

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 промышленности, 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  $W_{Q_э}$ , 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  $Q_n$  в часы больших нагрузок электрической сети или реактивной энергии  $W_{Q_n}$  за месяц в эти же часы,

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  $Q_r$  или реактивной энергии  $W_{Qr}$  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 устанавливаются 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  $Q_p$ , а также технические пределы ее потребления  $Q_n$  и генерации  $Q_r$  для IV квартала года.

1.5. Основой для расчета значений  $W_{Qp}$  и  $Q_p$  для всех кварталов года является значение коэффициента реактивной мощности  $\text{tg } \varphi_{p,IV}$  в точке учета электроэнергии для часов максимума нагрузки энергосистемы в IV квартале года (далее обозначается  $\text{tg } \varphi_p$ )\*.

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

Нормативный метод основан на применении нормативных значений  $\text{tg } \varphi_{p,n}$ , установленных настоящей Инструкцией.

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

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

Порядок расчета значений  $W_{Qp}$  и  $Q_p$  по известным значениям  $\text{tg } \varphi_p$ , одинаков для обоих методов и устанавливается настоящей Инструкцией.

Расчеты значений  $\text{tg } \varphi_{p,o}$  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  $W_{Qp}$  и  $Q_p$  по известным значениям  $\text{tg } \varphi_p$  должны выполняться энергоснабжающей организацией.

1.6. Нормативные значения  $\text{tg } \varphi_{p,n}$  настоящей Инструкцией устанавливаются на шинах 6—20 кВ\*\* подстанций различных классов напряжения.

Оптимальные значения  $\text{tg } \varphi_{p,o}$  рассчитываются по оптимизационным программам, как правило, в два этапа:

1) взаимозависимый расчет значений  $\text{tg } \varphi_{p,o}$  на шинах 6—20 кВ всех подстанций 35 кВ и выше энергосистемы и потребителей;

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

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

1.7. Если приборы учета электроэнергии установлены не на шинах, для которых определен  $\text{tg } \varphi_p$ , последний необходимо скорректировать на величину  $\delta = \Delta Q/P$  (где  $\Delta Q$  — 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  $\text{tg } \varphi_p$ , то последнее увеличивают на  $\delta$ , если ниже данных шин, то уменьшают на  $\delta$ .

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  $\text{tg } \varphi_{p,o}$  меньше приведенного в настоящей Инструкции нормативного значения  $\text{tg } \varphi_{p,n}$  потребитель вправе потребовать от энергоснабжающей организации предъявления расчета, согласованного в установленном порядке.

1.9. Основой для расчета технических пределов потребления реактивной мощности  $Q_n$  и энергии  $W_{Qn}$  в часы больших нагрузок электрической сети и генерации реактивной мощности  $Q_r$  и энергии  $W_{Qr}$  в часы малых нагрузок электрической сети являются значения коэффициентов реактивной мощности в указанные часы —  $\text{tg } \varphi_n$  и  $\text{tg } \varphi_r$ . Инструкция устанавливает два метода расчета этих коэффициентов: нормативный и оптимизационный.

\*\* 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  $\text{tg } \varphi_{\text{н.н}}$  и  $\text{tg } \varphi_{\text{г.н}}$ , 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  $W_{Q_3}$  и  $Q_3$  могут быть меньше значений  $W_{Q_3}$  и  $Q_3$ , только для сезонных потребителей, не работающих в периоды с октября по март.

1.10. Расчеты значений  $\text{tg } \varphi_3$ ,  $\text{tg } \varphi_n$  и  $\text{tg } \varphi_r$  оптимизационными методами проводит диспетчерская служба энергосистемы, расчеты значений величин, перечисленных в п.п. 1.2.а—г, на основе известных значений  $\text{tg } \varphi_3$ ,  $\text{tg } \varphi_n$  и  $\text{tg } \varphi_r$  — 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  $\text{tg } \varphi_3$  — оптимизационный метод, а  $\text{tg } \varphi_n$  и  $\text{tg } \varphi_r$  — 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  $\text{tg } \varphi_{\text{н.н}}$  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  $\text{tg } \varphi_{\text{н.н}} = 0,6$ .

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:

$$\text{tg } \varphi_{\text{н.н}} = \sum_{i=1}^n \text{tg } \varphi_{\text{н.н}}^i d_i, \quad (1)$$

где  $\text{tg } \varphi_{\text{н.н}}^i$  — коэффициент по табл. 1 или п. 2.2, относя-

Таблица 1

Основная ставка тарифа, руб/кВт в год	Дополнительная ставка тарифа, коп/(кВт·ч)	Значение $\text{tg } \varphi_{\text{н.н}}$ 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

щийся к  $i$ -му напряжению;  $d_i$  — доля номинальной мощности трансформаторов  $i$ -го напряжения в суммарной номинальной мощности трансформаторов ( $\sum d_i = 1$ ).

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

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  $W_{Q_3}$  и  $Q_3$  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

$$\text{tg } \varphi_{\text{н.н}} = 0,7; \text{tg } \varphi_{\text{г.н}} = 0,1. \quad (2)$$

## 3. ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА

3.1. Оптимизационные методы расчета должны определять взаимосвязанные значения  $\text{tg } \varphi_{3.0}$  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  $\text{tg } \varphi_{3.0}$  по каждому узлу определяют как взвешенное по формуле

$$\text{tg } \varphi_{3.0} = 0,232 \sum_{i=1}^5 \text{tg } \varphi_{3i} e_i, \quad (3)$$

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  $0,232 = 1 / \sum_{i=1}^5 e_i$ .

3.3. Программы расчета оптимальных значений  $\text{tg } \varphi_{3.0}$  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  $Q_3$  для потребителей I тарифной группы, рассчитывающихся за максимальную реактивную мощность в часы больших нагрузок электрической сети, и значения  $W_{Q_3}$  для потребителей I—III и V, VI тарифных групп для месяцев  $i$ -го квартала определяют по формулам:

$$Q_{3i} = \text{tg } \varphi_{3i} P_i = \text{tg } \varphi_{3i} P_{IV} - \text{tg } \varphi_n (P_{IV} - P_i); \quad (4)$$

$$W_{Q_3}^i = k_{\lambda i} \text{tg } \varphi_{3i} \frac{W_{P_i}}{3}, \quad (5)$$

где  $P_i$  и  $P_{IV}$  — активные нагрузки потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы в  $i$ -м и IV кварталах;  $W_{P_i}$  — потребление активной энергии в  $i$ -м квартале;  $\text{tg } \varphi_{3i}$  — экономический коэффициент реактивной мощности для  $i$ -го квартала;  $k_{\lambda i}$  — коэффициент, учитываю-

ший изменение числа часов максимальной нагрузки графика реактивной мощности при установке КУ;  $\text{tg } \varphi_n$  — 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  $W_{Q3}^i$  более точно может быть определено по Приложению 1.

4.2. Значение  $\text{tg } \varphi_{3i}$  определяют по формуле

$$\text{tg } \varphi_{3i} = \frac{\text{tg } \varphi_n - (1 - K_i) \text{tg } \varphi_n}{K_i}, \quad (6)$$

где  $\text{tg } \varphi_n$  — 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  $\text{tg } \varphi_n$  находят по данным зимнего контрольного замера по формуле

$$\text{tg } \varphi_n = \frac{Q_{PIV} + Q_k}{P_{IV}}, \quad (7)$$

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

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

Если значение  $\text{tg } \varphi_{3i}$ , полученное по формуле (6), меньше нуля, его принимают равным нулю.

4.3. Коэффициент  $k_{\lambda}$  принимают в соответствии со следующими данными:

$\text{tg } \varphi_n$ . . . . .	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30
$k_{\lambda}$ . . . . .	0,50	0,52	0,54	0,56	0,58	0,60
$\text{tg } \varphi_n$ . . . . .	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60
$k_{\lambda}$ . . . . .	0,63	0,66	0,70	0,75	0,8	0,85

Если значение  $\text{tg } \varphi_{3i}$  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  $\text{tg } \varphi_{3i}$  используют его значение, соответствующее часам максимума нагрузки потребителя и определяемое по формуле

$$\text{tg } \varphi_{3i} = \frac{\text{tg } \varphi_n}{0,7 + 0,3K_{Pi}} - \frac{\text{tg } \varphi_n - \text{tg } \varphi_{3i}}{K_{Pi}}, \quad (8)$$

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:

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

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) месячные значения  $W_{Q3}^i$  определяют по формуле

$$W_{Q3}^i = \text{tg } \varphi_{3i} \cdot W_{Pi}^i, \quad (10)$$

где  $W_{Pi}^i$  — потребление активной энергии за рассматриваемый месяц;  $\text{tg } \varphi_{3i}$  — 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:

$$Q_n = \text{tg } \varphi_n P_{IV}; \quad (11)$$

$$W_{Qn} = \text{tg } \varphi_n \frac{W_{PIV}}{3}; \quad (12)$$

$$Q_r = \text{tg } \varphi_r P_{IV}; \quad (13)$$

$$W_{Qr} = \text{tg } \varphi_r \frac{W_{PIV}}{3}, \quad (14)$$

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  $W_{Q3}$  при наличии данных о соотношении минимальной и максимальной суточных нагрузок потребителя.

Исходными данными для расчета являются поквартальные значения:

коэффициентов минимальной суточной реактивной нагрузки

$$k_{minQ}^i = Q_{n \min}^i / Q_{n \max}^i; \quad (15)$$

чисел часов использования максимальной реактивной нагрузки

$$T_{Qt} = W_{Qt} / Q_{n \max}^i; \quad (16)$$

где  $Q_{n \min}^i$  и  $Q_{n \max}^i$  — средние нагрузки потребителя за часы минимума и максимума нагрузки электрической сети.

Допускается определять  $Q_{n \min}^i$  и  $Q_{n \max}^i$  по данным суточного контрольного замера.

Если данные  $k_{minQ}^i$  и  $T_{Qt}$  отсутствуют, их определяют исходя из аналогичных данных по активным нагрузкам  $k_{minP}^i$  и  $T_{Pt}$  по формулам:

$$k_{minQ}^i = 0,3 + 0,7k_{minP}^i; \quad (17)$$

$$T_{Qi} = k_{minQ}^i T_{it} + (1 - k_{minQ}^i) T_{Pi}. \quad (18)$$

где  $T_i$  — календарное число часов в квартале.

Исходя из данных о  $k_{minQ}^i$  и  $T_{Qi}$ , последовательно определяют:

коэффициент заполнения графика реактивной нагрузки

$$k_{3Q}^i = T_{Qi} / T_i; \quad (19)$$

параметр, характеризующий форму графика реактивной нагрузки

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } k_{3Q}^i \leq 0,8 \quad \lambda_i = \frac{k_{3Q}^i - k_{minQ}^i}{1 - k_{3Q}^i}; \\ \text{при } k_{3Q}^i > 0,8 \quad \lambda_i = 1; \end{array} \right\} \quad (20)$$

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

$$\text{при } \lambda_i \leq 1 \quad T_{Q_3}^i = \lambda_i k_{\lambda i} T_{Q_i}; \quad (21)$$

$$\text{при } \lambda_i > 1 \quad T_{Q_3}^i = \left(1 - \frac{1 - k_{\lambda i}}{\lambda_i}\right) T_{Q_i}; \quad (22)$$

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

$$W_{Q_3}^j = \frac{Q_{3i} T_{Q_3}^i}{3}, \quad (23)$$

где  $Q_{3i}$  — 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  $W_{Q_3}$  для всех месяцев.

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

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

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

$$\text{tg } \varphi_{3II} = 0,21; \quad \text{tg } \varphi_{3III} = 0,24.$$

Значения  $k_{\lambda}$ , соответствующие полученным  $\text{tg } \varphi_3$ , приведены в табл. 2.

По формуле (5) вычисляем значения  $W_{Q_3}^i$ :

$$W_{Q_3}^I = 0,58 \cdot 0,26 \cdot \frac{1650}{3} = 83;$$

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
$\text{tg } \varphi_3$	0,26	0,21	0,24	0,3
$k_{\lambda}$	0,58	0,56	0,57	0,6
$W_{Q_3}$ , 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
$Q_3$ , тыс. квар	1,4	0,6	1,0	1,8
$k_{minQ}$	0,44	0,405	0,426	0,475
$T_{Q_3}$ , ч	1510	1413	1492	1591
$k_{3Q}$	0,7	0,65	0,68	0,72
$\lambda$	0,87	0,70	0,79	0,88
$W_{Q_3}$ , 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
$\text{tg } \varphi_3$	0,25	0,13	0,20	0,3
$k_{\lambda}$	0,58	0,53	0,56	0,6
$W_{Q_3}$ , тыс. квар·ч за 1 мес	265	91	178	372

Таблица 6

Параметр	Значение параметра для квартала			
	I	II	III	IV
$\text{tg } \varphi_3$	0,26	0,21	0,24	0,3
$K_p$	1,3	1,2	1,0	1,4
$\text{tg } \varphi_{3,n}$	0,32	0,26	0,24	0,36

$$W_{Q_3}^{II} = 0,56 \cdot 0,21 \cdot \frac{1500}{3} = 59;$$

$$W_{Q_3}^{III} = 0,57 \cdot 0,24 \cdot \frac{1600}{3} = 73;$$

$$W_{Q_3}^{IV} = 0,6 \cdot 0,3 \cdot \frac{1800}{3} = 108.$$

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  $Q_3$  и  $W_{Q_3}$  для каждого месяца следующего года.

Для I квартала находим последовательно:

значение  $\text{tg } \varphi_{3,n} = 0,3$  по табл. 1 и  $Q_{3i}$  по формуле

(4)

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

число часов использования максимальной активной нагрузки в квартале

$$T_{P1} = W_{P1}/P_1 = 5500/5,5 = 1000 \text{ ч};$$

коэффициент минимальной реактивной нагрузки по формуле (17)

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

число часов использования максимальной реактивной нагрузки по формуле (18)

$$T_{Q1} = 0,44 \cdot 2160 + (1 - 0,44) \cdot 1000 = 1510 \text{ ч};$$

коэффициент заполнения графика реактивной мощности по формуле (19)

$$k_{3Q}^I = 1510/2160 = 0,7;$$

параметр  $\lambda_i$ , характеризующий форму графика, по формуле (20) с учетом соотношения  $k_{3Q}^I < 0,8$

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

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

$$T_{Q_3}^I = 0,87 \cdot 0,6 \cdot 1510 = 790 \text{ ч};$$

значение  $W_{Q_3}^I$  для месяцев первого квартала по формуле (23)

$$W_{Q_3}^I = \frac{1,4 \cdot 790}{3} = 370 \text{ тыс. квар·ч.}$$

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

**Пример 3.** Рассчитать значения  $W_{Q_3}^i$  для условий предыдущего примера, если данные о  $k_{\text{min } P}$  отсутствуют. Определяем последовательно значения:  $k_i = P_i / P_{IV}$ ,  $i$  по формуле (6) и  $W_{Q_3}^i$  по выражению (5). Результаты расчетов приведены в табл. 5.

**Пример 4.** Определить значения  $\text{tg } \varphi_{\text{н}}$ , соответствующим часам наибольшей нагрузки потребителя, если они не

совпадают с часами наибольших нагрузок энергосистемы. Соотношения нагрузок потребителя в эти часы  $K_P$  и значения  $\text{tg } \varphi_{\text{н}}$ , определенные по формуле (6), приведены в табл. 6. Натуральный  $\text{tg } \varphi_{\text{н}} = 0,8$ .

По формуле (8) определяем для I квартала

$$\text{tg } \varphi_{\text{н}}^I = \frac{0,8}{0,7 + 0,3 \cdot 1,3} - \frac{0,8 - 0,26}{1,3} = 0,32.$$

Результаты расчета для остальных кварталов приведены в табл. 6.