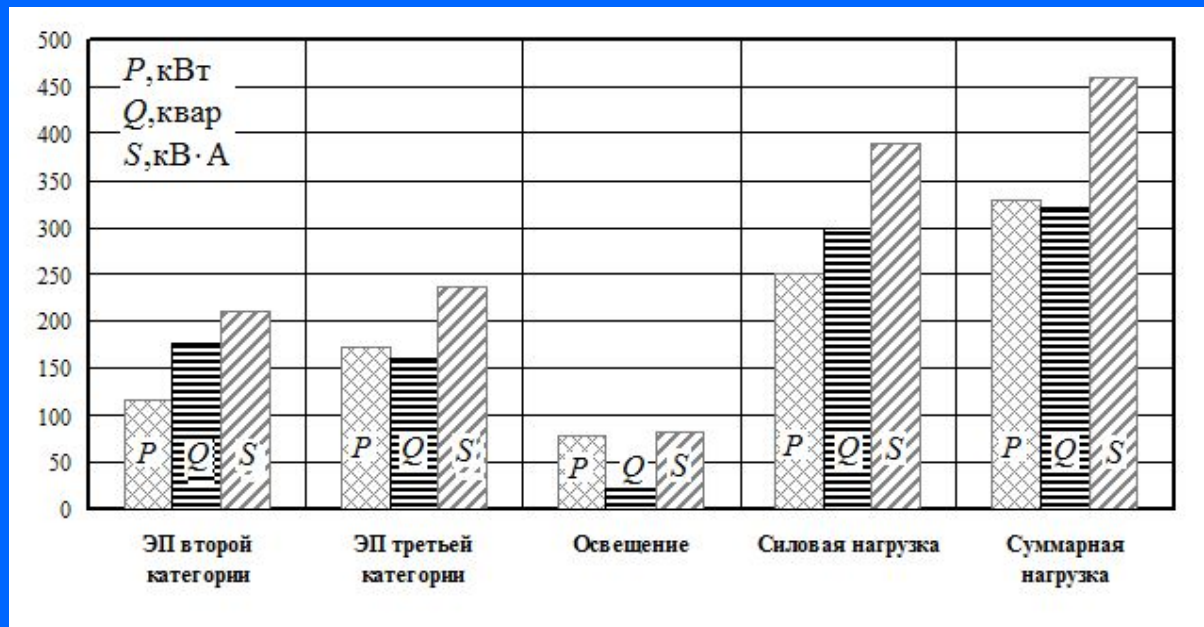


Электрические нагрузки



Электрическая нагрузка – мощность,
потребляемая электроустановкой в
определенный момент времени.

Расчетные нагрузки для выбора элементов СЭС

Выбор трансформаторов производится по допустимому нагреву и номинальному напряжению. При известном графике нагрузки мощность и число трансформаторов и преобразователей подбираются таким образом, чтобы их работа была бы наиболее экономичной.

Общими показателями для выбора трансформаторов являются:

- номинальные напряжения обмоток;
- допустимый нагрев;
- экономическая нагрузка.

Провода, кабели и токопроводы также выбираются по этим же показателям, но дополнительно проверяются на допустимую потерю напряжения. При выборе проводов должны учитываться также регламентированные ПУЭ минимально допустимые сечения проводов с точки зрения их механической прочности.

Расчетной максимальной нагрузкой по допустимому нагреву называют условную постоянную нагрузку, выраженную в киловаттах , амперах или киловольт-амперах , которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому действию:

- максимальной температуре;
- тепловому износу изоляции проводников, обмоток трансформаторов и электромашин.

При анализе нагрева проводников различают три формулировки допустимой температуры жилы проводника:

- длительно допустимый нагрев жил по нормам, °C (50...80°C в зависимости от изоляции и напряжения);
- кратковременно допустимый нагрев при перегрузках, °C (90...125°C);
- максимально допустимое превышение температуры жилы над температурой среды по нормам при токе короткого замыкания, °C (125...350°C).

Если ν_C – это температура среды, определяемая нормами (25°C при прокладке проводов и кабелей внутри помещений и 15°C при прокладке в земле), то превышение температуры жил

$$\tau_H = \nu_H - \nu_C.$$

Например, для кабеля с бумажной изоляцией напряжением до 3 кВ, проложенного в земле, $\tau_H = 80 - 15 = 65^{\circ}\text{C}$.

Для тока I , отличного от допустимого по нормам I_D , превышение температуры жилы, $^{\circ}\text{C}$,

$$\tau = \tau_H \left(\frac{I}{I_D} \right)^2.$$

Для среды с температурой, отличной от 15 и 25°C (районы Крайнего Севера, вечной мерзлоты, тропики и т. п.), применяются поправочные коэффициенты для I_D , приведенные в ПУЭ.

Для тока I , отличного от допустимого по нормам I_D , превышение температуры жилы, °C,

$$\tau = \tau_H \left(\frac{I}{I_D} \right)^2.$$

Для среды с температурой, отличной от 15 и 25 °C (районы Крайнего Севера, вечной мерзлоты, тропики и т. п.), применяются поправочные коэффициенты для I_D , приведенные в ПУЭ.

При включении и отключении нагрузки превышение температуры жилы τ за время t повышается или понижается по экспоненте (рис. 2.1)

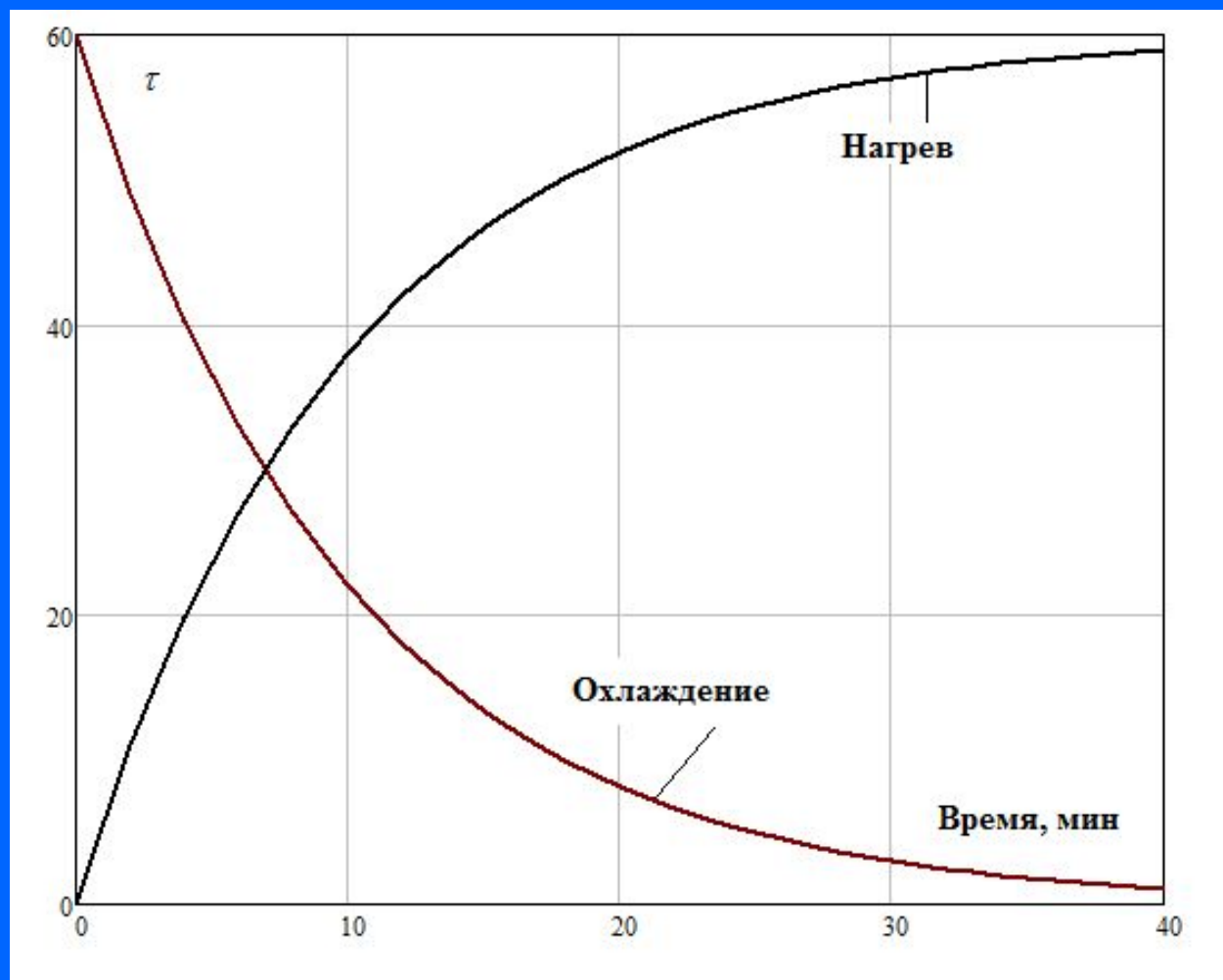
$$\tau = \tau_\infty \left(1 - e^{-\frac{t}{T_0}} \right)$$

и

$$\tau = \tau_\infty e^{-\frac{t}{T_0}},$$

где τ_∞ – установившееся значение τ , °C; T_0 – постоянная времени нагрева, зависящая от сечения проводника, материалов жил и изоляции, а также от способов прокладки. Для сечений 4...240 мм² значения T_0 изменяются от 2.4 до 90 мин.

График нагрева и охлаждения проводника при постоянной времени 10 мин



Старение изоляции измеряют в относительных единицах. Износ при нормированной температуре жилы ν_H принимают за единицу. Для определения износа при изменении температуры пользуются «восьмиградусным правилом», предложенным в 1930 г. В.М. Монтзингером. Им была получена зависимость срока службы изоляции силовых трансформаторов от температуры

$$L = L_0 2^{\frac{\nu}{\Delta}}, \quad (1)$$

где L_0 – срок службы при температуре 0°C ; ν – температура проводника; Δ – характерное для данной изоляции изменение температуры, при котором срок ее службы изменяется в два раза, $^{\circ}\text{K}$.

Значение Δ в зависимости от материала изоляции находится в пределах 5...15 $^{\circ}\text{K}$. В трансформаторах, исследованных Монтзингером, $\Delta=8^{\circ}\text{K}$. Поэтому формула (1) получила название «восьмиградусное правило».

Последнее состоит в том, что повышение на каждые 8 $^{\circ}\text{C}$ приводит к ускорению износа изоляции вдвое, и наоборот. Относительный износ изоляции при температуре ν_t составляет

$$IZ = 2^{\frac{\nu_t - \nu_H}{8}} = 2^{\frac{\tau_t - \tau_H}{8}}.$$

Основным показателем, определяющим сечения токоведущих частей в промышленных электросетях является допустимый нагрев, так как потери напряжения и электроэнергии не являются решающими факторами при правильно спроектированной схеме электроснабжения. При глубоком вводе высокого напряжения и подстанциях малой мощности большая часть сечений проводников напряжением до 1000 В определяется по расчетной нагрузке. При заданных значениях расчетных нагрузок расчеты выполняются по общеизвестным формулам или готовым таблицам. Существуют поправочные коэффициенты к допустимым нагрузкам проводов и кабелей для различных условий прокладки, температуры окружающей среды и т. п., которые позволяют определять допустимые нагрузки с точностью до 1...2 %, в то время как сама расчетная нагрузка может быть определена с гораздо меньшей степенью точности (10...15 %).

Для эффективного использования электроустановок необходимо определять нагрузки с наибольшей точностью. В то же время степень точности имеет практический предел вследствие того, что сами элементы электроснабжения могут быть выбраны с определенными интервалами между стандартными величинами. Если расчетная нагрузка находится внутри этих интервалов, то во избежание перегрева, как правило, берется верхний предел.

Таковыми интервалами для проводов и кабелей являются шкалы допустимых токов нагрузки для стандартных сечений, а для трансформаторов – их номинальные мощности. Степень нарастания шкалы допустимых токов для распространенных стандартных сечений (50...185 мм²) кабелей и проводов с алюминиевыми проводниками равна 14...25 %, или в среднем 20 %.

Для трансформаторов процент нарастания шкалы мощностей составляет 56...60 %. Следовательно, величина интервала при выборе между двумя стандартными сечениями проводов и кабелей по допустимому току составляет в среднем 20 %, а между двумя трансформаторами 60 %. Степень точности расчета нагрузок, равная половине интервала, является вполне достаточной. Кроме того, информация о технологических режимах электроприемников и расчетных коэффициентах часто бывает недостаточно точной и надежной. В целях унификации в настоящее время принята степень точности расчета ЭН, равная ± 10 %.

Проблема определения электрических нагрузок возникает лишь при числе электроприемников более трех. При трех электроприемника расчетный ток определяется как арифметическая сумма их номинальных токов.

При числе разнородных по мощности и режиму работы ЭП более трех, суммарная их нагрузка является переменной величиной, которая может быть представлена в виде графика мощности или тока, построенного по показаниям приборов.

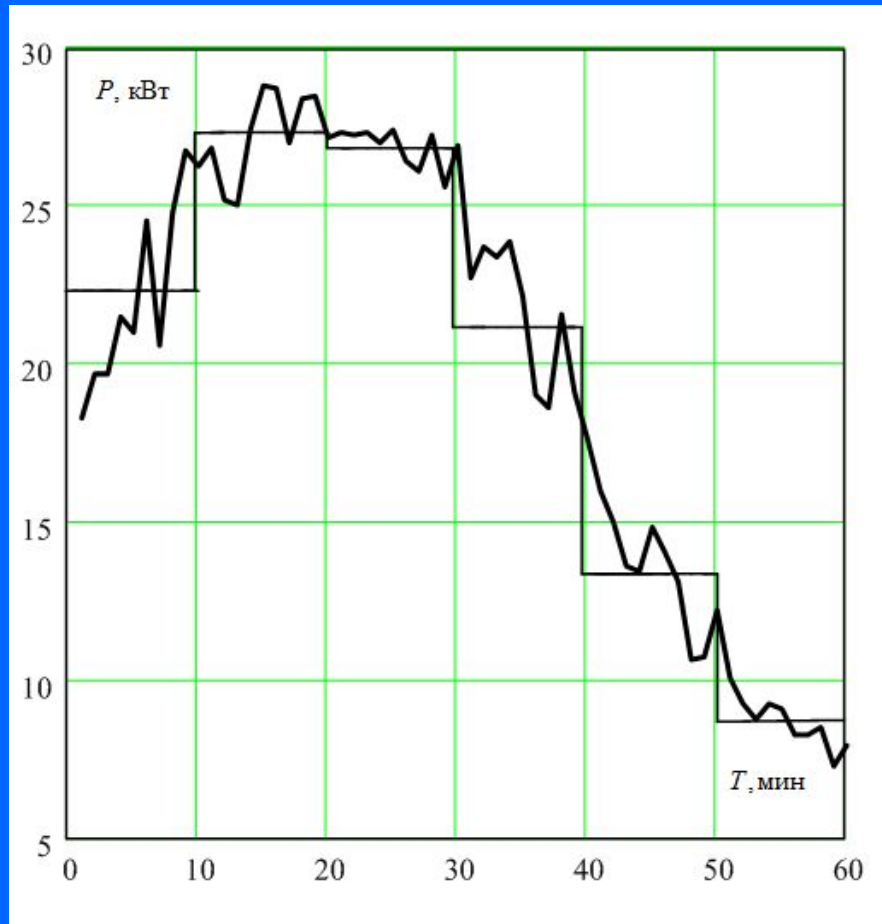
Максимум графика нагрузок определяет нагрев проектируемого элемента электроснабжения – проводника или трансформатора. Понятие о «греющем» максимуме связано с продолжительностью этого максимума, который берется в виде средней нагрузки за определенный промежуток времени (например, 10, 15, 30 или 60 мин) по показаниям счетчика, дающего интегральное значение потребляемой электроэнергии за принятый период усреднения. На рис. показана зависимость максимальной (расчетной) нагрузки от длительности интервала осреднения.

Ввиду сложности определения продолжительности «греющего» максимума с учетом постоянной времени нагрева эта продолжительность условно принята стандартной 30 мин. Эта же величина принята и международным институтом инженеров-электриков (The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)).

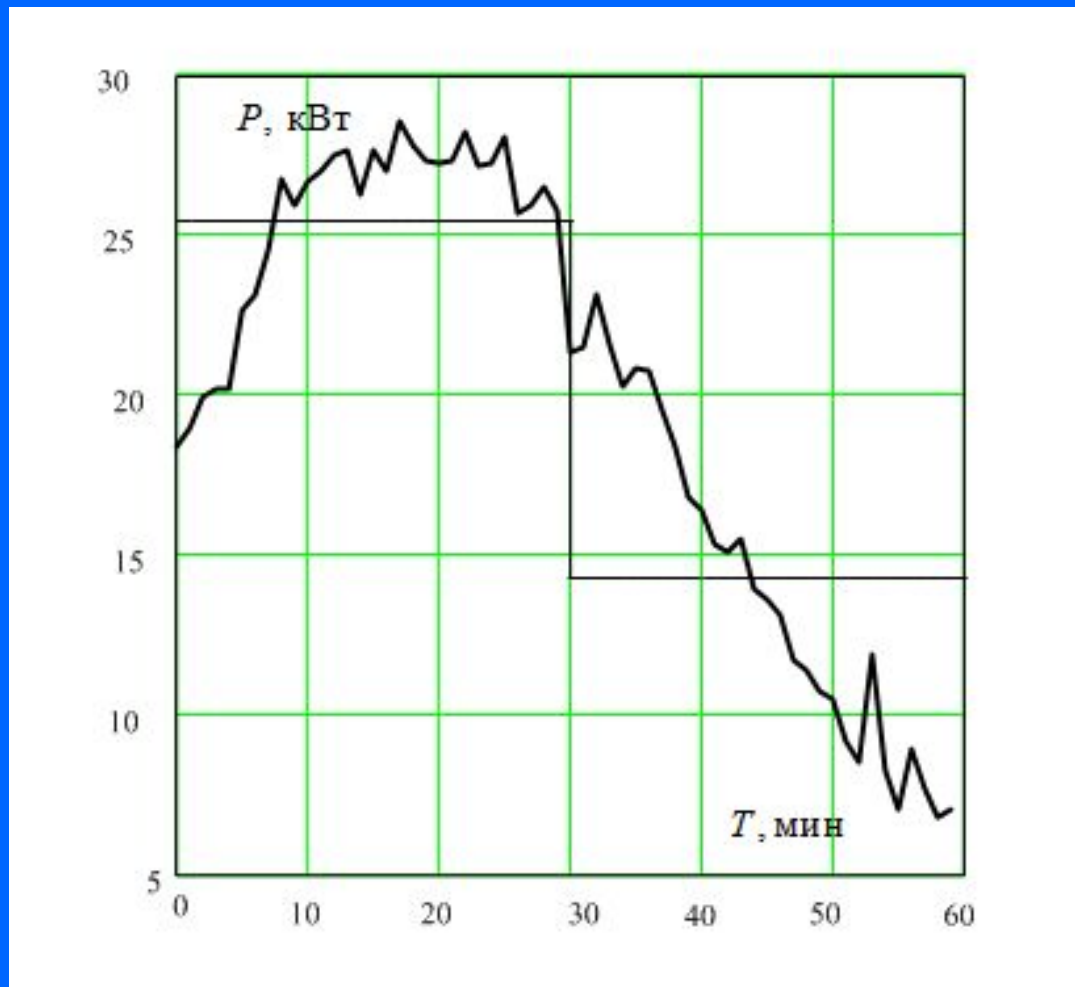
На образование 30-минутного усредненного максимума нагрузки группы электроприемников влияет большое число случайных факторов:

- количество приемников;
- соотношение их мощностей;
- режим работы;
- степень загрузки;
- одновременность работы и т. д.

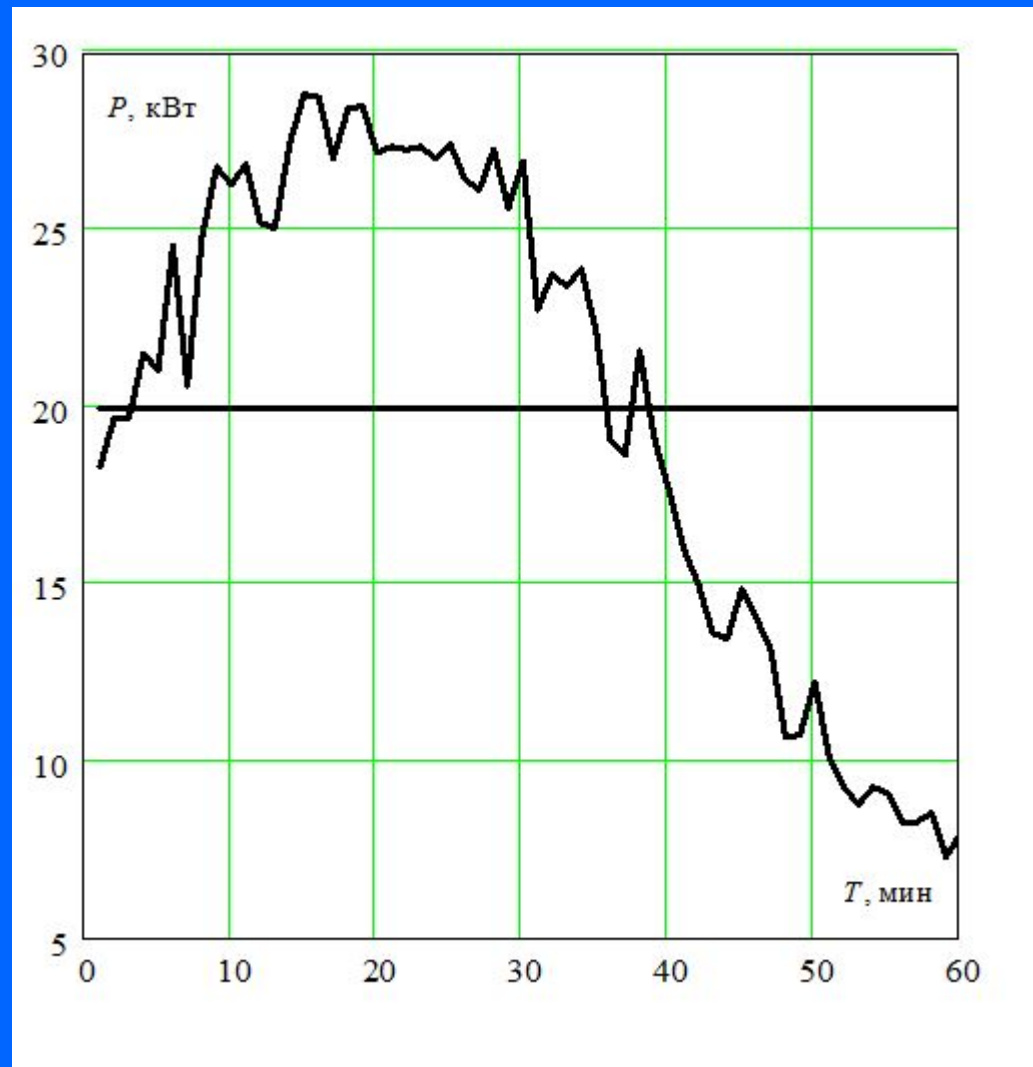
Десятиминутный интервал осреднения



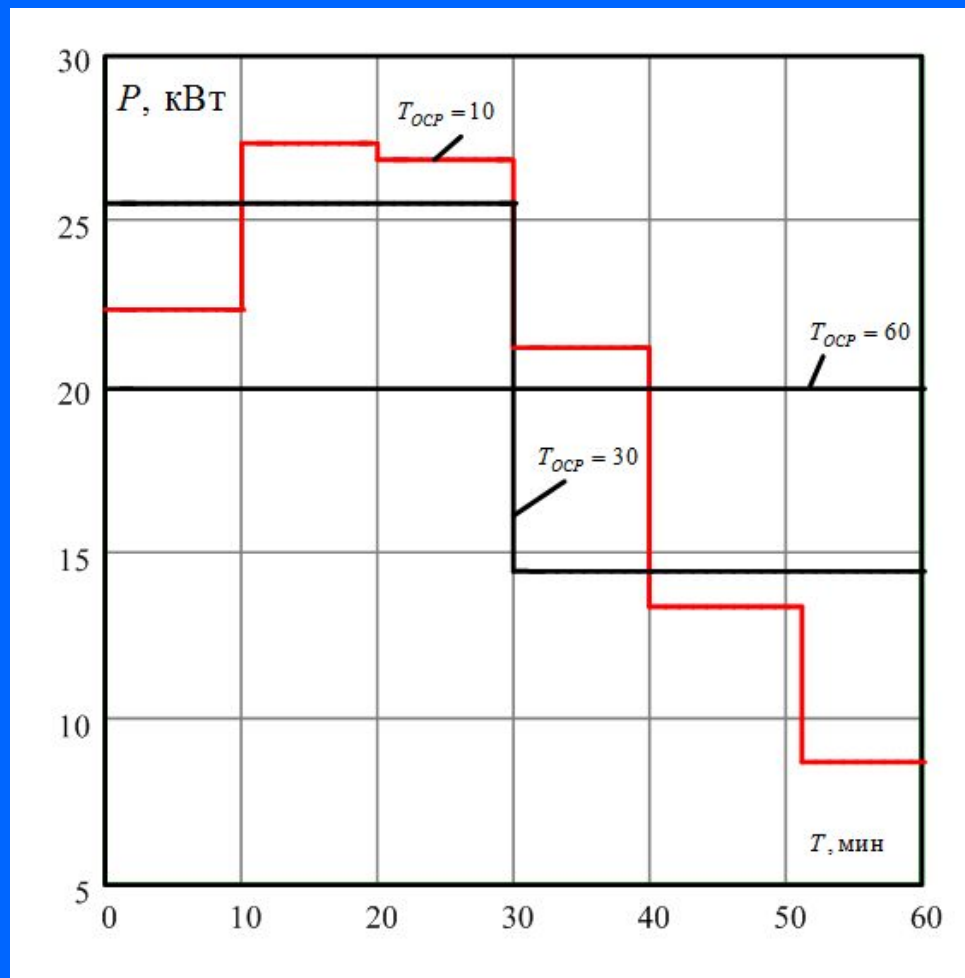
Тридцатиминутный интервал осреднения



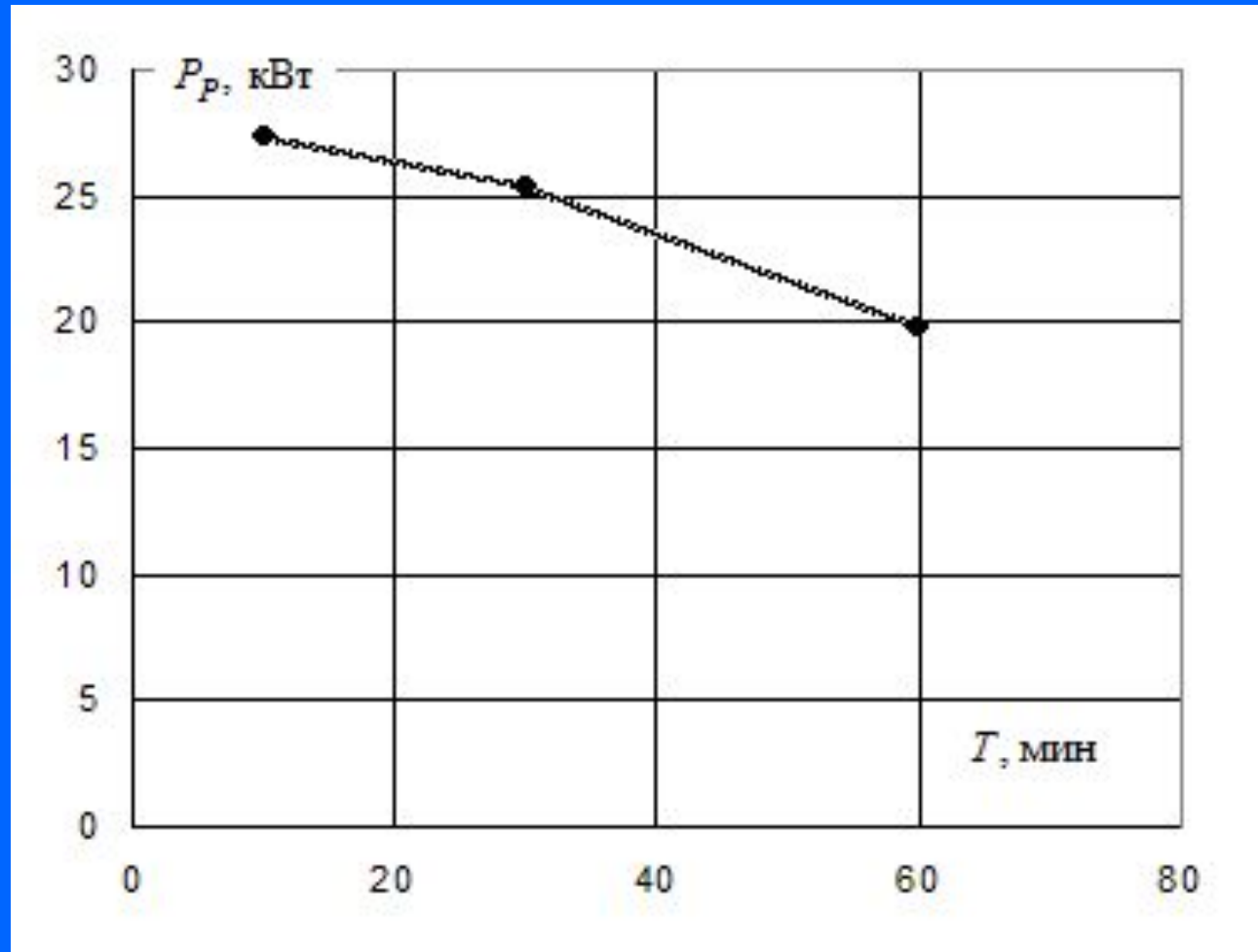
Часовой интервал осреднения



Сравнение максимумов средней нагрузки при различных интервалах осреднения



Зависимость максимальной (расчетной) нагрузки от длительности интервала осреднения



Для любого графика нагрузки справедливо следующее соотношение

$$P_{max} \geq P_P \geq P_{СК} \geq P_C$$

Расчет электрических нагрузок по методике, изложенной в РТМ-38.18.32.4-92

В основу действующего нормативного документа РТМ-38.18.32.4-92 по расчету электрических нагрузок положен статистический метод. Ниже описаны теоретические основы этого метода.

Интегральная функция для нормального закона распределения вероятностей имеет вид

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx.$$

Применяя замену переменных

$$\beta = \frac{x - \mu}{\sigma},$$

можно получить центрированную и нормированную (или стандартизованную) случайную величину. Ее математическое ожидание и дисперсия равны:

$$\mu_t = 0 \text{ и } \sigma_t = 1.$$

Величина β как линейная функция нормально распределенной случайной величины x также имеет нормальное распределение. Следовательно, плотность вероятности β запишется в виде

$$f(\beta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\beta^2}{2}}. \quad (2.3)$$

Закон распределения случайной величины с плотностью вероятности, определенной по (2.3), называется *стандартным нормальным законом*.

Вероятность попадания случайной величины β в интервал (β_1, β_2)

$$p(a < x < b) = \Phi(\beta_2) - \Phi(\beta_1),$$

где $\Phi(\beta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\beta} e^{-\frac{\beta^2}{2}} d\beta$ – функция Лапласа, или интеграл вероятностей.

С помощью функции Лапласа можно найти вероятность попадания случайной величины x в интервал (x_1, x_2) :

$$p(x_1 < x < x_2) = p(\beta_1 < \beta < \beta_2) = \Phi(\beta_2) - \Phi(\beta_1).$$

Вероятность попадания случайной величины в интервал $\mu \pm 3\sigma$, т.е. в интервал, ограниченный значениями $\beta_1 = -3$ и $\beta_2 = 3$ определяется так

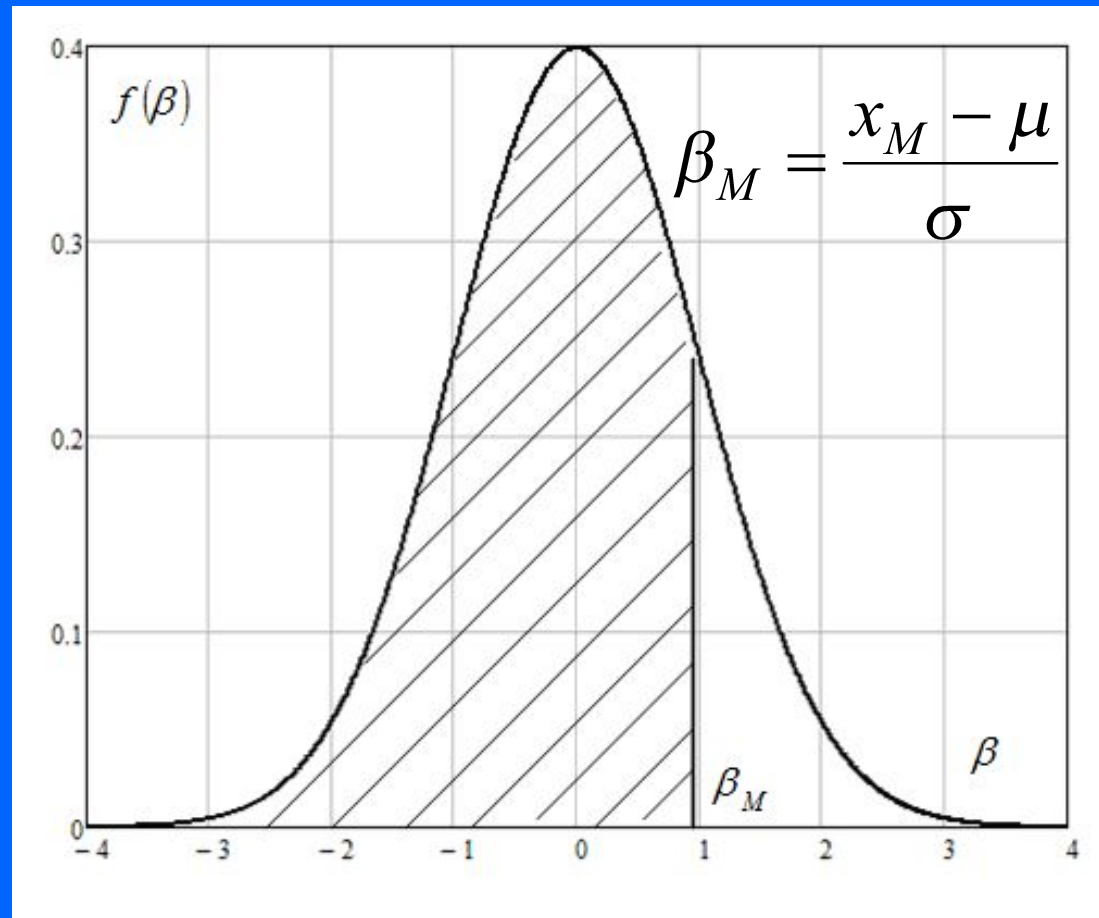
$$p(\mu - 3\sigma < x < \mu + 3\sigma) = \Phi(3) - \Phi(-3) = 0.997.$$

Так как полученная вероятность близка к единице, то попадание случайной величины в этот интервал можно считать практически достоверным. Выполненный расчет служит обоснованием правила «трех сигм», согласно которому нормально распределенная случайная величина практически не отклоняется от своего математического ожидания более чем на $\pm 3\sigma$.

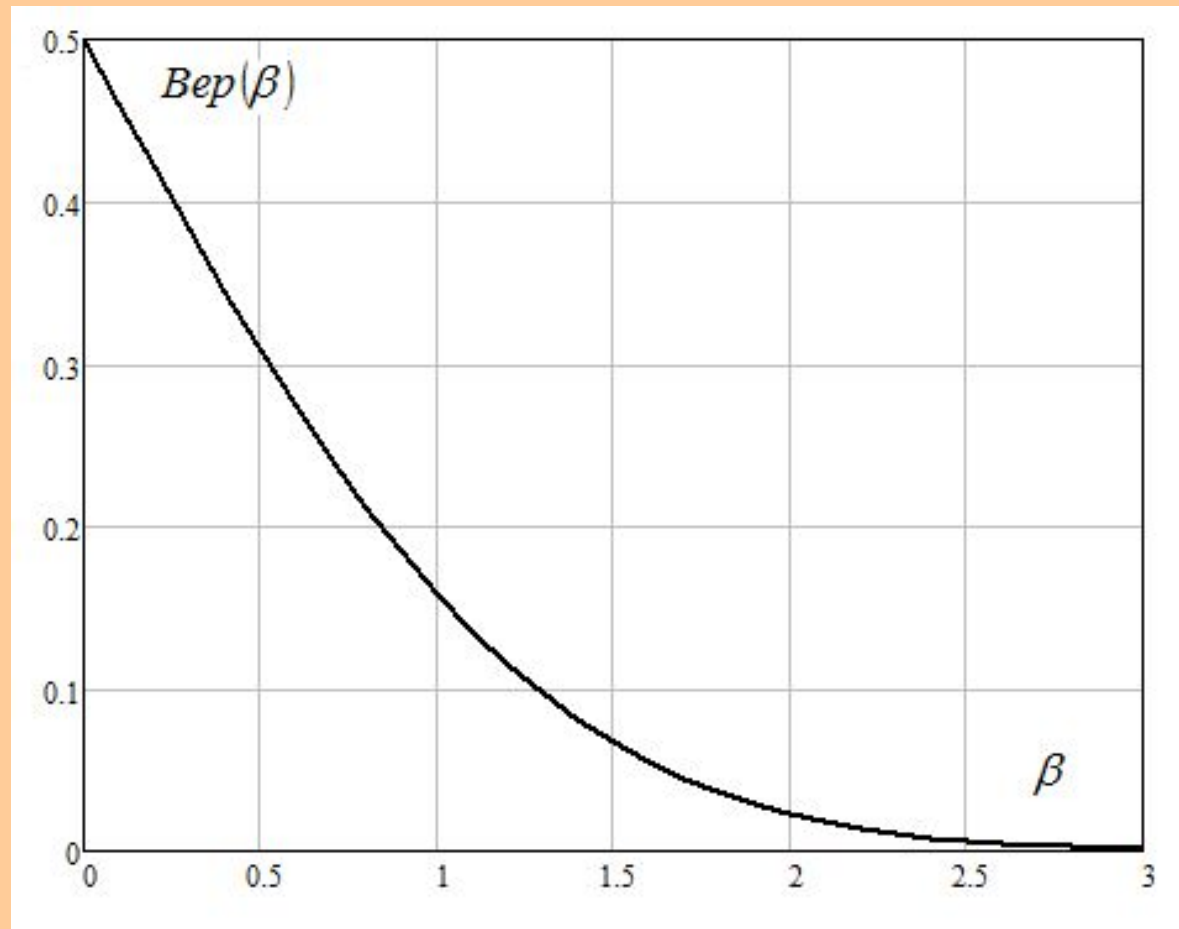
Если необходимо определить вероятность того, что случайная величина x не превзойдет некоторого заданного значения x_M (рис. 2.7), иными словами, что случайная величина попадет в интервал $(-\infty, x_M)$ или $(-\infty, x_M)$, то указанная вероятность может быть определена из выражения

$$p(x < x_M) = p(-\infty < x < x_M) = \Phi(\beta_M) - \Phi(-\infty) = \Phi(\beta_M) + \frac{1}{2}.$$

Кривая плотности вероятности случайной величины



Зависимость $Вер(\beta) = \varphi(\beta)$



При нормальном законе распределения, который можно использовать при расчете нагрузок, расчетную нагрузку и вероятность ее превышения определяют из уравнения

$$P_P = P_C + \beta \sigma_P = P_C (1 + \beta \gamma) = K_P P_C$$

где $K_P(K_i, n_E)$ – расчетный коэффициент.

Вероятность того, что нагрузка группы ЭП не превысит будет равна $Вер(\beta)$

К выбору величины β

β	Вероятность превышения P_p	Число часов в году, когда нагрузка превышает P_p	
		час	%
0	0.5	4380	50
+0.5	0.31	2715.6	31
+1	0.16	1401.6	16
+1.5	0.065	569.4	6.5
+1.65	0.05	438	5
+2	0.025	219	2.5
+2.5	0.005	43.8	0.5
+3	0.001	8.76	0.1

При малых выборках ($n_E < 5$) из генеральной совокупности оценка расчетной нагрузки может производиться с использованием t коэффициентов распределения Стьюдента при ограничении области значений K_C ($K_C \leq 0.8$):

$$K_P = \frac{0.6K_i + t \left(\frac{0.23}{\sqrt{n_E - 1}} + \frac{0.3 - 0.25K_i}{\sqrt{(n_E - 1) \frac{T_{0F}}{T_0}}} \right)}{K_i} \quad \text{при } K_i < 0.5$$

$$K_P = \frac{0.8K_i + t \left(\frac{0.115}{\sqrt{n_E - 1}} + \frac{0.3 - 0.25K_i}{\sqrt{(n_E - 1) \frac{T_{0F}}{T_0}}} \right)}{K_i} \quad \text{при } K_i \geq 0.5$$

где $T_0 = 10$ мин – постоянная времени нагрева проводников малого и среднего сечений; T_{0F} – фактическая постоянная времени нагрева элементов системы электроснабжения.

Определение электрических нагрузок на различных стадиях проектирования

В соответствии с нормами технологического проектирования СЭС определение электрических нагрузок должно производиться при разработке систем электроснабжения промышленных предприятий на всех стадиях проектирования: технико-экономическое обоснование (ТЭО), технико-экономический расчет (ТЭР), проект, рабочий проект, рабочая документация).

При предпроектной проработке (схема развития, ТЭО) должна определяться суммарная электрическая нагрузка предприятия, позволявшая решить вопросы его присоединения к сетям энергоснабжающей организации (ЭСО). На этом этапе ожидаемая электрическая нагрузка может определяться следующим образом:

- по фактическому электропотреблению предприятия-аналога;
- по достоверному значению коэффициента спроса при наличии данных о суммарной установленной мощности электроприемников;
- через удельные показатели электропотребления.

На стадии «проект» расчет электрических нагрузок производится в целях разработки схемы электроснабжения предприятия на напряжении 6-10 кВ и выше, выбора и заказа оборудования подстанций и других элементов электрической сети предприятия. Расчет электрических нагрузок производится в следующей последовательности:

- выполняется расчет электрических нагрузок на напряжении 1 кВ в целом по корпусу (предприятие) в целях определения числа и мощности цеховых ТП;
- выполняется расчет электрических нагрузок на напряжении 6-10 кВ и выше на сборных шинах РП, ГПП., ПГВ;
- определяется расчетная электрическая нагрузка предприятия в точке балансового разграничения с ЭСО.

На стадиях «рабочий проект» и «рабочая документация» дополнительно выполняется расчет электрических нагрузок питающих сетей напряжением до 1000 В и на шинах каждой цеховой ТП. Расчет ведется одновременно с построением питающей сети напряжением до 1 кВ. По результатам расчетов определяются сечения проводников питающих сетей 0,4 кВ, производится выбор защитных аппаратов, уточняются мощности трансформаторов цеховых ТП.

Определение электрических нагрузок на стадиях «проект», «рабочий проект», «рабочая документация» производится, согласно указаниям по расчету электрических нагрузок. Не допускается использование ранее действующих указаний, приводящих к необоснованному завышению как средних, так и максимальных электрических нагрузок.

Действующая методика определения электрических нагрузок базируется на следующих положениях.

Исходными для расчета данными являются таблицы-задания от технологов, сантехников и других смежных подразделений, в которых указываются данные электроприемников.

В расчетах используются содержащиеся в существующих справочных материалах среднестатистические значения коэффициентов использования и коэффициентов реактивной мощности для различных электроприемников.

Приняты следующие постоянные времени нагрева:

- для сетей до 1 кВ 10 мин;
- для сетей выше 1 кВ30 мин;
- для трансформаторов и магистральных шинопроводов150 мин.

Значения коэффициентов расчетных нагрузок определяются в зависимости от коэффициента использования, эффективного числа электроприемников и постоянной времени нагрева.

Значения коэффициентов одновременности для расчета нагрузок на шинах 6-10 кВ РП, ГПП определяются в зависимости от средневзвешенных коэффициентов использования и числа присоединений 6-10 кВ на сборных шинах РП, ГПП.

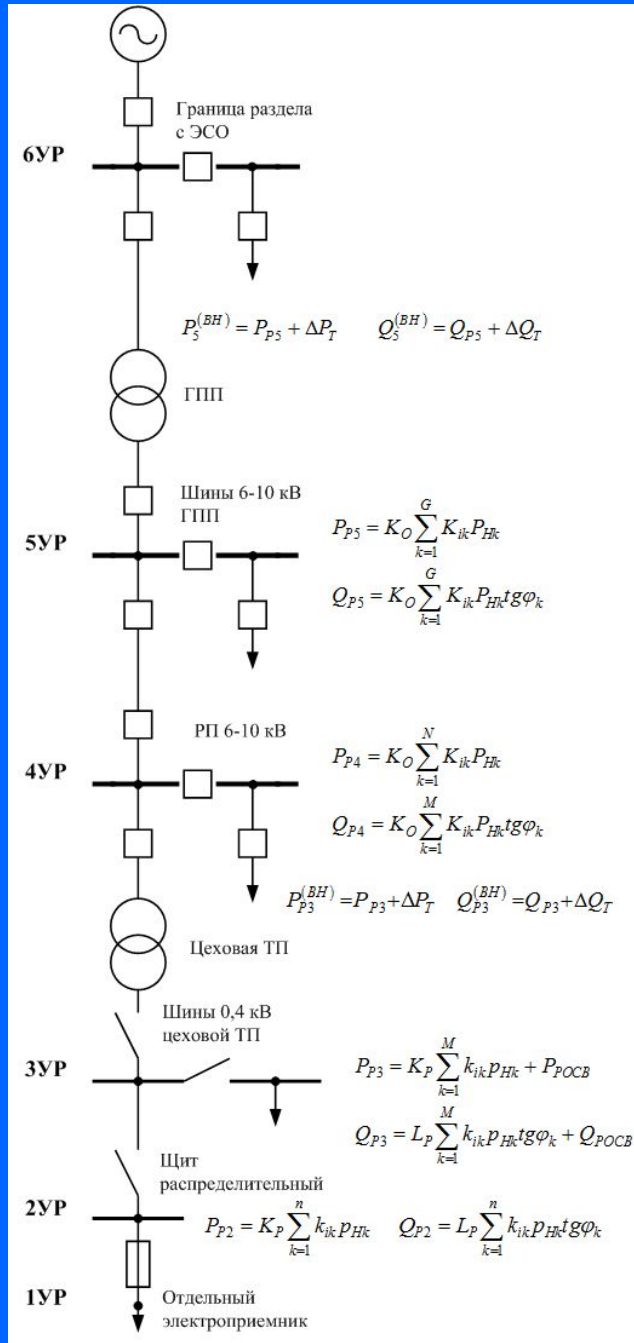
Фактические значения расчетных нагрузок могут превышать расчетные с вероятностью не более 0,05.

При расчетах электрических нагрузок должны быть определены отдельно нагрузки электроприемников особой группы I категории и нагрузки электроприемников III категории.

Порядок выполнения расчетов для различных уровней системы электроснабжения

На рис. представлена схема электроснабжения предприятия, на которой выделено шесть основных уровней, различающихся характером электропотребления и способом расчета электрических нагрузок (РЭН).

- **1УР** - линия, питающая отдельный электроприемник (ЭП) от любого вышестоящего уровня, независимо от номинального напряжения электрических сетей.
- **2УР** - линия распределительной сети напряжением до 1000 В, обеспечивающая связи распределительных щитов, силовых пунктов или распределительных шинопроводов между собой и с магистральными шинопроводами или с шинами цеховой трансформаторной подстанции.
- **3УР** - магистральные шинопроводы или шины цеховой ТП.
- **4УР** - шины распределительных пунктов высокого напряжения (при отсутствии РП 4УР и 5УР совпадают).
- **5УР** - шины низшего напряжения ГПП.
- **6УР** - граница раздела сетей предприятия и ЭСО.



Расчет электрических нагрузок в питающей сети 0.4 кВ

Исходные данные						
По данным технологов					По справочным данным	
№	Наименование электроприемника	n	Номинальная мощность		k_i	$tg\varphi$
			P_H	P_H		
–	–	шт	кВт		–	–
1	2	3	4	5	6	7

продолж. табл. 2.4

Расчетные величины									
P_C	Q_C	np_H^2	n_E	K_P	L_P	Расчетные мощности			I_P
						P_P	Q_P	S_P	
кВт	квар	–	–	–	–	кВт	квар	кВ·А	А
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечания: $P_H = np_H$; $P_C = P_H k_i$; $Q_C = P_C tg\varphi$; $S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}$;

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3}U_H}; U_H - \text{номинальное напряжение.}$$

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_{∞} на шинах низкого напряжения цеховых ТП и для магистральных шинопроводов цеховых сетей (для постоянной времени нагрева $T_g \gg 10$ мин)



n_E	K_i							
	0.10	0.15	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70 и более
1	8.00	5.33	4.00	2.67	2.00	1.60	1.33	1.14
2	5.01	3.44	2.69	1.90	1.52	1.24	1.11	1.00
3	2.94	2.17	1.80	1.42	1.23	1.14	1.08	1.00
4	2.28	1.73	1.46	1.19	1.06	1.04	1.00	0.97
5	1.31	1.12	1.02	1.00	0.98	0.96	0.94	0.93
6-8	1.20	1.00	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91
9-10	1.10	0.97	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
10-25	0.80	0.80	0.80	0.85	0.85	0.85	0.90	0.90
25-50	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.80	0.85	0.85
Более 50	0.65	0.65	0.65	0.70	0.70	0.75	0.80	0.80



Значения коэффициентов одновременности K_o для определения расчетной нагрузки на шинах 6 (10) кВ РП, ГРП, ГПП

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП			
	2...4	5 ...8	9... 25	Более 25
$K_i < 0.3$	0.90	0.80	0.75	0.70
$0.3 \leq K_i < 0.5$	0.95	0.90	0.85	0.80
$0.5 \leq K_i \leq 0.8$	1.00	0.95	0.90	0.85
$K_i > 0.8$	1.00	1.0	0.95	0.90

Расчет электрических нагрузок для питающих сетей напряжением до 1 кВ с учетом постоянной времени нагрева проводников

Расчет электрических нагрузок производится, как правило, в целях определения расчетного тока, согласно которому выбирается сечение кабеля или провода по нагреву. В действующих указаниях по расчету электрических нагрузок для выбора кабелей и проводов питающих сетей напряжением до 1 кВ принята постоянная времени нагрева $T_0=10$ мин, а это означает, что питающие сети с проводниками сечением 25 мм и более выбираются с некоторым запасом. Но, учитывая известную неопределенность низковольтной электрической нагрузки из-за частых изменений в технологии и оборудовании, это допущение следует считать приемлемым.

Однако могут иметь место случаи, когда требуется определить допустимую токовую нагрузку для уже проложенных кабелей. Это, как правило, требуется при реконструкции или техническом перевооружении промышленных предприятий. С учетом фактической постоянной времени нагрева) ранее проложенного кабеля (выбранного из условия $T_0=10$) можно определить дополнительную электрическую нагрузку, которую можно запитать с помощью этого кабеля.

Определение расчетных электрических нагрузок от однофазных электроприемников

При питании от трехфазной сети однофазные электроприемники могут включаться на линейное и на фазное напряжения (рис.). В этом случае трехфазная сеть должна быть рассчитана по току наиболее загруженной фазы, для чего определяется эквивалентная трехфазная нагрузка, создающая ток, равный току наиболее загруженной фазы. Если имеется одна однофазная нагрузка S_1 , включенная на линейное напряжение между фазами А и В, то эквивалентная трехфазная нагрузка

$$S_E = \sqrt{3}S_1.$$

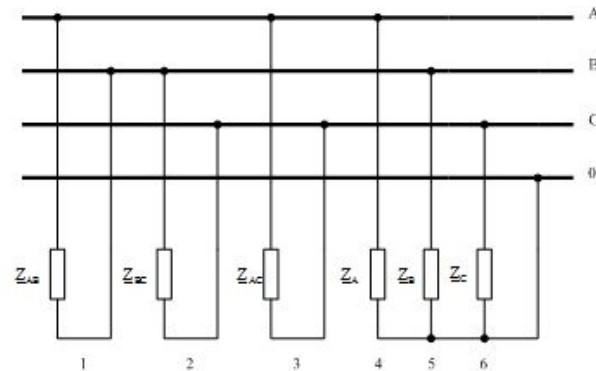


Рис. Схемы включения однофазных электроприемников: 1...3 – однофазные электроприемники, включенные на линейное напряжение сети; 4...6 – однофазные электроприемники, включенные на фазное напряжение сети

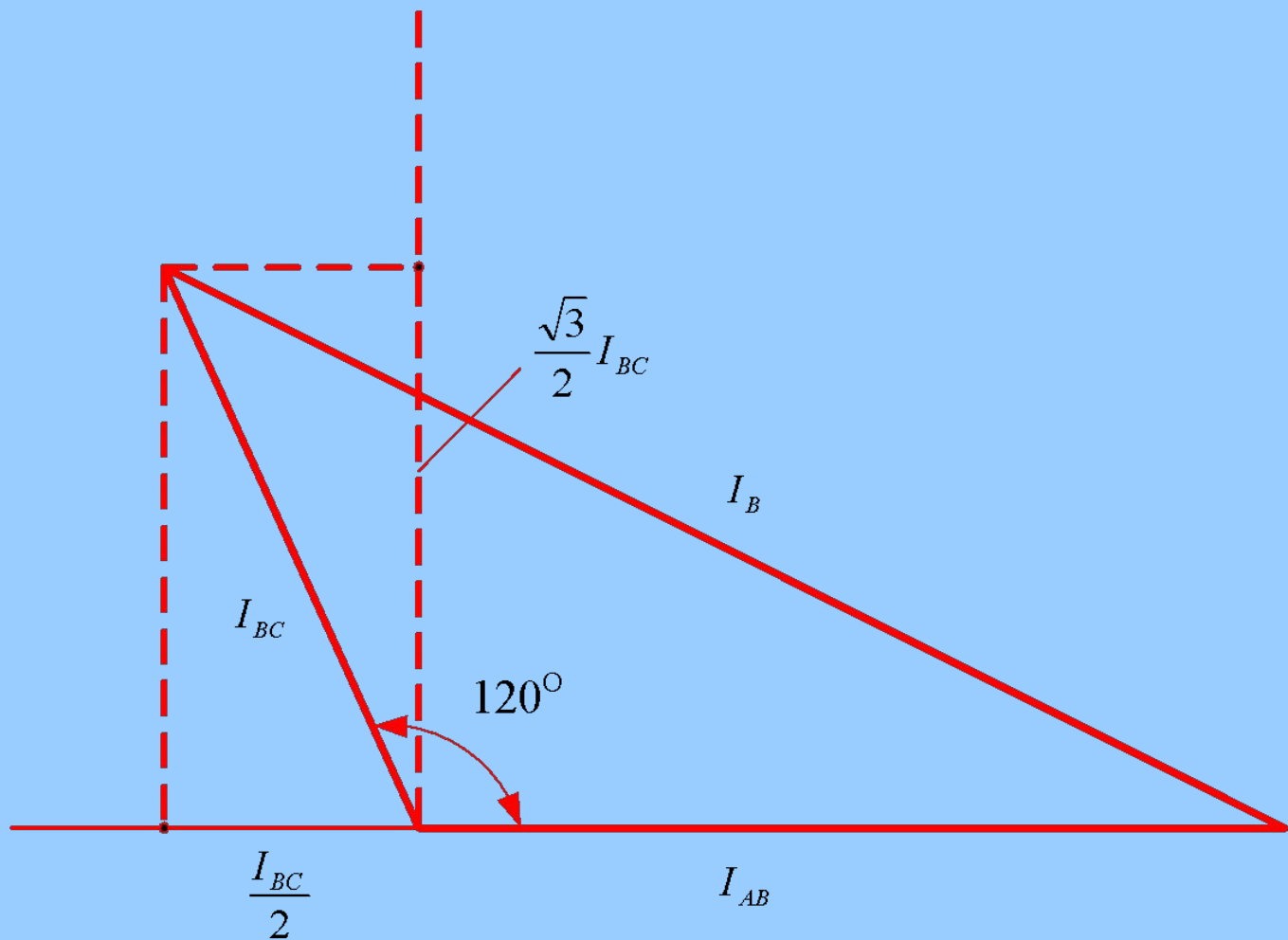
При включении нагрузки S_1 на фазное напряжение эквивалентная трехфазная нагрузка

$$S_E = 3S_1.$$

При токах нагрузки, включенных на фазы АВ и ВС, и угле между ними 120° ток в фазе В

$$I_B = \sqrt{\left(I_{AB} + \frac{I_{BC}}{2}\right)^2 + \left(\frac{\sqrt{3}I_{BC}}{2}\right)^2} = \sqrt{I_{AB}^2 + I_{BC}^2 + I_{AB}I_{BC}}.$$

Векторная диаграмма



Если имеются три разные нагрузки, включенные на разные плечи фаз, $S_1 > S_2 > S_3$ то наиболее загруженная фаза будет между нагрузками S_1 и S_2 , а эквивалентная нагрузка определится по формуле

$$S_E = \sqrt{3(S_1^2 + S_2^2 + S_1 S_2)}$$

При большом количестве однофазных электроприемников возникает вопрос, следует ли определять эквивалентную для них трехфазную мощность или считать их суммарную установленную мощность трехфазной и вести расчет как обычно. Однофазные электроприемники, включенные на фазные и междуфазные напряжения и распределенные по фазам с неравномерностью не выше 15% по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных электроприемников в группе, учитываются в расчетах как трехфазные электроприемники той же суммарной мощности. При превышении указанных пределов неравномерности расчетная нагрузка принимается равной тройной нагрузке наиболее загруженной фазы.

При числе однофазных электроприемников с различными K_i и $\cos\varphi$ более трех и включении их на фазные и линейные напряжения они распределяются по фазам по возможности равномерно, после чего определяются средние нагрузки за наиболее загруженную смену по каждой фазе. Общая средняя нагрузка каждой фазы складывается из суммарной однофазной нагрузки, включенной на фазное напряжение, и из двух суммарных нагрузок, включенных на линейное напряжение между данной фазой и двумя другими. Для определения расчетной нагрузки применяются коэффициенты приведения линейных нагрузок к фазным, зависящие от $\cos\varphi$.

Например, для фазы \underline{A} можно записать:

$$P_{CP(A)} = K_{i(AB)} P_{AB} P_{AB(A)} + K_{i(AC)} P_{AC} P_{AC(A)} + K_{i(A0)} P_{A0};$$

$$Q_{CP(A)} = K_{i(AB)} P_{AB} q_{AB(A)} + K_{i(AC)} P_{AC} q_{AC(A)} + K_{i(A0)} P_{A0} \operatorname{tg}\varphi_{A0},$$

где $K_{i(AB)}, K_{i(AC)}, K_{i(A0)}$ – коэффициенты использования для электроприемников, включенных на линейное и фазное напряжение; P_{AB}, P_{AC}, P_{A0} – номинальные мощности, включенные соответственно на линейные напряжения U_{AB}, U_{AC} и между фазой и нулевым проводом; $\operatorname{tg}\varphi_{A0}$ – коэффициент реактивной мощности ЭП, включенных на фазное напряжение; $P_{AB(A)}, P_{AC(A)}$ – коэффициенты приведения к фазе \underline{A} активных нагрузок, включенных на напряжения U_{AB}, U_{AC} ; $q_{AB(A)}, q_{AC(A)}$ – то же для реактивных нагрузок. Индекс « CP » относится к среднесменной нагрузке.

Из полученных значений находится наиболее загруженная фаза по активной нагрузке, например фаза В, а затем эквивалентная нагрузка трехфазной сети от однофазных электроприемников:

$$P_{CP} = 3P_{CP(B)}; \quad Q_{CP} = 3Q_{CP(B)}.$$

Коэффициент использования K_i определяется для наиболее загруженной фазы

$$K_i = \frac{P_{CP(B)}}{\frac{P_{AB} + P_{BC}}{2} + P_{B0}}.$$

Коэффициенты приведения

$P_{(AB)A} \cdot P_{(BC)B} \cdot$ $P_{(AC)C}$	$P_{(AB)B} \cdot P_{(BC)C} \cdot$ $P_{(AC)A}$	$q_{(AB)A} \cdot q_{(BC)B} \cdot$ $q_{(AC)C}$	$q_{(AB)B} \cdot q_{(BC)C} \cdot$ $q_{(AC)A}$
$\frac{1}{2} + \frac{\operatorname{tg} \varphi}{2\sqrt{3}}$	$\frac{1}{2} - \frac{\operatorname{tg} \varphi}{2\sqrt{3}}$	$\frac{\operatorname{tg} \varphi}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}}$	$\frac{\operatorname{tg} \varphi}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}}$

Численные значения коэффициентов приведения

№	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{(AB)A} \cdot$ $P_{(BC)B} \cdot$ $P_{(AC)C}$	$P_{(AB)B} \cdot$ $P_{(BC)C} \cdot$ $P_{(AC)A}$	$P_{(AB)A} +$ $+ P_{(AB)B} \cdot$ $P_{(BC)B} +$ $+ P_{(BC)C} \cdot$ $P_{(AC)C} +$ $+ P_{(AC)A}$	$q_{(AB)A} \cdot$ $q_{(BC)B} \cdot$ $q_{(AC)C}$	$q_{(AB)B} \cdot$ $q_{(BC)C} \cdot$ $q_{(AC)A}$	$q_{(AB)A} +$ $+ q_{(AB)B} \cdot$ $q_{(BC)B} +$ $q_{(BC)C} \cdot$ $q_{(AC)C} +$ $q_{(AC)A}$
1	0.3	3.18	1.418	-0.418	1	1.301	1.879	3.18
2	0.4	2.29	1.161	-0.161	1	0.857	1.434	2.29
3	0.5	1.73	1	0	1	0.577	1.155	1.73
4	0.6	1.33	0.885	0.115	1	0.378	0.955	1.33
5	0.7	1.02	0.795	0.205	1	0.221	0.799	1.02
6	0.8	0.75	0.717	0.283	1	0.086	0.664	0.75
7	0.9	0.48	0.64	0.36	1	-0.047	0.531	0.48
8	1	0	0.5	0.5	1	-0.289	0.289	0

Определение пиковых нагрузок

- Для определения кратковременных понижений напряжения и для правильного выбора уставок защитных устройств необходимо приблизительно (с погрешностью до ± 10 , а иногда до ± 15 %) знать кратковременные (пиковые) нагрузки, эпизодически возникающие в нормальных режимах работы промышленных установок. К ним прежде всего относятся нагрузки, вызванные пусковыми процессами электродвигателей, а также эксплуатационные короткие замыкания электросварочных установок, электродуговых печей и т.п.
- Точный расчет нагрузок от пусковых процессов электродвигателей затруднен, так как при проектировании систем электроснабжения известны только номинальные мощность и напряжение двигателей. Кроме того, в каталогах, где приведен пусковой ток (или кратность пускового тока) двигателя, нет данных для расчета пусковых активной и реактивной мощностей. Поэтому электрические нагрузки, возникающие при пуске двигателей, приходится вычислять по усредненным формулам, составленным с учетом приведенных выше допустимых погрешностей.

Анализ справочных данных асинхронных короткозамкнутых двигателей основного исполнения единой серии 4А, мощностью от 0,06 до 315 кВт, со степенью защиты IP 44 показывает, что пусковая полная мощность s_{Π} с погрешностью не более $\pm 15\%$ может считаться функцией одной только номинальной мощности и определяться по формуле

$$s_{\Pi} = 8.4 p_{НОМ}$$

Если относительный пусковой ток $i_{\Pi} = \frac{i_{\Pi}}{i_{НОМ}}$ известен, то используют

более точную формулу:

$$s_{\Pi} = \sqrt{3} U_{НОМ} i_{\Pi} i_{НОМ}$$

Пусковую активную мощность двигателя при $p_{НОМ} < 5$ кВт можно считать равной

$$P_{\Pi} = 5.7 p_{НОМ}$$

а при $p_{НОМ} \geq 5$ кВт, когда с увеличением номинальной мощности существенно уменьшается кратность пускового тока, равной

$$P_{\Pi} = 9 p_{НОМ}^{0.72}$$

Зависимость $P_{\Pi} = f(p_{НОМ})$ приведена на рис.

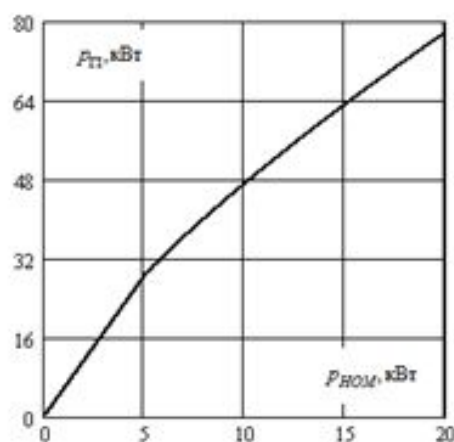


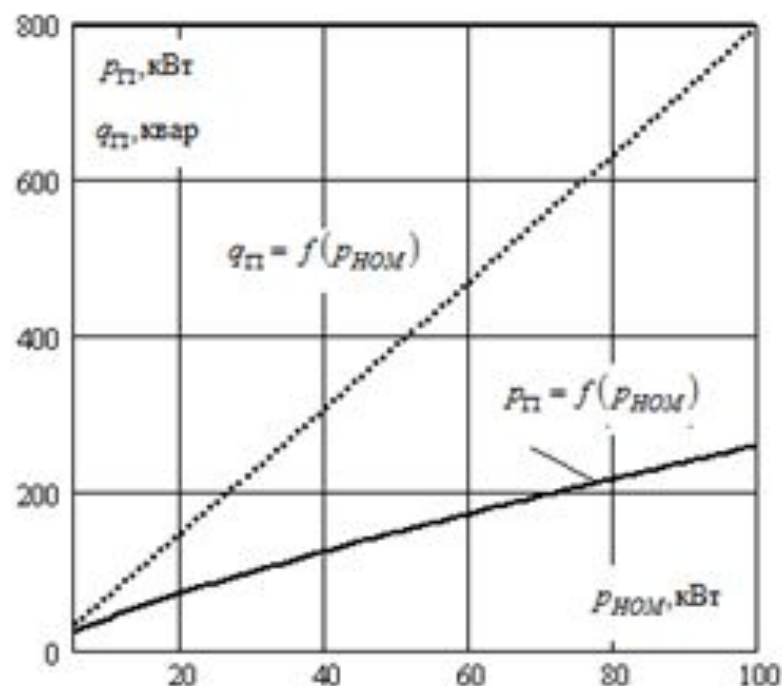
Рис. Зависимость $P_{\Pi} = f(p_{НОМ})$

Пусковая реактивная мощность определяется по выражению

$$q_{\Pi} = \sqrt{s_{\Pi}^2 - p_{\Pi}^2}.$$

Кроме приведенных имеются и другие эмпирические формулы для определения пусковых мощностей асинхронных двигателей, например,

$$\left. \begin{aligned} p_{\Pi} &= s_{\Pi} \sin(50 p_{\text{НОМ}}^{-0.22}) \\ q_{\Pi} &= s_{\Pi} \cos(50 p_{\text{НОМ}}^{-0.22}) \end{aligned} \right\}$$



Пиковый ток группы электроприемников, работающих при $\underline{tg\varphi} > 0$, с достаточной для практических расчетов точностью, может определяться по формуле

$$I_{\Pi} = i_{\Gamma\text{М}} + (I_{\text{Р}} - k_i i_{\text{НОМ}}),$$

где $i_{\Gamma\text{М}}$ – наибольший из пиковых токов ЭП по паспортным данным; $I_{\text{Р}}$ – ток максимальной нагрузки всех электроприемников; $i_{\text{НОМ}}$ – номинальный (приведенный к ПВ = 100%) ток электроприемника с наибольшим пиковым током; k_i – коэффициент использования ЭП, имеющего наибольший пиковый ток.

Когда в группе ЭП имеются относительно мощные синхронные электродвигатели, работающие с опережающим или отстающим током, или когда число электроприемников мало и их номинальные мощности значительно отличаются, определение пикового тока следует проводить по формуле

$$I_{\Pi} = i_{\Gamma\text{М}} + K'_P \frac{\sqrt{(P_C - p_c)^2 + (Q_C - q_c)^2}}{\sqrt{3}U_H},$$

где P_C, Q_C – суммарные средние активные и реактивные нагрузки всех ЭП в наиболее загруженную смену; p_c, q_c – средняя активная и реактивная нагрузки пускаемого электродвигателя. Знак q_c считается положительным при работе с отстающим током и отрицательным при опережающем токе; K'_P – коэффициент расчетной нагрузки для группы ЭП без пускаемого двигателя. В большинстве случаев может быть принят равным K_P , найденному для всей рассматриваемой группы ЭП.

В качестве наибольшего пикового тока может быть выбран:

- пусковой ток i_{Π} асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором или синхронного двигателя. В случае отсутствия заводских данных i_{Π} может быть принят равным пятикратному номинальному току;
- пусковой ток двигателя постоянного тока или асинхронного с фазным ротором, который при отсутствии более точных данных должен приниматься не ниже 2,5-кратного номинального тока;
- пиковый ток печных и сварочных трансформаторов, который должен быть принят по заводским данным, а в случае их отсутствия – не менее трехкратного номинального (без приведения к ПВ = 100 %).

Пиковая мощность машин контактной сварки определяется по паспортным данным по формуле

$$S_{\Pi} = U_{2MAX} i_{2MAX},$$

где U_{2MAX} – максимальное вторичное напряжение, В; i_{2MAX} – максимальный сварочный вторичный ток, А. При отсутствии заводских данных пиковая мощность может быть приближенно принята равной трехкратной номинальной (при паспортном ПВ).

Большие пиковые нагрузки возникают при одновременном самозапуске большого числа двигателей в случае восстановления напряжения после кратковременного перерыва. Полную и активную мощности при самозапуске S_{CZ} и P_{CZ} можно определять по формулам:

$$\left. \begin{aligned} S_{CZ} &= 8.4 \sum_{k=1}^n P_{НОМk}, \\ P_{CZ} &= \sum_{k=1}^n P_{Гk}, \end{aligned} \right\}$$

Определение расходов электроэнергии

Годовой расход активной и реактивной энергии определяется на основании расчетных электрических нагрузок и годового числа часов использования максимума активной и реактивной мощностей.

Годовой расход активной энергии, потребляемой предприятием, определяется по выражению

$$W_P = \bar{P}_P T_M,$$

где \bar{P}_P – математическое ожидание расчетной активной мощности на границе балансового разграничения с ЭСО; T_M – годовое число часов использования максимума активной мощности, определяемое в зависимости от сменности предприятия. Для 1, 2 и 3-сменных предприятий T_M соответственно следует принимать 1900, 3600 и 5100 ч, для непрерывного производства – 7650 ч

Допускается определять

$$\bar{P}_P = 0.9 P_P,$$

где P_P – расчетная нагрузка.

Годовой расход реактивной энергии, не превышающий экономическое значение, рассчитывается по выражению

$$W_{QE} = Q_E T_{MQE},$$

где Q_E – реактивная мощность в пределах экономических значений, с учетом устанавливаемых на предприятии средств компенсации реактивной мощности; T_{MQE} – годовое число часов использования максимальной реактивной мощности, не превышающей экономическое значение.

Значение T_{MQE} зависит от режима работы предприятия и напряжения сети энергосистемы, от которой оно получает питание

Годовой расход реактивной энергии, превышающей экономическое значение, находится по выражению

$$W_Q = Q T_{MQ},$$

где Q – реактивная мощность, потребляемая из энергосистемы и превышающая экономическое значение; T_{MQ} – годовое число часов использования потребляемой максимальной реактивной мощности, превышающей экономическое значение. Значения Q и T_{MQ} определяются в соответствии с указаниями по выбору средств компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения.

Значения T_{MOE}

№	Напряжение питающей сети, кВ	Режим работы предприятия			
		1 смена	2 смены	3 смены	Непрерывное производство
1	35	1660	2400	3000	5660
2	110	1750	3000	3750	6400
3	220...330	1800	3200	4200	6800
4	500	1850	3460	4800	7300
5	Генераторное напряжение	1850	3460	4800	7300