

УДК 621.

А. О. ОМЕЛЬЧУК, канд. техн. наук

А. М. СКРИПНИК, канд. техн. наук

В. С. ТРОНДЮК, магистр

Институт энергетики и автоматики Национального университета биоресурсов и природопользования Украины, г. Киев

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ ИСТОЧНИКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ РАЗНЫХ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ

Проведен анализ нормативных документов относительно компенсации реактивной мощности в сетях электрической системы. Обоснована необходимость создания алгоритма управления параметрами и режимами работы всех источников реактивной мощности с целью обеспечения ее баланса в узлах нагрузки и экономической работы электрических сетей всех уровней.

Ключевые слова: источники реактивной мощности, баланс реактивной мощности, алгоритм управления, оптимальные параметры, режим работы, удельные транспортные расходы.

Проведений аналіз нормативних документів відносно компенсації реактивної потужності в мережах електричної системи. Обґрунтована необхідність створення алгоритму управління параметрами і режимами роботи всіх джерел реактивної потужності з метою забезпечення її балансу у вузлах навантаження і економічної роботи електричних мереж всіх рівнів.

Ключові слова: джерела реактивної потужності, баланс реактивної потужності, алгоритм управління, оптимальні параметри, режим роботи, питомі транспортні витрати.

Введение

Проблема с выбором параметров и режимов работы источников реактивной мощности (ИРМ) в электрических сетях и, тем более, проблема перетеканий и баланса реактивной мощности со вступлением в силу методики [2] стала неурегулированной и актуальной для распределительных сетей. Авторы концепции новой (или усовершенствованной) методики оплаты за реактивную энергию, ссылаясь на уже не действующие нормативные документы [1,8] и ряд других публикаций, в частности, статье [6], игнорируют действующие документы [3]. Это приводит к тому, что проблему нормирования перетеканий реактивной энергии на грани балансовой принадлежности сетей потребителей и электроснабженческих организаций пытаются перевести на потребителей. То есть, потребители должны платить за продукцию, но покупать тогда и столько, сколько ему позволят, игнорируя рыночный подход к реализации электроэнергии. Конечно, в настоящее время пролоббировать можно этот подход, как и некоторые другие, нелогичные с точки зрения рыночных отношений. К сожалению, подобные примеры есть (например, нормативы относительно присоединения к электросетям, формирование тарифов на электроэнергию, ответственность электроснабженческих организаций за некачественную электроэнергию и тому подобное). Это поведение монополиста на рыночном пространстве.

Основная часть

На помощь потребителям для реализации положений [2] был разработан и введенный в действие норматив [3], согласно которому проект обеспечения компенсации реактивной мощности (КРМ) выполняется за счет средств потребителей на основании параметров их сетей и параметров режимов работы электроприемопередатчиков. И почему потребители должны решать задачу баланса реактивной мощности в сетях электроснабженческих организаций и оптимизации перетеканий реактивной мощности? Тем более, что потребители платят средства согласно [2] на решение этой задачи.

А задачу баланса реактивной мощности (стойкости электрической системы и тому подобное) решать необходимо, поскольку эта проблема с введением в действие [2] только обострилась. В нынешних нормативно-правовых условиях, в отличие от предыдущих, задачу баланса реактивной мощности в узлах нагрузки системы необходимо решать снизу (от распределительных сетей, где полная неопределенность, обусловленная субъективным отношением потребителей к КРМ) к верху (в системообразующих сетях).

Досадно, что некоторые электроснабженческие организации и инспекции из энергосбережения требуют от потребителей обеспечения определенной величины коэффициента мощности $\text{tg}\varphi$ на грани балансовой принадлежности сетей потребителей и электроснабженческих организаций, ссылаясь на [8], или п.3.32 [1]. Во-первых, документ [1] является нормой технологического проектирования электрических систем и сетей 35 кВ и выше. Во-вторых, относительно потребителей, то рекомендации п.3.32 [1] относительно нормирования $\text{tg}\varphi$ и компенсации реактивной мощности вступают в противоречие с [2,8], поскольку последние вступили в силу позже, об этом дополнительно свидетельствует и содержание п.3.32 [1].

Первый абзац п.3.32 [1] побуждает в сетях системы обеспечивать запас устойчивости и нормативные уровни напряжения, к чему потребители согласно документам [2], [3] не обязанные. Второй абзац свидетельствует о том, что на время вступления в силу документа [1] методик [2] и [3] не существовало.

Таким образом, актуальной становится задача обеспечения баланса реактивной мощности в электрической системе, а следовательно компенсации реактивной мощности в электрических сетях разных уровней напряжения, чему не отрицают методики [2] и [3].

С введением методики [2] энергосистемой потеряна правовая основа для взаимодействия с потребителями в части оптимизации реактивной мощности, потому необходима нормативная база, которая бы стимулировала электроснабженческие организации активнее привлекаться к внедрению мероприятий относительно обеспечения баланса и компенсации реактивной мощности в электрической системе [4].

Однако, недостаточность информации относительно режимов электропотребления потребителей и отсутствие возможности повлиять на них усложняет полный контроль над процессом управления реактивной мощностью.

Такая ситуация с неконтролируемостью перетеканий реактивной мощности приводит к абсолютно негативным последствиям как для энергосистемы, так и для потребителей электроэнергетики.

Во-первых, несоблюдение потребителями установленных норм относительно коэффициента реактивной мощности создает дополнительные потери для энергосистемы, а во-вторых, снижение пропускной способности сетей ухудшает показатели работы электроэнергетических компаний, которая создает риск приостановки электроснабжения для потребителей. Особенно это опасно для перегруженных распределительных сетей, через недостаточные темпы их реконструкции и развития.

Большинство аварийных перерывов в электроснабжении вызвано перегрузкой сетей и их неспособностью пропускать повышенные нагрузки, несмотря на полностью допустимые расчетные режимы. Своевременная оптимизация реактивной мощности в сетях могла бы предотвратить тяжелые последствия.

В наше время уже не идет речь об экономии при строительстве электрических сетей, а потребитель требует самого главного – надежного, бесперебойного и качественного электроснабжения. Одним из позитивных мероприятий в этом направлении **есть централизованный контроль и управление рассредоточенными источниками реактивной мощности**, размещенными в распределительных сетях 35-10 кВ и в сетях потребителей 0,38 кВ. Только в этом случае возможно оптимальное использование реактивной мощности, генерирующей как линиями электропередачи напряжением выше 35 кВ, так и дополнительными источниками. Передача электроэнергии – это непрерывный процесс в единой электрической системе, которая требует централизованного управления важной составляющей этого процесса, – перетеканиями

и балансом реактивной энергии.

Процесс управления реактивной мощностью нужно осуществлять без влияния форм власти на отдельные звенья электрической системы.

В начале необходимо произвести инвентаризацию и модернизацию средств учета реактивной мощности и действующих ИРМ.

Кроме этого, на особенно проблемных участках электрических сетей необходимо обосновывать параметры ИРМ, как это делается в других странах.

Значение оптимизации реактивной мощности трудно переоценить. Время требует и от энергетиков и от потребителей повышенной дисциплины и ответственности в решении этого вопроса для достижения и теми, и другими высоких показателей при эксплуатации электрических сетей разного уровня напряжения и качественного их развития в будущем.

В новых нормативных условиях регуляции перетоков реактивной энергии потребители не имеют ограничений относительно объемов и режимов ее потребления. Поэтому реактивная мощность на границе балансовой принадлежности электрической сети может изменяться в пределах от 0 (полная компенсация реактивной мощности потребителями) к максимальному, принятому за расчетное, реактивной нагрузки потребителей (перетоки реактивной энергии к потребителям исключительно из электрической системы).

Невзирая на уровень компенсации реактивной мощности в сети потребителей и при отсутствии влияния на это электроснабженческих организаций, целесообразно экономически минимизировать технологические потери электроэнергии в распределительных сетях. Обоснование мест установления ИРМ можно осуществлять, начиная от пределов балансовой принадлежности. Оптимизация параметров и места установления ИРМ в распределительных сетях рассматривалась в ряде публикаций [4,5,7]. Критерием оптимального использования ИРМ в таких сетях, обоснование параметров и режимов работы ИРМ может быть минимум суммарных приведенных затрат, или максимум чистого дисконтированного дохода от их работы [3, 4].

Поскольку работа ИРМ, кроме уменьшения потерь электроэнергии, влияет и на потери напряжения в электросети, то сложность внедрения ИРМ иногда связывают с необходимостью обеспечения жестких требований относительно режима напряжения в узлах нагрузки распределительных сетей, то есть сложностью одновременного решения вопросов снижения потерь электроэнергии и регулирования напряжения в электросети.

Наличие регуляторов напряжения под нагрузкой в узлах питания, распределительную сеть с точки зрения режима напряжения можно считать как независимую от режима напряжения электрической сети высшего уровня. Поэтому задачу оптимизации уровней напряжения в распределительной сети и нормирования отклонений напряжения у потребителей должна решаться с помощью как регулируемых надбавок у силовых трансформаторов, так и других средств регулирования напряжения за необходимостью.

При оптимизации параметров и режимов работы ИРМ приоритетным должно быть обеспечение баланса реактивной мощности в узлах нагрузки с одновременным снижением потерь электроэнергии в распределительной электрической сети.

Пути решения проблемы баланса реактивной мощности в сети питания. Авторы публикации [4] предлагают решения этой задачи путем решением системы нелинейных уравнений узловых напряжений в форме баланса мощностей, например, методом Ньютона.

Представляет интерес использование метода удельных транспортных расходов (УТР) для определения мест расположения и оптимизации параметров ИРМ в электрических сетях энергосистем. Это производные частей от расходов активной мощности за реактивной мощностью, которая передается от источников генерации к конкретному потребителю по схеме его электропотребления. Локальный характер УТР обеспечивает простоту расчетов их значений и эффективность использования результатов на практике.

Для каждого участка электрической сети УТР определяются как:

$$\lambda'_{ij} = \frac{\partial \Delta P_{ij}}{\partial Q_{ij}} = \frac{2Q_{ij}}{U_i^2} R_{ij} \quad (1)$$

где $\Delta P_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} R_{ij}$ – потери активной мощности на участке $i - j$ электрической

сети,

Q_{ij} – перетекание реактивной мощности на участке сети от узла i к узлу j ;

U_i – уровень напряжения i -го узла;

R_{ij} – активное сопротивление участка $i - j$ электрической сети.

Расчеты УТР по схеме сложной (разветвленной) электрической сети выполняется согласно схемы электроснабжения от источников питания к узлам потребления разомкнутой сети и к местам распределения перетеканий в замкнутой сети. Для распределительных сетей, которые на данное время по технологическим условиям эксплуатируются разомкнутыми (35 кВ и ниже), источниками питания могут считаться шины электрических подстанций с первичными обмотками трансформаторов напряжением 110 кВ и выше. Величина УТР λ'_{ij} по путям от узлов питания s к узлам потребления f рассчитываются как алгебраическая сумма УТР участков сети, которые находятся между узлами s и f согласно выражению (1), то есть

$$\lambda'_{sf} = \sum_s^f \frac{\partial \Delta P_{ij}}{\partial Q_{ij}} = \frac{2Q_{ij}}{U_i^2} R_{ij} \quad (2)$$

Снижение величины УТР непосредственно связано с уменьшением как потерь активной мощности, так и потерь напряжения, и возможно за счет генерации реактивной мощности установленных в разомкнутой распределительной сети дополнительных ИРМ.

Дополнительные ИРМ желательно устанавливать в узлах наибольшего потребления реактивной мощности или в сетях низшего уровня напряжения, что питаются от этих узлов. Особенно актуальным установление ИРМ в указанных узлах есть тогда, когда по данному пути электроснабжения питаются еще потребители, которые находятся за узлами наибольшего потребления реактивной мощности, в которых качество электрической энергии может быть заниженным.

Оптимальным использованием ИРМ можно считать снижение УТР к достижению во всех узлах потребления распределительной сети допустимых уровней напряжения согласно ПУЭ, или же, в ряде случаев, к достижению точки перехода от снижения УТР к его увеличению, которое возможно при выдаче реактивной мощности соответствующего ИРМ в сеть. Величина генерации реактивной соответствующих ИРМ определяется в результате расчетов и предоставляется в результирующей информации.

Использование ИРМ для снижения УТР рассмотрим на примере фрагмента схемы распределительной сети напряжением 10 кВ, приведенной на рис. 1, с параметрами участков и узловыми нагрузками, предоставленными в табл. 1 и 2.

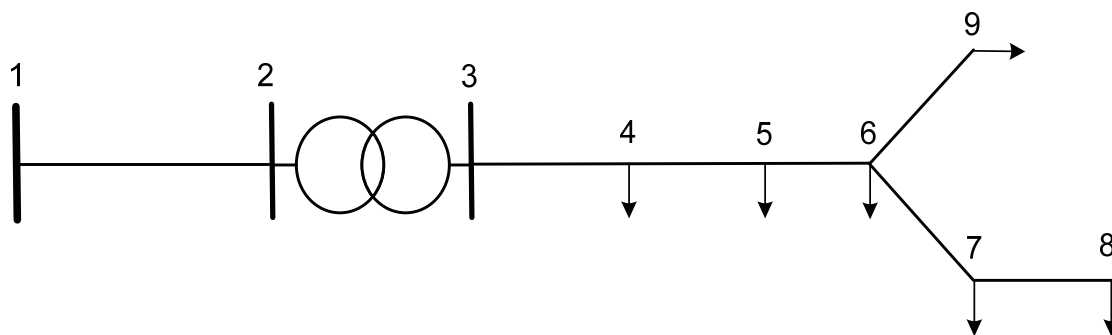


Рис. 1. Фрагмент схемы электрической сети.

Таблица 1

Параметры участков сети

Участок сети	Номинальное напряжение, кВ	Марка провода, тип трансформатора	L, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км	R, Ом	X, Ом	K, у.е.
1-2	110	АС- 150	28	0,198	0,42	2,707	5,54	11,76	–
2-3	110/10	ТМН- 6300	–	–	–	–	14,7	220,4	10,45
3-4	10	АС- 70	0,5	0,428	0,4	–	0,22	0,20	–
4-5	10	АС- 70	0,4	0,428	0,4	–	0,17	0,16	–
5-6	10	АС- 70	0,6	0,428	0,4	–	0,26	0,24	–
6-7	10	АС- 50	0,7	0,63	0,4	–	0,44	0,28	–
6-9	10	АС- 35	0,7	0,91	0,4	–	0,65	0,28	–
7-8	10	АС- 50	0,5	0,63	0,4	–	0,32	0,20	–

Таблица 2

Узловые нагрузки сети

№ узла	4	5	6	7	8	9
P, кВт	520	460	1420	380	360	380
Q, кВАр	250	220	1400	180	170	180
cosφ	0,9	0,9	0,7	0,9	0,9	0,9

Результаты расчета устоявшегося режима в виде узловых напряжений и перетеканий реактивной мощности приведены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты расчета устоявшегося режима

№ узлов	1	2	3	4	5	6	7	8	9
U, кВ	112,0	111,51	10,10	9,97	9,88	9,77	9,72	9,71	9,74
№ участков	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	6-9	7-8	
Q, кВАр	2900,63	2880,41	2498,77	2200,99	1958,27	352,28	180,48	170,31	

Суммарные потери активной мощности $\Delta P_{\Sigma}=131,72$ кВт, а суммарная величина УТР $\lambda_{\Sigma}''=35,597722$ кВт/кВАр.

Значительная нагрузка и заниженный коэффициент мощности в узле 6 приводит к занижению качества электроэнергии в узлах смежных и расположенных за ним и, как следствие, к значительным потерям электроэнергии.

Для повышения качества электроэнергии у потребителей, которые питаются по данному фрагменту сети, целесообразно в узле 6 установить ИРМ. Так, при достижении генерации реактивной мощности установленного ИРМ 1220 кВАр качество электроэнергии улучшилось (напряжение в узле распределительной сети 10 кВ установилось в диапазоне 10,37-10,06 кВ), величина УТР снизилась к величине 18,256236 кВт/кВАр, а общие потери ΔP_{Σ} уменьшились к величине 93,01 кВт.

Пороговое значение УТР 9,946609 кВт/кВАр (точка перехода от уменьшения к увеличению) наступает при генерации реактивной мощности в узле 6 равной 2500 кВАр. Значения узловых напряжений и реактивных перетеканий фрагмента схемы приведены в табл. 4.

Таблица 4

Значения узловых напряжений и реактивных перетеканий при достижении генерации ИРМ до 2500 кВАр

№ узлов	1	2	3	4	5	6	7	8	9
U, кВ	112,0	111,8	10,63	10,56	10,52	10,47	10,43	10,41	10,44
№ участков	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	6-9	7-8	
Q, кВАр	199,67	188,23	-69,49	-335,18	-569,58	352,02	180,52	170,30	

При этом суммарные потери активной мощности ΔP_{Σ} снизились до 80,52 кВт, то есть общая экономия потерь составляет 131,72 - 80,52 = 51,2 кВт.

За улучшение качества электроэнергии и снижения потерь активной мощности владельцам ИРМ необходимо устанавливать денежную компенсацию, соответствующую величине выданной в сеть реактивной мощности.

При выполнении оптимизационных расчетов за величину шага изменения генерации соответствующего ИРМ принимается величина суммарного УТР в разомкнутых сетях, УТР по путям питания к установленным ИРМ в замкнутых сетях, а для ускорения процесса расчетов указаны величины УТР с учетом коэффициента ускорения.

Решение задачи обеспечения баланса реактивной мощности с привлечением ИРМ исключает любые проблемы с режимом напряжения в узлах сети 110 кВ и выше с обеспечением условий статичной стойкости электрической системы, независимо от объемов перетекания реактивной энергии между сетями разных уровней напряжения.

Выводы

Со вступлением в силу методики [2] проблема баланса реактивной мощности в узлах нагрузки электрической системы стала неуправляемой.

В нынешних нормативно-правовых условиях задачу баланса реактивной мощности в узлах нагрузки системы необходимо решать путем централизованного управления естественными и обоснованно установленными источниками реактивной мощности на всех уровнях электрической системы.

При оптимизации параметров и режимов работы ИРМ в распределительной электрической сети приоритетным должно быть снижение потерь электроэнергии, а режим напряжения в узлах нагрузки не должен влиять на обоснование параметров ИРМ.

Характерным параметром режима работы ИРМ являются удельные потери активной мощности на транспортировку реактивной мощности.

Список літератури

1. ГКД 341.004.003.-94. Нормы технологического проектирования энергетических систем и электрических сетей 35 кВ и выше. – 28 с.
2. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України №19 від 17.01.2002/ Офіційний вісник України. – 2002. – № 48. – С. 71–147.
3. СОУ– Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача). – 48 с.

4. Омельчук А. О. Щодо балансу реактивної потужності в мережах живлення в нових нормативних умовах перетоків реактивної енергії в Україні / А. О.Омельчук, А. М.Скрипник, В. С. Трондюк// Науковий вісник НУБіП України. Серія «Техніка та енергетика АПК».– 2011. – № 161. – С.111–119.

5. Омельчук А. О., Козирський В. В. Компенсація реактивної потужності, як загальносистемна проблема// Промислова електроенергетика та електротехніка. –2004. – №4. – С. 1–38.

6. Паламарчук О. П., Демов О. Д., Григораш Ю. А., Бандура І. О. Спрощений розрахунок плати за реактивну енергію//Промелектро. – 2010. – № 2. –С. 9–11.

7. Резніченко Т. П., Омельчук А. О. Про ефективність компенсації реактивної потужності в районних електричних мережах// Енергетика и электрификация. – 2001. – № 6. – С. 26–29.

8. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. – М.: Энергия, 1974. – 73 с.

9. Скрипник А. М. Використання методу питомих транспортних витрат для сезонної оптимізації конфігурації схем / А. М. Скрипник, А. О. Омельчук, О. В. Хоменко // Науковий вісник НУБіП України. Серія «Техніка та енергетика АПК», 2011, № 166, частина 3. – С.133–140.

OPTIMIZATION OF PARAMETERS AND MODES OF SOURCES OF REACTIVE-POWER IS IN ELECTRIC NETWORKS OF DIFFERENT LEVELS OF TENSION

A.O. OMELCHUK, Cand. Tech. Scie.

A. M. SKRYPNIK, Cand. Tech. Scie.

V. S. TRONDIUK, The master

The analysis of normative documents is conducted in relation to indemnification of reactive-power in the networks of the electric system. The necessity of creation of management algorithm is reasonable by parameters and modes of operations of all sources of reactive-power with the purpose of providing of her balance in the knots of loading and economic work of electric networks of all levels.

Keyword: *sources of reactive-power, balance of reactive-power, management algorithm, optimal parameters, office hours, cost transport per units.*

Поступила в редакцию 07.09 2012 г.