

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕЛЬСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,4 кВ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В.В. КАРЧИН*, В.Т. СИДОРОВА*, А.И. ФЕДОТОВ**

*Марийский государственный университет, г. Йошкар-Ола

**Казанский государственный энергетический университет

В работе приводится технико-экономическое обоснование поперечной компенсации реактивной мощности в сельских распределительных сетях 0,4 кВ с низким значением коэффициента мощности. Также приводится методика определения мест установки компенсирующих устройств и их мощности для обеспечения установившегося отклонения напряжения, соответствующего нормам качества электроэнергии, и минимального значения коэффициента реактивной мощности для точек присоединения потребителя к электрической сети 10(6)–0,4 кВ $\cos \varphi=0,944$.

Ключевые слова: поперечная компенсация реактивной мощности, качество электроэнергии, коэффициент мощности, потери напряжения, энергосбережение, сельские сети 0,4 кВ.

Введение

В настоящее время правительством РФ большое внимание уделяется энергетической эффективности. Суммарные относительные потери электрической энергии (ЭЭ) в электрических сетях России в 2002 – 2013 годах составили 12 – 15 %. В промышленно развитых странах потери ЭЭ составляют от 4 до 8 % суммарной выработки ЭЭ. С целью повышения энергетической эффективности и регулирования отношений по энергосбережению Государственной Думой принят Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» [1]. Согласно Энергетической стратегии России до 2030 года потери ЭЭ должны быть на уровне не более 8 % от отпуска в сеть [2].

В сельской местности России электроснабжение осуществляется преимущественно воздушными линиями (ВЛ), имеющими большой процент падения напряжения. ЛЭП, спроектированные по нормам электропотребления второй половины прошлого века, уже не обладают необходимой пропускной способностью. Это приводит к тому, что качество электроэнергии (КЭ) у ее потребителей все чаще не соответствует нормам качества [3]. При передаче по электрической сети энергии, не соответствующей требованиям к КЭ, растут и ее потери. Встает вопрос об эффективных мерах повышения КЭ в сельских распределительных сетях 0,4 кВ.

Считается, что из-за относительно коротких фидеров и небольшой присоединенной мощности компенсация реактивной мощности (КРМ) и фильтрация высших гармоник в сетях 0,4 кВ экономически невыгодны. Однако в других странах, например Германии, широко используются устройства компенсации и фильтрации высших гармоник в распределительных сетях 0,4 кВ [4]. Следует отметить, что по

данным *VDEW (Association of German Power Supply Companies)* в распределительных электросетях Германии, благодаря компенсации реактивной мощности до средневзвешенного значения $\cos \varphi = 0,9$, только в 1999 году было сэкономлено порядка 9 млрд кВт·ч активной энергии, что составило более 20 % от суммарного (36,4 млрд кВт·ч) объема транзитных потерь [5].

Одним из основных показателей КЭ является установившееся отклонение напряжения δU . Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю (см. ГОСТ 32144-2013).

Изменение напряжения на участке сети зависит от параметров сети и передаваемой мощности. Параметрами ВЛ электропередачи ниже 110 кВ являются ее активное R и реактивное X сопротивления [6]. Передача электроэнергии по такой линии сопровождается неизбежным падением напряжения $\Delta \underline{U} = \underline{U}_1 - \underline{U}_2$, которое является комплексной величиной, где \underline{U}_1 – напряжение в начале линии, \underline{U}_2 – напряжение на ее конце. Арифметическую разность $\Delta U = U_1 - U_2$ называют потерей напряжения. Для ВЛ номинальным напряжением 110 кВ и ниже характерно примерное равенство сопротивлений R и X либо превышение R над X . Поэтому при расчете таких сетей поперечную составляющую (мнимую часть) падения напряжения можно не учитывать, тогда [6]

$$\Delta U = (PR + QX)/U_1. \quad (1)$$

Установка конденсаторов с параллельным включением в сеть называется поперечной компенсацией. При этой компенсации конденсаторы, генерируя реактивную мощность, повышают коэффициент мощности и одновременно регулируют напряжение, т. к. уменьшают потери напряжения в сети [7].

Реактивная мощность (кВар), генерируемая конденсаторной батареей [7],

$$Q_C = U^2 2\pi f C.$$

При выборе конденсаторов исходят из необходимости повышения напряжения в линии при неизменной величине активной нагрузки, что определяется разностью между потерями напряжения в линии до и после включения конденсаторов:

$$\Delta U = \Delta U_1 - \Delta U_2 = [P_1 r_L + Q_1 x_L - (P_2 r_L + Q_2 x_L)] / U_{\text{ном}}^2,$$

где P_1 , P_2 и Q_1 , Q_2 – активная и реактивная мощности; r_L и x_L – сопротивления сети. Введением дополнительной реактивной мощности Q_C снижается реактивная нагрузка сети ($Q_2 = Q_1 - Q_C$). Так как $P_1 = P_2$, то относительное изменение напряжения регулирования

$$U_{\text{рег}} = Q_C x_L / U_{\text{ном}}^2.$$

В работе [8] предложена локальная поперечная компенсация реактивной мощности (КРМ) в сельских распределительных сетях 0,4 кВ с преимущественно производственной, коммунально-бытовой или смешанной нагрузкой.

В данной работе приводится методика распределения устройств КРМ, с целью обеспечения установившегося отклонения напряжения в пределах допустимого значения у всех потребителей, в электрических сетях 0,4 кВ, имеющих средневзвешенный $\cos \varphi = 0,8$ и ниже. Согласно данной методике распределять устройства КРМ предлагается непосредственно на линии электропередач (мачтовым способом), а значение мощности данных устройств не превышает 50 кВар. Устанавливать устройство КРМ необходимо начинать с точки присоединения

потребителей, ближайшей от ТП, где отклонение напряжения не удовлетворяет предельно допустимому значению. После расчета, согласно выражению (1) (или измерения) новых значений отклонения напряжения во всех точках присоединения потребителей, снова устанавливают устройство КРМ в точке, ближайшей от ТП, где отклонение напряжения не удовлетворяет предельно допустимому значению. Распределять устройства КРМ таким образом необходимо до тех пор, пока во всех точках присоединения потребителей отклонение напряжения не будет удовлетворять предельно допустимым значениям. При определении мест установки устройств КРМ также определяются значения их мощности, которая не должна приводить к перекompенсации в линии.

Технико-экономическое обоснование КРМ

Проведем технико-экономическое обоснование КРМ в сельских распределительных сетях 0,4 кВ при распределении устройств КРМ с помощью вышеизложенной методики. Уменьшение напряжения в линии приводит к увеличению потерь активной мощности в линии электропередач и в понижающих трансформаторах.

Потери активной мощности в электрической сети можно определить [9]:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U^2} R = \frac{P^2 R}{U^2} \cdot \frac{1}{\cos^2 \varphi}, \quad (2)$$

где P , Q – активная и реактивная мощности, передаваемые по линии; U – линейное напряжение; R – эквивалентное активное сопротивление линии ($R = rL$, r – удельное активное сопротивление линии, L – длина линии); $\cos \varphi$ – коэффициент мощности; $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности в линии.

Из выражения (2) следует, что при неизменной передаваемой мощности P и напряжении U в линии потери мощности будут зависеть от коэффициента мощности и длины линии L .

Проведем расчет потерь активной мощности в линии для наиболее характерного, средневзвешенного $\cos \varphi = 0,85$ в распределительных электрических сетях 10(6)-0,4 кВ региональных сетевых компаний и $\cos \varphi = 1$. Расчет, как и в работе [8], проведем с помощью методики суммирования расчетных нагрузок ТП отдельно для дневного и вечернего максимумов [9]. Примем расчетную мощность, в максимум нагрузки на вводах в домах сельских жителей [9], равной 4 кВт, а максимальную нагрузку в линии – 20 кВт (частные автомастерские, располагаемые на линии, детские сады, школы и т.п.). Определим значения передаваемой по такой линии мощности в узлах, находящихся через 0,1 км. При этом будем считать, что нагрузка с максимально возможной мощностью (20 кВт) поочередно находится в каждом из узлов. Удельное активное сопротивление воздушной линии $r_0 = 0,58$ Ом/км, индуктивное $x_0 = 0,4$ Ом/км (провод А-50). В этом случае на отходящей линии трансформатора максимальная токовая нагрузка может составлять 52 А. Результаты расчета потерь в линиях различной длины (L) приведены в таблице.

Потери активной мощности в трансформаторах имеют более сложную зависимость по сравнению с линиями электропередач. Они состоят из двух составляющих: потерь, идущих на нагревание обмоток трансформатора, ΔP , зависящих от тока нагрузки, и потерь, идущих на нагревание стали, $\Delta P_{\text{ст}}$, не зависящих от тока нагрузки [9]. Потери мощности, идущие на нагревание обмоток трансформатора,

$$\Delta P = 3I^2 R_{\text{T}} = \frac{S^2}{U^2} R_{\text{T}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{\text{T}}.$$

При этом полные активные потери

$$\Delta P_T = \Delta P + \Delta P_{CT} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_T + \Delta P_{CT},$$

где R_T – активное сопротивление, Ом, обмоток трансформатора.

Таблица

Результаты расчета потери мощности в линиях различной длины при $\cos \varphi=0,85$ и $\cos \varphi=1$

L, км	ΔP , кВт		Уменьшение потерь активной мощности, кВт
	$\cos \varphi=0,85$	$\cos \varphi=1$	
0,2	5,1	3,7	1,4
0,3	6,9	4,9	2
0,4	8,1	5,8	2,3
0,5	7,9	5,7	2,2
0,6	8,1	5,8	2,3
0,7	7,3	5,2	2,1
0,8	6,5	4,9	1,6
0,9	4,9	3,3	1,6
1	2,6	1,9	0,7

Если даны потери короткого замыкания $\Delta P_{M.НОМ.}$, соответствующие потерям в меди при номинальной нагрузке трансформатора $S_{НОМ.}$, и известна его фактическая загрузка S , то активные потери

$$\Delta P_T = \Delta P_M + \Delta P_{CT} = \Delta P_{M.НОМ.} (S/S_{НОМ.})^2 + \Delta P_{CT}.$$

При компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ потери активной мощности уменьшатся и станут равными

$$\Delta P'_T = \Delta P_{M.НОМ.} (S'/S_{НОМ.})^2 + \Delta P_{CT},$$

где $S' = \sqrt{P^2 + Q'^2} = P/\cos \varphi'$, $\cos \varphi'$ – коэффициент мощности после компенсации.

Определим, на сколько изменятся потери мощности в трансформаторе после компенсации:

$$\Delta P_T - \Delta P'_T = \frac{\Delta P_{M.НОМ.} P^2}{S_{НОМ.}^2} \left(\frac{1}{\cos^2 \varphi} - \frac{1}{\cos^2 \varphi'} \right).$$

При повышении коэффициента мощности со значения $\cos \varphi = 0,85$ до $\cos \varphi = 0,95$

$$\Delta P_T - \Delta P'_T = 0,28 \frac{\Delta P_{M.НОМ.} P^2}{S_{НОМ.}^2}.$$

Таким образом, при полной загрузке трансформатора потери мощности после компенсации будут на 28 % меньше потерь в меди до компенсации.

При номинальной мощности трансформатора 160 кВА и нагрузке, равной номинальной, потери мощности в меди составят 1,65 % [9]. Таким образом, для рассматриваемой линии потери в трансформаторе после компенсации реактивной мощности будут уменьшены на 0,74 кВт.

Экономический эффект от КРМ

Определим экономический эффект от компенсации реактивной мощности.

Стоимость электроэнергии у ее поставщиков в настоящее время составляет 2,5 руб/кВт*ч (по данным Мариэнергообит на сентябрь 2014 г.). Из результатов таблицы следует, что для максимальных потерь в линии стоимость сэкономленной электроэнергии за год составит

$$\Delta W = 8760 \cdot 2,3 \cdot 2,5 = 50,4 \text{ тыс.руб/год.}$$

Обычно число линий от ТП равно трем, т.е. стоимость сэкономленной электроэнергии на одном трансформаторе можно утроить. Тогда стоимость сэкономленных потерь при учете стоимости потерь в понижающих трансформаторах

$$W = 3 \cdot \Delta W + 8760 \cdot 0,74 \cdot 2,5 = 167,4 \text{ тыс.руб/год.}$$

В настоящее время средняя стоимость регулируемых устройств КРМ до 50 кВар составляет в среднем 60 тыс. руб. Следовательно установка по одному из устройств КРМ в каждой линии такой сети окупится за год. При учете судебных издержек, которые приходится терпеть поставщикам некачественной электроэнергии, срок окупаемости КРМ может значительно уменьшиться.

Заключение

В работе показано, что при локальной поперечной компенсации реактивной мощности в сельских сетях 0,4 кВ со средневзвешенным коэффициентом мощности, равным 0,85 и ниже, могут быть значительно уменьшены потери активной мощности. Из полученных результатов следует, что даже при учете только потерь мощности в линии и в трансформаторе (в меди) срок окупаемости такой КРМ составит порядка одного года. При распределении на линии устройств КРМ с помощью предлагаемой методики обеспечиваются значения уровня напряжения, соответствующие нормам качества электроэнергии у всех ее потребителей.

Summary

The paper presents the feasibility study of the transverse reactive power compensation in village distribution networks of 0,4 kV with a low power factor. Also presents the method for determining the position of compensating devices and their power to ensure the of set distortion of voltage corresponding to the norms of power quality and minimum reactive power factor for the consumer interconnection points to the electrical network 10 (6)-0,4 kV $\cos \varphi=0,944$.

Key words: the transverse reactive power compensation, quality of electrical power, power factor, voltage loss, energy efficiency, village networks 0,4 kV.

Литература

1. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ. URL: <http://base.garant.ru/12171109>.

2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Постановление Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р.

1. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», дата введения 2014-07-01 <http://docs.cntd.ru/document/1200104301>.

2. Phase Mod PFC Modules for Low-Voltage Power Factor Correction. Epcos AG. Corporate Communications. Editions 03/2005. Germany.

3. Power Factor Correction. Power Quality Solutions. Published by Epcos AG. Edition 04/2006. Ordering No. EPC: 26017-7600. Printed in Germany. 79 p.

4. Карташев И.И., Тульский В.Н. и др. Управление качеством электроэнергии / под ред. Шарова Ю.В. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. 354 с.

5. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М.: Высшая школа, 1990. 363 с.

6. Карчин В.В., Сидорова В.Т. Локальная компенсация реактивной мощности в сельских распределительных сетях 0,4 кВ // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. №11. С. 21-24.

7. Каганов И.Л. Курсовое и дипломное проектирование. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Агропромиздат, 1990. 351 с.

Поступила в редакцию

27 марта 2015 г.

Карчин Виктор Васильевич – канд. техн. наук, доцент электроэнергетического факультета Марийского государственного университета (МарГУ), г. Йошкар-Ола. Тел: 8(8362)415470. E-mail: eef@marsu.ru.

Сидорова Вера Тагировна – канд. физ.-мат. наук, доцент электроэнергетического факультета Марийского государственного университета (МарГУ), г. Йошкар-Ола. Тел: 8(917)7152174. E-mail: veranig@yandex.ru.

Федотов Александр Иванович – профессор кафедры «Электроэнергетические системы и сети» (ЭСиС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: fed.ai@mail.ru.