генераторные выключатели $U_n = 20 \text{ кВ}$	0,04	20	0,33	60

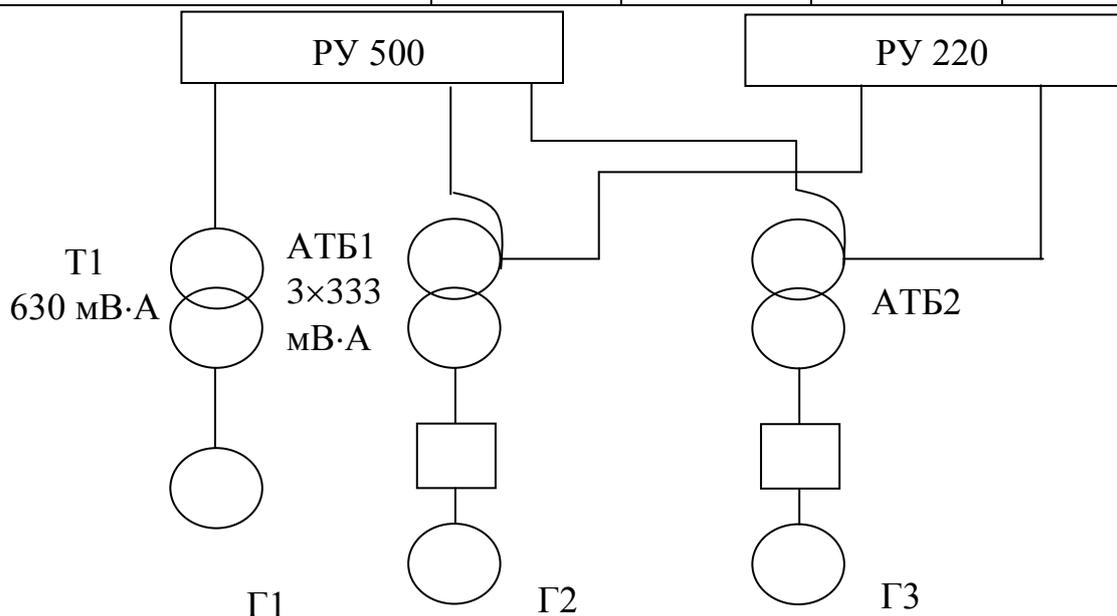


Рисунок 1.2 - Вариант структурной схемы КЭС с тремя энергоблоками

Решение:

1. Определяем вероятность ремонтных режимов элементов:

$$\text{энергоблока } q_{рб} = \frac{11 \times 120 + 1 \times 600}{8760} = 0,219;$$

группа трех однофазных автотрансформаторов блока АТБ

$$q_{\text{ратб}} = 3 \times \frac{0,04 \times 200 + 70}{8760} = 3 \times 0,0089 = 0,0267.$$

2. Вычисляем по (1.1) среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему из-за отказов трансформаторов блока

$$\Delta W_{\Gamma} = 500 \times 10^3 \frac{7000}{8760} 0,04(1 - 0,219)200 = 2,5 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

3. Определяем по (1.3) среднегодовой недоотпуск электроэнергии генератора в систему из-за отказов в группе из однофазных АТБ и генераторного выключателя

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Gamma} &= 500 \times 10^3 \frac{7000}{8760} (3 \times 0,04 \times 200 + 0,04 \times 20)(1 - 0,219) = \\ &= 7,74 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}. \end{aligned}$$

4. Оценим последствия потери транзитной мощности из-за аварийных отключений АТБ.

Оставшийся в работе АТБ сможет передать всю транзитную мощность, т.к.

$$1,4S_{\text{ном}} = 1400 > \frac{300}{0,85} = 353 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Наиболее тяжелая, аварийная ситуация, когда отказ АТБ (или ВГ) происходит во время ремонта другого АТБ.

Средняя длительность аварии такого рода:

$$\begin{aligned} \sum \omega_i q_j T_{ij} &= 2(\omega_{\text{атб}} q_{\text{рат}} \times 0,5T_{\text{рат}} + \omega_{\text{в}} q_{\text{рат}} T_{\text{он}}) = \\ &= 2(0,04 \times 0,0267 \times 0,5 \times 70 + 0,04 \times 0,0267 \times 1,0) = 0,0769 \text{ ч} / \text{год}. \end{aligned}$$

Расчетное время оперативных переключений $T_{\text{он}}$ принято 1 ч.

При нарушении связи между РУ 500 и 200 кВ недоотпуск мощности в сеть 220 кВ составит 300 МВт.

Среднегодовой недоотпуск из-за потери транзита мощности составит:

$$\Delta W_{\Gamma} = 300 \frac{7000}{8760} 0,0769 = 18,43 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

5. Суммарный среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему составляет:

$$\Delta W_{\Gamma\Sigma} = 2,5 \cdot 10^6 + 2 \cdot 7,74 \cdot 10^6 + 0,018 \cdot 10^6 = 18,0 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

6. Ущерб от недоотпуска электроэнергии по выражению (1.5):

$$У = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 18,0 \cdot 10^6 = 2705 \text{ тыс.руб.} / \text{год}.$$

Задача для самостоятельного решения.

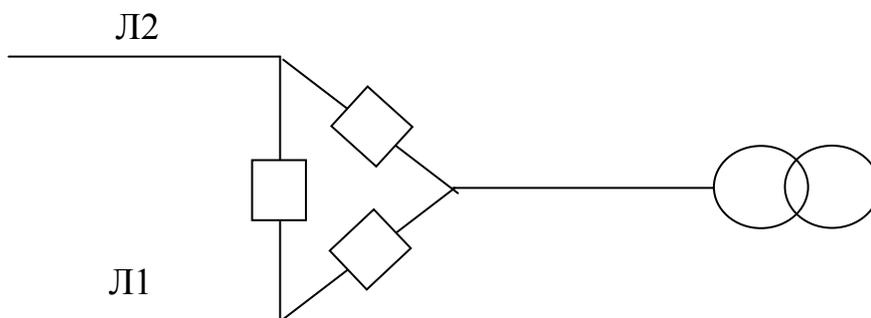


Рисунок 1.3

Для первой очереди п/ст 220 кВ (рис. 1.3) определить возможный годовой ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям.

Исходные данные для расчета: $\ell_{Л1} = 50$ км, $\ell_{Л2} = 80$ км, $S_{нт} = 40$ МВ·А, $P_{max} = 35$ МВт, $T_{max} = 6500$ МВт. Отключение одной из линий не приводит к ограничению электроснабжения.

Практическое занятие 2. Тепловые режимы и нагрузочная способность трансформаторов

Стандартами установлены предельно допустимые температуры трансформаторов. Они основаны на длительном опыте эксплуатации и предусматривают непрерывную работу трансформатора при его номинальной мощности и предписанных окружающих условиях в течение установленного срока службы.

В реальных условиях происходят сезонные и суточные изменения окружающей температуры, меняется нагрузка трансформатора. Изменения нагрузки и окружающей температуры приводит к изменению температуры всех частей трансформатора, в том числе твердой изоляции и масла.

Режим нагрузки с циклическим изменением – режим, определяемый с учетом среднего значения износа за продолжительность цикла. Режим циклических нагрузок может быть нормальным или длительным аварийным.

Нормальная циклическая нагрузка – нагрузка, вызванная повышенной окружающей температурой или повышенным относительно номинального током в течение части цикла, но с точки зрения теплового старения такая нагрузка эквивалентна номинальной при нормальной окружающей температуре. Это возможно при пониженной температуре окружающей среды или пониженном токе в течение остальной части цикла.

Стандартом 14209-85 установлены следующие температуры и превышения температуры частей трансформатора при номинальных условиях.

Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды для трансформаторов с системой охлаждения М и Д составляет $\theta = 60(55)^\circ\text{C}$; для систем охлаждения Ц и ДЦ - $\theta = 40^\circ\text{C}$;

Номинальная температура охлаждающей среды $\vartheta_{охл} = +20^\circ\text{C}$.

Для указанных условий определяются превышения температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла для трансформаторов с системами охлаждения $M_{рД} - \theta_{мнтв} = 18(23)$; а для трансформаторов с системами охлаждения $Ц_{рДЦ} = 38^\circ\text{C}$.

Условная температура обмотки в наиболее нагретой точке, при которой износ изоляции класса А равен 1, что соответствует номинальному сроку службы трансформатора, $\vartheta_{нт}^{ном} = 98^\circ\text{C}$.

Температура в наиболее нагретой точке:

$$\vartheta_{нт} = \vartheta_{охл} + \theta_m + \theta_{нтм}. \quad (2.1)$$

Для установившегося режима работы превышение температуры масла над температурой охлаждающей среды может быть определено выражением [3]:

$$\theta_m = \theta_{mном} \left(\frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^x, \quad (2.2)$$

где $d = P_{КЗ} / P_{ХХ}$ – отношение потерь ХХ к потерям КЗ при номинальной нагрузке;

$K = S/S_{ном}$ – относительная нагрузка трансформатора.

Превышение температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла в верхних слоях при относительной нагрузке K в установившемся режиме может быть определено из выражения

выражениях 2.2 и 2.3 зависят от системы охлаждения (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Система охлаждения	М и Д	Ц и ДЦ
x	0,9	1,0
y	1,6	1,8

Превышение температуры и масла в установившемся состоянии

Пример. Определить температуру обмотки трансформатора в наиболее нагретой точке для следующих исходных данных:

температура окружающей среды $\vartheta_0 = 25^\circ\text{C}$, коэффициент загрузки трансформатора $K = 0,8$. Система охлаждения Д.

Решение. Из выражения (2.2)

$$\theta_m = 55 \left(\frac{1 + 5 \times 0,8^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 39,9.$$

Тогда:

$$\theta_{нтм} = 23 \cdot 0,8^{1,6} = 16,1;$$

$$\vartheta_{нтт} = \vartheta_0 + \theta_m + \theta_{нтм} = 25 + 39,9 + 16,1 = 81^\circ\text{C}.$$

Превышение температуры масла и обмотки трансформатора в переходном режиме

Практически нагрузка трансформаторов не остается неизменной. Суточный график нагрузки может быть представлен ступенчатым, с нагрузками K_i и продолжительностью ступеней Δt_i . Количество ступеней выбирается в зависимости от требуемой точности расчета и особенностей фактического графика нагрузки.

При известном значении начального превышения температуры масла θ_0 (в начале первой ступени), можно определить конечные значения $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n$ для каждой ступени из следующих выражений:

$$\left. \begin{aligned} \theta_1 &= \theta_0 + (\theta_{y1} - \theta_0) \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_1}{T}}\right); \\ \theta_2 &= \theta_1 + (\theta_{y2} - \theta_1) \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_2}{T}}\right); \\ &\dots \\ \theta_n &= \theta_{n-1} + (\theta_{yn} - \theta_{n-1}) \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_n}{T}}\right), \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

где $\theta_{y1}, \theta_{y2}, \dots, \theta_{yn}$ - превышение температуры масла над температурой охлаждающей среды в установившемся режиме при нагрузках K_1, K_2, \dots, K_n ;

T - тепловая постоянная времени трансформатора. При отсутствии данных завода-изготовителя для трансформаторов, выпущенных после 1975г., следует принимать: $T = 3$ ч для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ.

Тепловая постоянная времени обмотки $T_{об}$ значительно меньше приведенных выше значений постоянных времени трансформатора T . Согласно ГОСТ 14209-85 рекомендуется в расчетах по определению температуры наиболее нагретой точки обмотки при продолжительности ступени нагрузки более 0,5 ч принимать, что превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла $\theta_{ннтм}$ устанавливается мгновенно.

Пример. Определить максимальную температуру наиболее нагретой точки обмотки трансформатора для графика нагрузки приведенного на рис. 2.1. Температура окружающей среды $\vartheta_{окр} = 20^\circ\text{C}$, а начальное превышение температуры масла составляет $\theta_{нач} = 15^\circ\text{C}$. Исходное превышение температуры наиболее нагретой точки трансформатора $\theta_{ннт} = 3,2^\circ\text{C}$. Система охлаждения трансформатора Д.

Решение. По формуле 3.2: $\theta_{my1} = 55 \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,4^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 18,6^\circ\text{C};$

$$\theta_{my2} = 27,9^\circ\text{C}; \quad \theta_{my3} = 37,9^\circ\text{C}.$$

По формуле 3.3: $\theta_{yнт1} = 23 \cdot 0,4^{1,6} = 5,3^\circ\text{C}; \quad \theta_{yнт2} = 10,2^\circ\text{C};$

$$\theta_{yнт3} = 16,1^\circ\text{C}.$$

Тогда:

$$\theta_{m1} = 15 + (18,6 - 15) \left(1 - e^{-\frac{2}{3}}\right) = 16,75^\circ\text{C};$$

$$\theta_{m2} = 16,75 + (27,9 - 16,75) \left(1 - e^{-\frac{4}{3}}\right) = 25^\circ\text{C};$$

$$\theta_{m3} = 25 + (37,9 - 25) \left(1 - e^{-\frac{2}{3}}\right) = 25 + 7,25 = 31,27^\circ\text{C}.$$

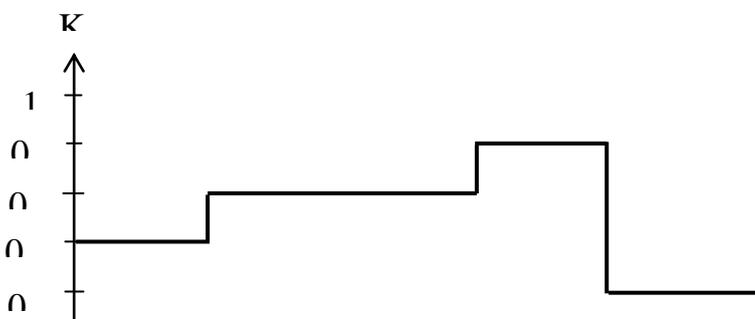


Рисунок 2.1- График нагрузки трансформатора

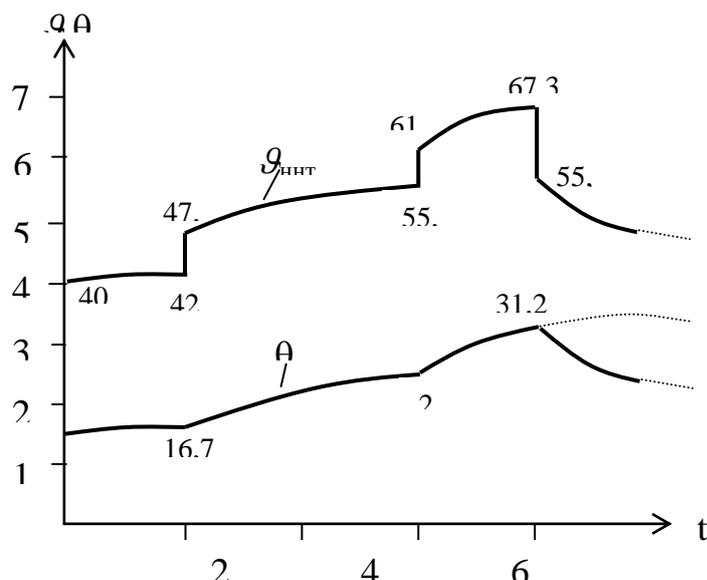


Рисунок 2.2 - Изменение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора

Максимальная температура наиболее нагретой точки в конце третьей ступени нагрузки $\theta_{ннт.max} = 20 + 31,27 + 16,1 = 67,37^{\circ}\text{C}$.

Практическое занятие 3. Тепловое старение изоляции Аварийные и систематические перегрузки трансформаторов

При повышении температуры изоляции в соответствии с законом Аррениуса ускоряются химические реакции (главным образом окислительные). Зависимость среднего срока службы изоляции класса А от температуры при изменении последней в пределах от 80 до 140°C может быть представлена следующей функцией

$$V = Ae^{-a\theta_{ннт}}, \quad (3.1)$$

где A и a – постоянные, зависящие от вида изоляции;

θ - температура в наиболее нагретой точке.

Относительный срок службы изоляции:

$$V_* = \frac{V}{V_{ном}} = e^{-a(\theta - \theta_{ном})}. \quad (3.2)$$

Величина, обратная относительному сроку службы, называется относительным износом изоляции:

$$F_* = e^{a(\theta - \theta_{ном})} = 2^{a(\theta - \theta_{ном})/0,693} = 2^{(\theta - \theta_{ном})/\Delta}; \quad (3.3)$$

где $1/0,693 = \ln e / \ln 2$; $\Delta = 0,693 / a$.

При оценке процессов старения изоляции применяют шестиградусное правило. Это означает, что при изменении температуры на каждые 6°C относительный износ и соответственно срок службы изоляции изменяются в два раза.

Постоянная Δ применяется равной 6°C .

$$\Delta = 0,693 / a = 0,693 / 0,1155 = 6^\circ\text{C}.$$

При температуре изоляции $\vartheta_{ном} = 98^\circ\text{C}$ относительный износ изоляции равен единице.

Износ изоляции при температуре ϑ за время t может быть определен:

$$F = F_* t. \quad (3.4)$$

Суточный износ изоляции при известном графике изменения температуры можно определить, как сумму износов на участках, в пределах которых температуру можно считать неизменной:

$$F_{сут} = \sum_{i=1}^n F_* t_i. \quad (3.5)$$

Износом изоляции на участках, где температура обмотки меньше 80°C можно пренебречь.

Пример. Определить изменение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора и суточный износ изоляции, для приведенного на рисунке 3.1. двухступенчатого графика нагрузки. Система охлаждения трансформатора ДЦ. Температура окружающей среды $\vartheta = 30^\circ\text{C}$. Постоянная времени $T = 2$ ч.

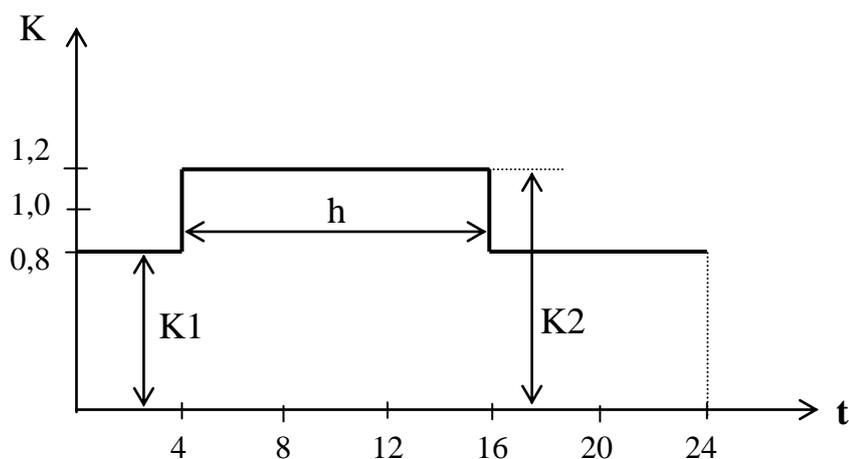


Рисунок 3.1

Решение:

По формуле 3.2: $\theta_{my1} = 40 \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,8^2}{1 + 5} \right) = 28^\circ\text{C};$

$$\theta_{my2} = 40 \left(\frac{1 + 5 \cdot 1,2^2}{1 + 5} \right) = 54,7^\circ\text{C};$$

Установившийся температурный перепад наиболее нагретой точки обмотки определяется по выражению 2.3:

$$\theta_{унт1} = 38 \times 0,8^{1,8} = 25,4^\circ\text{C}; \quad \theta_{унт2} = 52,8^\circ\text{C}.$$

Полагая, что в начале ступени нагрузки $K_2 = 1,2$ превышение температуры масла составляло $\theta_{my1} = 28^\circ\text{C}$, определим изменения температуры обмотки в течение

ние последующих часовых интервалов времени. Превышение температуры масла для первого часового интервала после увеличения нагрузки определяется:

$$\theta_{m1}^1 = 28 + (54,7 - 28)(1 - e^{-\frac{1}{2}}) = 38,5^\circ C.$$

Последующие значения приведены в таблице 1.2. В начале тринадцатого часового интервала произошел спад нагрузки $K=0,8$ и, соответственно происходит уменьшение превышения температуры масла:

$$\theta_{m2}^{13} = 54,7 + (33,6 - 54,7)(1 - e^{-\frac{1}{2}}) = 46,5^\circ C.$$

Аналогично определяются значения, для последующих периодов времени (таблица 3.1).

Таблица 3.1

Расчет относительного износа изоляции трансформатора

Время \ Параметр	1	2	3	4	5	6	12	13	14	15	16	17	18	19	24
$\theta_m, ^\circ C$	38,5	44,9	48,7	51,1	52,5	53,4	54,6	44,1	37,8	33,9	31,6	30,2	29,3	28,8	28,1
$\theta_{ннт}, ^\circ C$	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
$\mathcal{G}_{ннт\text{ ср}}, ^\circ C$	116,1	124,5	129,6	132,7	134,6	135,8	136,8	104,8	96,4	91,3	88,2	86,3	85,2	84,5	83,8
$F_{*}, \text{о.е.}$	8,1	21,4	38,5	55,1	68,6	78,8	88,4	2,2	0,83	0,46	0,32	0,26	0,23	0,21	0,2

Изменение температуры наиболее нагретой точки обмотки определяется :
 $\mathcal{G}_{ннт1}^0 = 30 + 33,6 + 52,8 = 116,4^\circ C$; $\mathcal{G}_{ннт1}^1 = 124,6^\circ C$ и т.д. (табл. 1.2).

Относительный износ изоляции за рассматриваемый интервал времени по выражению 3.3:

$$F_{*1} = 2^{(120,5-98)/6} = 13,45.$$

В соответствии с результатами расчетов приведенными в табл. 3.1 эквивалентный износ изоляции за расчетные сутки составил:

$$F_{\Sigma} = 858 \text{ ч} = 35,8 \text{ сут.}$$

Аварийные и систематические перегрузки трансформаторов

Критерием допустимости систематической перегрузки является износ изоляции, который при фактическом графике нагрузки за расчетный период не должен превышать износ при постоянной номинальной нагрузке и температуре наиболее нагретой точки обмотки $98^\circ C$. Для систематических перегрузок, согласно ГОСТ 14209-85, максимально допустимая температура масла в верхних слоях

$\vartheta_{м.мах}$ не должна превышать 95°C , а температура наиболее нагретой точки – 140°C .

Расчеты допустимых нагрузок связаны с определением износа изоляции. Для точных расчетов требуется большой объем вычислительной работы. Поэтому получили применение расчеты по таблицам, составленным для двухступенчатых графиков суточной нагрузки с параметрами K_1 , K_2 , h (рисунок 3.1). В таблицах П2.1 – П2.7 приведены параметры допустимых систематических перегрузок при работе по двухступенчатому графику при температуре охлаждающей среды от -20 до $+40^{\circ}\text{C}$.

Таблицы допустимых нагрузок рассчитаны для следующих значений параметров номинального режима трансформаторов:

а) для трансформаторов с системами охлаждения М и Д $\theta_{м ном} = 60^{\circ}\text{C}$, $T = 3$ ч, $x = 0,9$ и $y = 1,6$; допускается использование таблиц и для трансформаторов, у которых $\theta_{м ном} = 55^{\circ}\text{C}$;

б) для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ $\theta_{м ном} = 40^{\circ}\text{C}$; $T = 2$ ч, $x = 1,0$ и $y = 1,8$; $d = P_{КЗ} / P_{ХХ} = 5$.

В таблицах обозначение (+) указывает на то, что расчетные значения $K_2 > 2,0$, что недопустимо. Подчеркнутые значения указывают на то, что $1,5 < K_2 \leq 2,0$. Такие режимы допустимы, но требуют согласования с заводом изготовителем.

Преобразование заданного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый график (рисунок 3.2) следует выполнять в следующей последовательности.

1. На исходном графике провести линию номинальной нагрузки $S_{ном}$ или номинального тока $I_{ном}$.

2. Пересечением линии номинальной нагрузки с исходным графиком на продолжительности T графика выделить участок наибольшей перегрузки продолжительностью h' .

3. Оставшуюся часть исходного графика нагрузки разбить на m интервалов Δt_i , исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, а затем определить значения s_1, s_2, \dots, s_m .

4. Начальную нагрузку K_1 эквивалентного графика следует рассчитывать по формуле

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta t_1 + s_2^2 \Delta t_2 + \dots + s_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}. \quad (3.6)$$

5. Участок перегрузки h' на исходном графике разбить на p интервалов Δh_i , исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, а затем определить значения s'_1, s'_2, \dots, s'_p .

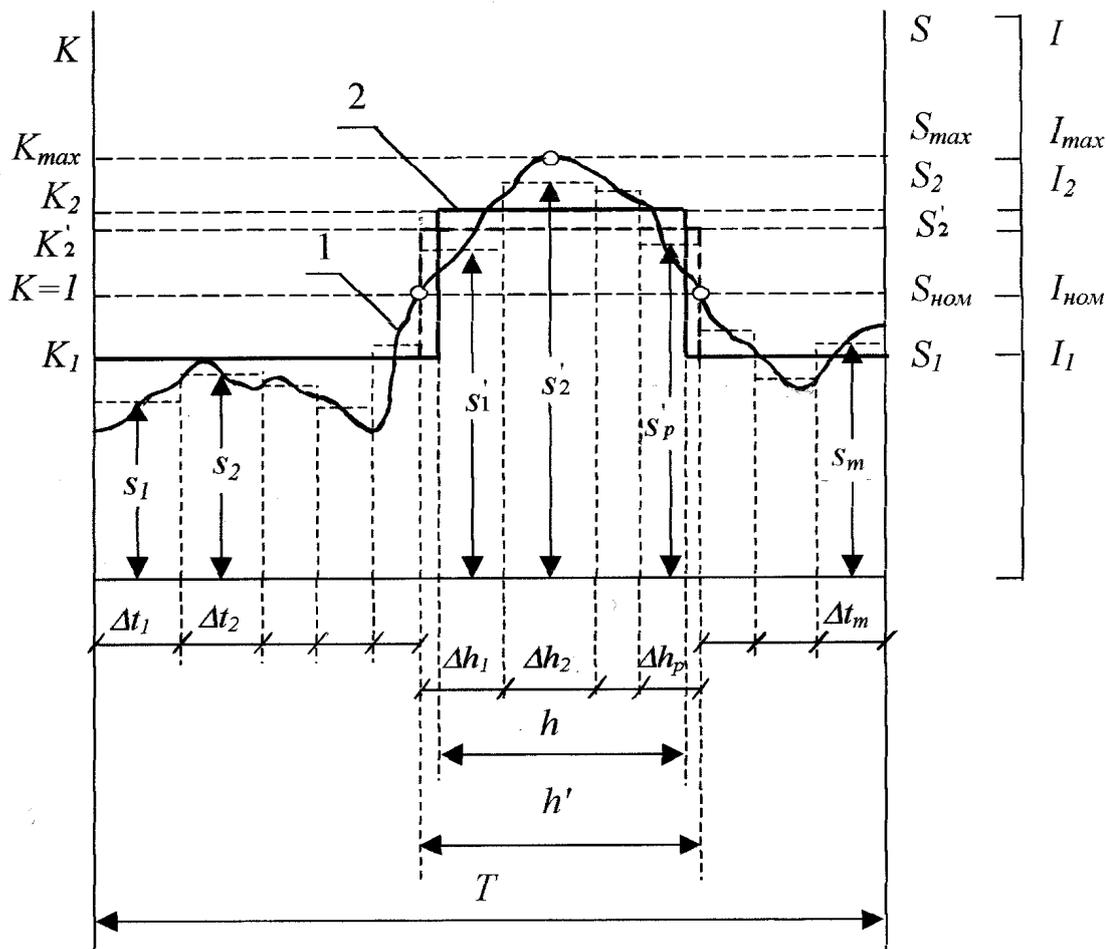
6. K'_2 эквивалентного графика предварительно рассчитывать по формуле

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(s'_1)^2 \Delta h_1 + (s'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (s'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}. \quad (3.7)$$

Затем следует сравнить полученное значение K'_2 с $K_{мах}$ исходного графика нагрузки; если $K'_2 \geq 0,9 K_{мах}$, то следует принимать $K_2 = K'_2$; если $K'_2 < 0,9$

K_{max} , то следует принимать $K_2 = 0,9 K_{max}$, а продолжительность перегрузки h в этом случае следует скорректировать по формуле

$$h = \frac{(K_2')^2 \cdot h'}{(0,9K_{max})^2} \quad (3.8)$$



1 – заданный график нагрузки; 2 – двухступенчатый прямоугольный график нагрузки

Рисунок 3.2 - Преобразование заданного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный двухступенчатый прямоугольный график

Пример Определить допустимую продолжительность систематической перегрузки трансформатора с охлаждения ДЦ при $K_1 = 0,8$ и $K_2 = 1,2$ и температуре воздуха $\vartheta_{охл} = 30^\circ\text{C}$.

Решение: по табл. П2.6 продолжительность $h = 1,5$ ч.

В режиме аварийной перегрузки износ изоляции превышает номинальный. Максимальная нагрузка не должна превышать $2,0S_{ном}$, температура масла в верхних слоях не должна превышать 115°C , температура в наиболее нагретой точке обмотки трансформаторов с номинальным напряжением до 110 кВ включительно не должна превышать 160°C , а трансформаторов с номинальным напряжением

выше 110 кВ – 140°C. Такой режим допускается в исключительных условиях; чтобы не допустить перерыв электроснабжения. В соответствии с ГОСТ 14209-85 по таблицам П2.8 – П2.14 определяются допустимые аварийные перегрузки трансформаторов при работе по двухступенчатому графику при температуре охлаждающей среды от –20 до +40°C. Соответствующий износ изоляции может быть определен по табл. П2.15 – П2.31, в которых приведены значения относительного износа изоляции F_* .

Пример. Определить допустимую продолжительность h систематической нагрузки трансформатора с системой охлаждения М (или Д) при $K_1 = 0,5$ и $K_2 = 1,2$ и температуре воздуха +20°C, а также допустимую продолжительность аварийной перегрузки при $K_1 = 0,5$ и $K_2 = 1,7$ и температуре воздуха 0°C. Определить износ изоляции при аварийной перегрузке.

Решение.

По табл.П2.5 определяем значение h при $K_1 = 0,5$ и $K_2 = 1,2$. Допустимая продолжительность составляет $h = 6$ ч при $K_2 = 1,23$.

По табл. П2.10 находим продолжительность аварийной перегрузки $h = 4$ ч.

Износ изоляции при аварийной перегрузке может быть определен по табл. П2.15 и П2.19. По табл. П2.19 для $K_1 = 0,5$ и $K_2 = 1,7$ определяем значение $F_* = 151$.

По табл. П2.15 определяем коэффициент $f = 0,1$. Износ изоляции при аварийной перегрузке составит $F_* = 151 \cdot 0,1 = 15,1$ суток.

Практическое занятие № 4

Расчет показателей надежности распределительного устройства на основе упрощенной модели отказов выключателей

Цель: научиться рассчитывать показатели надежности схемы РУ для наиболее тяжелых видов аварий.

Расчет схемной надежности энергосистем или их отдельных частей сводится к определению частот возникновения и продолжительностей или вероятностей (коэффициентов) их различных состояний, в которых не обеспечивается полное удовлетворение спроса на электроэнергию. При этом может использоваться ряд формул, позволяющие найти вероятности различных состояний групп идентичных элементов, например генерирующих агрегатов электростанций, а также частоты и средние продолжительности одновременного простоя двух элементов при совпадении их отказов или при наложении отказа одного элемента на плановый ремонт второго. Эти формулы принципиально позволяют рассчитывать надежность в большинстве практических задач. Методы, основанные на этих формулах, относятся к аналитическим и рассматривающим функционирование объектов как совокупность различных состояний.

Заметим, что вообще методы расчета надежности энергосистем можно разделить на аналитические и использующие статистическое моделирование. Каждая из этих групп методов может быть разделена в зависимости от того, рас-

сматривается процесс функционирования объекта или лишь его отдельные состояния. Полученные таким образом четыре группы методов охватывают все многочисленные методы, разработанные для решения частных задач. Однако наиболее широко используются аналитические методы на уровне случайных состояний

Излагаемые методы предназначены для расчета надежности РУ таких электрических сетей, в которых можно не считаться с опасностью нарушения устойчивости параллельной работы станций или нагрузок. Это в основном питающие и распределительные сети.

В упрощенной модели выключателя различаются два вида отказов — внезапный, когда отключаются все выключатели, смежные с отказавшим, и обнаруживаемые персоналом при обходах или осмотрах и требующие лишь вывода данного выключателя во внеплановый ремонт. При этом под выключателем понимается все оборудование, находящееся в его ячейке РУ, — сам выключатель, разъединители, участок сборных шин, измерительные трансформаторы, разрядники. В распределительных устройствах радиального типа, в которых каждая цепь защищена одним выключателем, внезапные отказы приводят к отключению всех цепей, присоединенных к той же системе (секции) сборных шин, что и отказавший выключатель.

В РУ с одиночной секционированной системой сборных шин или двойной системой сборных шин и с фиксированным присоединением цепей при этом отключается половина всех цепей, коммутируемых в РУ.

В РУ кольцевого типа, в которых каждая цепь защищена двумя выключателями, отказы этого вида особенно опасны в ремонтных режимах работы, когда схема РУ ослаблена выводом отдельных выключателей в плановый ремонт. Здесь возможно одновременное отключение двух-трех цепей.

Последствия отказов второго вида менее опасны, так как распространяются лишь на защищаемую данным выключателем цепь, приводя к вынужденному простоя ее в схемах радиального типа без обходного выключателя или к ослаблению схемы РУ при выводе отказавшего выключателя во внеплановый ремонт.

Расчет надежности схем РУ заключается в определении математических ожиданий чисел отключений элементов (линий, трансформаторов, генераторов) и делений РУ на электрически не связанные части, а также длительностей вынужденного простоя отключившихся элементов или работы с делением РУ вследствие отказов выключателей РУ в нормальном и ремонтном режимах работы РУ. Далее излагается формализованный метод расчета указанных характеристик надежности РУ, основанный на идее табличного метода В. Д. Таривердиева [1].

Исходными данными для расчета являются схема РУ (рис. 4.1) и показатели надежности выключателей — частота внезапных отказов выключателей РУ $\omega'_{в,і}$, 1/год, время восстановления выключателей $T_{в}$, ч, периодичность и длительность плановых μ , 1/год, и $T_{п}$, ч, а также время, необходимое для выявления отказавшего выключателя, $T_{о}$, ч, и время для отключения (включения) разъединителя $T_{р}$, ч. В схеме РУ все элементы и сборные шины обозначены порядковыми номерами, а выключатели — парами номеров, соответствующих объединяемым ими элементам и сборным шинам.

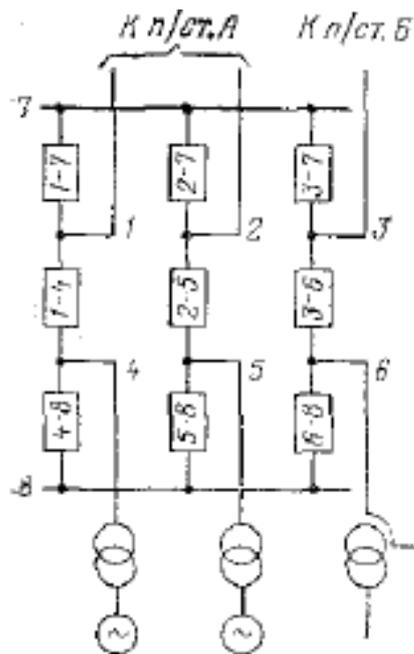


Рис. 4.1. Схема распределительного устройства

Расчет ведется по форме табл. 4.1, где в первых двух левых столбцах указаны выключатели, последствия отказов которых рассматриваются, и соответствующие частоты отказов, а в шапке ремонтируемые выключатели и соответствующие коэффициенты режимов работы РУ K_j , вычисляемые по формуле:

$$K_{\Pi} = \frac{\mu K_{\Pi}}{8760}$$

где μ – частота плановых ремонтов, 1/год;

T_{Π} – средняя продолжительность планового ремонта, ч.

Нормальному режиму работы РУ приписан индекс 0; коэффициент нормального режима равен:

$$K_0 = 1 - nK_j \quad (4.2)$$

где n – количество выключателей в РУ.

Для каждого режима (нормального и ремонтных) производится оценка последствий отказов поочередно каждого выключателя, а именно выявляются отличающиеся элементы (генераторы, трансформаторы, линии) и деления РУ на электрически не связанные части, а также вычисляется частота таких отказов, 1/год,

$$\omega_{i,j} = \omega_i K_j \quad (4.3)$$

и длительность вынужденного простоя отключенных элементов или работы с делением РУ, ч.

Результаты анализа последствий отказов – «аварийной ситуации» – и расчета записываются в три строки клеток на пересечении соответствующих строк и столбцов. Аварийная ситуация записывается в виде группировки элементов, получающейся после отказов выключателей. В записи группировки знаком / выделены отключившиеся элементы или выделившиеся группы элементов. Основная часть элементов, оставшихся объединёнными, в записи опущена.

Таблица 4.1

Отказав- ший вы- ключатель	Ча- сто- та от- ка- зов, 1/год	Группировка элементов, частота отказов и длительность восстановления при ремонте выключателя и коэффициентов режима K_j , отн.ед.									
		Нормаль- ный ре- жим, 0,847	1-7, 0,017	2-7, 0,017	3-7, 0,017	4-1, 0,017	5-2, 0,017	6-3, 0,017	8-4, 0,017	8-5, 0,017	8-6, 0,017
1-7	0,039	1/ 0,0330 0,5	–	1/ 0,0007 0,5	1/ 0,0007 0,5	1/ 0,0007 188	1/2/ 0,0007 0,5	1/3/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5	1/2,5/ 0,0007 0,5	1/3,6/ 0,0007 0,5
2-7	0,039	2/ 0,0330 0,5	2/ 0,0007 0,5	–	2/ 0,0007 0,5	1/2/ 0,0007 0,5	2/ 0,0007 188	2/3/ 0,0007 0,5	2/1,4/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	2/3,6/ 0,0007 0,5
3-7	0,039	3/ 0,0330 0,5	3/ 0,0007 0,5	3/ 0,0007 0,5	–	1/3/ 0,0007 0,5	2/3/ 0,0007 0,5	3/ 0,0007 188	3/1,4/ 0,0007 0,5	3/2,5/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5
4-1	0,039	1/4/ 0,0330 0,5	1/4/ 0,0007 0,5; 188	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5	–	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5; 188	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5
5-2	0,039	2/5/ 0,0330 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5; 188	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	–	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5; 188	2/5/ 0,0007 0,5
6-3	0,039	3/6 0,0330 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5; 188	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	–	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5; 188
8-4	0,024	4/ 0,0203 0,5	1/4/ 0,0004 0,5	4/2,5/ 0,0004 0,5	4/3,6/ 0,0004 0,5	4/ 0,0004 188	4/5/ 0,0004 0,5	4/6/ 0,0004 0,5	–	4/ 0,0004 0,5	4/ 0,0004 0,5
8-5	0,024	5/ 0,0203 0,5	5/1,4/ 0,0004 0,5	2/5/ 0,0004 0,5	5/3,6/ 0,0004 0,5	4/5/ 0,0004 0,5	5/ 0,0004 188	5/6/ 0,0004 0,5	5/ 0,0004 0,5	–	5/ 0,0004 0,5
8-6	0,024	6/ 0,0203 0,5	6/1,4/ 0,0004 0,5	6/2,5/ 0,0004 0,5	3/6/ 0,0004 0,5	4/6/ 0,0004 0,5	5/6/ 0,0004 0,5	6/ 0,0004 188	6/ 0,0004 188	6/ 0,0004 0,5	–

Последствия отказов	Частота отказов, 1/год	Коэффициент вынужденного простоя $K_B \cdot 10^{-6}$, отн. ед.
Отключение двух генераторов	0,0008	0,046
Разрыв связи с подстанцией А	0,0014	0,080
Отключение линий 1 и 2 или 2 и 3	0,0028	0,160
Отключение автотрансформатора	0,0808	27,9

Суммируя математические ожидания отказов, имеющих одинаковые последствия, можно сделать по форме табл. 4.2 выборку, характеризующую надежность рассматриваемого РУ. Объем выборки может быть различным в зависимости от цели исследования надежности РУ, например оценка числа отключений генераторов, разрывов связей с приемными системами или источниками питания, чисел и значений набросов мощности и а электропередачи и т. п.

Время вынужденного простоя элементов, которые отключаются при отказах выключателей или линий, определяется либо временем, необходимым для отделения отказавшего выключателя или линии:

$$T_{неp} = T_0 + T_p n_p, \quad (4.4)$$

где T_0 – постоянная составляющая, равная времени, необходимому для того, чтобы обслуживающий персонал мог прийти в РУ и установить характер повреждения (для станций и подстанций с обслуживанием $T_0 = 0,1 \div 0,3$ ч);

$T_p = 0,1$ ч – время для отключения (включения) разъединителя;

n_p – число разъединителей, которые должны быть отключены (включены) для отделения поврежденного выключателя и ввода отключившихся элементов в работу.

Либо длительностью одновременного простоя отказавшего и планово-ремонтируемого выключателей.

$$T_{B2,п1} = T_{B2} \frac{T_{п1} - T_{B2}}{T_{п1}} + \frac{T_{B2} T_{B2}}{2 T_{п1}} = T_{B2} - \frac{T_{B2}^2}{2T_{п1}}$$

При расчетах времени, необходимого для отделения отказавших выключателя или линии, принято $T_0 = 0,3$ ч. Отказавший выключатель отделяется двумя разъединителями, линия — одним.

В клетках табл. 4.1, где указаны две длительности вынужденного простоя, первая соответствует длительности одновременного простоя обоих отключившихся элементов, вторая — длительности вынужденного простоя одного из них, а именно присоединенного между отказавшим и ремонтируемым выключателями. В табл. 4.2 выделены лишь отказы с отключениями двух генераторов, с разрывом связи с подстанцией А, с одновременными отключением линии 3 и одной из линий 1 или 2, а также с отключением автотрансформатора.

Следует оговорить некоторые допущения, принятые в предлагаемом методе:

1. Отказы выключателей частично являются следствием КЗ на линиях электропередачи. Отдельный учет отказов линий и отказов выключателей приводит к некоторому завышению числа простоев линий, однако несущественному, так как параметр потока отказов выключателей на порядок

меньше параметра потока отказов линий.

2. Плановый ремонт сборных шин не учитывается в рассмотренном примере, так как коэффициент соответствующего режима весьма мал ($<0,001$).

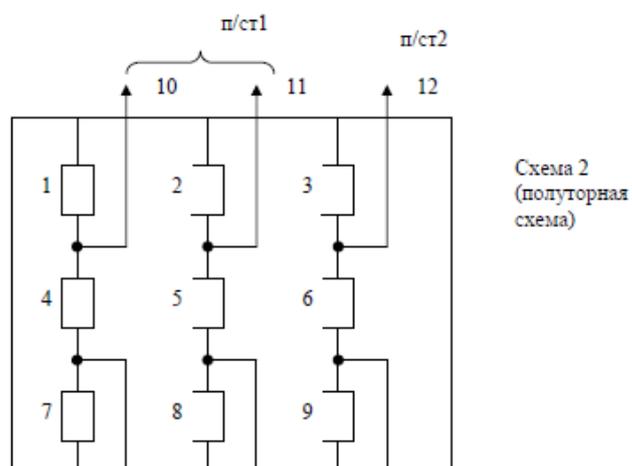
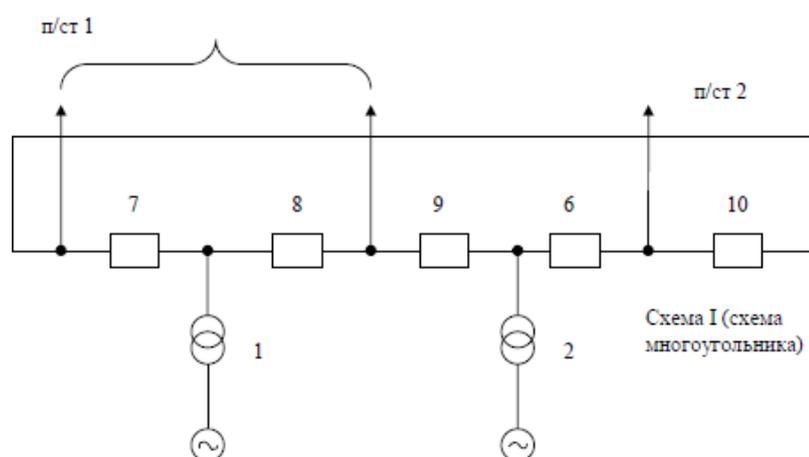
3. Обычно плановый ремонт выключателей присоединений генераторов (блоков) производится одновременно с ремонтом турбоагрегатов. Поэтому в таких ремонтных режимах отключения генераторов, присоединенных к ремонтируемому выключателю, можно не учитывать при анализе надежности схем РУ.

Задание для самостоятельного решения

Составить таблицу расчетных связей событий, режимов и аварий для заданной схемы РУ без учета отказов устройств РЗА; рассчитать показатели надежности схемы РУ для наиболее тяжелых видов аварий.

Исходные данные

1. Схема главных электрических соединений РУ.



2. Показатели надежности элементов схем (для двух схем).

а) основные показатели надежности выключателя

Варианты	ω_1 , 1/год	ω_2 , 1/год	T_B , ч	μ , 1/год	T_n , ч
1	0,04	0,01	250	0,3	500
2	0,03	0,01	200	0,3	350
3	0,025	0,01	150	0,3	250
4	0,02	0,012	100	0,3	180

б) основные показатели надежности генераторов и ЛЭП

Элемент	Показатели надежности			
	ω_1 , 1/Г од	T_B , ч	μ , 1/Г од	T_n , ч
Блок	0,25	600	1	500
ЛЭП	0,5	18	8	80

в) $t_p = 3$ года (расчетный период существования данной схемы РУ)

Таблица 4.3

Вариант	Номер варианта по выключателям	Длина ЛЭП в (км)	Схема (номер)
1	1	120	1
2	2	120	1
3	3	120	1
4	4	120	1
5	1	290	1
6	2	290	1
7	3	290	1
8	4	290	1
9	1	180	2
10	2	180	2
11	3	180	2
12	4	180	2
13	1	410	2
14	2	410	2
15	3	410	2
16	4	410	2
17	1	320	1

3. Расчетные виды аварий для схем РУ:

Для схемы 1

A=1 - потеря блока.

A=2 - потеря одной ЛЭП (п/ст 1). A=3 - потеря ЛЭП на п/ст 2.

A=4 - потеря блока и линии на п/ст 2.

- A=5 - потеря блока и линии на п/ст 1.
 A=6 - потеря одной ЛЭП п/ст 1 и ЛЭП п/ст 2.
 A=7 - потеря одной ЛЭП п/ст 1 и ЛЭП п/ст 2 и блока.
 A=8 - потеря одного блока (при ремонте второго).
 A=9 - потеря транзита на п/ст 1. A=10 - погашение всей схемы.
 Для схемы 2.
 A=1 - потеря ЛЭП на п/ст (Л1, Л2).
 A=2 - потеря ЛЭП на п/ст 2 (Л3).
 A=3 - потеря транзита с п/ст 1 (Л1+Л2).
 A=4 - потеря одной ЛЭП п/ст 1 и источника (Л1+Г или Л2+Г).
 A=6 - потеря ЛЭП п/ст 2 и источника (Л3+Г).
 A=7 - потеря одного источника (Г1, Г2, Г3).
 A=8 - потеря двух источников.

Указания к выполнению

Основной информацией для расчета надежности схемы РУ является матрица расчетных связей событий (i), аварий (A_i) и режимов (j).

Вид этой матрицы следующий:

i	j				
	0	1	2	...	m
1	A _i	-	A _i	...	A _i
2	A _i	A _i	-	...	A _i
...
n	A _i	A _i	A _i	...	-

Под событием i понимается отказ элемента РУ. Под режимом j понимается состояние элемента РУ, то есть находится он в ремонте или в нормальном режиме.

Под аварией понимается последствие наложения отказа i-го элемента РУ на ремонт (нормальный режим) i-го элемента РУ.

Коэффициент ремонтного режима определяется как

$$K_j = \frac{\omega_i \cdot T_{Bi} + \mu_i \cdot T_{ni}}{8760} \quad (1.6)$$

а коэффициент нормального режима:

$$K_0 = 1 - \sum_{j=1}^m K_j \quad (1.7)$$

После заполнения матрицы расчетных связей определяется математическое ожидание числа аварий вида A_i без учета отказа устройств релейной защиты и автоматики:

$$M(N_{A_i}) = t_p \cdot \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n K_j \cdot \omega_{ij} \cdot X_{ij}^{A_i},$$

где $X_{ij}^{A_i} = 1$, если в матрице на пересечение i-й строки и j-го столбца находится номер расчетной аварии A_i;

$X_{ij}^{A_i}$ - в остальных случаях.

Затем определяется среднее время восстановления схемы РУ после аварии вида A_i (без учета отказов устройств РЗА)

$$T_B^{Al} = \frac{t_p}{M(N_{Al})} \cdot (M(N_{Al})T_{Bij}),$$

где T_{Bij} - время восстановления нормальной работы РУ при повреждении i -го элемента и ремонте j -го элемента

Затем определяется среднее время восстановления схемы РУ после аварии вида A_l (без учета отказов устройств РЗА)

$$T_B^{A1} = \frac{t_p}{M(N_{A1})} \cdot (M(N_{A1})T_{Bij}),$$

где T_{Bij} - время восстановления нормальной работы РУ при повреждении i -го элемента и ремонте j -го элемента.

Практическое занятие № 5

Определение математического ожидания недоотпуска электроэнергии в концентрированной системе методом «перебора коэффициентов»

Цель: научиться определять математическое ожидание недоотпуска электроэнергии в системе методом "перебора коэффициентов", подсчитать математическое ожидание ущерба от недоотпуска.

Исходными данными для расчета математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям вследствие дефицита мощности в концентрированной системе, т.е. в системе, связи между отдельными узлами которой не накладывают ограничений на потоки мощности в нормальных и аварийных режимах работы, являются:

- количество групп идентичных агрегатов l и число агрегатов в каждой из групп n ;
- коэффициент вынужденного простоя K_v и длительность планового простоя t_n , мес, агрегатов каждой из групп; суточные графики нагрузки $P_H(t)$ для рабочих дней отдельных k периодов года и длительности этих периодов t , мес, и d , дни;
- среднеквадратичное отклонение нагрузки от графиков σ , определяющее нерегулярные изменения нагрузку подчиняющиеся нормальному закону распределения.

Расчет математического ожидания ущерба, так же как в простейшем случае, заключается в определении рядов распределения коэффициентов располагаемой мощности генераторов и мощности нагрузки, но которым рассчитывается ряд распределения коэффициентов дефицита мощности, позволяющий найти математическое ожидание недоотпуска электроэнергии, а при заданном удельном ущербе и математическое ожидание ущерба.

Отличие заключается в том, что при расчете ряда распределения коэффициентов располагаемой мощности генераторов учитывается различие номинальных мощностей к коэффициентов вынужденного простоя по группам агрегатов, а при расчете ряда распределения коэффициентов мощностей нагрузки - различие суточных графиков отдельных периодов года, нерегулярные отклонения нагрузки от графиков и плановые ремонты агрегатов.

Для расчета ряда распределения коэффициентов располагаемой мощности генераторов предварительно рассчитываются ряды распределения для каждой из групп агрегатов.

Ряд распределения для i -й группы агрегатов можно записать в виде многочлена:

$$K_{\Gamma}^{n_i P_{H,i}} + K_{\Gamma}^{(n_i-1)} + K_{\Gamma}^{(n_i-2)P_{H,i}} + \dots, \quad (5.1)$$

где n_i — число агрегатов i -й группы;

$P_{H,i}$ — номинальная мощность агрегата.

Ряд распределений коэффициентов для всех агрегатов системы равен произведению многочленов отдельных групп:

$$\prod_{i=1}^l \left(K_{\Gamma}^{n_i P_{H,i}} + K_{\Gamma}^{(n_i-1)P_{H,i}} + K_{\Gamma}^{(n_i-2)P_{H,i}} + \dots \right)$$

При перемножении коэффициентов мощности, указанные в верхнем индексе, суммируются.

Для сокращения объема расчетов можно предварительно перестроить ряды каждой из групп, округлив значения располагаемых мощностей до кратных расчетной ступени мощности и просуммировав коэффициенты с одинаковыми мощностями. Кроме того, в рядах распределения каждой из групп, а также при их перемножении можно пренебрегать коэффициентами, меньшими $1 \cdot 10^{-5}$, т. е. не учитывать коэффициенты состояний агрегатов, имеющих продолжительность, меньшую примерно 0,1 ч.

Полученный ряд распределения коэффициентов располагаемых мощностей генераторов системы рассчитан исходя из полного числа агрегатов системы, т. е. не учитывает того, что часть из них может находиться в плановом простое, причем количество последних изменяется в течение года.

Расчет рядов распределения по действительным числам агрегатов, находящихся в работе, приводит к увеличению объема расчетов на порядок. Поэтому целесообразен приближенный учет влияния плановых ремонтов агрегатов на ряд распределения. Исследования показали, что приближенно учесть плановые ремонты можно, рассчитывая ряды распределения для отдельных групп, исходя из полного числа агрегатов группы, но при уменьшенном коэффициенте вынужденного простоя в $\left(1 - \frac{t_{H,i}}{12}\right)$ раз.

При этом снижение располагаемой мощности агрегатов при выводе части их в плановый ремонт можно учесть соответственным увеличением мощности нагрузки.

Для определения мощностей агрегатов, находящихся в плановом ремонте в каждый из периодов года, вычисляется суммарный объем плановых ремонтов за год, равный:

$$\sum_{i=1}^l P_{H,i} n_i t_{\Pi,i} \quad (5.3)$$

Распределение его по периодам года приближенно можно произвести по условию равенства сумм максимумов нагрузки и мощности агрегатов, выведенных в плановый ремонт, для каждого из периодов. Этому условию отвечают уравнения:

$$P_{H,max} + P_{\Pi,j} = const;$$

$$\sum_{j=1}^k P_{п,j} t_j = \sum_{i=1}^l P_{н,i} n_i t_{п,i}$$

где $P_{н,max,j}$ — максимум нагрузки j -го периода;

$P_{п,j}$ — мощность агрегатов, находящихся в плановом ремонте в j -й период;

t_j — длительность j -го периода, мес.;

k — общее число периодов года.

Просуммировав нагрузки по суточным графикам с мощностью агрегатов, выведенных в плановый ремонт, для каждого из периодов и округлив полученные величины до ступеней, кратных расчетной ступени, получим расчетные графики нагрузок, учитывающие и плановые простои агрегатов.

По полученным суточным графикам рассчитывается ряд распределения коэффициентов мощностей нагрузок (без учета ее нерегулярных колебаний) по формуле:

$$K_H^{jP_0} = \frac{1}{8760} \sum_{i=1}^l t_i(jP_0) d_i$$

где $t_i(jP_0)$ — число часов с нагрузкой jP_0 i -го периода; d_i — число рабочих дней в i -м периоде.

Ряд распределения коэффициентов нерегулярных отклонений нагрузки, подчиняющихся нормальному закону распределения, вычисляется по выражению:

$$K_{нер}^{iP_0} = K_{нер} [(i - 0,5)P_0 < \Delta P_{нер} < (i + 0,5)P_0] = 0,5 \left[\Phi \frac{(i-0,5)P_0}{\sqrt{2\sigma}} - -\Phi \frac{(i+0,5)P_0}{\sqrt{2\sigma}} \right] \quad (5.6)$$

где Φ — функция Лапласа.

Перемножая ряды распределения коэффициентов мощностей нагрузки, получаем ряд распределения мощности нагрузки, учитывающей ее изменения в соответствии с суточными графиками, нерегулярные колебания и плановые простои агрегатов.

Полученные ряды распределения коэффициентов располагаемых мощностей генераторов и нагрузок позволяют рассчитать ряд распределения коэффициентов дефицита мощности:

$$K_D^{kP_0} = \sum_i K_H^{iP_0} K_G^{iP_0} \quad (5.7)$$

при $i = j - k$,

математическое ожидание недоотпуска электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = 8760 P_0 \sum_k k K_r^{kP_0} \quad (5.8)$$

и ущерба:

$$Y = \Delta \mathcal{E} y_0 \quad (5.9)$$

Задание для самостоятельного решения

Определить математическое ожидание недоотпуска электроэнергии в системе методом "перебора коэффициентов", подсчитать математическое ожидание ущерба от недоотпуска.

Исходные данные:

1. Единичная мощность агрегатов в системе 100 МВт.
2. Расчетная ступень мощности $p_0 = 50$ МВт.
3. Количество агрегатов в системе n и коэффициент вынужденного про-

стоя K_B :

Вариант	n	кВ	Вариант	n	кВ
1	5	0,04	11	7	0,035
2	6	0,04	12	8	0,035
3	7	0,04	13	5	0,045
4	8	0,04	14	6	0,045
5	5	0,05	15	7	0,045
6	6	0,05	16	8	0,045
7	7	0,05	17	5	0,055
8	8	0,05	18	6	0,055
9	5	0,035	19		
10	6	0,035	20		

4. Суточный график нагрузки:

а) для вариантов 1,5,9,13 (для n=5)

Нагрузка, МВт	150	200	250	350	400	450
Продолжит., t(j, P ₀), ч	8	5	3	3	2	3

б) для n=6

Нагрузка, МВт	150	250	350	400	450	500	550	600
Продолжит., t(j, P ₀), ч	5	7	4	1	2	2	2	1

в) для n=7

Нагрузка, МВт	200	250	350	450	500	550	600	650
Продолжит., t(j, P ₀), ч	6	2	5	2	3	1	2	3

г) для n=8

Нагрузка, МВт	200	300	400	450	500	550	650	700	750
Продолжит., t(j, P ₀), ч	3	2	2	5	4	3	1	2	2

5. Величина удельного ущерба по системе:

а) $U_0 = 1,0$ руб/кВт ч для n=5 и 6;

б) $U_0 = 1,3$ руб/кВт ч для n=7 и 8.

Указания к выполнению

Принимается величина расчетной ступени мощности P_0 , равной единичной мощности агрегатов в системе, или в целое число раз меньшее ее.

Определим коэффициент готовности m элементов из n для рассматриваемых

мых ступеней мощности

$$K_{\Gamma}^{m=i \cdot P_0} = C_n^m \cdot K_{\Gamma}^m \cdot K_B^{n-m} \quad (5.10)$$

где $C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!}$

Суточный график нагрузки перестроим таким образом, чтобы все его ступени были равны выбранной величине P_0 .

Величину коэффициента K_H (коэффициент, характеризующий продолжительность нагрузки) определим как

$$K_H^{j \cdot P_0} = \frac{t(j \cdot P_0)}{24} \quad (5.11)$$

где $t(j \cdot P_0)$ - длительность существования нагрузки, равной величине $j \cdot P_0$ в часах.

Дефицит мощности в системе может возникнуть только в случае, если мощность нагрузки системы будет превышать генерирующую мощность, то есть

$$D = j P_0 - i P_0 = K P_0, \quad (5.12)$$

где K - коэффициент дефицита мощности.

Тогда вероятность появления в энергосистеме дефицита мощности, равного $K P_0$, определится как произведение коэффициентов готовности генерирующих источников $K_{\Gamma}^{m=i \cdot P_0}$ и коэффициентов состояния нагрузок $K_H^{j \cdot P_0}$:

$$K_g^{K \cdot P_0} = \sum_l K_{\Gamma}^{i \cdot P_0} \cdot K_H^{j \cdot P_0} \quad \text{при } K = i - j \quad (5.13)$$

где l - число вариантов генерации и потребления энергии, в которых выполняется условие, что $K = i - j$.

Математическое ожидание величины недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности выразится как

$$\Delta \Delta_g = 8760 \cdot P_0 \sum_K k K_g^{k \cdot P_0} \quad (5.14)$$

Математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии определится следующим образом:

$$M(Y) = y_0 \cdot \Delta \Delta_g \quad (5.15)$$

где y_0 - удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Практическое занятие № 6

Тема: Расчет математического ожидания ущерба потребителей методом статистических испытаний

Цель: научиться определять математическое ожидание ущерба потребителей методом статистических испытаний.

Сущность метода расчета математического ожидания ущерба базируется на методе статистических испытаний (методе Монте-Карло) и заключается в многократной выборке на ЭВМ случайных величин располагаемой мощности агрегатов системы и отклонения мощности нагрузки от графиков, соответствующих заданным законам распределения, и определении среднестатистических значений годового недоотпуска электроэнергии и ущерба в предположении, что каждая из случайных величин (располагаемой мощности агрегатов и отклонения мощности нагрузки) действует на протяжении всего года.

Пусть в энергосистеме имеется l групп по n агрегатов, заданных номинальными мощностями, коэффициентами вынужденных простоев и длительностями плановых ремонтов. Нагрузка задана средними суточными графиками и числами рабочих дней для каждого из k периодов года и среднеквадратичным отклонением от графиков. Предварительно вычисляются мощности агрегатов, находящихся в плановом ремонте в каждый из периодов года, функции Распределения располагаемых мощностей генераторов каждой из групп, функция распределения нерегулярных отклонений нагрузки.

Само вычисление математического ожидания ущерба Методом Монте-Карло на ЭВМ сводится к следующему.

1. Берется случайное число R от датчика или подпрограммы случайных чисел, равномерно распределенных в интервале $0; 1$, и по функции распределения располагаемых мощностей генераторов первой группы агрегатов определяется случайная располагаемая мощность генераторов этой группы.

Подобная операция повторяется l раз. В результате получаем суммарную располагаемую мощность генераторов системы P_{Σ} .

2. Берется новое случайное число R и по функции распределения нерегулярных отклонений определяется случайное отклонение нагрузки от графика ΔP_n .

3. Подсчитываются часовые дефициты мощности для графика нагрузки первого периода:

$$P_d(t) = P_n(t) + \Delta P_n + P_{\Pi} - P_{\Sigma}, \quad (6.1)$$

и вычисляется недоотпуск электроэнергии за сутки

$$\Delta \mathcal{E}_c = \sum_{t=1}^{24} [P_d(t) > 0]$$

4. Расчет по п. 1 — 3 повторяется k раз, т. е, для каждого из периодов с различными графиками нагрузки.

5. Вычисляется ущерб за год:

$$\Delta \mathcal{E}_r = \sum_{t=1}^k \Delta \mathcal{E}_{c,i} d_i, \quad (6.3)$$

где d_i — число рабочих дней в каждом периоде.

6. Операции по п. 1—5 повторяются N раз, и вычисляется математическое ожидание недоотпуска электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^k \Delta \mathcal{E}_r = \Delta \bar{\mathcal{E}}_{r(N-1)} + \frac{\Delta \mathcal{E}_{r,n} - \Delta \bar{\mathcal{E}}_{r(N-1)}}{N} \quad (6.4)$$

При определении математического ожидания ущерба объединение энергосистем можно рассматривать как группу концентрированных энергосистем, связанных между собой линиями электропередачи переменного тока с заданной пропускной способностью. Под пропускной способностью будем понимать наибольшую передаваемую мощность, допустимую по условию статической и динамической устойчивости.

Для упрощения решения задачи определения математического ожидания ущерба примем, что пропускная способность каждой из связей может использоваться полностью, независимо от загрузки остальных связей. В отдельных случаях, в частности для схем межсистемных связей, содержащих замкнутые контуры, такое допущение будет приводить к определенной погрешности, однако допустимой, если учесть, что само определение пропускной способности отдельных связей между системами не может быть выполнено с высокой точностью.

Кроме пропускных способностей связей и их конфигурации для каждой из объединяемых энергосистем должны быть заданы все характеристики, перечисленные выше, а также удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии y_0 , руб/(кВт·ч).

Ниже излагается алгоритм расчета математического ожидания ущерба в объединении энергосистем с ограниченными пропускными способностями межсистемных связей.

Предварительно для каждой из энергосистем вычисляется мощности агрегатов, находящихся в плановом ремонте в каждый из периодов года, функции распределения располагаемых мощностей генераторов каждой из групп, учитывающие аварийные простои агрегатов и функции распределения нерегулярных отклонений нагрузки.

При определении математического ожидания ущерба в объединении энергосистем, так же как и в концентрированной системе, многократно выбираются случайные величины мощности располагаемой мощности агрегатов и отклонения мощности нагрузки для каждой из систем, но при расчете годовых значений недоотпуска электроэнергии и ущерба учитывается взаи-

мопомощь систем в пределах пропускной способности межсистемных связей. Расчет математического ущерба в объединении энергосистем методом статистических испытаний состоит из следующих операций:

1. Для каждой из систем определяются случайные величины суммарной располагаемой мощности генераторов и отклонения нагрузки от графика $P_{\Sigma i}$ и $\Delta P_{n,i}$.

2. Для каждой из систем для первого часа суточного графика первого периода вычисляется небаланс мощности по выражению:

$$P_{\zeta,i} = P_{\Sigma i} - P_{П,i} - P_{н,i} - \Delta P_{н,i}. \quad (6.5)$$

3. Вычисляется часовой ущерб вследствие дефицита мощности в объединении энергосистем в целом путем минимизации функции:

$$y_{\text{ч}} = \sum_{i=1}^S (P_{д,i} > 0) y_{0i} \quad (6.6)$$

где $P_{д,i} = -P_{ii} + \sum_{j=1}^S P_{ij}$ при $|P_{ij}| \leq \bar{P}_{ij}$

где $P_{д,i}$ - дефицит мощности;

P_{ij} — мощность, передаваемая по связи между системами i и j ;

\bar{P}_{ij} — пропускная способность связи между системами i и j . Минимизация функции обеспечивает выполнение условия взаимопомощи между системами в пределах пропускных способностей связей.

4. Расчет по п. 3 повторяется для остальных часов суток первого периода и всех часов последующих периодов, и вычисляется ущерб за год:

$$y_r = \sum_l^k d_l \sum_i^{24} y_{\text{ч}} \quad (6.7)$$

Операции по п. 1—4 повторяются N раз до получения математического ожидания ущерба:

$$y_r = \frac{1}{N} \sum_1^N y_r \quad (6.8)$$

с контролем степени точности, как показано ранее.

Задание для самостоятельного решения.

Определить математическое ожидание ущерба потребителей методом статистических испытаний.

Исходные данные

1. Функция распределения отказов ($F(\tau_n)$) по часам суток.

$\tau_n, \text{ ч}$	0	4	8	12	16	20	24
$F(\tau_n)$	0	0,17	0,36	0,58	0,7	0,86	1,0

2. Зависимость величины удельных ущербов от недоотпуска мощности.

$Y_{OA,OB}; руб. кВт$	0	4	4
$T_{\phi}, ч$	0	17	24

3. Суточный график нагрузки потребителей (одинаковый для всего года).

$T, ч$	0-4	5-6	7-8	9-12	13-15	16-20	21-24
$P_n, Вт$	100	120	170	190	90	150	70

4. Время восстановления (T_B).
5. Мощность потребителя Б (P_B).
6. Параметр потока отказов ЛЭП (ω).
7. Удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителя А и Б (y''_{OA}, y''_{OB})
8. Ряд псевдослучайных чисел для определения времени начала перерыва электроснабжения - R/

Исходные данные с 4 по 8 приведены в таблице.

Указания к выполнению

Имея ряд псевдослучайных чисел R, моделирующих функции распределения отказов по часам суток, можно определить, пользуясь зависимостью $F(\tau_H) = f(\tau_H)$, момент наступления аварии τ_H , имея в виду, что $F(\tau_H) = R$.

Вариант	$T_B, Ч$	$P_B, МВт$	$\omega, 1/год$	$y''_{OA}, руб/кВт*ч$	$y''_{OB}, руб/кВт*ч$	$R \approx F(\tau_H)$
1	12	70	0,3	0,5	0,35	0,1;0,3;0,5;0,7;0,9
2	9	65	0,35	0,45	0,25	0,2;0,4;0,6;0,8;1,0
3	7	50	0,4	0,3	0,2	0,1;0,2;0,4;0,6;0,9
4	14	45	0,25	0,4	0,65	0,15;0,25;0,3;0,55;0,9
5	10	30	0,2	0,55	0,6	0,25;0,3;0,4;0,5;0,85
6	6	35	0,45	0,6	0,55	0,2;0,4;0,45;0,5;0,8
7	8	40	0,5	0,65	0,4	0,25;0,4;0,6;0,7;0,95
8	13	40	0,55	0,2	0,3	0,1;0,25;0,3;0,55;0,8
9	9	35	0,6	0,25	0,45	0,15;0,3;0,55;0,75;0,9
10	10	30	0,15	0,35	0,5	0,1;0,25;0,35;0,65;0,8
11	11	45	0,15	0,5	0,35	0,1;0,3;0,5;0,7;0,9
12	8	50	0,6	0,45	0,25	0,2;0,4;0,6;0,8;1,0
13	6	65	0,55	0,3	0,2	0,1;0,2;0,4;0,6;0,9
14	12	35	0,5	0,4	0,65	0,15;0,25;0,3;0,55;0,9
15	10	70	0,45	0,55	0,6	0,25;0,3;0,4;0,5;0,85
16	9	25	0,2	0,6	0,55	0,2;0,4;0,45;0,5;0,8

17	8	40	0,25	0,65	0,4	0,25;0,4;0,6;0,7;0,95
18	7	55	0,4	0,2	0,3	0,1;0,25;0,3;0,55;0,8
19	16	60	0,3	0,25	0,5	0,15;0,3;0,55;0,75;0,9
20	10	55	0,35	0,35	0,45	0,1;0,25;0,35;0,65;0,8

Затем, используя суточный график потребителей А и Б и зная время восстановления схемы электроснабжения после аварии, определим дефициты мощности и энергии потребителей А и Б ΔP_A , ΔP_B , $\Delta \mathcal{E}_A$ и $\Delta \mathcal{E}_B$.

Далее рассчитывается величина суммарного ущерба в первом опыте расчеты повторяются N раз, после чего рассчитывается математическое ожидание суммарного ущерба потребителей

$$M(Y) = \frac{\omega}{N} \cdot \sum_{i=1}^N y_i$$

где ω - параметр потока отказов элементов электроснабжения потребителей.

Приложения

Приложение П1. Показатели надежности работы элементов энергосистем

Таблица П1.1

$S_{т,ном},$ $МВ \cdot А$	$U_{ном},$ кВ	Показатели надежности трансформаторов			
		$\omega,$ 1/год	$T_в,$ ч	$\mu_m,$ 1/год	$T_{p,m}^*,$ ч
До 2,5	6-20	0,016	50	0,25	6
	35	0,01	40	0,25	6
2,5-7,5	6-20	0,008	120	0,25	8
	35	0,007	65	0,25	26
	110	0,018	40	0,25	28
10-80	35 и ниже	0,012	70	0,75	26
	110-150	0,014	70	0,75	28
	220	0,035	60	0,75	28
Более 80	110-150	0,075	95	1	30
	220	0,025	60	1	30

	330	0,053	45	1	30
	500-750	0,024**	220	1	50
		0,05***			

- * На один трансформатор.
** Для однофазных трансформаторов.
*** Для трехфазных трансформаторов.

Таблица П1.2

Показатели надежности выключателей

Вид выключателей	$U_{ном}, кВ$	Тип	$\omega, 1/год$	$T_в, ч$	$\mu_к, 1/год$	$T_{р,м}^*, ч$
1	2	3	4	5	6	7
Автоматические	До 1	-	0,05	4	0,33	10
Электромагнитные	6-10	ВЭМ-6, ВЭМ-10, ВЭ-10	0,022	11	0,2	24
Маломасляные	10	ВМП-10	0,009	20	0,14	8
		Прочие	0,009	20	0,14	10
	20	-	0,01	26	0,14	-**
	35	-	0,02	25	0,14	9
	110-150	-	0,06	20	0,14	30
1	2	3	4	5	6	7
Масляные баковые	35	-	0,01	30	0,14	12
	110	-	0,016	40	0,14	23
	220	-	0,055	50	0,14	43
Воздушные	15-20	-	0,04	20	0,2	40
	35	-	0,02	40	0,2	29
	110	-	0,02	20	0,2	45
	220	ВВБ	0,02	55	0,2	122
		Прочие	0,02	25	0,2	98
	330***	ВВБ	0,03	48	0,2	161
		Прочие	0,03	60	0,2	113
	500***	ВВБ	0,15	60	0,2	-**
		Прочие	0,15	60	0,2	133
750***	-	0,25	75	0,2	271	

- * На один выключатель.
** Отсутствует представительная выборка данных.
*** Показатели надежности выключателей на напряжение 330-750 кВ приведены

без учета отказов выключателей типа ВНВ.

Таблица П1.3

Аппараты	$U_{ном}, кВ$	Показатели надежности разъединителей, отделителей и короткозамыкателей			
		$\omega, 1/год$	$T_в, ч$	$\mu_к, 1/год$	$T_{p,m}^*, ч$
Разъединители	6-10	0,01	7	0,166	4
	35	0,01	6	0,166	6
	110	0,01	11	0,166	8
	150	0,01	15	0,166	11
	220	0,01	7	0,166	13
	330	0,01	10	0,166	18
	500	0,01	14	0,166	31
	750	0,01	14	0,166	81
Отделители	35	0,015	3	0,33	7
	110	0,01	3,5	0,33	10
	220	0,01	3,5	0,33	16
Короткозамыкатели	35	0,01	4	0,33	8
	110	0,01	6	0,33	6
	220	0,01	6	0,33	8

* На один аппарат.

$\mu_к$ - частота капитального ремонта

Таблица П1.4

Вид выключателей	$U_{ном}, кВ$	Значение относительной частоты отказов выключателей $a_{оп}$
Электромагнитные	6-10	0,0022
Маломасляные	До 20	0,003
	35	0,005
	110	0,006
Масляные баковые	До 20	0,001
	35	0,006
	110-150	0,004
	220	0,011
Воздушные	35	0,013
	110-150	0,004
	220	0,004
	330	0,002
	500 и выше	0,007

Таблица П1.5

Вид выключателей	$U_{ном}$, кВ	Тип	Значение относительной частоты отказов выключателей $a_{оп}$
Электромагнитные	6-10	-	0,027
Маломасляные	До 20	ВМП	0,005
		Прочие	0,002
	35	-	0,005
	110	-	0,013
Масляные баковые	До 20	-	0,003
	35	-	0,006
	110-150	У	0,006
		Прочие	0,004
	220	У	0,009
		Прочие	0,009
Воздушные	35	-	0,012
	110-150	ВВБ	0,004
		Прочие	0,003
	220	ВВБ	0,006
		Прочие	0,003
	330	ВВБ	0,006
		Прочие	0,002
	500 и выше	ВВБ	0,003
		Прочие	0,002

Таблица П1.6

$U_{ном}$, кВ	Показатели надежности сборных шин			
	ω , 1/год	$T_в$, ч	μ_m^* , 1/год	$T_{p,m}^*$, ч
6	0,03	5	0,166	5
10	0,03	7	0,166	5
20-35	0,02	7	0,166	4
110-150	0,016	5	0,166	4
220	0,013	5	0,166	3
330	0,013	5	0,166	3
500	0,013	5	0,166	5
750	0,01	6	0,166	5

* На присоединение.

Таблица П1.7

Тип линий	$U_{ном}$, кВ	Вид опор	Число цепей	Показатели надежности электрических линий
-----------	----------------	----------	-------------	---

				ω^* , 1/год	$T_{в}$, ч	μ_k^{**} , 1/год	T_p^* , ч	
Воздушная	До 1	-	-	25	1,7	0,17	***	
	6-10	-	-	7,64	5	0,17	***	
	35	Металлические	Одноцепные		0,9	9	2,1	16
			Двухцепные	Отключена одна цепь	1,06	6	4	13
				Отключены две цепи	0,22	8	0,3	9
		Железобетонные	Одноцепные		0,72	10	1,2	15
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,81	9,5	1,3	14
				Отключены две цепи	1,46	13	2,5	16
	Деревянные	-		1,46	13	2,5	16	
	110	Металлические	Одноцепные		1,28	8,8	2,1	14,5

Продолжение табл. П1.7

Тип линий	$U_{ном}$, кВ	Вид опор	Число цепей		Показатели надежности электрических линий			
					ω^* , 1/год	$T_{в}$, ч	μ_k^{**} , 1/год	T_p^* , ч
Воздушная	110	Металлические	Двухцепные	Отключена одна цепь	1,68	6,9	3,8	14,8
				Отключены две цепи	0,17	10,3	0,4	19
		Железобетонные	Одноцепные		0,66	11	1,6	15,5
			Двухцепные	Отключена одна цепь	1,01	8,4	2,4	12

				Отключены две цепи	0,13	14,8	0,4	13
		Деревянные	-		1,44	10,2	3,6	14
	220	Металлические	Одноцепные		0,50	14,3	2,8	17
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,63	11,2	3,3	17,4
				Отключены две цепи	0,04	14,9	0,5	24
		Железобетонные	Одноцепные		0,36	9,3	1,8	24
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,47	8,6	1,1	17
				Отключены две цепи	0,03	7,6	0,3	9,4
		Деревянные	-		0,57	10,6	5,4	17,9
	330	Металлические	Одноцепные		0,55	10,8	3	21

Продолжение табл. П1.7

Тип линий	$U_{ном},$ кВ	Вид опор	Число цепей		Показатели надежности электрических линий			
					$\omega^*,$ 1/год	$T_v, ч$	$\mu_k^{**},$ 1/год	$T_p^*, ч$
Воздушная	330	Металлические	Двухцепные	Отключена одна цепь	0,9	9,4	7,3	15
				Отключены две цепи	0,09	4,9	0,3	14,1
		Железобетонные	Одноцепные		0,3	15,3	2,9	20

	500	Металлические	Одноцепные	0,21	14,3	3,1	18
		Железобетонные	Одноцепные	0,15	13	3,5	23
	750	-	-	0,2	20	0,17	-***
Кабельная	6-15	-	-	7,5	16,0****	1	2,0
	20-35	-	-	3,2	16,0****	1	2,0
	До 1	-	-	10	24,0****	1	-***

- * На 100 км.
** На одну линию.
*** Отсутствует представительная выборка данных.
**** Указана продолжительность ремонта.

Таблица П1.8

$U_{ном}, кВ$	Коэффициент учета неустойчивых отказов	
	ВЛ $\frac{\omega}{\omega_{\Sigma}}$	
35	0,34	
110-154	0,24	
220-330	0,25	
500-750	0,36	

Таблица П1.9

$U_{ном}, кВ$	$P_{ном}, кВт$	Показатели надежности асинхронных электродвигателей			
		$\omega, 1/год$	$T_{в}, ч$	$\mu_m^*, 1/год$	$T_{р,к}, ч$
До 1	До 320	0,1	50	0,25	50
Выше 1	200-800	0,1	50	0,25	96
	1000-2000	0,1	90	0,25	164
	Выше 2000	0,2	140	0,25	384

- * По экспертным оценкам.

Таблица П1.10

Оборудование	$P_{ном}$, МВт	Показатели надежности работы энергоблоков с паротурбинными установками			
		ω'^* , 1/год	T_6 , ч	n, 1/агрегат-год	$T_{пл}'^*$, ч
Энергоблок	150-165	5,68	48,8	19	1559
	180-210	8,67	45	16	1139
	250-300	8,26	45	15	1007
	500	21,36	70	24	911
	800	12,08	74	16	1086

* На один агрегат.

Таблица П1.11

Оборудование	$P_{ном}$, МВт	Показатели надежности работы основного оборудования энергоблоков с паротурбинными установками	
		ω'^* , 1/год	T_6 , ч
1	2	3	4
Котлоагрегат	150-165	4,02	44
	180-210	6,14	47
	250-300	5,75	38
	500	6,59	56
	800	9,08	50
Турбина	150-165	0,97	43
	180-210	1,45	45
	250-300	2,21	68
	500	4,22	85
	800	2,66	99
1	2	3	4
Турбогенератор	150-165	0,55	91
	180-210	0,87	58
	250-300	0,59	83
	500**	4,48	136
	800	0,89	179

* На единицу оборудования.

** Для турбогенераторов типов ТГВ-500 и ТВМ-500.

Приложение П2. Нагрузочная способность трансформаторов с различными системами охлаждения.

Нормы максимально допустимых систематических нагрузок трансформаторов

Таблица П2.1

$$\vartheta_{охл} = -20^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0								K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,85</u>	<u>1,82</u>	<u>1,78</u>	<u>1,74</u>
1,0	+	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,79</u>	<u>1,77</u>	<u>1,76</u>	<u>1,74</u>	<u>1,72</u>	<u>1,69</u>	<u>1,66</u>	<u>1,63</u>
2,0	+	+	<u>1,99</u>	<u>1,96</u>	<u>1,93</u>	<u>1,89</u>	<u>1,85</u>	<u>1,79</u>	<u>1,61</u>	<u>1,61</u>	<u>1,60</u>	<u>1,59</u>	<u>1,57</u>	<u>1,56</u>	<u>1,54</u>	<u>1,52</u>
4,0	<u>1,70</u>	<u>1,69</u>	<u>1,67</u>	<u>1,66</u>	<u>1,64</u>	<u>1,62</u>	<u>1,60</u>	<u>1,57</u>	1,47	1,46	1,46	1,45	1,45	1,44	1,43	1,42
6,0	<u>1,56</u>	<u>1,55</u>	<u>1,54</u>	<u>1,54</u>	<u>1,53</u>	<u>1,51</u>	<u>1,50</u>	<u>1,48</u>	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,39	1,38	1,37
8,0	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
12,0	1,41	1,40	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,38	1,33	1,33	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
24,0	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26

Таблица П2.2

$$\vartheta_{охл} = -10^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0								K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,80</u>	<u>1,77</u>	<u>1,74</u>	<u>1,70</u>	<u>1,65</u>
1,0	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,95</u>	<u>1,72</u>	<u>1,70</u>	<u>1,69</u>	<u>1,67</u>	<u>1,65</u>	<u>1,62</u>	<u>1,59</u>	<u>1,55</u>
2,0	<u>1,95</u>	<u>1,92</u>	<u>1,90</u>	<u>1,87</u>	<u>1,83</u>	<u>1,79</u>	<u>1,75</u>	<u>1,69</u>	<u>1,55</u>	<u>1,54</u>	<u>1,53</u>	<u>1,52</u>	<u>1,51</u>	1,49	1,47	1,44
4,0	<u>1,62</u>	<u>1,61</u>	<u>1,60</u>	<u>1,58</u>	<u>1,56</u>	<u>1,54</u>	<u>1,52</u>	1,48	1,41	1,40	1,40	1,39	1,38	1,38	1,37	1,35
6,0	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
8,0	1,41	1,41	1,40	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36	1,31	1,30	1,30	1,30	1,30	1,29	1,29	1,28
12,0	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
24,0	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20

Таблица П2.3

$$t_{охл} = 0^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,79</u>	<u>1,77</u>	<u>1,75</u>	<u>1,72</u>	<u>1,69</u>	<u>1,66</u>	<u>1,61</u>	<u>1,56</u>
1,0	+	+	+	+	+	<u>1,99</u>	<u>1,91</u>	<u>1,80</u>	<u>1,65</u>	<u>1,63</u>	<u>1,61</u>	<u>1,59</u>	<u>1,57</u>	<u>1,54</u>	<u>1,51</u>	1,46
2,0	<u>1,86</u>	<u>1,83</u>	<u>1,80</u>	<u>1,77</u>	<u>1,74</u>	<u>1,69</u>	<u>1,64</u>	<u>1,56</u>	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,40	1,36
4,0	<u>1,54</u>	<u>1,53</u>	<u>1,51</u>	<u>1,50</u>	<u>1,48</u>	1,46	1,43	1,38	1,34	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,30	1,28
6,0	1,41	1,40	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
8,0	1,34	1,33	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,24	1,24	1,24	1,23	1,23	1,23	1,21
12,0	1,27	1,26	1,26	1,26	1,25	1,25	1,24	1,22	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,19	1,19
24,0	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

Таблица П2.4

$$t_{охл} = 10^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,84</u>	<u>1,71</u>	<u>1,69</u>	<u>1,67</u>	<u>1,64</u>	<u>1,61</u>	<u>1,57</u>	<u>1,52</u>	<u>1,44</u>
1,0	+	+	+	<u>2,00</u>	<u>1,94</u>	<u>1,86</u>	<u>1,76</u>	<u>1,60</u>	<u>1,57</u>	<u>1,55</u>	<u>1,54</u>	<u>1,52</u>	1,49	1,46	1,42	1,35
2,0	<u>1,76</u>	<u>1,73</u>	<u>1,70</u>	<u>1,67</u>	<u>1,63</u>	<u>1,58</u>	<u>1,51</u>	1,40	1,41	1,40	1,39	1,38	1,36	1,34	1,31	1,26
4,0	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
6,0	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,20	1,21	1,21	1,21	1,20	1,20	1,19	1,18	1,15
8,0	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,20	1,17	1,18	1,18	1,17	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13
12,0	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
24,0	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

Таблица П2.5

$$g_{охл} = 20^{\circ}C$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	<u>1,98</u>	<u>1,81</u>	<u>1,00</u>	<u>1,63</u>	<u>1,60</u>	<u>1,58</u>	<u>1,55</u>	<u>1,52</u>	1,47	1,41	1,00
1,0		<u>1,97</u>	<u>1,92</u>	<u>1,87</u>	<u>1,80</u>	<u>1,71</u>	<u>1,57</u>	1,00	1,49	1,47	1,45	1,43	1,40	1,37	1,31	1,00
2,0	<u>1,66</u>	<u>1,63</u>	<u>1,60</u>	<u>1,56</u>	<u>1,51</u>	1,45	1,35	1,00	1,34	1,33	1,32	1,30	1,28	1,26	1,22	1,00
4,0	1,37	1,35	1,34	1,32	1,29	1,25	1,19	1,00	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,16	1,13	1,00
6,0	1,25	1,24	1,23	1,21	1,20	1,17	1,13	1,00	1,15	1,14	1,14	1,13	1,13	1,12	1,10	1,00
8,0	1,18	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13	1,09	1,00	1,11	1,11	1,10	1,10	1,10	1,09	1,07	1,00
12,0	1,11	1,10	1,10	1,09	1,09	1,08	1,06	1,00	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,04	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица П2.6

$$g_{охл} = 30^{\circ}C$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	<u>1,92</u>	<u>1,76</u>	1,27	-	<u>1,54</u>	<u>1,51</u>	1,49	1,46	1,42	1,36	1,21	-
1,0	<u>1,89</u>	<u>1,84</u>	<u>1,79</u>	<u>1,73</u>	<u>1,64</u>	<u>1,51</u>	1,12	-	1,41	1,39	1,37	1,34	1,31	1,26	1,12	-
2,0	<u>1,55</u>	<u>1,52</u>	<u>1,48</u>	1,44	1,38	1,29	1,02	-	1,26	1,25	1,24	1,22	1,20	1,16	1,05	-
4,0	1,28	1,26	1,24	1,21	1,18	1,12	0,97	-	1,13	1,13	1,12	1,11	1,10	1,07	0,99	-
6,0	1,16	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	0,95	-	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,03	0,97	-
8,0	1,09	1,08	1,08	1,06	1,05	1,02	0,94	-	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,00	0,96	-
12,0	1,02	1,02	1,01	1,00	0,99	0,97	0,92	-	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,94	-
24,0	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	-

Таблица П2.7

$$\vartheta_{охл} = 40^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	<u>1,94</u>	<u>1,84</u>	<u>1,69</u>	1,26	-	-	1,45	1,42	1,39	1,36	1,31	1,19	-	-
1,0	<u>1,75</u>	<u>1,70</u>	<u>1,64</u>	<u>1,56</u>	1,44	1,08	-	-	1,32	1,30	1,28	1,25	1,20	1,10	-	-
2,0	1,43	1,39	1,35	1,30	1,21	0,96	-	-	1,18	1,17	1,15	1,13	1,10	1,01	-	-
4,0	1,17	1,15	1,13	1,09	1,04	0,89	-	-	1,05	1,04	1,04	1,02	1,00	0,94	-	-
6,0	1,06	1,05	1,03	1,01	0,97	0,86	-	-	0,99	0,99	0,98	0,97	0,96	0,91	-	-
8,0	1,00	0,99	0,98	0,96	0,93	0,85	-	-	0,96	0,95	0,95	0,94	0,93	0,89	-	-
12,0	0,93	0,92	0,91	0,90	0,88	0,84	-	-	0,91	0,91	0,91	0,90	0,89	0,87	-	-
24,0	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	-	-	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	-	-

Нормы допустимых аварийных перегрузок трансформаторов

Таблица П2.8

$$\vartheta_{охл} = -20^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
4,0	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
6,0	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
8,0	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
12,0	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
24,0	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

Таблица П2.9

$$t_{охл} = -10^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0								K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
4,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
6,0	1,7	1,7	1,7	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
8,0	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
12,0	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
24,0	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

Таблица П2.10

$$t_{охл} = 0^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0								K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6
2,0	2,0	2,0	2,0	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
4,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
6,0	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	1,5	1,5
8,0	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
12,0	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
24,0	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

Таблица П2.11

$$g_{охл} = 10^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0								K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
2,0	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
4,0	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
6,0	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
8,0	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
12,0	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
24,0	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

Таблица П2.12

$$g_{охл} = 20^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0								K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
2,0	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
4,0	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
6,0	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
8,0	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
12,0	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
24,0	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

Таблица П2.13

$$g_{охл} = 30^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0								K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
2,0	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
4,0	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
6,0	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
8,0	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
12,0	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
24,0	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

Таблица П2.14

$$g_{охл} = 40^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0								K ₂ при значениях K ₁ = 0,25 ÷ 1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
1,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3
2,0	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
4,0	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
6,0	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
8,0	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
12,0	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
24,0	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

Таблица П2.15

$g_{охл}$	40	30	20	10	0	-10	-20
f	10,00	3,20	1,00	0,32	0,10	0,032	0,010

Таблица П2.16

М и Д, $h = 0,5$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}, ^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,08	0,28	1,00	
1,1	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,09	0,29	1,03	
1,2	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,09	0,30	1,08	
1,3	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,10	0,32	1,14	
1,4	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,12	0,36	1,23	
1,5	0,00	0,01	0,01	0,02	0,05	0,14	0,41	1,37	
1,6	0,01	0,01	0,02	0,03	0,07	0,18	0,50	1,60	
1,7	0,01	0,02	0,03	0,05	0,10	0,24	0,66	2,01	40
1,8	0,02	0,03	0,04	0,08	0,16	0,37	0,95	2,75	
1,9	0,03	0,05	0,08	0,14	0,28	0,62	1,52	4,16	30
2,0	0,06	0,09	0,15	0,27	0,52	1,12	2,65	6,96	+20 ÷ -20

Таблица П2.17

М и Д, $h = 1,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}, ^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,09	0,28	1,00	
1,1	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,10	0,31	1,07	
1,2	0,00	0,01	0,01	0,02	0,05	0,12	0,35	1,17	
1,3	0,00	0,01	0,01	0,03	0,06	0,15	0,41	1,34	
1,4	0,01	0,01	0,02	0,04	0,08	0,20	0,53	1,62	40
1,5	0,01	0,02	0,04	0,07	0,13	0,30	0,74	2,14	
1,6	0,03	0,05	0,08	0,13	0,24	0,50	1,18	3,15	
1,7	0,06	0,10	0,16	0,26	0,47	0,95	2,12	5,27	30
1,8	0,14	0,23	0,35	0,57	1,02	1,98	4,24	9,99	20
1,9	0,34	0,54	0,81	1,32	2,33	4,47	9,29	21,08	10
2,0	0,85	1,33	2,00	3,23	5,66	10,72	21,92	48,52	0 ÷ -20

Таблица П2.18

М и Д, $h = 2,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04	0,11	0,30	1,00	
1,1	0,01	0,01	0,02	0,03	0,06	0,14	0,37	1,15	
1,2	0,01	0,02	0,03	0,05	0,09	0,20	0,49	1,43	
1,3	0,03	0,04	0,06	0,10	0,17	0,34	0,76	1,98	40
1,4	0,07	0,10	0,15	0,22	0,37	0,67	1,37	3,20	30
1,5	0,19	0,27	0,37	0,55	0,89	1,53	2,91	6,19	
1,6	0,53	0,75	1,03	1,51	2,35	3,94	7,14	14,13	20
1,7	1,60	2,25	3,05	4,42	6,81	11,17	19,62	37,10	10
1,8	5,12	7,15	9,67	13,89	21,19	34,33	59,12	108,63	0
1,9	17,42	24,22	32,60	46,59	70,57	113,22	192,49	347,26	-10
2,0	62,71	86,91	116,64	166,00	250,09	398,50	671,30	1196,12	-20

Таблица П2.19

М и Д, $h = 4,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,02	0,02	0,03	0,05	0,08	0,15	0,35	1,00	
1,1	0,05	0,06	0,08	0,10	0,16	0,27	0,54	1,35	
1,2	0,13	1,17	0,21	0,27	0,38	0,60	1,05	2,19	40
1,3	0,42	0,52	0,64	0,82	1,11	1,60	2,53	4,56	30
1,4	1,47	1,81	2,19	2,76	3,64	5,06	7,48	12,07	20
1,5	5,62	6,87	8,23	10,26	13,32	18,06	25,71	38,91	10
1,6	23,39	28,38	33,83	41,83	53,69	71,63	99,64	145,34	0
1,7	105,50	127,41	151,16	185,77	236,48	312,00	427,32	609,42	-10
1,8	514,64	619,20	731,95	895,24	1132,51	1481,95	2007,52	2820,01	
1,9	2710,43	-	-	-	-	-	-	-	-20

Таблица П2.20

М и Д, $h = 6,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,05	0,06	0,07	0,09	0,13	0,21	0,40	1,00	
1,1	0,16	0,18	0,21	0,26	0,33	0,47	0,78	1,57	40
1,2	0,54	0,62	0,71	0,84	1,04	1,36	1,95	3,25	30
1,3	2,06	2,35	2,65	3,09	3,72	4,66	6,19	8,98	20
1,4	8,71	9,87	11,06	12,73	15,06	18,41	23,40	31,42	10
1,5	40,54	45,65	50,87	58,06	67,94	81,66	101,23	130,37	0
1,6	206,67	231,65	257,01	291,56	338,35	402,15	490,60	616,69	-10
1,7	1151,74	1286,19	1421,89	1605,36	1851,41	2182,39	2632,81	3257,83	-20

Таблица П2.21

М и Д, $h = 8,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,10	0,11	0,13	0,15	0,19	0,27	0,46	1,00	
1,1	0,35	0,38	0,42	0,48	0,58	0,74	1,05	1,82	40
1,2	1,32	1,45	1,58	1,77	2,04	2,45	3,14	4,51	30
1,3	5,60	6,09	6,60	7,29	8,23	9,57	11,56	14,90	20
1,4	26,26	28,43	30,59	33,50	37,37	42,60	49,92	60,75	10
1,5	135,86	146,44	156,87	170,67	188,75	212,56	244,47	288,69	0
1,6	773,21	830,37	886,32	959,63	1054,51	1177,25	1337,56	1551,16	-10
1,7	4829,31	5170,85	5503,17	5935,61	6489,97	7198,05	8106,93	9288,40	-20

Таблица П2.22

М и Д, $h = 12,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,24	0,26	0,27	0,30	0,34	0,42	0,58	1,00	
1,1	0,90	0,95	1,00	1,07	1,18	1,35	1,66	2,32	40
1,2	3,75	3,93	4,11	4,36	4,70	5,19	5,95	7,33	30
1,3	17,43	18,19	18,93	19,92	21,22	22,97	25,43	29,21	20
1,4	89,83	93,38	96,82	101,29	107,04	114,48	124,34	138,05	10
1,5	511,56	530,19	548,05	570,96	599,94	636,53	683,28	744,56	0
									-10
1,6	3211,62	3320,44	3423,95	3555,60	3720,05	3924,32	4179,09	4501,39	-20

Таблица П2.23

М и Д, $h = 24,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$		Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25.....	1,0	
1,0		1,00	
1,1		4,16	40
1,2		19,19	30
1,3		98,05	20
1,4		558,32	10
1,5		3443,15	0; -10
1,6		23584,81	-20

Таблица П2.24

ДЦ и Ц, $h = 0,5$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,07	0,23	1,00	
1,1	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,08	0,26	1,05	
1,2	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,10	0,31	1,15	
1,3	0,02	0,03	0,04	0,05	0,09	0,18	0,45	1,44	
1,4	0,06	0,08	0,11	0,16	0,25	0,45	0,92	2,33	40
1,5	0,19	0,26	0,36	0,52	0,80	1,35	2,51	5,35	30
									20
1,6	0,70	0,97	1,30	1,87	2,87	4,74	8,46	16,51	10
1,7	2,77	3,81	5,11	7,32	11,21	18,36	32,25	61,00	0
1,8	11,78	16,16	21,65	30,96	47,28	77,16	134,67	251,74	-10
1,9	53,94	73,89	98,82	141,06	214,96	349,82	608,26	1130,90	-20
2,0	265,79	363,58	485,64	692,05	-	-	-	-	

Таблица П2.25

ДЦ и Ц, $h = 1,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,07	0,25	1,00	
1,1	0,01	0,01	0,02	0,02	0,04	0,10	0,29	1,10	
1,2	0,02	0,03	0,04	0,06	0,10	0,18	0,43	1,36	
1,3	0,08	0,10	0,13	0,18	0,27	0,45	0,88	2,16	40
1,4	0,28	0,37	0,47	0,65	0,94	1,46	2,51	4,99	30
1,5	1,13	1,48	1,89	2,55	3,65	5,57	9,09	16,21	20
1,6	5,00	6,49	8,27	11,12	15,81	23,82	38,11	65,19	10
									0
1,7	24,18	31,28	39,71	53,20	75,29	112,64	178,44	300,05	-10
1,8	127,89	165,03	208,95	279,03	393,23	585,25	920,85	1533,83	-20
1,9	740,19	952,86	1203,66	-	-	-	-	-	

Таблица П2.26

ДЦ и Ц, $h = 2,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,09	0,27	1,00	
1,1	0,04	0,04	0,05	0,07	0,10	0,18	0,40	1,22	
1,2	0,13	0,16	0,19	0,24	0,32	0,48	0,84	1,93	
1,3	0,54	0,65	0,77	0,96	1,25	1,73	2,62	4,64	40
1,4	2,52	3,02	3,57	4,39	5,63	7,58	10,78	16,65	30
									20
1,5	13,20	15,72	18,50	22,62	28,76	38,12	52,90	77,48	10
									0
1,6	77,34	91,77	107,57	130,80	165,18	216,93	296,94	425,17	-10
1,7	506,38	598,80	699,60	847,07	1063,75	1387,02	1880,61	2657,17	-20

Таблица П2.27

ДЦ и Ц, $h = 4,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,05	0,05	0,06	0,07	0,10	0,15	0,33	1,00	
1,1	0,19	0,22	0,24	0,28	0,33	0,44	0,69	1,51	
1,2	0,90	0,99	1,09	1,23	1,43	1,73	2,29	3,61	40
1,3	4,79	5,24	5,71	6,37	7,27	8,56	10,51	13,92	30
1,4	29,01	31,62	34,29	37,94	42,89	49,68	59,25	73,54	20; 10
1,5	200,28	217,46	234,88	258,47	290,10	332,68	390,78	472,31	0
									-10
1,6	1572,93	1702,33	1832,74	2008,13	2241,25	2551,01	2966,17	3532,23	-20

Таблица П2.28

ДЦ и Ц, $h = 6,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,11	0,12	0,13	0,14	0,17	0,22	0,39	1,00	
1,1	0,49	0,52	0,55	0,60	0,67	0,79	1,05	1,84	
1,2	2,50	2,64	2,79	2,99	3,26	3,66	4,32	5,71	40
1,3	14,74	15,50	16,27	17,30	18,67	20,52	23,15	27,33	30
1,4	99,59	104,40	109,16	115,45	123,66	134,41	148,73	168,69	20; 10
1,5	770,88	805,64	839,82	884,59	942,32	1016,50	1112,50	1239,20	0; -10
1,6	6825,27	7115,18	7398,46	7767,13	8238,09	8835,69	9595,43	10571,52	-20

Таблица П2.29

ДЦ и Ц, $h = 8,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	
1,0	0,18	0,19	0,20	0,22	0,24	0,30	0,45	
1,1	0,86	0,89	0,93	0,98	1,06	1,18	1,44	
1,2	4,62	4,78	4,95	5,18	5,49	5,92	6,62	
1,3	28,56	29,49	30,41	31,62	33,22	35,33	38,26	
1,4	202,97	208,99	214,87	222,56	232,45	245,18	261,78	
1,5	1654,79	1699,84	1743,63	1800,30	1872,33	1963,31	2078,77	2
1,6	15458,26	15848,37	16225,21	16709,73	17319,77	18080,70	19029,66	2

Таблица П2.30

ДЦ и Ц, $h = 12,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,35	0,36	0,37	0,38	0,41	0,45	0,58	1,00	
1,1	1,68	1,72	1,76	1,81	1,89	2,01	2,24	2,85	
1,2	9,40	9,58	9,77	10,01	10,33	10,79	11,48	12,77	40
1,3	60,56	61,59	62,59	63,91	65,64	67,89	70,96	75,52	30
1,4	448,15	454,88	461,44	469,94	480,80	494,65	512,53	536,41	20; 10
1,5	3805,84	3857,18	3906,78	3970,61	4051,12	4151,95	4278,64	4440,22	0; -10; -20

Таблица П2.31

ДЦ и Ц, $h = 24,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$	Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25.....1,0	
1,0	1,00	
1,1	5,11	
1,2	29,95	40
1,3	201,71	30
1,4	1557,91	20; 10
1,5	13787,33	0; -10; -20

Рекомендуемая литература

Основная литература

1. Эксплуатация электрооборудования: Г. Н. Ерошенко [и др.] - М.: Колос, 2008.
2. Арсеньев, Г.Н. Электропреобразовательные устройства РЭС: учеб. пособие/ Г. Н. Арсеньев, И. В. Литовко ; ред. Г. Н. Арсеньев- М.: ИД "ФОРУМ", 2008.
3. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования [Текст] : учебное пособие / И. П. Крючков [и др.] ; ред.: И. П. Крючков, В. А. Старшинов. - 3-е изд., стер. - М. : ИЦ "Академия", 2008. - 416 с

Дополнительная литература

1. Вольдек, А.И. Электрические машины. Машины переменного тока: учебник для вузов/ А. И. Вольдек, В. В. Попов- СПб.: Питер, 2010.
2. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования [Текст] : учеб. пособие / В. П. Шеховцов. - 2-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2010. - 214 с
3. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение [Текст] : учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - М. : ИП РадиоСофт, 2012.
4. ГОСТ 27.002-83.Надёжность в технике. Термины и определения.

Интернет-ресурсы

1. <http://www.biblioclub.ru> -ЭБС "Университетская библиотека онлайн"
2. <http://e.lanbook.com> - электронно-библиотечная система «ЛАНЬ»
3. <http://elibrary.ru/> - eLIBRARY.RU - НАУЧНАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ БИБЛИОТЕКА
4. <http://www.consultant.ru> Официальный сайт компании "КонсультантПлюс"