В Главгосэнергонадзоре
Минэнерго СССР

В связи с введением с 1 января 1991 г. нового прейскуранта № 09-01 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию» изменяется форма оплаты за потребляемую и генерируемую реактивную мощность. Это привело к необходимости разработки новой Инструкции по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях. Проект Инструкции разработан Ю. С. Железко и А. В. Артемьевым (ВНИИЭлектроэнергетики), обсужден со специалистами отраслевых организаций — потребителей электроэнергии горной, металлургической промышленностей, электрифицированного железнодорожного транспорта и региональных отделений Главгосэнергонадзора.

Инструкция утверждена Главгосэнергонадзором и Главэлектросетью Минэнерго СССР 10 апреля 1990 г.

Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Системным расчетом компенсации реактивной мощности (КРМ) в электрических сетях называют расчет, определяющий оптимальные взаимоувязанные решения по КРМ в сетях энергосистемы и присоединенных к ней потребителей.

1.2. Результаты расчета КРМ в сети энергосистемы представляются в виде оптимальных мощностей и мест размещения конденсаторных установок (КУ), а в сети потребителя — в виде следующих величин, указываемых в договоре на пользование электроэнергией (ДПЭ):

а) экономического значения реактивной энергии $W_{Qэ}$, потребляемой из сети энергосистемы за месяц в часы больших нагрузок электрической сети;

б) экономического значения реактивной мощности $Q_э$, потребляемой из сети энергосистемы в часы больших нагрузок электрической сети (только для потребителей I тарифной группы, рассчитывающихся за реактивную мощность);

в) технических пределов потребления реактивной мощности $Q_т$ в часы больших нагрузок электрической сети или реактивной энергии $W_{Qт}$ за месяц в эти же часы,

gost.e-ecolog.ru

при превышении которых энергоснабжающая организация не несет ответственности за снижение напряжения в точке учета электроэнергии ниже уровня, установленного в ДПЭ для часов максимума нагрузки электрической сети;

г) технических пределов генерации реактивной мощности $Q_г$ или реактивной энергии $W_{Qг}$ в сеть энергосистемы в часы малых нагрузок электрической сети, при превышении которых энергоснабжающая организация не несет ответственности за повышение напряжения в точке учета электроэнергии выше уровня, установленного в ДПЭ для часов минимума нагрузки электрической сети;

д) в случае необходимости — предельных значений реактивной мощности или реактивной энергии, генерируемой в сеть энергосистемы в часы больших нагрузок электрической сети и принудительно потребляемой в часы ее малых нагрузок за месяц.

В соответствии с Правилами пользования электрической энергией перечисленные выше величины устанавливают поквартально, поэтому их значения принимают одинаковыми для каждого месяца, входящего в квартал. Допускается устанавливать указанные величины одинаковыми для I и IV кварталов, а также для II и III кварталов.

1.3. Часы больших и малых нагрузок, а также максимума и минимума нагрузки электрической сети устанавливаются энергоснабжающей организацией индивидуально для каждого потребителя на основе анализа графиков реактивной нагрузки потребителя и сети, от которой он получает питание.

Если часы больших и малых нагрузок электрической сети энергоснабжающей организацией не устанавливаются, величины, перечисленные в п. 1.2а — г, относятся ко всему расчетному периоду без разделения его на часы больших и малых нагрузок.

Часы максимума и минимума нагрузки электрической сети устанавливаются энергоснабжающей организацией для фиксации во времени периодов максимального и минимального напряжения в точке учета электроэнергии. При отсутствии специальных расчетов эти часы принимаются совпадающими с часами максимума и минимума нагрузки энергосистемы.

1.4. В технических условиях на присоединение потребителя любой тарифной группы указывают экономическое значение потребления реактивной мощности $Q_э$, а также технические пределы ее потребления $Q_п$ и генерации $Q_г$ для IV квартала года.

1.5. Основой для расчета значений $W_{Qэ}$ и $Q_э$ для всех кварталов года является значение коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_э^{IV}$ в точке учета электроэнергии для часов максимума нагрузки энергосистемы в IV квартале года (далее обозначается $\operatorname{tg}\varphi_э$)*.

Настоящая Инструкция устанавливает два метода расчета значений $\operatorname{tg}\varphi_э$: нормативный и оптимизационный.

Нормативный метод основан на применении нормативных значений $\operatorname{tg}\varphi_{э.н}$, установленных настоящей Инструкцией.

Оптимизационный метод основан на использовании значений $\operatorname{tg}\varphi_{э.о}$, полученных по специальным оптимизационным программам, прошедшим аттестацию в базовой организации и имеющим сертификат на применение, выданный Главгосэнергонадзором Минэнерго СССР.

Порядок расчета значений $W_{Qэ}$ и $Q_э$ по известным значениям $\operatorname{tg}\varphi_э$ одинаков для обоих методов и устанавливается настоящей Инструкцией.

Расчеты значений $\operatorname{tg}\varphi_{э.о}$ по оптимизационным программам должны выполняться энергоснабжающей организацией или по ее заказу другой организацией и согласовываться с базовой. Порядок аттестации программ и согласования результатов расчета установлен Правилами аттестации программ системного расчета компенсации реактивной мощности в электрических сетях и согласования результатов расчета.

Расчеты значений $W_{Qэ}$ и $Q_э$ по известным значениям $\operatorname{tg}\varphi_э$ должны выполняться энергоснабжающей организацией.

1.6. Нормативные значения $\operatorname{tg}\varphi_{э.н}$ настоящей Инструкцией устанавливаются на шинах 6—20 кВ** подстанций различных классов напряжения.

Оптимальные значения $\operatorname{tg}\varphi_{э.о}$ рассчитываются по оптимизационным программам, как правило, в два этапа:

1) взаимоувязанный расчет значений $\operatorname{tg}\varphi_{э.о}$ на шинах 6—20 кВ всех подстанций 35 кВ и выше энергосистемы и потребителей;

2) взаимоувязанный расчет значений $\operatorname{tg}\varphi_{э.о}$ на шинах 0,4 кВ всех подстанций 6—20/0,4 кВ рассматриваемой сети 6—20 кВ на основе полученного на первом этапе значения $\operatorname{tg}\varphi_{э.о}$ на шинах 6—20 кВ питающей подстанции.

Если второй этап расчета не проводится, а также в случае применения нормативного метода, значения $\operatorname{tg}\varphi_э$ для всех потребителей, питающихся от подстанции 35 кВ и выше, принимают одинаковыми и равными значению $\operatorname{tg}\varphi_э$ на шинах 6—20 кВ этой подстанции.

1.7. Если приборы учета электроэнергии установлены не на шинах, для которых определен $\operatorname{tg}\varphi_э$, последний необходимо скорректировать на величину $\delta = \Delta Q/P$ (где ΔQ — потери реактивной мощности в сети от рассматриваемых шин до точки установки приборов учета в часы максимума нагрузки энергосистемы; P — нагрузка потребителя в эти же часы). Если точка учета электроэнергии находится выше шин, для которых определено значение $\operatorname{tg}\varphi_э$, то последнее увеличивают на δ, если ниже данных шин, то уменьшают на δ.

1.8. Выбор метода расчета осуществляет энергоснабжающая организация. Ко всем потребителям должен применяться одинаковый метод. Допускается применять нормативный метод к потребителям, питающимся от шин генераторного напряжения и от сети 0,38 кВ, а также к сезонным потребителям независимо от метода, применяемого к остальным потребителям.

В случае применения энергосистемой оптимизационного метода и установления потребителю значения $\operatorname{tg}\varphi_{э.о}$ меньше приведенного в настоящей Инструкции нормативного значения $\operatorname{tg}\varphi_{э.н}$ потребитель вправе потребовать от энергоснабжающей организации предъявления расчета, согласованного в установленном порядке.

1.9. Основой для расчета технических пределов потребления реактивной мощности $Q_п$ и энергии $W_{Qп}$ в часы больших нагрузок электрической сети и генерации реактивной мощности $Q_г$ и энергии $W_{Qг}$ в часы малых нагрузок электрической сети являются значения коэффициентов реактивной мощности в указанные часы — $\operatorname{tg}\varphi_п$ и $\operatorname{tg}\varphi_г$. Инструкция устанавливает два метода расчета этих коэффициентов: нормативный и оптимизационный.

---

* Для энергосистем, максимум нагрузки которых наблюдается в другом квартале, значения, приведенные далее для IV квартала, относятся к кварталу с максимальной нагрузкой.

** Требования Инструкции, установленные для шин 6—20 кВ, относятся и к шинам тяговых подстанций электрифицированного железнодорожного транспорта, к которым присоединяется контактная сеть.

Нормативный метод основан на применении нормативных значений $\operatorname{tg}\varphi_{п.н}$ и $\operatorname{tg}\varphi_{г.н}$, установленных настоящей Инструкцией. Указанные значения распространяются на все кварталы года.

Оптимизационный метод состоит в применении программ расчета рабочих режимов электрических сетей в часы их больших и малых нагрузок и выбора оптимального сочетания этих коэффициентов у потребителей, питающихся от различных узлов сети.

Задаваемые потребителю значения $W_{Qп}$ и $Q_п$ могут быть меньше значений $W_{Qэ}$ и $Q_э$ только для сезонных потребителей, не работающих в периоды с октября по март.

1.10. Расчеты значений $\operatorname{tg}\varphi_э$, $\operatorname{tg}\varphi_п$ и $\operatorname{tg}\varphi_г$ оптимизационными методами проводит диспетчерская служба энергосистемы, расчеты значений величин, перечисленных в п.п. 1.2.а—г, на основе известных значений $\operatorname{tg}\varphi_э$, $\operatorname{tg}\varphi_п$ и $\operatorname{tg}\varphi_г$ — структурные подразделения, осуществляющие заключение договоров на пользование электроэнергией с потребителями. Величины, указанные в п. 1.2.д, включаются в ДПЭ только в случае их задания диспетчерской службой.

Допускается использование разных методов расчета для определения экономических и технических коэффициентов, например, для вычисления $\operatorname{tg}\varphi_э$ — оптимизационный метод, а $\operatorname{tg}\varphi_п$ и $\operatorname{tg}\varphi_г$ — нормативный.

1.11. Все величины, включаемые в ДПЭ на основании расчетов по данной Инструкции (нормативным и оптимизационным методами), принимают постоянными в течение 5 лет с момента их первого внесения в ДПЭ. Величины, рассчитанные нормативным методом, могут быть изменены ранее указанного срока в случае перехода на оптимизационный метод или перевода потребителя на питание от сети другого напряжения.

1.12. Настоящая Инструкция заменяет Инструкцию 1985 г. с аналогичным названием.

2. НОРМАТИВНЫЙ МЕТОД РАСЧЕТА

2.1. Нормативные значения $\operatorname{tg}\varphi_{э.н}$ на шинах 6—20 кВ подстанций 35—330/6—20 кВ для часов максимума нагрузки энергосистемы в IV квартале года приведены в табл. 1.

2.2. Для шин 6—20 кВ подстанций с высшим напряжением 500 кВ и выше и шин генераторного напряжения нормативное значение $\operatorname{tg}\varphi_{э.н}=0{,}6$.

2.3. При питании потребителя от нескольких подстанций нормативные коэффициенты устанавливают по каждой подстанции.

2.4. Если потребитель питается от шин 6—20 кВ, получающих питание от n трансформаторов с различными высшими напряжениями, то нормативный коэффициент определяют как взвешенный:

$$\operatorname{tg}\varphi_{э.к}=\sum_{i=1}^{n}\operatorname{tg}\varphi_{э.н}^{i}d_i, \qquad (1)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{э.н}^{i}$ — коэффициент по табл. 1 или п. 2.2, относящийся к i-му напряжению; d_i — доля номинальной мощности трансформаторов i-го напряжения в суммарной номинальной мощности трансформаторов ($\Sigma d_i=1$).

Таблица 1

Основная ставка тарифа, руб/кВт в год	Дополнительная ставка тарифа, коп/(кВт·ч)	Значение $\operatorname{tg}\varphi_{э.н}$ на шинах 6—20 кВ при высшем напряжении подстанции, кВ		
		35	110—150	220—330
60	<1,5	0,32	0,38	0,50
60	1,5—2,0	0,25	0,30	0,40
60	>2,0	0,22	0,26	0,35
36	1,5—2,0	0,34	0,40	0,50
<36	<1,5	0,50	0,60	0,70
—	>6,0	0,16	0,20	0,27

2.5. Для потребителей, питающихся от сети 0,38 кВ, нормативное значение $\operatorname{tg}\varphi_{э.н}=0{,}15$.

2.6. Если снижение потребления реактивной мощности и энергии до нормативных значений приводит к повышению напряжения на границе балансовой принадлежности электросети сверх допустимого значения в часы больших нагрузок электрической сети, значения $W_{Qэ}$ и $Q_э$ должны быть увеличены до уровня, при котором напряжение остается в допустимых пределах.

2.7. Нормативные значения коэффициентов реактивной мощности, используемые для определения технических пределов ее потребления и генерации, устанавливаются соответственно

$$\operatorname{tg}\varphi_{п.н}=0{,}7;\ \operatorname{tg}\varphi_{г.н}=0{,}1. \qquad (2)$$

3. ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА

3.1. Оптимизационные методы расчета должны определять взаимоувязанные значения $\operatorname{tg}\varphi_{э.о}$ на шинах 6—20 кВ подстанций, обеспечивающие минимум народнохозяйственных затрат на производство реактивной мощности и энергии и передачу ее потребителям.

3.2. Если для каждого года из 5 лет проводится отдельный расчет по схеме, соответствующей рассматриваемому году, то значение $\operatorname{tg}\varphi_{э.о}$ по каждому узлу определяют как взвешенное по формуле

$$\operatorname{tg}\varphi_{э.о}=0{,}232\sum_{i=1}^{5}\operatorname{tg}\varphi_{эi}e_i, \qquad (3)$$

где e_i — коэффициент приведения затрат i-го года к затратам первого года ($e_1=1$; $e_2=0{,}926$; $e_3=0{,}857$; $e_4=0{,}793$; $e_5=0{,}735$); коэффициент $0{,}232=1\Big/\sum_{i=1}^{5}e_i$.

3.3. Программы расчета оптимальных значений $\operatorname{tg}\varphi_{э.о}$ должны удовлетворять требованиям, изложенным в Правилах аттестации программ системного расчета компенсации реактивной мощности в электрических сетях и согласования результатов расчета.

3.4. Аттестация программ и согласование результатов расчета проводятся базовой организацией (ВНИИЭ) на основе договора с организацией — разработчиком программы. Оформление в Главгосэнергонадзоре сертификата на аттестованную программу входит в обязанности базовой организации.

4. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ЗНАЧЕНИЙ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

4.1. Значения $Q_э$ для потребителей I тарифной группы, рассчитывающихся за максимальную реактивную мощность в часы больших нагрузок электрической сети, и значения $W_{Qэ}$ для потребителей I—III и V, VI тарифных групп для месяцев i-го квартала определяют по формулам:

$$Q_{эi}=\operatorname{tg}\varphi_{эi}P_i=\operatorname{tg}\varphi_эP_{IV}-\operatorname{tg}\varphi_п(P_{IV}-P_i); \qquad (4)$$

$$W_{Qэ}^{i}=k_{\lambda i}\operatorname{tg}\varphi_{эi}\frac{W_{Pi}}{3}, \qquad (5)$$

где P_i и P_{IV} — активные нагрузки потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы в i-м и IV кварталах; W_{Pi} — потребление активной энергии в i-м квартале; $\operatorname{tg}\varphi_{эi}$ — экономический коэффициент реактивной мощности для i-го квартала; $k_{\lambda i}$ — коэффициент, учитываю-

щий изменение числа часов максимальной нагрузки графика реактивной мощности при установке КУ; $\operatorname{tg}\varphi_н$ — коэффициент реактивной мощности, соответствующий натуральной реактивной нагрузке (с отключенными КУ) в IV квартале.

Во всех формулах в качестве исходных принимают отчетные данные о нагрузках за ближайший год, для которого они известны для всех кварталов.

При наличии данных о соотношении минимальной и максимальной суточных нагрузок потребителя значение $W^i_{Qэ}$ более точно может быть определено по Приложению 1.

4.2. Значение $\operatorname{tg}\varphi_{эi}$ определяют по формуле

$$\operatorname{tg}\varphi_{эi} = \frac{\operatorname{tg}\varphi_э - (1-K_i)\operatorname{tg}\varphi_н}{K_i}, \qquad (6)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_э$ — значение экономического коэффициента в IV квартале; K_i — отношение активных нагрузок потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы в i-м и IV кварталах (при отсутствии данных допускается определять по формуле $K_i = W_{Pi}/W_{PIV}$).

Значение $\operatorname{tg}\varphi_н$ находят по данным зимнего контрольного замера по формуле

$$\operatorname{tg}\varphi_н = \frac{Q_{фIV} + Q_к}{P_{IV}}, \qquad (7)$$

где $Q_{фIV}$ — фактическая максимальная реактивная нагрузка в часы максимума нагрузки потребителя энергосистемы; $Q_к$ — мощность КУ, подключенных к сети во время измерений, включая реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями 6—10 кВ.

При отсутствии данных измерений принимают $\operatorname{tg}\varphi_н = 0{,}8$ или значение, согласованное между энергосистемой и потребителем.

Если значение $\operatorname{tg}\varphi_{эi}$, полученное по формуле (6), меньше нуля, его принимают равным нулю.

4.3. Коэффициент k_λ принимают в соответствии со следующими данными:

$\operatorname{tg}\varphi_э$	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30
k_λ	0,50	0,52	0,54	0,56	0,58	0,60
$\operatorname{tg}\varphi_э$	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60
k_λ	0,63	0,66	0,70	0,75	0,8	0,85

Если значение $\operatorname{tg}\varphi_{эi}$ не совпадает со значениями, приведенными выше, значения $k_{\lambda i}$ определяют с помощью линейной аппроксимации.

4.4. Если часы максимума нагрузки энергосистемы не совпадают с часами максимума нагрузки потребителя, то в формулах (4) и (5) вместо $\operatorname{tg}\varphi_{эi}$ используют его значение, соответствующее часам максимума нагрузки потребителя и определяемое по формуле

$$\operatorname{tg}\varphi^i_{э.п} = \frac{\operatorname{tg}\varphi_н}{0{,}7 + 0{,}3K_{Pi}} - \frac{\operatorname{tg}\varphi_н - \operatorname{tg}\varphi_{эi}}{K_{Pi}}, \qquad (8)$$

где K_{Pi} — наименьшее из трех месячных значений отношения максимальной активной нагрузки потребителя к его нагрузке в часы максимума нагрузки энергосистемы в i-м квартале (коэффициент максимума нагрузки).

Вместо значений P_{IV} и P_i в формуле (4) используют максимальные нагрузки потребителя:

$$P_{IV\,max} = K_{PIV}P_{IV}; \quad P_{i\,max} = K_{Pi}P_i. \qquad (9)$$

Значения K_{Pi} устанавливают по результатам специальных замеров нагрузок или замеров в контрольные дни прошедшего года и фиксируют в ДПЭ.

4.5. Для сезонных потребителей (не работающих в периоды с октября по март) помесячные значения $W^i_{Qэ}$ определяют по формуле

$$W^i_{Qэ} = \operatorname{tg}\varphi_{э.н} W^i_P, \qquad (10)$$

где W_{Pi} — потребление активной энергии за рассматриваемый месяц; $\operatorname{tg}\varphi_{э.н}$ — нормативное значение, приведенное в табл. 1.

4.6. Значения технических пределов потребления реактивной мощности и энергии в часы больших нагрузок электрической сети и генерации ее в сеть энергосистемы в часы малых нагрузок сети определяют по формулам:

$$Q_п = \operatorname{tg}\varphi_п P_{IV}; \qquad (11)$$

$$W_{Qп} = \operatorname{tg}\varphi_п \frac{W_{PIV}}{3}; \qquad (12)$$

$$Q_г = \operatorname{tg}\varphi_г P_{IV}; \qquad (13)$$

$$W_{Qг} = \operatorname{tg}\varphi_г \frac{W_{PIV}}{3}, \qquad (14)$$

где W_{PIV} — электроэнергия, потребленная в IV квартале.

4.7. Значения всех коэффициентов, используемых в расчетах, должны округляться до второго знака после запятой.

Приложение 1. Расчет значений $W_{Qэ}$ при наличии данных о соотношении минимальной и максимальной суточных нагрузок потребителя.

Исходными данными для расчета являются поквартальные значения:

коэффициентов минимальной суточной реактивной нагрузки

$$k^i_{min\,Q} = Q^i_{п\,min}/Q^i_{п\,max}; \qquad (15)$$

чисел часов использования максимальной реактивной нагрузки

$$T_{Qi} = W_{Qi}/Q^i_{п\,max}, \qquad (16)$$

где $Q^i_{п\,min}$ и $Q^i_{п\,max}$ — средние нагрузки потребителя за часы минимума и максимума нагрузки электрической сети.

Допускается определять $Q^i_{п\,min}$ и $Q^i_{п\,max}$ по данным суточного контрольного замера.

Если данные о $k^i_{min\,Q}$ и T_{Qi} отсутствуют, их определяют исходя из аналогичных данных по активным нагрузкам $k^i_{min\,P}$ и T_{Pi} по формулам:

$$k^i_{min\,Q} = 0{,}3 + 0{,}7k^i_{min\,P}; \qquad (17)$$

$$T_{Qi} = k^i_{min\,Q}T_i + (1 - k^i_{min\,Q})T_{Pi}, \qquad (18)$$

где T_i — календарное число часов в квартале.

Исходя из данных о $k^i_{min\,Q}$ и T_{Qi}, последовательно определяют:

коэффициент заполнения графика реактивной нагрузки

$$k^i_{эQ} = T_{Qi}/T_i; \qquad (19)$$

параметр, характеризующий форму графика реактивной нагрузки

$$\left.\begin{array}{l} \text{при } k^i_{эQ} \leqslant 0{,}8 \quad \lambda_i = \dfrac{k^i_{эQ} - k^i_{min\,Q}}{1 - k^i_{эQ}}; \\ \text{при } k^i_{эQ} > 0{,}8 \quad \lambda_i = 1; \end{array}\right\} \qquad (20)$$

число часов использования максимальной реактивной нагрузки в i-м квартале, соответствующее экономической компенсации по одной из формул:

$$\text{при } \lambda_i \leqslant 1 \quad T^i_{Q\text{э}} = \lambda_i k_{\lambda i} T_{Qi}; \tag{21}$$

$$\text{при } \lambda_i > 1 \quad T^i_{Q\text{э}} = \left(1 - \frac{1 - k_{\lambda i}}{\lambda_i}\right) T_{Qi}; \tag{22}$$

экономическое значение потребления реактивной энергии за j-й месяц i-го квартала

$$W^j_{Q\text{э}} = \frac{Q_{\text{э}i} T^i_{Q\text{э}}}{3}, \tag{23}$$

где $Q_{\text{э}i}$ — значение, определяемое по выражению (4).

Приложение 2. Примеры расчета.

Пример. 1. Потребитель в энергосистеме с тарифами 60 руб/кВт и 18 коп/(кВт·ч) получает питание от понижающей подстанции 35/10 кВ. Значения потребляемой им электроэнергии по кварталам приведены в табл. 2. Определить значения $W_{Q\text{э}}$ для всех месяцев.

По табл. 1 находим значение $\operatorname{tg}\varphi_{\text{э}IV}=0{,}3$.

По формуле (6) при $\operatorname{tg}\varphi_{\text{н}}=0{,}8$ и значениях K, приведенных в табл. 2, вычисляем:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{э}I} = \frac{0{,}3 - (1-0{,}92)\cdot 0{,}8}{0{,}92} = 0{,}26;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{э}II}=0{,}21;\ \operatorname{tg}\varphi_{\text{э}III}=0{,}24.$$

Значения k_λ, соответствующие полученным $\operatorname{tg}\varphi_{\text{э}}$, приведены в табл. 2.

По формуле (5) вычисляем значения $W^i_{Q\text{э}}$:

$$W^I_{Q\text{э}} = 0{,}58\cdot 0{,}26\cdot\frac{1650}{3} = 83;$$

Таблица 2

Параметр	Значение параметра для квартала			
	I	II	III	IV
W_P, тыс. кВт·ч за квартал	1650	1500	1600	1800
K	0,92	0,84	0,89	1,0
$\operatorname{tg}\varphi_{\text{э}}$	0,26	0,21	0,24	0,3
k_λ	0,58	0,56	0,57	0,6
$W_{Q\text{э}}$, тыс. кВар·ч за 1 мес	83,0	59,0	73,0	108,0

Таблица 3

Параметр	Значение параметра для квартала			
	I	II	III	IV
P, тыс. кВт	5,5	4,5	5	6
W_P, тыс. кВт·ч за квартал	5500	4000	4800	6200
k_{minP}	0,2	0,15	0,18	0,25
T, ч	2160	2184	2208	2208

Таблица 4

Параметр	Значение параметра для квартала			
	I	II	III	IV
$Q_{\text{э}}$, тыс. квар	1,4	0,6	1,0	1,8
k_{minQ}	0,44	0,405	0,426	0,475
T_Q, ч	1510	1413	1492	1591
$k_{\text{э}Q}$	0,7	0,65	0,68	0,72
λ	0,87	0,70	0,79	0,88
$W_{Q\text{э}}$, тыс. квар·ч за 1 мес	370	119	236	504

Таблица 5

Параметр	Значение параметра для квартала			
	I	II	III	IV
k	0,92	0,75	0,83	1,0
$\operatorname{tg}\varphi_{\text{э}}$	0,25	0,13	0,20	0,3
k_λ	0,58	0,53	0,56	0,6
$W_{Q\text{э}}$, тыс. квар·ч за 1 мес	265	91	178	372

Таблица 6

Параметр	Значение параметра для квартала			
	I	II	III	IV
$\operatorname{tg}\varphi_{\text{э}}$	0,26	0,21	0,24	0,3
K_P	1,3	1,2	1,0	1,4
$\operatorname{tg}\varphi_{\text{э.н}}$	0,32	0,26	0,24	0,36

$$W^{II}_{Q\text{э}} = 0{,}56\cdot 0{,}21\cdot\frac{1500}{3} = 59;$$

$$W^{III}_{Q\text{э}} = 0{,}57\cdot 0{,}24\cdot\frac{1600}{3} = 73;$$

$$W^{IV}_{Q\text{э}} = 0{,}6\cdot 0{,}3\cdot\frac{1800}{3} = 108.$$

Результаты расчета сведены в табл. 2.

Пример 2. Потребитель в энергосистеме с тарифами 60 руб/кВт и 1,5 коп/(кВт·ч) получает питание от понижающей подстанции 110/10 кВ. Остальные данные приведены в табл. 3. Определить значение $Q_{\text{э}}$ и $W_{Q\text{э}}$ для каждого месяца следующего года.

Для I квартала находим последовательно:

значение $\operatorname{tg}\varphi_{\text{э.н}}=0{,}3$ по табл. 1 и $Q_{\text{э}I}$ по формуле (4)

$$Q_{\text{э}I}=0{,}3\cdot 6-0{,}8\cdot(6-5{,}5)=1{,}4\ \text{Мвар};$$

число часов использования максимальной активной нагрузки в квартале

$$T_{PI}=W_{PI}/P_I=5500/5{,}5=1000\ \text{ч};$$

коэффициент минимальной реактивной нагрузки по формуле (17)

$$k^I_{minQ}=0{,}3+0{,}7\cdot 0{,}2=0{,}44;$$

число часов использования максимальной реактивной нагрузки по формуле (18)

$$T_{QI}=0{,}44\cdot 2160+(1-0{,}44)\cdot 1000=1510\ \text{ч};$$

коэффициент заполнения графика реактивной мощности по формуле (19)

$$k^I_{\text{э}Q}=1510/2160=0{,}7;$$

параметр λ_I, характеризующий форму графика, по формуле (20) с учетом соотношения $k^I_{\text{э}Q}<0{,}8$

$$\lambda_I=\frac{0{,}7-0{,}44}{1-0{,}7}=0{,}87;$$

число часов использования оптимальной реактивной нагрузки по формуле (21), так как $\lambda_I<1$

$$T^I_{Q\text{э}}=0{,}87\cdot 0{,}6\cdot 1510=790\ \text{ч};$$

значение $W^I_{Q\text{э}}$ для месяцев первого квартала по формуле (23)

$$W^I_{Q\text{э}}=\frac{1{,}4\cdot 790}{3}=370\ \text{тыс. квар·ч}.$$

Результаты аналогичных расчетов для остальных галов приведены в табл. 4.

Пример 3. Рассчитать значения $W^i_{Q\text{э}}$ для условий прещего примера, если данные о $k_{min\,P}$ отсутствуют. Определяем последовательно значения: $k_i = P_i/P_{1V}$, i по формуле (6) и $W^i_{Q\text{э}}$ по выражению (5). Результаты расчетов приведены в табл. 5.

Пример 4. Определить значения $\operatorname{tg}\varphi_{\text{э.п}}$, соответствующие часам наибольшей нагрузки потребителя, если они не совпадают с часами наибольших нагрузок энергосистемы. Соотношения нагрузок потребителя в эти часы K_P и значения $\operatorname{tg}\varphi_{\text{э}}$, определенные по формуле (6), приведены в табл. 6. Натуральный $\operatorname{tg}\varphi_{\text{н}} = 0{,}8$.

По формуле (8) определяем для I квартала

$$\operatorname{tg}\varphi^{\text{I}}_{\text{э.п}} = \frac{0{,}8}{0{,}7 + 0{,}3 \cdot 1{,}3} - \frac{0{,}8 - 0{,}26}{1{,}3} = 0{,}32.$$

Результаты расчета для остальных кварталов приведены в табл. 6.

gost.e-ecolog.ru