

УДК 621.316

А.В. Кузнецов, Д.А. Ребровская

МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В СЕТИ ПОТРЕБИТЕЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Ульяновский государственный технический университет

Компенсация реактивной мощности в сети потребителя является эффективным способом снижения потерь мощности и электроэнергии. Важным инструментом технико-экономической оценки проекта установки компенсирующих устройств (КУ) является модель годового сбережения. В статье предложена усовершенствованная модель определения годового сбережения при установке КУ, в которой сокращено число входных переменных. Используя математическую, программную или полиномиальную модель, инвестор может получить требуемую информацию для технико-экономического обоснования решения об установке КУ необходимой мощности. Модель позволяет обеспечить инвестору уверенность в возврате затраченных средств на реализацию проекта и принять положительное решение о финансировании проекта и установке КУ.

Ключевые слова: компенсация реактивной мощности, коэффициент мощности, математическая модель, потребитель электроэнергии, сетевая организация, снижение потерь мощности.

1. Введение

Компенсация реактивной мощности (КРМ) является одним из эффективных средств снижения потерь мощности и электроэнергии при ее передаче по сетям электроэнергетической системы. При этом снижение потерь обеспечивает как повышение надежности и экономичности электроэнергетической системы, так и снижение расхода органического топлива для выработки электроэнергии [1]. Следовательно, происходит снижение вредных выбросов в атмосферу, улучшение состояния окружающей среды и т.п.

Установка компенсирующих устройств (КУ) снижает потери как в сети потребителя, так и в сетях сетевых компаний: от места установки КУ до генераторов станций. Если КУ устанавливаются в сети потребителя, то и заказчиком инвестиционного проекта выступает потребитель. Он оплачивает все расходы, связанные с реализацией проекта. При этом доход от снижения потерь получает не только потребитель, но и сетевая организация. Установка КУ связана с реализацией инвестиционного проекта, кото-

рый оценивается рядом технико-экономических показателей. Инвестор принимает решение о финансировании проекта на основании анализа этих показателей. Если показатели не устраивают инвестора, решение о финансировании не принимается. В расчет показателей эффективности проекта входит величина годового сбережения, которая определяет их значения. Отсутствие в течение длительного времени точной модели для определения годового сбережения приводит к тому, что инвесторы сомневаются в возврате затраченных средств на реализацию проекта установки КУ в сети потребителя. КУ не устанавливаются, потери в сетях не снижаются.

Годовое сбережение, которое представляет собой стоимость снижения потерь в результате установки КУ, является доходной частью инвестиционного проекта установки КУ. Годовое сбережение при этом представляется суммой стоимости снижения потерь в сети потребителя и стоимости снижения потерь в сетевой организации. Стоимость снижения потерь в сетевой организации представляет собой стоимость услуги по снижению потерь в сетевой организации.

Расчет годового сбережения в собственной сети для потребителя не представляет трудностей. Для этого используется информация о конфигурации сети, нагрузках, режимах работы и т.д. Для расчета годового сбережения в сетевой организации используются модели, позволяющие произвести расчет при ограниченном объеме информации, доступном для потребителя. Долгое время такие модели отсутствовали.

II. Модели определения годового сбережения при установке КУ

Впервые модели оценки годового сбережения при установке КУ предложены в [2, 3]. Математическая модель [2] представляет собой схему замещения сетевой организации в виде трех сопротивлений, соединенных по схеме «звезда». Одно из сопротивлений является сопротивлением ветви 1, питающей исследуемого потребителя электроэнергии мощностью P_1 , второе сопротивление – это эквивалентное сопротивление ветви 2, питающей эквивалентного потребителя, мощностью P_2 равной сумме мощностей всех потребителей сетевой организации за исключением мощности первого. Третье сопротивление представляет собой эквивалентное сопротивление питающей ветви 3 и соединено с источником питания.

Выражение для определения снижения потерь мощности $\delta\Delta P_{\text{КУ}}^*$ в соответствии с [2] имеет следующий вид:

$$\delta\Delta P_{\text{КУ}}^* = 1 - \left[\frac{(1 + \text{tg}^2\varphi_{1,\text{нов}})}{(1 + \text{tg}^2\varphi_1)} \cdot \frac{\Delta P_1}{\sum_1^3 \Delta P_i} + \frac{\Delta P_2}{\sum_1^3 \Delta P_i} + \frac{(1 + \text{tg}^2\varphi_{3,\text{нов}})}{(1 + \text{tg}^2\varphi_3)} \cdot \frac{\Delta P_3}{\sum_1^3 \Delta P_i} \right], \quad (1)$$

где $\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3$ – потери в ветвях схемы замещения до КРМ;
 $\Delta P_{1,нов}, \Delta P_{2,нов}, \Delta P_{3,нов}$ – потери в ветвях схемы замещения после КРМ (новые);

$\text{tg}\varphi_1, \text{tg}\varphi_3$ – коэффициент мощности в ветвях схемы до КРМ;

$\text{tg}\varphi_{1,нов}, \text{tg}\varphi_{3,нов}$ – коэффициент мощности после КРМ.

В [2] приняты следующие обозначения:

$$P_1^* = \frac{P_1}{P_1 + P_2}; Q_{КУ}^* = \frac{Q_{КУ}}{Q_1}, \quad (2)$$

где P_1^* – относительное значение (в долях) мощности потребителя в первой ветви; $Q_{КУ}^*$ – степень компенсации реактивной мощности у потребителя в той же ветви за счет установки КУ.

Учитывая принятые обозначения, величины, входящие в выражение (1) вычисляются:

$$\text{tg}\varphi_{1,нов} = (1 - Q_{КУ}^*) \cdot \text{tg}\varphi_1; \quad (3)$$

$$\text{tg}\varphi_3 = P_1^* \cdot \text{tg}\varphi_1 + (1 - P_1^*) \cdot \text{tg}\varphi_2; \quad (4)$$

$$\text{tg}\varphi_{3,нов} = P_1^* \cdot (1 - Q_{КУ}^*) \cdot \text{tg}\varphi_1 + (1 - P_1^*) \cdot \text{tg}\varphi_2; \quad (5)$$

Путем преобразований переменные модели представлены в виде:

$$P_1^*; \frac{\Delta P_1}{P_1}; \frac{\Delta P_2}{P_2}; \frac{\Delta P_3}{P_1 + P_2}; \text{tg}\varphi_1; \text{tg}\varphi_2; Q_{КУ}^*. \quad (6)$$

В [4] показано, что со временем смежные потребители могут изменять потребление реактивной мощности путем установки новых КУ, их отключения в результате выхода из строя или демонтажа. При каждом изменении необходим новый расчет, результаты которого будут отличаться от предыдущего. Модель не учитывает динамику изменения состояния КРМ в сетевой организации. В [4] предложено преобразовать параметры схемы замещения с учетом возможной динамики изменения параметров КРМ смежных потребителей.

Преобразование осуществляется к виду, при котором все возможные изменения потоков реактивной мощности от КРМ в сетях смежных потребителей уже произойдут. Такое возможно для момента времени, когда все потребители выполняют условия КРМ, предписанные нормативно-правовыми документами. Этими условиями являются нормированные зна-

чения степени КРМ каждым потребителем. В настоящее время это предельное значение тангенса $\text{tg}\varphi_{\text{пред}}$ [5].

Создание и совершенствование модели связано с необходимостью активизации потребителей в части КРМ. Для этого, прежде всего, необходимо проинформировать о ее существовании широкий круг научной общественности, потребителей электроэнергии и инвесторов. Целью этого мероприятия является снижение потерь электроэнергии в электроэнергетической системе. Достижению цели способствует совершенствование модели в направлении ее упрощения и создание упрощенных инженерных методик.

III. Усовершенствованная модель определения годового сбережения при установке КУ

Упрощение модели возможно путем преобразования математической модели в полиномиальную путем применения математической теории планирования эксперимента [6]. Для этого на математической модели проводится серия вычислительных экспериментов при определенном сочетании верхних и нижних пределов варьирования факторов. По результатам вычислительных экспериментов вычисляются коэффициенты полиномиальной модели и производится ее проверка на адекватность программной модели.

Анализ математической модели позволил сократить число входящих в ее состав переменных с семи до пяти, изменить набор переменных и ввести ограничения на интервалы варьирования факторов, определить константы. В результате анализа математическая модель преобразована к виду:

$$\delta\Delta P_{\text{КУ}}^* = f\left(P_1^*; \frac{\Delta P_1}{P_1}; \frac{\Delta P_2}{P_2}; \frac{\Delta P_3}{P_1 + P_2}; \text{tg}\varphi_{1,\text{НАТ}}\right), \quad (7)$$

где $\text{tg}\varphi_{1,\text{НАТ}}$ - натуральный коэффициент мощности первого потребителя.

Константами модели принимаются следующие величины:

$$\text{tg}\varphi_2 = \text{tg}\varphi_{2,\text{пред}} = 0,4;$$

$$\text{tg}\varphi_{1,\text{нов}} = \text{tg}\varphi_{1,\text{пред}} = 0,35; 0,4.$$

Переменная $\text{tg}\varphi_{1,\text{нов}} = \text{tg}\varphi_{1,\text{пред}}$, значение которой принято константой представляет собой значение коэффициента мощности, к которому необходимо стремиться потребителю при установке КУ. В случае если потребитель получает питание при напряжении ниже 1 кВ ее значение должно быть принято константой равной 0,35. При напряжении 1-35 кВ это значение становится равным 0,4 [5].

В результате анализа области определения факторов получен полный набор переменных с диапазонами изменения, при которых в полиномиальной модели будут исключены случаи использования некорректных значений параметров, выходящих за пределы реально существующих значений. Набор переменных и их диапазон изменения:

$$0,05 \leq P_1^* \leq 1; \quad 0,01 \leq \frac{\Delta P_1}{P_1} \leq 0,05; \quad 0,01 \leq \frac{\Delta P_2}{P_2} \leq 0,05; \quad 0,01 \leq \frac{\Delta P_3}{P_1 + P_2} \leq 0,05; \quad (8)$$

$$0,6 \leq \operatorname{tg} \varphi_{1, \text{НАТ}} \leq 1.$$

Обозначенные переменные будут являться аргументами или воздействующими факторами полиномиальной модели. Для каждого значения константы $\operatorname{tg} \varphi_{1, \text{нов}} = \operatorname{tg} \varphi_{1, \text{пред}}$ проводится полнофакторный вычислительный эксперимент в соответствии с алгоритмом, представленным на рис. 1, и составляется уравнение регрессии.

IV. Результаты

На основе результатов вычислительного эксперимента по программной модели получены два полиномиальных уравнения регрессии при значениях константы $\operatorname{tg} \varphi_{1, \text{нов}} = \operatorname{tg} \varphi_{1, \text{пред}} = 0,35; 0,4$.

Вид каждого их уравнений:

$$\delta \Delta P_{\text{КУ}}^* = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i \cdot x_i + \sum_{i=1}^n \sum_{j=i+1}^n a_{ij} \cdot x_i \cdot x_j, \quad (9)$$

где a_0, a_i – свободный член и коэффициенты уравнения регрессии в именованных единицах $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5$;

a_{ij} – коэффициенты парного взаимодействия $a_{12}, a_{13}, a_{14}, a_{15}, a_{23}, a_{24}, a_{25}, a_{34}, a_{35}, a_{45}$;

n – число коэффициентов уравнения регрессии $n = 5$;

x_i, x_j, x_l – значения факторов в кодированных единицах $i = 1, 2, 3, 4, 5, i + 1 \leq j \leq 5, j + 1 \leq l \leq 5$.

Свободный член и коэффициенты регрессии определялись следующим образом:

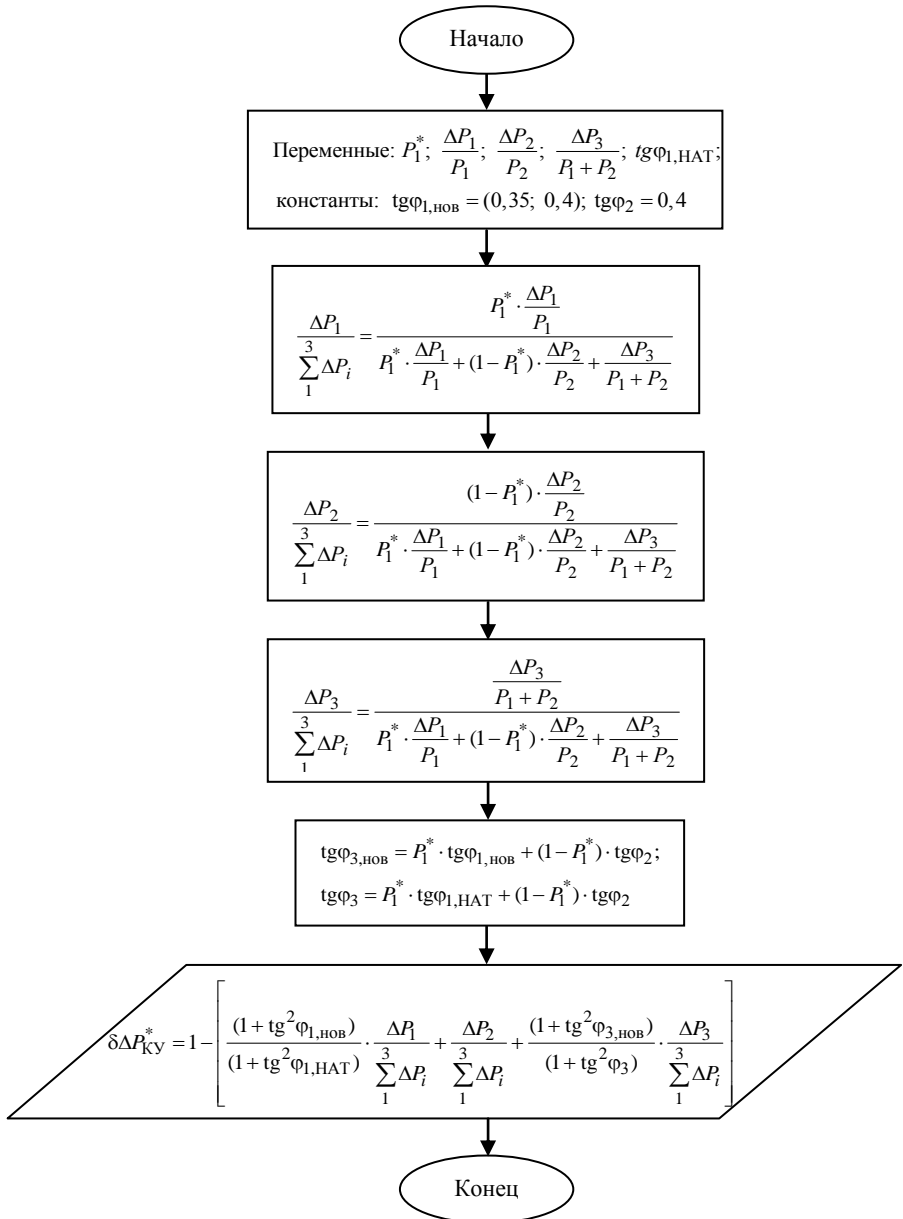


Рис. 1. Блок-схема алгоритма расчета $\delta \Delta P_{KV}^*$ с сокращенным числом переменных

$$a_0 = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \delta \Delta P_{KY,k}^* \cdot x_{0,k} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \delta \Delta P_{KY,k}^*; k = 1, 2, 3 \dots 32; x_{0,k} = 1; \quad (10)$$

$$a_i = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \delta \Delta P_{KY,k}^* \cdot x_{i,k}; i = 1, 2, 3, 4, 5; k = 1, 2, 3 \dots 32; \quad (11)$$

$$a_{ij} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \delta \Delta P_{KY,k}^* \cdot x_{i,k} \cdot x_{j,k}; i = 1, 2, 3, 4, 5; i + 1 \leq j \leq 5, \quad (12)$$

где N – число строк матрицы плана ($N = 32$),

$\delta \Delta P_{KY,k}^*$ – значение функции отклика в k -той строке плана в именованных единицах,

$x_{i,k}, x_{j,k}$ – значение фактора в k -той строке плана в кодированных единицах.

Уравнения вида (15) могут использоваться для расчета $\delta \Delta P_{KY}^*$ при значении константы $\text{tg}\varphi_2 = \text{tg}\varphi_{2,\text{пред}} = 0,4$. Коэффициенты уравнений регрессии, полученные при вычислительных экспериментах представлены в табл. 1. Установлено, что все коэффициенты уравнений регрессии значимы. А сами уравнения регрессии адекватны математической модели.

Таблица 1.
Значение коэффициентов модели

Коэффициенты модели	Значения коэффициентов модели	
	$\delta \Delta P_{KY}^* = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i \cdot x_i + \sum_{i=1}^n \sum_{j=i+1}^n a_{ij} \cdot x_i \cdot x_j$	
	$\text{tg}\varphi_{1,\text{нов}} = 0,35$	$\text{tg}\varphi_{1,\text{нов}} = 0,4$
a_0	16,234	14,995
a_1	14,435	13,358
a_2	0,324	0,300
a_3	-0,327	-0,298
a_4	-0,078	-0,077
a_5	6,997	7,225
a_{12}	-0,324	-0,300
a_{13}	0,327	0,298
a_{14}	0,078	0,077
a_{15}	6,209	6,422
a_{23}	-0,124	-0,115
a_{24}	-0,132	-0,122
a_{25}	0,139	0,144
a_{34}	0,132	0,122
a_{35}	-0,143	-0,146
a_{45}	-0,031	-0,034

В. Выводы

Отсутствие в течение длительного времени точной модели для определения годового сбережения при реализации проекта установки КУ в сети потребителя приводит к тому, что инвесторы сомневаются в возврате затраченных средств на реализацию проекта. КУ не устанавливаются, потери в сетях не снижаются.

Предложена усовершенствованная модель оценки годового сбережения от установки КУ. В зависимости от возможностей, потребитель может использовать либо математическую, либо программную, либо полиномиальную модель получения важной информации для технико-экономического обоснования решения об установке КУ необходимой мощности.

Математическая модель позволяет обеспечить инвестору уверенность в возврате затраченных средств на реализацию проекта и принять решение о финансировании проекта.

Работа выполняется при финансовой поддержке РФФИ (договор №18-48-730025/18 от 11.06. 2018 г.).

© Кузнецов А.В., 2020
© Ребровская Д.А., 2020

Библиографический список

- [1] Воротницкий В.Э. Энергетическая эффективность и компенсация реактивной мощности в электрических сетях. Проблемы и пути решения // Энергосовет. 2017. №1 (47). С. 44-53.
- [2] Кузнецов А.В., Аргентова И.В. Математическая модель оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя // Электротехника. 2016. № 10. С. 68-73.
- [3] Кузнецов А.В., Аргентова И.В., Ребровская Д.А. Программная модель оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя // Промышленная энергетика. 2016. № 6. С. 48-54.
- [4] Кузнецов А.В., Ребровская Д.А. Уточнение модели оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя // Промышленная энергетика. 2018. № 10. С. 31-36.
- [5] О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201507270034>.
- [6] Адлер Ю.П., Грановский Ю.В., Маркова Е.В. Теория эксперимента: прошлое, настоящее, будущее. М.: Знание, 1982. – 64 с.

A.V. Kuznetsov, D.A. Rebrovskaya

MODEL FOR ESTIMATING EFFICIENCY OF INSTALLING REACTIVE POWER COMPENSATION DEVICES IN CONSUMER ELECTRIC NETWORK

Ulyanovsk State Technical University
Ulyanovsk, Russia

Abstract. Reactive power compensation in the consumer network is an effective way to reduce power and energy losses. An important tool for the feasibility study of the installation of power factor correction devices (PFC) is the annual savings model. The article proposes an improved model for determining annual savings during the installation of PFC, in which the number of input variables is reduced. An investor can obtain the required information for a feasibility study of the decision to install the required capacity of the PFC using a mathematical, software, or polynomial model. The model allows providing the investor with confidence in the return of the funds spent on the project and making a positive decision on the financing of the project and the installation of PFC.

Keywords: electricity consumer, grid company, mathematical model, power factor, reactive power compensation, reduction of power losses.

References

- [1] V.E. Vorotnitsky, “Energeticheskaya effektivnost' i kompensaciya reaktivnoj moshchnosti v elektricheskikh setyah. Problemy i puti resheniya [Energy efficiency and reactive power compensation in electrical networks. Problems and solutions]”, *Energosovet [Energy Council]*, vol. 1 (47), pp. 44-53, 2017 (in Russian).
- [2] A.V. Kuznetsov and I.V. Argentova, “Matematicheskaya model' otsenki snizheniya poter' moshchnosti v setevoi organizatsii pri kompensatsii reaktivnoi moshchnosti v seti potrebitelya [Mathematical model for estimation of the power losses enhancement in a grid company with power factor compensation in a consumer's network]”, *Electrical Engineering*, vol. 10, pp. 68-73, 2016 (in Russian).
- [3] A.V. Kuznetsov, I.V. Argentova and D.A. Rebrovskaya, “Programmnyaya model' otsenki snizheniya poter' moshchnosti v setevoi organizatsii pri kompensatsii reaktivnoi moshchnosti v seti potrebitelya [Software model for estimation of the power losses enhancement in a grid company with power factor compensation in a consumer's network]”, *Industrial Power Engineering*, vol. 6, pp. 48-54, 2016 (in Russian).
- [4] A.V. Kuznetsov and D.A. Rebrovskaya, “Refinement of the model for estimating the reduction of power losses in the network organization when the reactive power is compensated in the network of the customer”, *Industrial Power Engineering*, vol. 10, pp. 31-36, 2018.
- [5] O Poryadke rascheta znachenii sootnosheniya potrebleniya aktivnoi i reaktivnoi moshchnosti dlya otdel'nykh energoprimayushchikh ustroystv (grupp

energoprinimayushchikh ustroystv) potrebitelei elektricheskoi energii [About the procedure for calculating the ratio of the consumption of active and reactive power for individual energy receivers (groups of energy receivers) of consumers of electric energy]. Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation No. 380 of June 23, 2015. [Online]. Available at: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201507270034> (in Russian).

- [6] Yu.P. Adler, Yu.V. Granovsky, E.V. Markova. *Teoriya eksperimenta: proshloe, nastoyashchee, budushchee (Theory of experiment: past, present, future)*. Moscow: Znaniye, 1982 (in Russian).