

№ 561

**ОЦЕНКА И УЧЕТ НАДЕЖНОСТИ
ПРИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ
ОБОСНОВАНИЯХ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

**Методические указания
к дипломному и курсовому проектированию**

НОВОСИБИРСК — 1990

Составили канд.техн.наук, доц. Ю.А.Секретарев (разделы 1,2);
канд.техн.наук, ассист. Б.Н.Молкин (раздел 2),
канд.техн.наук, доц. М.Э.Ермолаева (раздел 3)

Рецензент: канд.техн.наук, доц. Е.Д.Тарасов

Работа подготовлена кафедрой систем управления
и экономики энергетики

© Новосибирский электротех-
нический институт, 1990 г.

I. РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

I.1. Определение показателей надежности при разном соединении элементов энергосистемы

Надежность каждого элемента в энергосистеме характеризуется рядом показателей его работоспособности.

Параметр потока отказов (ω) – среднее количество отказов ремонтируемого изделия в единицу времени. Характеризует частоту отказов (1/год).

Время восстановления ремонтируемого изделия (T_B) – среднее время восстановления работоспособности элемента после аварии (час, год).

Коэффициент вынужденного простоя (K_B) – вероятность нахождения элемента в любой произвольный момент времени между плановыми ремонтами в неработоспособном состоянии.

$$K_B = T_B \cdot \omega \quad (\text{если размерность } T_B - \text{год}); \quad (I.1)$$

$$K_B = \frac{T_B \cdot \omega}{8760} \quad (\text{если размерность } T_B - \text{час}).$$

Коэффициент готовности (K_T) – вероятность нахождения элемента в любой произвольный момент времени между плановыми ремонтами в работоспособном состоянии

$$K_T = 1 - K_B \quad (I.2)$$

Кроме того, любой ремонтируемый элемент характеризуется также и показателями ремонтпригодности.

Частота проведения плановых ремонтов (μ) – среднее количество ремонтов в единицу времени (1/год).

Средняя продолжительность плановых ремонтов (T_{II}) х (час, год).

Коэффициент планового простоя (K_{II}) – вероятности нахождения элемента в плановом ремонте.

$$K_{II} = \mu \cdot T_{II} \quad (\text{если размерность } T_{II} - \text{год}); \quad (I.3)$$

$$K_{II} = \frac{\mu \cdot T_{II}}{8760} \quad (\text{если размерность } T_{II} - \text{час}).$$

С точки зрения надежности элементы могут быть соединены последовательно и параллельно.

Параллельное соединение элементов называют также резервированием. Само резервирование может осуществляться различными способами и при этом быть либо полным (когда пропускная способность резервного элемента соответствует пропускной способности отказавшего) или частичной (при этом пропускная способность резервного элемента меньше пропускной способности отказавшего). Рассмотрим более детально сущность этих вопросов.

Последовательное соединение элементов. Последовательным соединением элементов называется такое, при котором отказ любого приводит к полному отказу всей группы. Обычно в теории надежности не учитывается такое состояние элементов, когда отказы их происходят одновременно, так как вероятность такого события очень мала.

В этом случае, если известны в группе n последовательно соединенных элементов их параметры потока отказов и времени восстановления, то надежность результирующего блока определится как

$$\omega = \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (I.4)$$

$$T_B = \frac{1}{\omega} \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot T_{Bi}. \quad (I.5)$$

Результирующие показатели ремонтпригодности могут быть получены следующим образом:

$$\mu = \sum_{i=1}^n \mu_i. \quad (I.6)$$

Для определения результирующего времени плановых простоев группы последовательно соединенных элементов необходимо учитывать то обстоятельство, что элемент, имеющий меньшее T_{pi} , может быть отремонтирован внутри интервала планового простоя элемента, имеющего наибольшее T_{pj} . Для этого надо сравнить частоту проведения планового ремонта i и j элементов. Тогда

$$T_{\pi} = \frac{\gamma}{\mu} \sum_{i=1}^{n \cdot m} T_{\pi i} (\mu_i - \mu_{i-1}). \quad (I.7)$$

Причем элементы i в сумме располагаются в порядке убывания T_{pi} . Слагаемые, для которых $\mu_i - \mu_{i-1} \leq 0$, в сумму не включаются (их количество обозначено m). Коэффициент $\gamma = 1,2$ при числе элементов $n > 3$; $\gamma = 1$ при $n \leq 3$.

Соответствующие коэффициенты вынужденного и планового простоя рассчитываются по выражениям (I.1) и (I.3).

Параллельное соединение элементов (полное резервирование).

При параллельном соединении элементов число состояний, в которых могут находиться элементы, значительно возрастает. Поэтому удобнее рассматривать эти вопросы переходя от более простого состояния элементов к более сложному.

а) Определение основных показателей надежности группы элементов без учета плановых ремонтов

Надежность каждого элемента в энергосистеме при отсутствии плановых ремонтов можно характеризовать двумя показателями: коэффициентом готовности и коэффициентом вынужденного простоя, которые показывают вероятность нахождения элемента или в работоспособном, или в неработоспособном состоянии, т.е. $K_r + K_B = 1$. При этом отказ одного элемента (или цепи) не приводит к отказу всей группы. В этом случае показатели надежности можно рассчитывать следующим образом.

Под параметром потока отказов группы элементов будем понимать событие, заключающееся в совпадении вынужденных простоев всех элементов:

$$\omega = \omega_1 \cdot K_{B2} + \omega_2 \cdot K_{B1}, \quad (I.8)$$

где ω_1, ω_2 - параметр потока отказов первого и второго элементов соответственно; K_{B1}, K_{B2} - коэффициенты вынужденных простоев первого и второго элементов.

Состояние $\omega_1 K_{B2}$ соответствует наложению отказа первого элемента на вынужденный простой второго, а состояние $\omega_2 K_{B1}$ - наоборот. Время восстановления найдем из выражения (I.1):

$$T_B = \frac{K_B}{\omega}. \quad (I.9)$$

Коэффициент вынужденного простоя определим как

$$K_B = K_{B1} \cdot K_{B2} = (T_{B1} \cdot \omega_1) \cdot (T_{B2} \cdot \omega_2). \quad (I.10)$$

Подставив (I.8) и (I.10) в (I.9), получим

$$T_B = \frac{T_{B1} \cdot T_{B2}}{T_{B1} + T_{B2}} \quad (I.11)$$

Для двух одинаковых элементов $T_{B1} = T_{B2} = T_{B0}$. Тогда

$$T_B = \frac{T_{B0}}{2} \quad (I.12)$$

Для группы, состоящей из n элементов:

$$\omega = \omega_1 (K_{B2} \cdot K_{B3} \dots K_{Bn}) + \dots + \omega_n (K_{B1} \cdot K_{B2} \dots K_{Bn-1}) \quad (I.13)$$

$$K_B = K_{B1} \cdot K_{B2} \dots K_{Bn} \quad (I.14)$$

T_B рассчитывается по (I.9).

- б) Определение параметра потока отказов и времени восстановления группы элементов с учетом плановых ремонтов

Найдем выражение для определения параметра потока отказов группы, состоящей из двух элементов i и j , резервирующих один другого с учетом наложения отказов одного на ремонт другого с одновременным отказом двух элементов:

$$\omega = \omega_{B1n} + \omega_{Bjn} + \omega_{B1j} \quad (I.15)$$

Известно, что

$$\omega_{B1n} = K_{\omega} \omega_i K_{nj} \quad (I.16)$$

$$\omega_{Bjn} = K_{\omega} \omega_j K_{ni} \quad (I.17)$$

где K_{ω} — коэффициент благоприятности проведения плановых ремонтов. Исходя из его физического смысла $K_{\omega} < 1$.

По (I.8) определим

$$\omega_{B1j} = \omega_i K_{Bj} + \omega_j K_{Bi} \quad (I.18)$$

Подставив (I.16), (I.17), (I.18) в (I.15), получим

$$\omega = \omega_i (K_{Bj} + K_{\omega} K_{nj}) + \omega_j (K_{Bi} + K_{\omega} K_{ni}) \quad (I.19)$$

Время восстановления такой группы, как известно, будет

$$T_B = \frac{8760 \cdot K_B}{\omega}, \quad (1.20)$$

где K_B — коэффициент вынужденного простоя группы элементов.

Так как элементы группы могут находиться в одном из трех состояний, то

$$K = K_{Bij} + K_{Bji} + K_{Bij}. \quad (1.21)$$

Вероятность нахождения элементов в одном из трех состояний определится с учетом (1.1), (1.16), (1.14), (1.18):

$$K_{Bij} = \frac{\omega_{Bij} T_{Bij}}{8760} = \frac{K_{\omega} \omega_i K_{pj} T_{Bij}}{8760}; \quad (1.22)$$

$$K_{Bji} = \frac{\omega_{Bji} T_{Bji}}{8760} = \frac{K_{\omega} \omega_j K_{pi} T_{Bji}}{8760}; \quad (1.23)$$

$$K_{Bij} = \frac{\omega_{Bij} T_{Bij}}{8760} = \frac{T_{Bij} (\omega_i K_{ej} + \omega_j K_{ei})}{8760}. \quad (1.24)$$

Подставив (1.22), (1.23), и (1.24) в (1.21), получим выражения для определения времени восстановления группы элементов i и j :

$$T_B = \frac{1}{\omega} [T_{Bij} (\omega_i K_{ej} + \omega_j K_{ei}) + K_{\omega} (T_{Bij} \omega_i K_{pj} + T_{Bji} \omega_j K_{pi})] \quad (1.25)$$

В выражении (1.25) T_{Bij} определяется по (1.11). Время одновременного вынужденного простоя $i(j)$ элемента и планового $j(i)$ находится исходя из следующих условий.

Если $T_{Bi} \geq T_{pj}$ (т.е. время восстановления i -элемента больше (равно) времени планового простоя j -элемента), то

$$T_{Bij} = 0,5 T_{pj}. \quad (1.26)$$

Если $T_{Bi} \leq T_{pj}$, то

$$T_{Bij} = T_{Bi} - \frac{T_{Bi}^2}{2 T_{pj}}. \quad (1.27)$$

Если T_{Bi} немного меньше T_{pi} , то можно пользоваться упрощенным определением: $T_{sinj} \approx T_{Bi}$, так как второе слагаемое в (I.27) будет по своей величине очень мало.

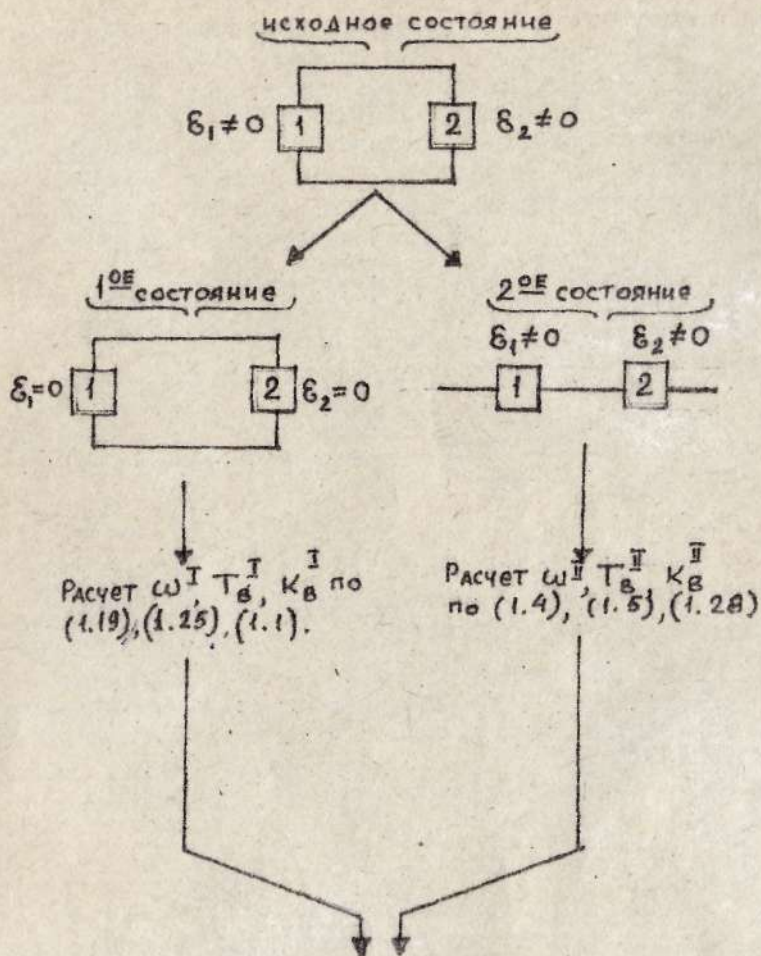
Параллельное соединение элементов при ограниченной пропускной способности резервируемых элементов. При расчете надежности в таких случаях необходимо учитывать два различных состояния, в которых могут находиться элементы схемы. Первое состояние характеризуется такими параметрами режимов (в нашем случае — мощностью), при которых мощности отказавшего элемента полностью передаются через резервный. Это имеет место при режимах, далеких от его предельных значений. Второе состояние соответствует режимам, близким к предельным, для которых, как правило, при отказе одного элемента мощность, передаваемая резервным элементом, ограничена его пропускной способностью. Коэффициент ограничения ε представляет собой отношение мощности, вынужденного отключаемой в данном режиме, к ее предельному значению. Так как такое ограничение может дать любой из резервных элементов, то с точки зрения расчета надежности системы второе состояние соответствует их последовательному соединению. Алгоритм расчета надежности для рассматриваемого случая показан на рис. I.1. Расчет показателей надежности каждого из состояний схемы выполняется по известным формулам для параллельного соединения элементов (полное резервирование) и последовательного соединения, где учитывается также и коэффициент ограничения, т.е.

$$K_B = \omega_1 \cdot T_{B1} \cdot \varepsilon_1 + \omega_2 \cdot T_{B2} \cdot \varepsilon_2 \quad (I.28)$$

Так как первое и второе состояния являются событиями несовместными, то результирующий коэффициент вынужденного простоя определяют по теореме сложения вероятностей.

I.2. Анализ надежности сети с помощью блок-схем

Наименее надежными элементами ЭЭС являются линии электропередач. Поэтому в ряде случаев можно оценивать надежность электроснабжения потребителей, учитывая показатели надежности только линий электропередач. Такой подход детально обоснован и с той точки зрения, что линейные выключения, разъединители, отделители и короткозамыкатели (т.е. линейная коммутационная аппаратура), как правило, входят в состав распределительных устройств (РУ). Это обстоятельство иллюстрируется рис. I.2.



Расчет результирующей надежности

$$K_B^{\Sigma} = K_B^I + K_B^{II}$$

$$\omega^{\Sigma} = \omega^I + \omega^{II}$$

$$T_B^{\Sigma} = \frac{K_B^I}{\omega^{\Sigma}}$$

Рис. У.1

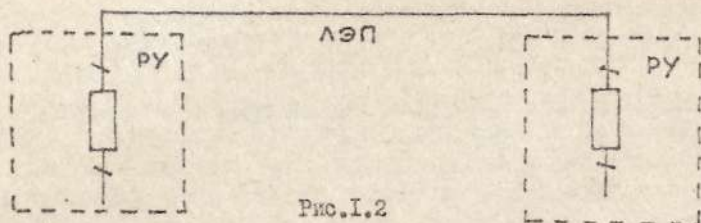


Рис. I.2

Для формализации расчетов в этих случаях удобно применять блок-схемы надежности, где каждый элемент ЭЭС (в данном случае ЛЭП) представляется своим блоком. Каждый блок (рис. I.3) характеризуется показателями работоспособности (параметром потока



Рис. I.3

отказа - ω и временем восстановления - $T_{в}$) и ремонтно-пригодности (частотой проведения плановых ремонтов - μ и продолжительностью плановых ремонтов - $T_{п}$).

Расчет надежности по блок-схемам проводится путем преобразований последовательно или параллельно соединенных блоков до тех пор, пока генерирующий и потребляющий узлы не окажутся связанными одним эквивалентным блоком. Преобразования сети выполняются следующим образом. Например, необходимо рассчитать показатели надежности электроснабжения потребителя П2 (рис. I.4), причем линия 6 (Л6), изображенная на рисунке, не учитывается.

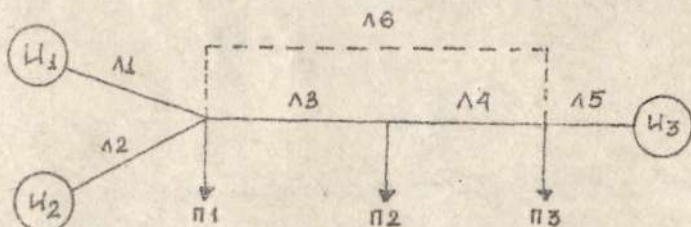


Рис. I.4

Все источники питания (И1, И2, И3) объединяются на одну шину ШГ. Тогда если каждая линия представлена отдельным блоком, то исходная схема надежности имеет вид, показанный на рис.1.5,а. Далее осуществляется сворачивание схемы: учитывается параллельное преобразование элементов 1 и 2 в блок Э1 (рис.1.5,б); последовательное соединение Э1 и 3 (рис.1.5,в) и т.д. Параметры надежности эквивалентного блока Э4 (рис.1.5,д) представляют собой показатели надежности всей схемы электроснабжения относительно потребителя И2, т.е. поставленная задача решена.

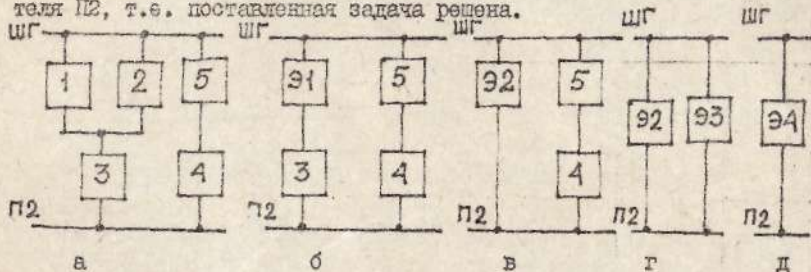


Рис.1.5

Приведенная схема электроснабжения не имеет замкнутых контуров и потому содержит лишь последовательно и параллельно соединенные элементы и блоки. При наличии в схеме замкнутых контуров (линия И6 на рис.1.4) расчет результирующих показателей надежности усложняется. Исходная блок-схема для расчетов показана на рис.1.6. Затем рассчитываются характеристики эквивалентных блоков λ (рис.1.7,б) и L (рис.1.7,г) для двух схем, получаемых из исходной:

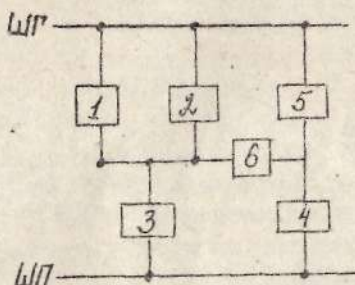


Рис.1.6

первой (рис.1.7,а), в которой вместо элемента 6 присутствует переключатель; второй (рис.1.7,в), в которой переключатель вообще отсутствует. С точки зрения состояния схемы наличие переключателя соответствует отсутствию вынужденных и плановых простоев элемента 6, т.е. его состояние характеризуется коэффициентом готовности:

$$K_{\text{вб}} = 1 - K_{\text{вб}} - K_{\text{нб}} \quad (\text{I.29})$$

где $K_{\text{вб}}$, $K_{\text{нб}}$ - вероятности нахождения элемента **б** в вынужденном и плановом простоях соответственно.

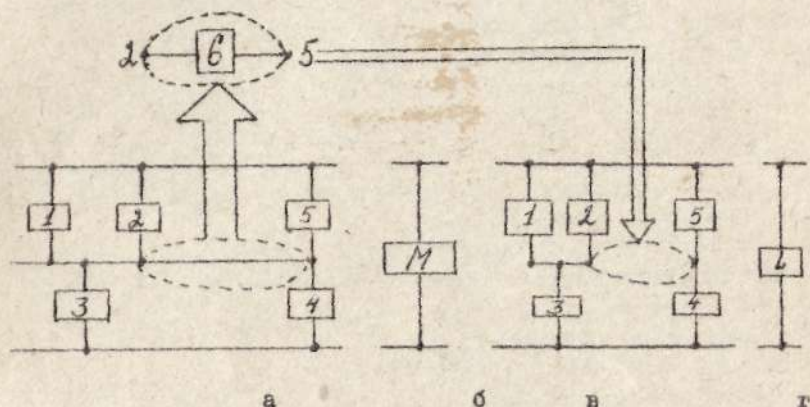


Рис. I.7

Отсутствие перемычки соответствует наличию вынужденных и плановых простоев элемента **б** и характеризуется коэффициентом состояния:

$$K_{\text{б}} = K_{\text{вб}} + K_{\text{нб}} \quad (\text{I.30})$$

По рассмотренным показателям надежности $\omega_{\text{н}}$, $T_{\text{н}}$, $\omega_{\text{л}}$, $T_{\text{л}}$ для двух схем, показанных на рис. I.7, а и I.7, в соответственно, а также учитывая выражения (I.29) и (I.30), можно рассчитать результирующие показатели надежности схем электроснабжения с перемычками.

Вероятности состояния элементов **М** и **б** в схеме рис. I.7, а определяются как

$$P_{\text{н}} = \omega_{\text{н}} K_{\text{нб}} = \omega_{\text{н}} (1 - K_{\text{вб}} - K_{\text{нб}}), \quad (\text{I.31})$$

а вероятности состояния элементов **Л** и **б** в схеме рис. I.7, в как

$$P_{\text{л}} = \omega_{\text{л}} K_{\text{б}} = \omega_{\text{л}} (K_{\text{вб}} + K_{\text{нб}}) \quad (\text{I.32})$$

Так как P и R соответствуют несовместимым событиям, то по формуле сложения вероятностей получим следующие выражения для определения результирующего параметра потока отказов и времени восстановления:

$$\begin{aligned} \omega &= \omega_M (1 - K_{Be} - K_{ne}) + \omega_2 (K_{Be} + K_{ne}); \\ T_B &= \frac{1}{\omega} [\omega_M (1 - K_{Be} - K_{ne}) K_{B/M} + \\ &+ \omega_2 (K_{Be} + K_{ne}) T_{B2}] \end{aligned} \quad (1.33)$$

1.3. Пример расчета надежности электроснабжения

Рассмотрим два варианта двухцепных ЛЭП напряжением 220 кВ, имеющих одинаковые параметры за исключением сечения проводов: в первом случае на ЛЭП установлен провод сечением 300 мм², во втором — 240 мм².

При работе линии в режимах, близких к предельным, и при отключении одной из цепей во втором варианте возникает ограничение по пропускной способности, равное 10 % от передаваемой мощности. Необходимо сравнить два варианта и выбрать из них наиболее оптимальный.

Первый вариант (полное резервирование) представляется схемой замещения, показанной на рис. 1.8, а, и характеризуется результирующим коэффициентом вынужденного простоя K_B , который может быть рассчитан по (1.1) с учетом (1.21) и (1.25).

Второй вариант (частичное резервирование) должен быть представлен двумя схемами замещения, соответствующими двум вероятным состояниям (см. раздел 1.1).

Из рис. 1.8, а и 1.8, б видно, что K_B^a равен K_B^b (рис. 1.8, а, б). Поэтому для сравнения рассматриваемых вариантов можно использовать следующие выражения:

$$Z^I = E_n K^I + U^I, \quad (1.34)$$

$$Z^I = E_n K^I + U^I + M(Y), \quad (1.35)$$

причем $M(Y) = P \cdot T \cdot y \cdot K_B, \quad (1.36)$

где P — ограничение по мощности потребителя; T — число часов работы ЛЭП; y^o — удельный ущерб; $k_{в} = k_{в}^2$ и определяется по выражению (1.28).

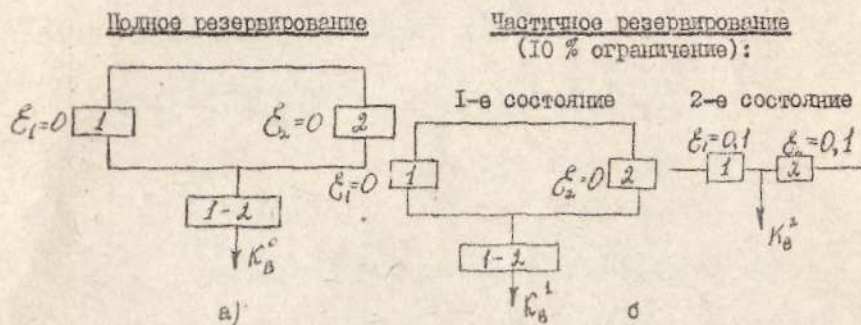


Рис. I.8

Исходные данные для расчета взяты из справочника [6] и приведены в табл. I.1.

Таблица I.1

№ п/п	Параметры	Обозначение	Величина
1	Передаваемая мощность, МВт	P	300
2	Капиталовложение в 2-цепную ЛЭП длиной 1 км, тыс.руб.		
	— сечение провода 300 мм ²	$k_{в}^1$	36,2
	— сечение провода 240 мм ²	$k_{в}^o$	34,4
3	Ежегодные издержки % от капитальных затрат	LL	2,8
4	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	y^o	0,6
5	Параметр потока отказа 1 км ЛЭП	ω	0,5
6	Время восстановления, год	$T_{в}$	0,2
7	Число часов работы ЛЭП	T	3500
8	Степень ограничения по пропускной способности	$\mathcal{E}$	0,1

1. Рассчитаем коэффициент вынужденного простоя для второго варианта ЛЭП.

Исходя из (I.28), получим

$$K_{\theta} = K_{\theta}^2 = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 0,3 = 0,02.$$

2. Математическое ожидание ущерба в случае ограничения мощности определится по (I.36):

$$M(4) = 30 \cdot 10^3 \cdot 3500 \cdot 0,02 \cdot 0,6 = 1,26 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

3. Затраты в первом варианте определяются по (I.34), а во втором по (I.35):

$$\begin{aligned} Z^I &= E_{\kappa} K^I + LL K^I = K^I (E_{\kappa} + LL) = \\ &= 36,2 \cdot 10^3 \cdot (0,15 + 0,028) = 6443,6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z^{\text{II}} &= E_{\kappa} K^{\text{II}} + LL K^{\text{II}} + M(4) = K^{\text{II}} (E_{\kappa} + LL) + M(4) \\ &= 34,4 \cdot 10^3 \cdot (0,15 + 0,028) + 1,26 \cdot 10^6 = 1,2661 \cdot 10^6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Из сравнения видно, что использование во втором случае провода с меньшим сечением (240 мм²) приводит к значительному увеличению ущерба у потребителей.

Таким образом, технико-экономическое обоснование показывает целесообразность использования первого варианта линии электропередачи.

2. НАДЕЖНОСТЬ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

2.1. Исходные положения и анализ надежности схем распределительных устройств

Расчет надежности схем распределительных устройств (РУ) заключается в определении математического ожидания числа отключений элемента связи (линии, трансформатора и т.д.) и среднего времени восстановления работоспособности схемы после аварии.

РУ, с одной стороны, является весьма ответственными звеньями электрических сетей, которые в значительной степени определяют надежность электроснабжения, с другой стороны, они содержат большое количество взаимосвязанных элементов (выключателей,

разъединителей, измерительных трансформаторов тока, разрядников и т.д.), что значительно усложняет анализ их надежности.

Исходя из этого методы расчета надежности схемы РУ должны обладать достаточно высокой степенью точности (из-за важности проведения анализа) и быть по возможности простыми (в силу значительной сложности расчета). Для оценки надежности РУ необходимо рассмотреть поочередно отказы всех его элементов, выявляя их последствия как в нормальных условиях работы (все элементы в работе), так и в ремонтных (некоторые элементы находятся в ревизии).

Среди элементов РУ с точки зрения частоты отказов наиболее ненадежны выключатели. Поэтому при расчете надежности схем РУ обычно рассчитывают отказы выключателей и последствия этих отказов. Отказы выключателей могут быть различными:

1. Отказ в статическом состоянии, приводящий к короткому замыканию и отключению смежных выключателей.
2. Отказ в статическом состоянии, не приводящий к отключению смежных выключателей, но требующий вывода выключателя во внеплановый ремонт.
3. Отказ в отключении короткого замыкания на защищенном элементе цепи, который приводит к отключению смежных выключателей под действием устройства резервирования отказа выключателей или защиты сборных шин.
4. Отказ, приводящий к ложному отключению данного выключателя.
5. Отказ во включении данного выключателя при проведении оперативного включения или при действии автоматики.
6. Отказ в отключении выключателя при проведении оперативного отключения или при действии автоматики.

Наиболее тяжелые последствия для работоспособности схемы бывают при отказах вида 1 и 3, приводящие к отключению смежных выключателей. Именно их и учитывают при расчете надежности схем РУ.

Кроме того, известно, что большое количество аварий происходит за счет неправильных действий оперативного персонала. Поэтому в тех случаях, когда неправильные действия могут привести к тяжелым последствиям (например, погасанию всего РУ), данный вид отказов нужно учитывать дополнительно к перечисленным.

Рассмотрим пример сравнительного анализа надежности упрощенных схем подстанций на транзитных двухцепных линиях 110 кВ (рис. 2.1), заимствованный из [2]. Анализ проведем по суммар-

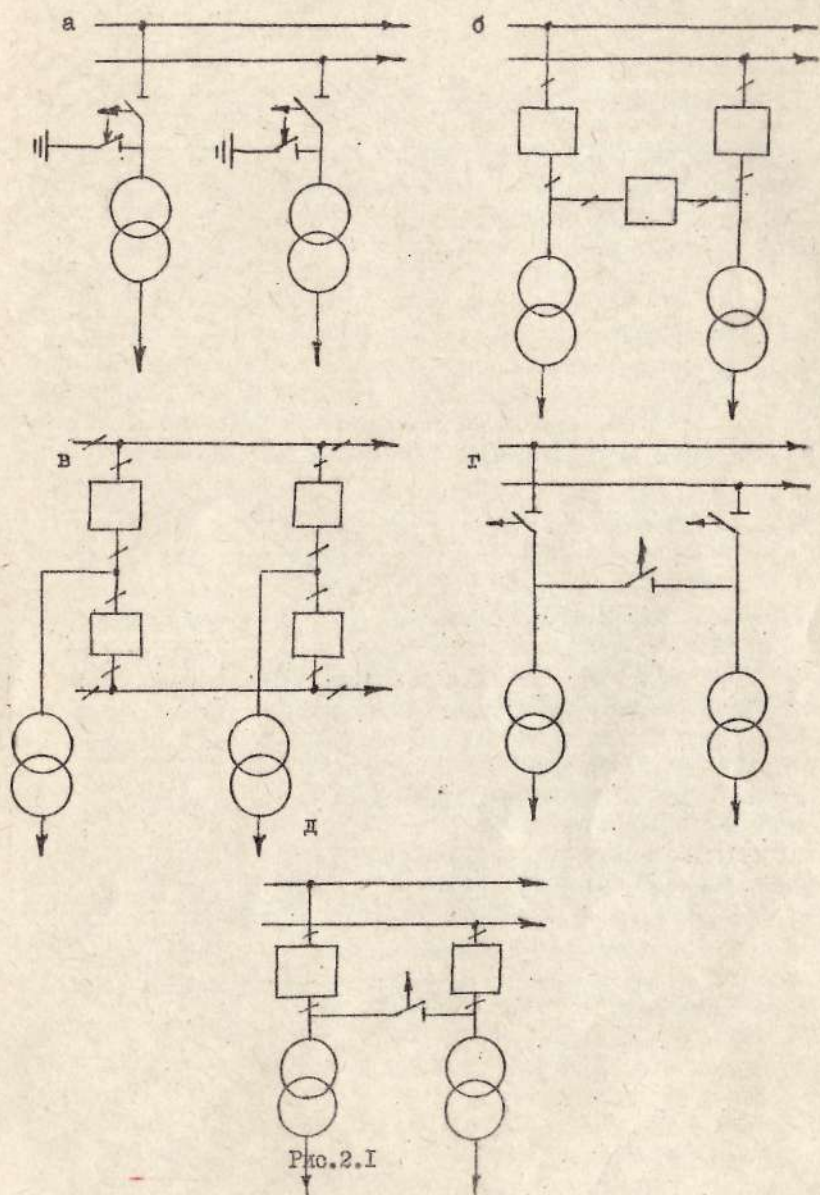


Рис. 2.1

ной частоте аварий на подстанциях (полные погашения потребителей и разрыв транзита), среднему времени их ликвидации и коэффициентам простоя - табл.2.1.

Таблица 2.1

Оценка надежности упрощенных схем подстанций (рис.2.1)

Вариант схемы	Частота ава- рий ω , год ⁻¹	Среднее время восстановления T , ч	Коэффициент про- стоя K_p , о.б.
а	0.0181	12.0	$2.46 \cdot 10^{-5}$
б	0.0395	5.6	$2.52 \cdot 10^{-5}$
в	0.0701	9.0	$7.19 \cdot 10^{-5}$
г	0.020	11.9	$2.71 \cdot 10^{-5}$
д	0.0573	9.0	$5.82 \cdot 10^{-5}$

Попарное сравнение всех пяти схем по показателям ω и T позволяет проранжировать их следующим образом: по частоте аварий а, г, б, д, в; по скорости восстановления - б, д, в, г, а.

По коэффициенту простоя $K_p = \omega \cdot T / 8760$ - а, б, г, д, в. Отсюда можно сделать вывод, что схемы а, б и г практически равнонадежны, более худшими показателями надежности обладают схемы в и д. В этих условиях при технико-экономическом сопоставлении вариантов схем, питающих подстанции, с учетом надежности, на первый план выступает экономический фактор - минимальные затраты на сооружение подстанции, т.е. использование простейших РУ с минимальным количеством оборудования на первичном напряжении.

При проектировании питающих подстанций, как правило, используются типовые схемы РУ, предлагаемые в справочной литературе. Для этих схем указывается область их применения, а в требованиях к ним учитывается и надежность электроснабжения. Необходимость в оценке надежности возникает при использовании в проекте нетиповых схем РУ. Ниже приводится метод расчета надежности схем РУ и пример расчета.

2.2. Формализованный метод расчета надежности схем распределительных устройств

Расчет формализованного метода разработан на основе табличного метода инженера Тарифердиева. Особенность его в том, что он не содержит готовых формул для расчета, но дает возможность, пользуясь обобщенным подходом к решению задачи, учитывать личный опыт, конкретные условия рассматриваемого объекта, нестационарность потока отказов, а также отказы устройств релейной защиты и автоматики и связанное с ними дальнейшее развитие аварии.

В основе расчета лежат следующие допущения:

1. Отказы выключателей частично являются следствием коротких замыканий на ЛЭП и на блоке. Отдельный учет отказа ЛЭП и линейного выключателя, блока и блочного выключателя приводит к неосуществленному завышению числа простоев линии и блока.

2. В расчетах не учитывается плановый ремонт оборных шин, так как вероятность этого режима весьма мала ($\approx 0,001$).

В расчете используются следующие исходные данные:

- | | | |
|------------|------------------|---|
| ω_i | $T_{\partial i}$ | - параметр потока отказов рассматриваемого элемента и время его восстановления; |
| M_i | $T_{\Pi i}$ | - периодичность проведения ремонта элемента и длительность его планового простоя; |
| T_{0i} | $T_{\Pi i}$ | - время, необходимое для выявления отказавшего выключателя и время переключения разъединителей. |

Расчет ведется в табличной форме, где в левом столбце выписаны элементы L , последствия отказов которых рассматриваются при расчете, а в верхней строке — ремонтируемые элементы. Нормальному режиму приписывается индекс 0. Эту таблицу называют матрицей расчетных связей событий, аварий и режимов (рис.2.2). В данную матрицу вносятся расчетные аварии λ_e , выбранные к рассмотрению в расчетах.

Алгоритм расчета.

1. Задаются расчетные ремонтные режимы работы схемы РУ, и определяется коэффициент ремонтного состояния схемы РУ. Коэффициент ремонтного состояния может быть рассчитан отдельно для аварийного и планового ремонтов. Если время вынужденного простоя элемента за год несоизмеримо с временем его планового простоя, то коэффициент режима определяется только для планового ремонта. Для прикладных расчетов коэффициент ремонтного состояния

$$K_j = \frac{\omega_i T_{\Sigma i} + \mu_i T_{\pi i}}{8760} \quad (2.1)$$

2. Определяется коэффициент (вероятность) нормального состояния схемы

$$K_0 = 1 - \sum_{j=1}^m K_j \quad (2.2)$$

3. Определяются расчетные события, приводящие к авариям. Ими будут отказы элементов схемы, т.е. $\omega_i = \omega_{ij}$.

i	j						
	0	I	2	3	4	...	m
I		—					
2			—				
3				—			
4					—		
...						...	
n							—

Рис.2.2

4. Выбираются расчетные виды аварий A_e . Ими могут быть: а) погашение потребителей; б) нарушение транзитов энергии; в) потеря отдельных источников мощности, приводящая к АЧР или принципиальному ограничению потребителей.

Вид и число расчетных аварий зависит от личного опыта расчетчика и конкретных условий РУ.

5. Составляется матрица расчетных связей событий, аварий и режимов (рис.2.2). В таблицу записываются номера расчетной аварии, к которой приводит отказ i -го элемента и ремонта j -го.

6. Определяется математическое ожидание числа аварий вида A_e при наложении отказа элемента i на ремонтный режим элемента j :

$$\omega'_{A_e} = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n K_j \omega_{ij} \chi_{ij}^A, \quad (2.3)$$

где $X_{ij}^A = 1$, если в таблице на пересечении i -й строки и j -го столбца находится номер расчетной аварии A_i ; $X_{ij}^A = 0$ - в остальных случаях.

7. Составляется матрица развития аварий в результате отказов устройств РЗА (рис.2.3). Матрица квадратная, в каждой клеточке таблицы помещается номер аварии A_i , к которой приводит отказ элемента и его основной защиты (на генераторах, трансформаторах, блоках) или УРОВ (на отходящих ЛЭП).

Для $j = 0$

i	j						
	1	2	3	4	5	...	m
1	—						
2		—					
3			—				
4				—			
...						...	
n							—

Рис.2.3

8. Определяется математическое ожидание числа аварий вида A_i при повреждении i -го элемента в случае отказа j -й защиты для j -го ремонтного или нормального режима:

$$w_{A_i}'' = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n w_{i,j}^{PZA} w_{i,j} X_{i,j}^A \quad (2.4)$$

где $w_{i,j}^{PZA}$ - параметр потока отказов j -го элемента РЗА; $X_{i,j}^A = 1$, если в таблице развития аварий в j -м режиме на пересечении i -й строки и j -го столбца находится расчетная авария A_i ; $X_{i,j}^A = 0$ - остальных случаях.

9. Определяется результирующее математическое ожидание числа аварий вида

$$w_{A_i} = w_{A_i}' + w_{A_i}'' \quad (2.5)$$

10. Определяется среднее время восстановления нормальной работы РУ после аварии вида A_i :

$$T_B^{A_i} = \frac{1}{N_A} \left(\sum_{j=0}^m \sum_{l=1}^n K_j \omega_{ij} X_{ij}^A T_{Bij} + \sum_{j=1}^m \sum_{l=1}^n \omega_{is} \omega_{ls} X_{ls}^A T_{Bis} \right), \quad (2.6)$$

где $T_{Bij} = T_{Bi}$ — время восстановления нормальной работы при повреждении i -го элемента в j -м режиме; $T_{Bis} = T_{Bs}$ — время восстановления нормальной работы при повреждении i -го элемента в j -м режиме и развитии аварии из-за отказа s -го устройства РЗА (обычно принимается равным времени оперативных переключателей).

Если рассматривается несколько конкурентно-способных схем электрических соединений, то для окончательного выбора варианта необходимо сравнить величину ущерба от аварийного недоотпуска электроэнергии $M(Y)$ для одной или нескольких расчетных аварий и дополнительные капиталовложения ΔK .

Условие окупаемости запишется следующим образом:

$$\frac{\Delta K}{M(Y) - M(Y_{i+1})} \leq T_{нор}, \quad (2.7)$$

где $\Delta K = K_{i+1} - K_i$ — разность капиталовложений в рассматриваемые варианты схем РУ; $T_{нор}$ — нормативный срок окупаемости дополнительных капиталовложений в энергетике;

$$M(Y) = y_0 \omega_{A_i}^i T_{Bi}^{A_i} P_{A_i} T_{max}, \quad (2.8)$$

здесь y_0 — величина удельного ущерба (руб/кВт·ч); P_{A_i} — величина аварийного отключаемой нагрузки для расчетного вида аварии A_i (кВт); T_{max} — число часов использования максимума нагрузки.

В выражении (2.8) $\omega_{A_i}^i$ и $T_{Bi}^{A_i}$ должны быть приведены к размерности [год⁻¹] и [год] соответственно.

2.3. Пример расчета надежности схемы распределительного устройства

Рассмотрим пример расчета надежности схемы распределительного устройства типовой подстанции 110/10 кВ – два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (рис. 2.4). Расчет проведем на основе табличного метода Таривердиева.

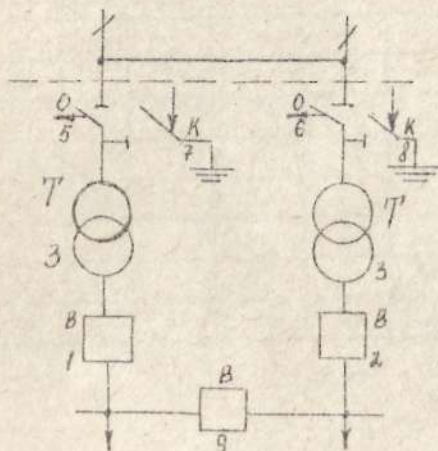


Рис.2.4.

Составим матрицу расчетных связей событий, аварий и режимов. Неавтоматическую перемычку при этом не учитываем, так как она резервирует ЛЭП. Пронумеруем элементы РУ, как это показано на рис.2.4, и выберем расчетные аварии, приводящие к нарушению электроснабжения потребителей. Им могут быть: А1 – полное отключение потребителей в случае, если любой из элементов одного из блоков в плановом ремонте, а на другом блоке любой элемент в аварийном состоянии; А2 – отключение половины потребителей, если элемент 9 в ремонте и отказывает любой элемент схемы. Случай, когда нет элементов РУ в ремонте, не рассматривается, так как при 100 % резервировании выход из строя одного из элементов не приводит к ограничению потребителей. На рис.2.5 приведена расчетная матрица для указанных видов аварий.

Решим задачу в общем виде. Определим математическое ожидание числа аварий вида А1 и А2 при наложении отказа элемента l на ремонтный режим элемента j в соответствии с (2.3) и рис. 2.5.

	I	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-	A1	-	A1	-	A1	-	A1	A2
2	A1	-	A1	-	A1	-	A1	-	A2
3	-	A1	-	A1	-	A1	-	A1	A2
4	A1	-	A1	-	A1	-	A1	-	A2
5	-	A1	-	A1	-	A1	-	A1	-
6	A1	-	A1	-	A1	-	A1	-	A2
7	-	A1	-	A1	-	A1	-	A1	A2
8	A1	-	A1	-	A1	-	A1	-	A2
9	A2	A2	A2	A2	A2	A2	A2	A2	-

Рис.2.5

Авария А1

$$\begin{aligned} \omega_{A1} = & \omega_1 (K_1 + K_3 + K_5 + K_7) + \omega_2 (K_1 + K_3 + K_5 + K_7) + \\ & + \omega_3 (K_2 + K_4 + K_6 + K_8) + \omega_4 (K_1 + K_3 + K_5 + K_7) + \\ & + \omega_5 (K_2 + K_4 + K_6 + K_8) + \omega_6 (K_1 + K_3 + K_5 + K_7) + \\ & + \omega_7 (K_2 + K_4 + K_6 + K_8) + \omega_8 (K_1 + K_3 + K_5 + K_7). \end{aligned}$$

Учитывая симметричность схемы РУ, имеем: $K_1 = K_2 = K_3$, $K_3 = K_4 = K_7$, $K_5 = K_6 = K_8$, $K_4 = K_8 = K_K$ - коэффициенты ремонтного состояния выключателя, трансформатора, отделителя и короткозамыкателя соответственно. Аналогично для параметров потока отказов: $\omega_1 = \omega_2 = \omega_B$, $\omega_3 = \omega_4 = \omega_T$, $\omega_5 = \omega_6 = \omega_O$, $\omega_7 = \omega_8 = \omega_K$. Окончательно получим

$$\omega_{A1} = 2(K_B + K_T + K_O + K_K)(\omega_B + \omega_T + \omega_O + \omega_K). \quad (2.9)$$

Авария А2

$$\omega_{A2} = K_9 (\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6 + \omega_7 + \omega_8) + \omega_9 (K_1 + K_2 + K_3 + K_4 + K_5 + K_6 + K_7 + K_8),$$

с учетом симметричности схемы, а также равенств $K_9 = K_1 = K_2 = K_3$ и $\omega_9 = \omega_1 = \omega_2 = \omega_3$ имеем

$$\omega_{A2} = 2 K_B (\omega_B + \omega_7 + \omega_8 + \omega_9) + 2 \omega_B (K_B + K_7 + K_8) \cdot 10$$

Среднее время восстановления нормальной работы схемы РУ для аварий А1 и А2 найдем, используя выражение (2.6).

Авария I

$$\begin{aligned} T_B^{A1} = \frac{1}{\omega_{A1}} [& \omega_1 (K_2 T_{12} + K_4 T_{14} + K_6 T_{16} + K_8 T_{18}) + \omega_2 (K_1 T_{21} + \\ & + K_3 T_{23} + K_5 T_{25} + K_7 T_{27}) + \omega_3 (K_2 T_{32} + K_4 T_{34} + K_6 T_{36} + \\ & + K_8 T_{38}) + \omega_4 (K_1 T_{41} + K_3 T_{43} + K_5 T_{45} + K_7 T_{47}) + \omega_5 (K_2 T_{52} + \\ & + K_4 T_{54} + K_6 T_{56} + K_8 T_{58}) + \omega_6 (K_1 T_{61} + K_3 T_{63} + K_5 T_{65} + K_7 T_{67}) + \\ & + \omega_7 (K_2 T_{72} + K_4 T_{74} + K_6 T_{76} + K_8 T_{78}) + \omega_8 (K_1 T_{81} + K_3 T_{83} + \\ & + K_5 T_{85} + K_7 T_{87})]. \end{aligned}$$

Заменим цифровые индексы буквенными в соответствии с рис.2.4, и, учтя симметричность схемы, получим

$$\begin{aligned} T_B^{A1} = \frac{1}{\omega_{A1}} [& 2 \omega_B (K_B T_{BB} + K_7 T_{B7} + K_8 T_{B8} + K_9 T_{B9}) + \\ & + 2 \omega_7 (K_B T_{7B} + K_7 T_{77} + K_8 T_{78} + K_9 T_{79}) + \\ & + 2 \omega_8 (K_B T_{8B} + K_7 T_{87} + K_8 T_{88} + K_9 T_{89}) + \\ & + 2 \omega_9 (K_B T_{9B} + K_7 T_{97} + K_8 T_{98} + K_9 T_{99})], \end{aligned}$$

где $\omega_j = \omega_{Lj}$ (см. предыдущий параграф) - параметр потока отказов L -го элемента (B - выключатель, T - трансформатор, O - отделитель, K - короткозамыкатель); K_j - коэффициент ремонтного состояния j -го элемента (B - выключатель, T - тран-

сформатор, O - отделитель, K - короткозамыкатель); T_{ij} - время восстановления нормальной работы схемы при аварийном состоянии элемента i и ремонтном состоянии элемента j - определяются соотношениями (1.26) и (1.27).

Авария А2

$$T_B^{A2} = \frac{1}{\omega_{A2}} [K_9(\omega_1 T_{19} + \omega_2 T_{29} + \omega_3 T_{39} + \omega_4 T_{49} + \omega_5 T_{59} + \omega_6 T_{69} + \omega_7 T_{79} + \omega_8 T_{89}) + \omega_9 (K_1 T_{91} + K_2 T_{92} + K_3 T_{93} + K_4 T_{94} + K_5 T_{95} + K_6 T_{96} + K_7 T_{97} + K_8 T_{98})]$$

Учитывая преобразования, проведенные для T_B^{A1} , по аналогии будем иметь

$$T_B^{A2} = \frac{1}{\omega_{A2}} [2K_9(\omega_3 T_{33} + \omega_7 T_{73} + \omega_9 T_{93} + \omega_K T_{K3}) + 2\omega_9(K_6 T_{33} + K_7 T_{37} + K_8 T_{38} + K_K T_{3K})]$$
(2.12)

Определим численные значения показателей надежности схемы РУ. Расчетные значения показателей надежности элементов схемы РУ, а также значения их коэффициентов ремонтного состояния, полученных в соответствии с (2.1), приведенные в табл.2.2.

Таблица 2.2

Показатели надежности элементов схемы (рис.2.4)

Элемент	Номер	ω_j год ⁻¹	T_B ч	α^{A1} год ⁻¹	T_{A1} ч	K_j
Выключатель	1, 2, 9	0,01	10	0.5	18	$1,04 \cdot 10^{-3}$
Трансформатор	3, 4	0.02	100	0.5	30	$1,94 \cdot 10^{-3}$
Отделитель и короткозамыкатель	5, 6, 7, 8	0.02	2	0.5	6	$0,35 \cdot 10^{-3}$

Определим коэффициент нормального состояния схемы (2.2):

$$K_0 = 1 - \sum_{j=1}^n K_j = 1 - 3,33 \cdot 10^{-3} \approx 0,997.$$

По соотношениям времени восстановления и времени планового ремонта (I.26) и (I.27) соответствующих элементов находим время восстановления нормальной работы схемы РУ при повреждении j -го элемента в j -м режиме табл.2.3. Для этого необходимо время восстановления и планового простоя элементов, выраженное в часах, привести к году.

Таблица 2.3

Время восстановления нормальной работы схемы РУ

Соотношение времени	Обозначение	Время восстановления нормальной работы схемы $\frac{T_j}{j} \times 10^{-3}$, год
Выключатель в аварии - выключатель в ремонте	$T_{ВВ}$	0.82
Выключатель в аварии - трансформатор в ремонте	$T_{ВТ}$	0.95
Выключатель в аварии - отделитель (короткозамыкатель) в ремонте	$T_{ВО}$ $T_{ВК}$	0.34 0.34
Трансформатор в аварии - выключатель в ремонте	$T_{ТВ}$	1.025
Трансформатор в аварии - трансформатор в ремонте	$T_{ТТ}$	1.71
Трансформатор в аварии - отделитель (короткозамыкатель) в ремонте	$T_{ТО}$ $T_{ТК}$	0.34 0.34
Отделитель (короткозамыкатель) в аварии - выключатель в ре- монте	$T_{ОВ}$ $T_{КВ}$	0.22 0.22
Отделитель (короткозамыкатель) в аварии - трансформатор в ре- монте	$T_{ОТ}$ $T_{КТ}$	0.22 0.22
Отделитель (короткозамыкатель) в аварии - короткозамыкатель (отделитель) в ремонте	$T_{ОК}$ $T_{КО}$	0.19 0.19
Отделитель (короткозамыкатель) в аварии - отделитель (коротко- замыкатель) в ремонте	$T_{ОО}$ $T_{КК}$	0.19 0.19

Используя выражения (2.9), (2.10), (2.11), (2.12), найдем математическое ожидание числа аварий и среднее время восстановления нормальной работы схемы РВ:

$$u_{A1} = 2(1.04 + 1.94 + 0.35 + 0.35) (0.01 + 0.02 + 0.02 + 0.02) \\ 10^3 = 0.52 \cdot 10^{-3} \text{ [год}^{-1}\text{]}$$

$$u_{A2} = 2 + 0.04 \cdot 10^{-3} (0.01 + 0.02 + 0.02) + 2 \cdot 0.01 (1.04 + \\ + 1.94 + 0.35 + 0.35) \cdot 10^{-3} = 0.22 \cdot 10^{-3} \text{ [год}^{-1}\text{]}$$

$$T_s^{A1} = \frac{1}{0.52 \cdot 10^{-3}} \left[2 \cdot 0.01 (1.04 \cdot 0.82 + 1.94 \cdot 0.95 + \right. \\ \left. + 0.35 \cdot 0.34 + 0.35 \cdot 0.34) \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 0.02 (1.04 \cdot 1.025 + 1.94 \cdot 1.71 + \right. \\ \left. + 0.35 \cdot 0.34 + 0.35 \cdot 0.34) \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 0.02 (1.04 \cdot 0.22 + 1.94 \cdot 0.22 + \right. \\ \left. + 0.35 \cdot 0.19 + 0.35 \cdot 0.19) \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 0.02 (1.04 \cdot 0.22 + 1.94 \cdot 0.22 + \right. \\ \left. + 0.35 \cdot 0.19 + 0.35 \cdot 0.19) \cdot 10^{-6} = \frac{0.307 \cdot 10^{-6}}{0.52 \cdot 10^{-3}} = 0.59 \cdot 10^{-3} \text{ [год]}. \right.$$

$$T_s^{A2} = \frac{1}{0.22 \cdot 10^{-3}} \left[2 \cdot 1.04 \cdot 10^{-3} (0.01 \cdot 0.82 + 0.02 \cdot 1.025 + \right. \\ \left. + 0.02 \cdot 0.22 + 0.02 \cdot 0.22) \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0.01 (1.04 \cdot 0.82 + 1.94 \cdot 0.95 + \right. \\ \left. + 0.35 \cdot 0.34 + 0.35 \cdot 0.34) \cdot 10^{-6} = \frac{0.137 \cdot 10^{-6}}{0.22 \cdot 10^{-3}} = 0.621 \cdot 10^{-3} \text{ [год]}. \right.$$

Затем для каждого вида аварии и соответствующего значения отключаемой мощности определяется математическое ожидание ущерба (2.8). Суммарный ущерб

$$M(Y) = \sum_{l=1}^{Ae} M(Y)_e$$

учитывается при технико-экономическом сопоставлении вариантов.

3. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ УЩЕРБА ОТ НАРУШЕНИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Сегодня существует два подхода к определению ущерба, которые достаточно подробно отражены в работе 4. Первый исходит из детального рассмотрения при определении его ущербов (микро-моделирование). Второй подход использует идеи кибернетического моделирования, где потребитель представляется в виде "черно-серых ящиков". Опираясь на входом и реакцией выхода, можно учесть их связи со всей системой народного хозяйства (макромоделирование). Рассмотрим вопросы дальнейшего совершенствования второго методического подхода. Под УЩЕРБОМ понимаются ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ У ОТДЕЛЬНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. Опыт, теоретическое осмысливание проблемы показывают, что можно выделить следующие существенные факторы, которые определяют размер ущерба: тип потребителя и характер его производства ($\angle$), величина недоданной электроэнергии ($\Delta E_{\text{нд}}$), глубина ограничения по мощности (ΔN), время ограничения ($\angle_{\text{ог}}$), степень внезапности, наличие технологических и иных резервов у рассматриваемого электропотребителя ($E_{\text{рез}}$), момент наступления ограничения ($\angle$) и др.

Методически удобно начать рассматривать оценку ущерба со случая, при котором фактор внезапности отсутствует. Предположим, что факт ограничения рассматриваемого потребителя известен с заблаговременностью, достаточной для принятия всех необходимых мер по предотвращению срыва технологического процесса, брака, поломки, оборудования и т.д. Таким образом, останется только та часть ущерба, которая будет в любом случае. Эту составляющую будем в дальнейшем называть основным ущербом. Все то, что будет связано с дополнительным ущербом из-за появления фактора внезапности, будем называть ущербом внезапности.

3.1. Методика оценки основного ущерба

Можно предположить, что эта составляющая ущерба зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя самих различных резервов. Представим, что рассматриваемый потребитель в общем случае состоит из нескольких более "элементарных" потребителей, которые, если и ограничиваются, то полностью. Сосредоточив далее основное внимание на

элементарном потребителе, фактор глубины ограничения для него исключен, поскольку каждый раз он может ограничиваться только полностью. Фактор глубины останется лишь для комплексного потребителя, у которого могут ограничиваться те или иные более элементарные потребители.

Далее выделим фактор наличия у потребителя резервов. Здесь возможны три случая. Первый — величина этих резервов у потребителя достаточна для того, чтобы компенсировать невыработанную во время ограничения его по энергии продукцию и не нарушать график поставок своей продукции смежным предприятием. Второй — резервов у ограничиваемого потребителя нет, он простаивает, не вырабатывает продукции и недопоставляет ее смежным предприятиям. Третий — промежуточное: между предыдущими.

В первом случае недополученная во время ограничения электро-снабжение энергии, затем компенсируется системой и потребитель до-рабатывает свою продукцию в резерв или за счет резервов. Этот случай, по существу, не связан с ограничением потребителя по энергии. Деформируется режим ее потребления. Поэтому в дальнейшем ущерб по мощности будем обозначать y_p . Очевидно, что величина этого ущерба будет определяться теми затратами, которые изъят из национального дохода на создание резервов у потреби-тели $З_{рез}$, т.е.

$$y_p = З_{рез}. \quad (3.1)$$

Для электроэнергетиков удобно затраты на резервы представ-лять в следующем виде:

$$З_{рез} = y_p \cdot Э_{рез}, \quad (3.2)$$

где $Э_{рез}$ — та предельная энергия, которую недопустимо недодать потребителю за время ограничения, не нарушая срыва графика выда-чи им продукции смежным предприятиям.

Минимальная величина удельного ущерба y_p может быть оце-нена как

$$y_p = \frac{З(N)}{Э}, \quad (3.3)$$

где $З(N)$ — приведенные годовые затраты на создание предприятия, производящего данную продукцию; $Э$ — его годовое электропотреб-ление.

Во втором случае (при полном отсутствии резервов у потребителя) аварийная недодача энергии потребителю прямо связана с невозможной недопроизводкой для народного хозяйства его продукции. Величина удельного ущерба при этом может быть оценена следующим образом:

$$y_E = \frac{L}{E} \quad (3.4)$$

где L — цена годовой продукции предприятия; E — его годовое электропотребление.

Величина народнохозяйственного ущерба будет такой же даже при наличии резервов у потребителя, но при дефиците энергии в энергосистеме. Поэтому удобно этот случай связывать с дефицитом энергии в отличие от предыдущего — дефицита мощности (временный). В практических расчетах величина удельного ущерба от недопуска (дефицита) энергии может быть определена как

$$y_E = \frac{1000}{H_E} \quad (3.5)$$

где H_E — норма электропотребления на 1000 руб. выпускаемой данным предприятием продукции.

Если L_c — доли сырья в стоимости выпускаемой продукции, то

$$y_p \approx y_E (1 - L_c) \quad (3.6)$$

В общем случае (третий случай) основной ущерб определяется следующим образом:

$$y_{\text{осн}} = \begin{cases} \bar{y}_p \cdot \Delta E_{\text{рез}}, & \text{при } \Delta E_{\text{ав}} \leq E_{\text{рез}} \\ y_p \cdot E_{\text{рез}} + y_E (\Delta E_{\text{ав}} - E_{\text{рез}}), & \text{при } \Delta E_{\text{ав}} > E_{\text{рез}}, \end{cases} \quad (3.7)$$

где $\Delta E_{\text{ав}}$ — фактически недопоставленная электроэнергия во время аварийного ограничения.

3.2. Методика оценки ущерба внезапности

В литературных источниках информация по данной составляющей ущерба крайне ограничена, несомненно меньше, чем по первой составляющей. Поэтому рассмотрим методику оценки ущерба внезапности, основанную на доступной информации по технологической и аварийной брони, категоричности потребителя и т.п.

Моделирование элементарного предприятия начнем с представления его в виде "серого ящика", на входе которого имеем сырье и электроэнергию, а на выходе — продукцию. В общем случае нагрузка потребителей состоит из нагрузок электроприемников аварийной брони, технологической брони и прочей.

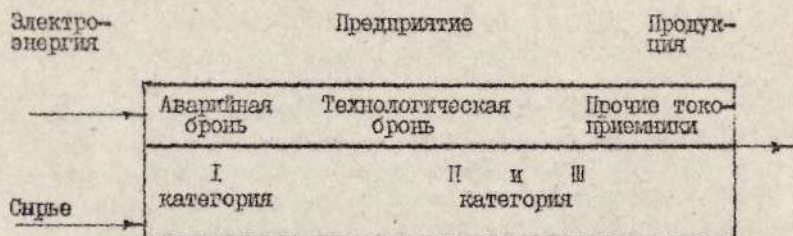


Рис.3.1

Анализ составляющей аварийной брони в дальнейшем исключим из рассмотрения. При необходимости же потребуются специальные обследования потребителей. Внезапные отключения электроприемников технологической брони приводят к браку сырья и потерь со-ответствующей продукции предприятия²⁶, а также к потерям времени и энергии на восстановление технологического процесса.

Представим весь технологический процесс потребителя последовательной совокупностью технологических циклов, в течение ко-торых потребуются энергии цикла. Предположим, что в какой-то момент времени технологического цикла произошло отключение электроприемников технологической брони (рис.3.2).

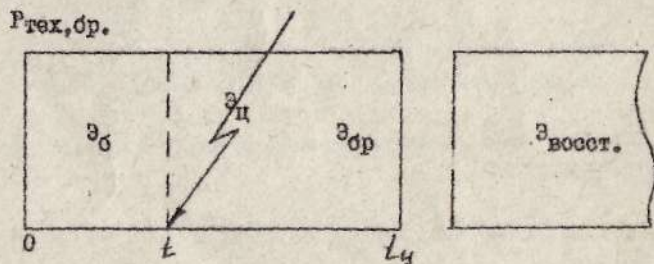


Рис.3.2

²⁶ Если время ограничения больше допустимого, после которого на-ступает срыв технологического процесса.

К моменту t цикла была потреблена энергия E_b , которая оказалась бесполезной, так как после восстановления электроснабжения цикл начнется заново. Энергия E_{br} представляет ту часть энергии цикла, которую надо затратить с момента отключения до окончания технологического цикла. $E_{восс}$ — электроэнергия, которую необходимо затратить после восстановления электроснабжения до доведения технологического цикла от начала до того состояния, при котором произошло отключение.

Если вначале технологического цикла была произведена загрузка производства сырьем, материалами и всем остальным в объеме, необходимом для одного цикла, то к моменту t будет затрачена еще и электроэнергия E_d . Следовательно, при отключении в момент t не будет произведено продукции пропорционально этой энергии E_d и она безвозвратно потеряется для народного хозяйства. Оставшаяся часть сырья, задействованного в технологическом цикле, пропорциональна энергии E_{br} и будет забракована. Наконец, на восстановление технологического процесса потребуются время и соответствующие резервные мощности предприятия, если они имеются. При их отсутствии будет опять-таки недоdana народному хозяйству продукция предприятия в размере, соответствующем $E_{восс}$.

Полагая, что

$$E_d = E_d \frac{t}{T_d}; E_{br} = E_d \frac{t_0 - t}{T_d}; E_{восс} \geq E_b \quad (3.8)$$

ущерб внезапности можно оценить следующим образом:

$$U_{ан} = y_0 E_b + y_0 E_{br} dc (1 - K_{исп}) + \begin{cases} y_p E_{восс}, \text{ при } E_{восс} + E_{ав} \leq E_{рез} \\ - E_{рез} - E_{ав}, \text{ при } E_{восс} + E_{ав} > E_{рез} \end{cases} \quad (3.9)$$

А с учетом (3.8)

$$U_{ан} = y_0 E_d \frac{t}{T_d} + y_0 \frac{t_0 - t}{T_d} (1 - K_{исп}) + \begin{cases} y_p E_b, \text{ при } E_b \leq E_{рез} - E_{ав} \\ y_p E_b + y_0 (E_b - E_{рез} + E_{ав}), \text{ при } E_b > E_{рез} - E_{ав} \end{cases} \quad (3.10)$$

где $K_{исп}$ — коэффициент, указывающий степень возможного использования бракованной продукции.

Выражение (3.10) позволяет оценить размер ущерба внезапности при известных моментах наступления аварии после начала цикла. Им можно пользоваться при анализе фактических аварий. Если же решается плановая или проектная задача, то момент наступления аварии неизвестен. Тогда, полагая равновероятное ее наступление в течение всего цикла, можно полагать $t = \frac{1}{2} T$ и

$$Y_{\text{вн}} = 0.5 y_3 Z_4 [1 + d_c (1 - K_{\text{исп}})] \cdot \begin{cases} y_p 0.5 Z_4, \text{ при } Z_4 \leq 2(K_{\text{рез}} - Z_{\text{ав}}) \\ y_p 0.5 Z_4 + y_3 (0.5 Z_4 + Z_{\text{рез}} + Z_{\text{ав}}), \text{ при } Z_4 > 2(K_{\text{рез}} - Z_{\text{ав}}). \end{cases} \quad (3.11)$$

Для приближенной оценки можно сказать, что $Z_8 \approx Z_{\text{рез}} - Z_{\text{ав}}$ (с некоторым уменьшением расчетного ущерба), $K_{\text{исп}} = 0$ (с некоторым увеличением расчетного ущерба). Тогда, учитывая, что $y_p = (1 - d_c) y_3$, получаем

$$Y_{\text{вн}} = y_3 \cdot Z_4 \quad (3.12)$$

В практических расчетах надежности удобно пользоваться удельными величинами ущерба. В данном случае рационально отнести величину всего ущерба либо к мощности технологической брони, либо по всей мощности рассмотренного потребителя. В первом случае

$$y_{\text{вн}} = \frac{Y_{\text{вн}}}{P_{\text{тех.бр}}} ; \quad (3.13)$$

во втором случае

$$\frac{Y_{\text{вн}}}{P_{\text{вн}}} = \frac{Y_{\text{вн}}}{P_{\text{вн}}} \quad (3.14)$$

Как уже было отмечено выше, исходные данные для расчета удельных характеристик ущербов имеются в энергонадзоре, в частности, в акте аварийной и технологической брони. Для более детального расчета необходимы данные, полученные анкетным опросом. Среди них: доля сырья в себестоимости выпускаемой продукции d_c , коэффициент использования бракованного сырья в других звеньях технологического процесса $K_{\text{и}}$, время восстановления технологического процесса $t_{\text{восст.}}$, наиболее вероятное время наступления аварий t . Как показал анализ анкет, доля сырья $d_c \approx 40...60\%$, коэффициент использования бракованного сырья $K_{\text{и}} \approx 10...25\%$, время восстановления технологического цикла $t_{\text{восст.}} \approx \frac{t_{\text{ик}}}{2}$, до-

пустимое время отключений $Z_{дон}$, фиксируемое в "актах", находится в пределах получаса. Поэтому удельные характеристики ущербов внезапности $y_{\text{тех}}^{\text{дп}}$ и $y_{\text{вн}}^{\text{дп}}$, приведенные в табл.3.1, рассчитаны при $Z = 0.5$ часа. Они систематизированы по отдельным отраслям промышленности и показателям надежности более чем 500 предприятий, входящих в состав Свердловской, Красноярской, Московской, Целиноградской и Новосибирской энергосистем на уровне 1985-1989 гг.

3.3. Примеры расчета

а) Пример расчета удельных ущербов внезапности для завода тяжелого машиностроения (наиболее простой способ).

Исходные данные:

1. Разрешенная к использованию мощность $P_{\text{разр}} = 28000$ кВт.ч.

2. Суточное электропотребление рабочего дня $\Sigma P_{\text{тех}}^{\text{дп}} \cdot Z_{\text{дп}} = 187000$ кВт.ч.

3. Величина технологической брони $P_{\text{тех}} = 3275$ кВт.

4. Количество электроэнергии, потребляемой i -ми электроприемниками технологической брони за технологической цикл, $\Sigma_i = \sum P_{\text{тех}}^{\text{дп}} \cdot Z_{\text{дп}} = 70 \cdot 2 + 55 \cdot 2 + 90 \cdot 4 + 180 \cdot 24 + 280 \cdot 40 + 85 \cdot 4 + 100 \cdot 2 + 180 \cdot 1,5 + 95 \cdot 1,5 + 100 \cdot 1,5 + 1000 \cdot 72 + 180 \cdot 72 + 60 \cdot 72 + 300 \cdot 6 + 500 \cdot 16 = 112338$ кВт.ч.

5. Средняя норма электропотребления на 1000 руб. выпускаемой продукции $H_0 = 1077$ кВт.ч./100 руб.

6. Коэффициент использования бракованного сырья в других звеньях технологического процесса $K_{\text{исп}} = 0$.

Определяются следующие величины:

1. Средняя мощность за рабочие сутки

$$P_{\text{ср}}^{\text{раб}} = \frac{187000}{24} = 7790 \text{ кВт.}$$

2. Коэффициент одновременности работы электроприемников (по предприятию в целом)

$$K_0 = \frac{7790}{28000} = 0,278.$$

3. $\Sigma_{\text{ц}}$ с учетом K_0 :

$$\Sigma_{\text{ц}}^{\text{вкл}} = \Sigma_{\text{ц}} \cdot K_0 = 112338 \cdot 0,278 = 31230 \text{ кВт.ч.}$$

4. Суммарный ущерб внезапности

$$y_{\text{вн}} = \frac{1000}{N_p} \varepsilon_{\text{вкл}}^{\text{ц}} = \frac{1000}{1077} 31230 = 28997 \text{ руб.}$$

5. Удельный ущерб внезапности

$$y_{\text{вн}} = \frac{y_{\text{вн}}}{P_{\text{тех.бр}}} = \frac{28997}{3275} = 8,85 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} ;$$

$$y_{\text{вн}}^{\text{н.з.р}} = \frac{y_{\text{вн}}}{P_{\text{н.з.р}}} = \frac{28997}{28000} = 1,03 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} .$$

б) Пример более полного расчета для предприятия легкой промышленности.

Исходные данные:

1. $\varepsilon_{\text{ц}}$ с учетом K_0 .

$$\varepsilon_{\text{ц}}^{\text{вкл}} = 1392 \text{ кВт.ч.}$$

2. $t = t_{\text{всесм}} = 1,5 \text{ ч.}$

3. $t_y = 8 \text{ ч.}$

4. $\alpha_c = 0,67$.

5. $K_{\text{исп}} = 0,25$.

6. $y_2 = 2,06 \text{ руб/кВт.ч.}$

7. $P_{\text{тех.бр}} = 110 \text{ кВт.}$

Определяется ущерб внезапности:

$$\begin{aligned} y_{\text{вн}} &= y_2 \varepsilon_y^{\text{вкл}} \left[\left(\frac{t}{t_y} + \frac{t_y - t}{t_y} (1 - K_{\text{исп}}) \alpha_c + (t - \alpha_c) \right) \frac{t}{t_y} = \right. \\ &= 2,06 \cdot 1392 \left[\frac{1,5}{8} + \frac{8 - 1,5}{8} (1 - 0,25) 0,67 + (1 - 0,67) \right] \frac{1,5}{8} = \\ &= 353,4 \text{ руб;} \end{aligned}$$

$$y_{\text{тех.вн}} = \frac{y_{\text{вн}}}{P_{\text{тех.бр}}} = \frac{353,4}{110} = 3,2 \text{ руб/кВт.}$$

Аналогично рассчитаны $y_{\text{тех.бр}}$ и для трех филиалов данного головного предприятия. Они находятся в пределах от 3,6 до 11,2 руб/кВт.

в) Аналогично примеру "б" были рассчитаны удельные ущербы внезапности у тех.бр
вн для химического завода. В отдельных цехах данного предприятия они находятся в пределах от 35,1 до 101,6 руб./кВт и в целом для предприятия у тех.бр
вн ≈ 60 руб./кВт.

3.4. Обобщенные результаты оценки ущербов

Они приведены в табл.3.1 и показывают диапазоны усредненных показателей по отдельным производствам отраслей. Отклонения показателей отдельных производств внутри отрасли могут быть более одного порядка. Удельные ущербы предприятий в пределах одного и того же производства могут иметь существенные отличия. Объясняется это различием как состава технологического оборудования и его загруженности, так и цены (номенклатурой) выпускаемой продукции.

Усредненные показатели по отдельным отраслям промышленности, на наш взгляд, носят довольно стабильный характер. И в некоторых ориентировочных расчетах не исключается возможность использования средних показателей по отдельным отраслям промышленности в целом (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Средние показатели удельных ущербов по основным отраслям промышленности

№ ц/п	Наименование отрасли	руб./кВт. ч	руб./кВт. ч	руб./кВт. ч	руб./кВт. ч	%	%
1	Машиностроение и металлообработка	$\frac{2,0}{0,8-6}$	$\frac{1,1}{0,1-3,1}$	$\frac{4,1}{0-60}$	$\frac{1,4}{0-15}$	$\frac{20}{0-70}$	$\frac{10}{0-30}$
2	Химическая и нефтехимическая промышленность	$\frac{1,4}{0,1-6}$	$\frac{0,6}{0,1-2,1}$	$\frac{15,2}{1,2-58}$	$\frac{7,4}{0,1-30}$	$\frac{45}{10-90}$	$\frac{10}{1-30}$
3	Пищевая промышленность	$\frac{2,4}{0,9-10}$	$\frac{0,6}{0,4-2,0}$	$\frac{10,1}{1,1-16}$	$\frac{2,9}{0,4-10}$	$\frac{30}{10-80}$	$\frac{5}{0-10}$

Окончание табл.3.1

№ п/п	Наименование отрасли	y_3	y_p	$y_{\text{тех.гр.}}$	$y_{\text{разр.}}$	$\lambda_{\text{тех.гр.}}$	$\lambda_{\text{разр.}}$
		ДУС/кВт.ч	ДУС/кВт.ч	ДУС/кВт.ч	ДУС/кВт.ч	%	%
4	Металлурги- ческая про- мышленность	$\frac{0,9}{0,05-2,1}$	$\frac{0,4}{0,01-1,3}$	$\frac{1,5}{0,1-5,2}$	$\frac{0,6}{0,05-2,1}$	$\frac{40}{10-67}$	$\frac{5}{3-30}$
5	Машино- строительная про- мышленность	$\frac{2,1}{1,3-3,0}$	$\frac{0,85}{0,5-1,2}$	$\frac{64,5}{3,1-220}$	$\frac{40}{1,4-147}$	$\frac{50}{20-60}$	$\frac{15}{5-25}$
6	Лесная, де- ревообраба- тывающая и целлюлозно- бумажная про- мышленность	$\frac{1,2}{0,8-2}$	$\frac{0,65}{0,2-0,9}$	$\frac{4,7}{0,8-12}$	$\frac{0,8}{0,1-2,0}$	$\frac{15}{5-30}$	$\frac{6}{1-20}$
7	Топливная промышлен- ность	$\frac{0,95}{0,4-1,2}$	$\frac{0,38}{0,2-0,6}$	$\frac{5,7}{0,4-18}$	$\frac{1,4}{0,05-4}$	$\frac{25}{12-40}$	$\frac{15}{5-20}$
8	Легкая и полиграфи- ческая про- мышленность	$\frac{5,5}{0,8-10}$	$\frac{0,66}{0,1-2,1}$	$\frac{4,5}{0,1-35}$	$\frac{0,95}{0,1-9,0}$	$\frac{25}{3-50}$	$\frac{7,5}{1-15}$
9	Промышлен- ность стро- ительных материалов	$\frac{0,8}{0,4-1,5}$	$\frac{0,3}{0,1-0,8}$	$\frac{1,7}{0,3-3,5}$	$\frac{0,6}{0,1-1,7}$	$\frac{35}{15-80}$	$\frac{7}{3-20}$
10	Объекты инфра- структуры	$\frac{2,7}{1,0-4,0}$	$\frac{1,9}{0,7-3}$	$\frac{0,2}{0,1-0,3}$	$\frac{0,1}{0,05-0,2}$	$\frac{50}{5-80}$	$\frac{8}{5-15}$
11	По промыш- ленности в целом	$\frac{2,0}{0,8-5,5}$	$\frac{0,74}{0,3-1,9}$	$\frac{13,2}{0,2-6,6}$	$\frac{5,5}{0,1-40}$	$\frac{35}{20-50}$	$\frac{10}{5-15}$

