

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-267-272>

УДК 621.316

К вопросу повышения эффективности энергосистем и обоснования компенсации реактивной мощности в электрических сетях

**Султанов М. М.¹, Стрижиченко А. В.^{1*}, Болдырев И. А.¹, Желяскова О. И.¹,
Волошин Е. А.², Рогозинников Е. И.²**

¹ Филиал ФГБОУ ВО Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»
в г. Волжском
ул. Ленина, 69, 404110, г. Волжский, Россия

² ФГБОУ ВО Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»
ул. Красноказарменная, 14, 111250, г. Москва, Россия

Поступила / Received 05.10.2020

Принята к печати / Accepted for publication 17.11.2020

Реактивная мощность в энергосистеме отрицательно влияет на режим работы электрической сети, дополнительно загружая высоковольтные линии и трансформаторы, что приводит к увеличению потерь мощности, а также к увеличению падений напряжения. Влияние активной и реактивной составляющих мощности на напряжения в узлах сети различно и в подавляющей степени определяется соотношениями активных и реактивных составляющих сопротивлений элементов электроэнергетической системы. В высоковольтных сетях реактивная составляющая сопротивления существенно превышает активную, и поэтому протекание реактивного тока по сети приводит к большему падению напряжения, чем протекание активной составляющей тока. Передача реактивной мощности может привести к выходу за нормируемый диапазон напряжений в узлах нагрузки.

Для уменьшения потерь мощности и падения напряжения в элементах электрической сети могут применяться синхронные компенсаторы (СК), батареи статических конденсаторов (БСК), статические тиристорные компенсаторы (СТК), управляемые шунтирующие реакторы (УШР). Стоимости производства и передачи активной и реактивной мощности различны, и при выборе мощности средств компенсации реактивной мощности необходимо учитывать затраты и сравнивать их с получаемым эффектом, который различен для больших и малых значений реактивной мощности при снижении её на одну и ту же величину. Для оценки целесообразности применения компенсирующих устройств, выбора их типа и мест установки требуется проведение соответствующих расчетов. Предложен эмпирический критерий для первичной оценки технической целесообразности проведения компенсации реактивной мощности. Он позволяет определить участки и узлы сети, для которых существует необходимость компенсации реактивной мощности и которые следует рассмотреть подробнее.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: реактивная мощность, компенсация, эмпирический критерий принятия решения

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке государственного контракта Российской Федерации № FSWF-2020-0025 "Разработка методики и анализ методов обеспечения безопасности и конкурентоспособности объектов электроэнергетики на основе цифровых технологий".

Исследование выполнено при использовании оборудования ЦКП НТИ МЭИ (рег. номер 668788 в каталоге ЦКП <http://ckp-rf.ru>).

Адрес для переписки:

Стрижиченко А. В.
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», кафедра Энергетики
ул. Ленина, 69, 404110, г. Волжский, Россия
e-mail: Strijichenko@yandex.ru

Address for correspondence:

Strijichenko A. V.
National Research University "MPEI"
69 Lenin str., 404110, Volzhskiy, Russia
e-mail: Strijichenko@yandex.ru

Для цитирования:

Султанов М. М., Стрижиченко А. В., Болдырев И. А., Желяскова О. И. К вопросу повышения эффективности энергосистем и обоснования компенсации реактивной мощности в электрических сетях. Надежность и безопасность энергетики. 2020. – Т. 13, №4. – С. 267–272.
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-267-272>

For citation:

Sultanov M. M., Strizhichenko A. V., Boldyrev I. A., Zhelyaskova O. I., Voloshin E. A., Rogozinnikov E. I. [On the issue of improving the efficiency of power systems and substantiation of reactive power compensation in electric networks]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki* = Safety and Reliability of Power Industry. 2020. vol. 13, no. 4, pp. 267–272 (in Russian).
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-267-272>

On the issue of improving the efficiency of power systems and substantiation of reactive power compensation in electric networks

Sultanov M. M.¹, Strizhichenko A. V.^{1*}, Boldyrev I. A.¹, Zhelyaskova O. I.¹, Voloshin E. A.², Rogozinnikov E. I.²

¹ National Research University "MPEI"

69 Lenin str., 404110, Volzhskiy, Russia

² National Research University "MPEI"

4 Krasnokazarmennaya str., 111250, Moscow, Russia

Reactive power in the power system negatively affects the operating mode of the electric network, additionally loading high-voltage lines and transformers, which leads to an increase in power losses, as well as to an increase in voltage drops. The influence of active and reactive power components of voltage in the network nodes is different and is overwhelmingly determined by the ratio of active and reactive components of the resistance elements of the electric system. In high-voltage networks, the reactive component of the resistance significantly exceeds the active component, and therefore the flow of reactive current through the network leads to a greater voltage drop than the flow of the active component of the current. The transfer of reactive power can lead to exceeding the normalized voltage range in the load nodes. To reduce power losses and voltage drop in the elements of the electric network, synchronous compensators (SC), static capacitor banks (SCB), static thyristor compensators (STC), controlled shunt reactors (CSR) can be used. The cost of production and transmission of active and reactive power are different, and when choosing the power of reactive power compensation means, it is necessary to take into account the costs and compare them with the resulting effect, which differs for large and small values of reactive power when this is reduced by the same amount. To assess the feasibility of application of compensatory devices, and to choose their type and locations of installation, relevant calculations are required. An empirical criterion is proposed for preliminary assessment of the technical feasibility of reactive power compensation. It enables to identify the network sections and nodes, which require reactive power compensation and should be considered in greater detail.

KEYWORDS: reactive power, compensation, empirical criterion of decision-making

Acknowledgments

The research is funded by Russian Federation public contract № FSWF-2020-0025 "Technique development and method analysis for ensuring power system object safety and competitiveness based on digital technologies".

The study was performed using the equipment of the NTI MPEI Central Research Center (reg. number 668788 in the CCP catalog <http://ckp-rf.ru>).

Одной из ключевых системных проблем электроэнергетики России является достаточно высокая загрузка элементов систем передачи электроэнергии потоками реактивной мощности вследствие ее значительного потребления как элементами системы передачи, так и потребителями электроэнергии. В связи с этим снижается пропускная способность линий электропередач по передаче активной мощности и энергии, что уменьшает экономическую эффективность функционирования всей энергосистемы страны в целом [1]. Поэтому вопросы компенсации реактивной мощности являются актуальными как применительно к системам электроснабжения (СЭС) промышленных объектов, так и к электрическим сетям.

Как правило, в электрических сетях преобладает активно-индуктивная нагрузка, вследствие чего одновременно с активной мощностью P передается реактивная мощность индуктивного характера Q . Проблема компенсации реактивной мощности возникла одновременно с практическим применением систем переменного тока, поскольку передача реактивной мощности по сети вызывает потери активной энергии.

Для оценки потребления доли активной мощности P в составе полной мощности S применяется предложенный Дж. Максвеллом коэффициент мощности

$\cos\varphi = P/S$ — показатель режима работы электроустановок переменного тока. Однако данный коэффициент недостаточно полно отражает потребление реактивной мощности, так как при высоких значениях $\cos\varphi$ она может быть достаточно велика, например, при $\cos\varphi = 0,92$ реактивная мощность составляет более 40% от активной. Для оценки потребления реактивной мощности применяется коэффициент реактивной мощности:

$$\operatorname{tg}\varphi = Q/P, \quad (1)$$

где Q — реактивная мощность, МВАр;

Предельное значение коэффициента реактивной мощности зависит от класса напряжения сети. Для сетей 0,4 кВ он составляет 0,35, а для сетей класса напряжения 110 кВ — 0,5.

Выражения для определения доли тока, доли потерь напряжения и доли потерь активной мощности в элементе электрической сети, обусловленных протеканием реактивной мощности, приведены в таблице 1.

На рисунке 1 представлены графики снижения потерь активной мощности при проведении компенсации реактивной мощности.

Из графиков на рисунке 1 видно, что, например, при компенсации реактивной мощности от значения

Таблица 1. Расчетные выражения для определения доли тока, доли потерь напряжения и доли потерь активной мощности в элементе электрической сети, обусловленных протеканием реактивной мощности

Table 1. Calculation expressions for determining the share of current, the share of voltage losses, and the share of active power losses in an electric network element due to reactive power flow

Параметр Parameter	Формула для расчета The formula for calculating
Доля тока, обусловленная передачей реактивной мощности, d_{pI} Percentage of current due to reactive power transmission, d_{pI}	$1 - \frac{1}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}}$
Доля потерь напряжения, обусловленная передачей реактивной мощности, d_{pU} Percentage of voltage loss due to reactive power transmission, d_{pU}	$1 - \frac{1}{1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi}$
Доля потерь мощности, обусловленная передачей реактивной мощности, $d_{p\Delta P}$ Percentage of power loss due to reactive power transfer, $d_{p\Delta P}$	$1 - \frac{1}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}$

$\operatorname{Cos}\varphi = 0,7$ до значения $\operatorname{Cos}\varphi = 0,9$ потери активной мощности снижаются на 39,5%, при компенсации до значения $\operatorname{Cos}\varphi = 0,95$ — на 45,7%, при полной компенсации — на 51%.

На рисунке 2 представлены графики снижения доли тока, обусловленного протеканием реактивной мощности при проведении её компенсации.

Из графиков на рисунке 2 следует, что, например, при компенсации реактивной мощности от значения $\operatorname{Cos}\varphi = 0,7$ до значения $\operatorname{Cos}\varphi = 0,9$ доля тока, обусловленная

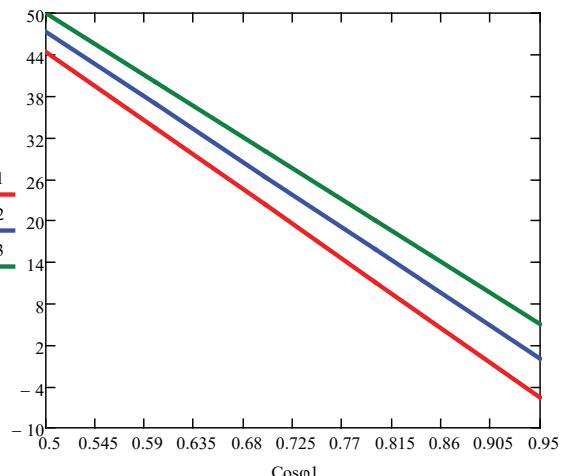


Рисунок 2. Снижение доли тока, % при компенсации реактивной мощности: 1 — при повышении $\operatorname{Cos}\varphi$ до 0,9; 2 — при повышении $\operatorname{Cos}\varphi$ до 0,95; 3 — при повышении $\operatorname{Cos}\varphi$ до 1

Figure 2. Reduction of the current share, % with reactive power compensation: 1 — when $\operatorname{Cos}\varphi$ increases to 0.9; 2 — when $\operatorname{Cos}\varphi$ increases to 0.95; 3 — when $\operatorname{Cos}\varphi$ increases to 1

ленная протеканием реактивной мощности, снижается на 22,2%, при компенсации до значения $\operatorname{Cos}\varphi = 0,95$ — на 26,3%, а при полной компенсации — на 30%.

На рисунке 3 представлены графики зависимости снижения доли потерь напряжения, обусловленных передачей реактивной мощности при проведении её компенсации до значения $\operatorname{Cos}\varphi = 0,95$ для проводов АС-150, АС-185 и АС-240, %.

На рисунке 4 представлены графики зависимости снижения доли потерь напряжения, обусловленных передачей реактивной мощности при проведении её компенсации до значения $\operatorname{Cos}\varphi = 0,95$ для трансформаторов ТМ-400/10, ТМ-1600/10 и ТД-40000/110, %.

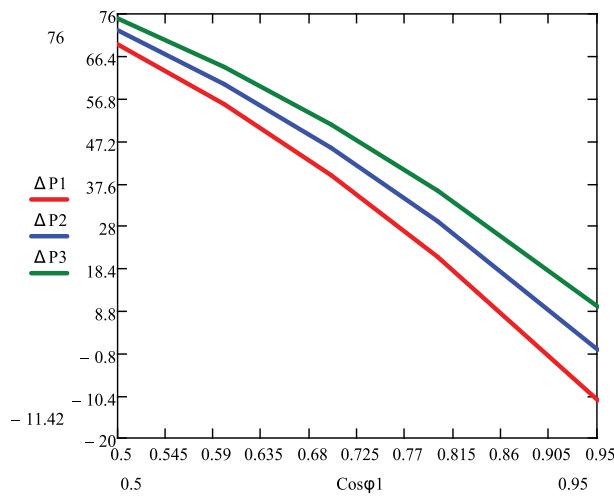


Рисунок 1. Снижение величины потерь активной мощности, % при компенсации реактивной мощности: 1 — при повышении $\operatorname{Cos}\varphi$ до 0,9; 2 — при повышении $\operatorname{Cos}\varphi$ до 0,95; 3 — при повышении $\operatorname{Cos}\varphi$ до 1

Figure 1. Reduction of active power losses, % when compensating for reactive power: 1 — when $\operatorname{Cos}\varphi$ increases to 0.9; 2 — when $\operatorname{Cos}\varphi$ increases to 0.95; 3 — when $\operatorname{Cos}\varphi$ increases to 1

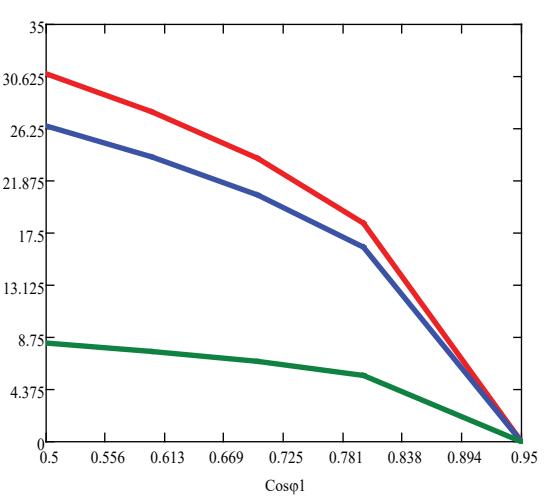


Рисунок 3. Снижение доли потерь напряжения, % при компенсации реактивной мощности до $\operatorname{Cos}\varphi = 0,95$: 1 — для проводов АС-150; 2 — для проводов АС-185; 3 — для проводов АС-240

Figure 3. Reduction of the share of voltage losses, % with reactive power compensation to $\operatorname{Cos}\varphi = 0,95$: 1 — for AC-150 wires; 2 — for AC-185 wires; 3 — for AC-240 wires

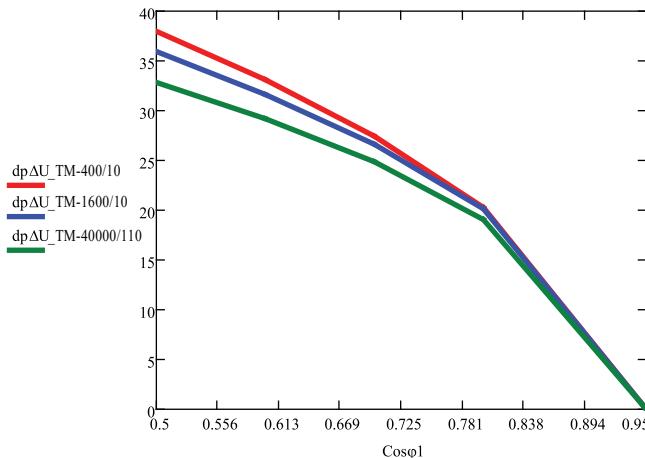


Рисунок 4. Снижение доли потерь напряжения, % при компенсации реактивной мощности до $\text{Cos}\varphi = 0,95$: 1 — для трансформатора TM-400/10; 2 — для трансформатора TM-1600/10; 3 — для трансформатора TD-40000/110

Figure 4. Reduction of the share of voltage losses, % with reactive power compensation to $\text{Cos}\varphi = 0,95$: 1 — for the TM-400/10 transformer; 2 — for the TM-1600/10 transformer; 3 — for the TD-40000/110 transformer

Из графиков следует, что для мощных высоковольтных силовых трансформаторов эффект снижения потерь напряжения менее выражен, что связано со значительной реактивной составляющей сопротивления высоковольтных трансформаторов.

Передача значительного количества реактивной мощности по линиям электропередач и через трансформаторы невыгодна по причине возникновения дополнительных потерь активной мощности, дополнительных потерь реактивной мощности в линиях, влияющих на дополнительные потери напряжения, а также уменьшения пропускной способности сетей.

Для компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения, как правило, применяются комплектные конденсаторные установки (КУ). Конденсаторы обеспечивают разгрузку от реактивных токов всех элементов СЭС от места установки КУ до источника питания в энергосистеме.

В [2] предложено устройство независимой пофазной компенсации в низковольтных сетях общего назначения.

Для уменьшения потерь мощности и падения напряжения в элементах электрической сети проводится компенсация реактивной мощности, для чего могут применяться СК, БСК, СТК, УШР.

До недавнего времени основными средствами компенсации реактивной мощности в электрических сетях 110–750 кВ являлись:

- нерегулируемые масляные шунтирующие реакторы (ШР), которые, как правило, устанавливаются на ЛЭП. Однако эффективность их применения снижена из-за ограниченного коммутационного ресурса выключателей и большой мощности коммутируемой ступени;

- СК, подключаемые к третичным обмоткам автотрансформаторов. Однако большинство находящихся в эксплуатации СК выработали ресурс и требуют замены [3].

С учетом новейших достижений в области статических компенсирующих устройств, модернизация схемы компенсации реактивной мощности состоит в применении СТК. СТК — это комплексные устройства параллельного включения, которые за счет тиристорного управления обладают исключительным быстрым действием, широким рабочим диапазоном и высокой надежностью. Основной функцией СТК является регулирование напряжения в рассматриваемом узле путем управления вводом реактивной мощности в месте своего подсоединения [4]. СТК устанавливаются на подстанциях энергосистем и имеют различные схемы подключения к высоковольтной сети управления потребляемой реактивной мощностью. Основу СТК составляют накопительные элементы (емкости, индуктивности), реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки.

В отличие от УШР, СТК позволяет передавать по линии активную мощность выше натурального значения.

Результаты практического применения источников реактивной мощности приведены в [5].

Требуемый режим напряжений в нагрузочных узлах обуславливает устойчивый режим работы потребителей, для чего необходимо поддержание баланса реактивной мощности, так как даже кратковременное увеличение её потребления может привести к снижению напряжения в узле. Применение компенсирующих устройств позволяет снизить дефицит реактивной мощности в энергосистеме, снизить потери мощности и напряжения, повысить экономичность работы электрической сети.

Для выбора типа и мест установки КУ требуется проведение громоздких расчётов.

Для первичной оценки технической целесообразности и принятия решения о компенсации реактивной мощности может применяться предлагаемый эмпирический критерий K_Q :

$$K_Q = 1,37 \cdot 10^{-3} \cdot U + 0,35 - \frac{Q}{P}, \quad (3)$$

где U — напряжение, кВ.

Данный критерий позволяет определить участки и узлы сети, для которых требуется более подробное рассмотрение и выбор средств КУ согласно технико-экономическому обоснованию.

Рекомендуется принимать меры по компенсации реактивной мощности при значении $K_Q < 0$.

Рассмотрим применение (3) для узла фрагмента электроэнергетической системы, изображенного на схеме (рисунок 5, значения перетоков мощности без скобок).

Исходные данные:

ПС 1 220/110 кВ; АТ-1 200 МВА — в ремонте; АТ-2 200 МВА — в работе.

Параметры линий приведены в таблице 2.

В данном случае $K_Q = 2,7 \cdot 10^{-3} > 0$, мероприятия по компенсации реактивной мощности не требуются.

Найдем потери активной мощности на участках схемы (таблица 3). Примем число часов максимума нагрузки

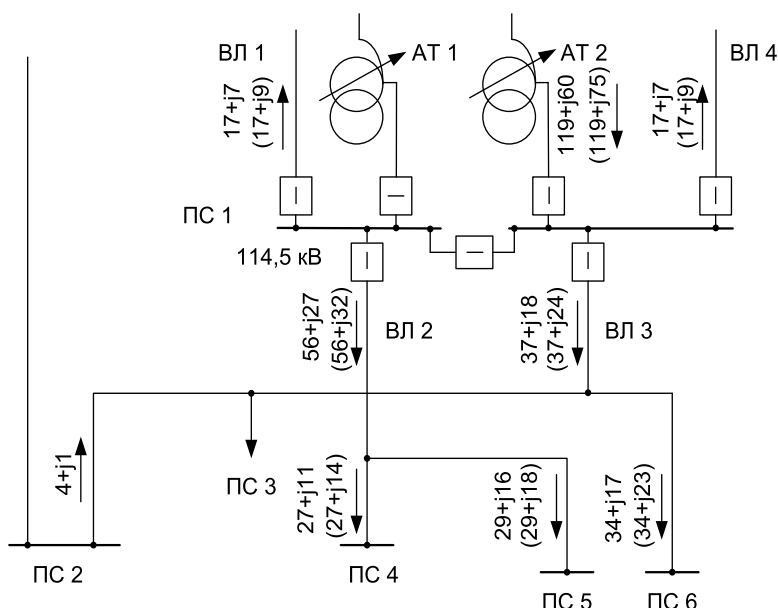


Рисунок 5. Расчёный фрагмент электроэнергетической системы

Figure 5. Calculated fragment of the electric power system

ки $T_{HB} = 5000$ ч, тогда время наибольших потерь составит $\tau = 3411$ ч.

Потери энергии до компенсации $\mathcal{E}_1 = 921$ МВт·ч.

Примем стоимость потерь электроэнергии $c = 1,2$ руб/кВт·ч.

Стоимость потерянной электроэнергии $C_1 = c \cdot \mathcal{E}_1 = 1\,105\,200$ руб.

Потери энергии после компенсации $\mathcal{E}_k = 784$ МВт·ч.

$C_k = c \cdot \mathcal{E}_k = 941\,436$ руб.

Экономический эффект:

$$\Delta C = C_1 - C_k = 1\,105\,200 - 941\,436 = 163\,764 \text{ руб./год.}$$

При стоимости компенсирующего устройства 1 500 000 руб. простой срок окупаемости составит 9 лет, что является нецелесообразным.

Рассмотрим применение (3) в случае иного распределения потоков реактивной мощности в схеме (рисунок 5, значения перетоков мощности указаны в скобках).

В данном случае $K_Q = -0,12 < 0$, и требуются мероприятия по компенсации реактивной мощности.

Результаты расчета потерь мощности и напряжения в схеме сведем в таблицу 3.

Стоимость потерянной электроэнергии $C_2 = c \cdot \mathcal{E}_2 = 1\,351\,430$ руб.

В случае подключения компенсирующего устройства к третичной обмотке автотрансформатора простой срок окупаемости составит 4 года.

Экономическая целесообразность компенсации реактивной мощности может определяться по затратным критериям.

Затраты на покрытие потерь в существующей схеме до компенсации:

$$Z_1 = \sum_{t=1}^{T_p} \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R \cdot \tau \cdot c_{\mathcal{E}_t} \cdot (1 + E)^{1-t}, \quad (4)$$

где T_p — расчётный период, лет;
 t — год расчётного периода;
 τ — время наибольших потерь, час;
 $c_{\mathcal{E}_t}$ — стоимость потерь электроэнергии, руб/МВт·ч;
 E — норматив дисконтирования.

Таблица 2. Параметры линий электропередачи

Table 2. Parameters of power lines

Линии Power lines	Марка провода Wire brand	X_0 , Ом/км / Ohms/km	R , Ом / Ohms	X , Ом / Ohms
ВЛ-1 PL-1	AC-240	0,405	0,375	1,265
	AC-185	0,413	1,958	6,61
	Σ		2,333	7,875
ВЛ-2: ПС 1 – ПС 4 PL-2: substations 1-4	AC-240	0,405	0,118	0,399
	AC-185	0,413	0,058	0,149
	Σ		0,176	0,548
ВЛ-2: отпайка на ПС 5 PL-2: tap-off line to the substation 5	AC-240	0,405	1,192	4,022
ВЛ-3: ПС 1 – ПС 2 с отпайкой на ПС 3 PL-3: substations 1-4, tap-off line to the substation 3	AC-240	0,405	2,04	6,885
ВЛ-3: ПС 1 – ПС 6 PL-3: substations 1-6	AC-240	0,405	0,043	0,146
	AC-185	0,413	0,062	0,157
	Σ		0,105	0,303
ВЛ-4 PL-4	AC-240	0,405	0,402	1,357
	2AC-95	0,428/2	2,203	2,858
	Σ		2,605	4,215

Таблица 3. Результаты расчета потерь активной мощности в схеме

Table 3. Results of calculation of active power losses in the circuit

Линии Power lines	ΔP (1 вариант) МВт (1 option) MW	ΔP (2 вариант) МВт (2 option) MW	ΔP^* , МВт / MW
ВЛ-1 / PL-1	0,06	0,07	0,05
ВЛ-2: ПС 1 – ПС 4 / PL-2: substations 1–4	0,04	0,05	0,03
ВЛ-2: отпайка на ПС 5 / PL-2: tap-off line to the substation 5	0,08	0,09	0,07
ВЛ-3: ПС 1 – ПС 2 с отпайкой на ПС 3 PL-3: substations 1–4, tap-off line to the substation 3	0,01	0,02	0,01
ВЛ-3: ПС 1 – ПС 6 / PL-3: substations 1–6	0,01	0,01	0,01
ВЛ-4 / PL-4	0,07	0,09	0,06
Σ	0,27	0,33	0,23

Затраты на установку и эксплуатацию КУ:

$$Z_2 = K_{KY} + \sum_{i=1}^{T_p} [(a_{am} + a_{eksp}) K_{KY} + \\ + \Delta p_* \cdot Q_K \cdot T_{rab} \cdot c_{3_i} + \\ + \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U_{HOM}^2} R \cdot \tau \cdot c_{3_i}] (1 + E)^{1-i}, \quad (5)$$

где K_{KY} — стоимость компенсирующего устройства (КУ), руб;

a_{am} — норма годовых отчислений на амортизацию СКУ;

a_{eksp} — норма годовых отчислений на эксплуатацию;

Δp_* — потери активной мощности в КУ в относительных единицах;

T_{rab} — число часов работы КУ в году, час.

Выходы

Передача реактивной мощности по линиям и через трансформаторы сети электроснабжения невыгодна в связи с возникновением дополнительных потерь активной мощности во всех элементах системы электроснабжения, дополнительных потерь реактивной мощности в линиях, влияющих на дополнительные потери напряжения, уменьшения пропускной способности сетей. Стоимости производства и передачи активной и реактивной мощности различны, и при выборе мощности средств компенсации реактивной мощности необходимо учитывать затраты и сравнивать их с получаемым эффектом. Предложен эмпирический критерий K_Q для первичной оценки технической целесообразности и принятия решения о компенсации реактивной мощности, который позволяет выявить участки и узлы сети, подлежащие более подробному рассмотрению с целью технико-экономического обоснования типа и мощности компенсирующего устройства.

Список использованных источников

1. Колибаба В. И., Жабин К. В. Методика оптимизации затрат на компенсацию реактивной мощности в электроэнергетических системах / Современные научно-исследовательские технологии. Региональное приложение 2017; 2 (50): 113–121.
2. Кузьмин С. В., Завалов А. А., Кузьмин Р. С., Меньшиков В. А. Повышение эффективности компенсации реактивной мощности на основе устройств пофазной компенсации / Журнал Сибирского Федерального университета. Техника и технологии 2020; 13 (1): 14–24.
3. Kochkin V. I. Reactive power in electric networks. Technologies of controlled compensation / electrical engineering news 2019; 6 (120). Electronic resource. Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2007/45/08.php>
4. Солонина Н. Н., Суслов К. В., Солонина З. В. Новые технологии компенсации реактивной мощности / Вестник ИрГТУ 2016; 5 (112): 135–143.
5. Радкевич В. Н., Тарасова М. Н. Оценка степени снижения потерь активной мощности в линиях электропередачи при компенсации реактивной мощности / Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ 2016; 59 (1): 5–13.

References

1. Kolibaba V. I., Zhabin K. V. methods for optimizing the cost of reactive power compensation in electric power systems / Modern science-intensive technologies. Regional Appendix 2017; 2 (50): 113–121.
2. Kuzmin S. V., Zavalov A. A., Kuzmin R. S., Menshikov V. A. improving the efficiency of reactive power compensation based on phase-by-phase compensation devices / Journal of the Siberian Federal University. Technique and technologies 2020; 13 (1): 14–24.
3. Kochkin V. I. Reactive power in electric networks. Technologies of controlled compensation / electrical engineering news 2019; 6 (120). Electronic resource. Mode of access: <http://news.elteh.ru/arh/2007/45/08.php>
4. Solonina N. N., Suslov K. V., Solonina Z. V. New technologies of reactive power compensation / Bulletin of Irstu 2016; 5 (112): 135–143.
5. Radkevich V. N., Tarasova M. N. Assessment of the degree of reduction of active power losses in power transmission lines when compensating for reactive power / Energetika. Proceedings of higher educational institutions and energy associations of the CIS 2016; 59 (1): 5–13.