

УДК 621.316

**Л. Н. Добровольская, к. т. н., доц.; И. В. Витт; Ю. В. Грыцюк, к. т. н., доц.;
Е. Н. Нанака; И. П. Чайка**

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ УСТАВОК ДЛЯ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ

Представлена математическая модель для определения оптимального (по критерию минимальных потерь) значения входной реактивной мощности и ее решение с применением системного подхода для случаев централизованной компенсации или централизованной системы управления групповой или индивидуальной компенсацией.

Ключевые слова: компенсация реактивной мощности, системный подход, входная реактивная мощность, определение уставок.

Постановка проблемы

Определение уставок автоматических регуляторов компенсирующих установок (КУ) зависит от способа компенсации, способа и параметра управления, типа устройства и величины реактивных нагрузок. Применяются такие способы компенсации: централизованная, групповая, индивидуальная и смешанные варианты.

Централизованная компенсация может быть экономически целесообразной при условии питания мощных электроприемников (например, электропечей) по коротким линиям электропередачи. В таких случаях КУ располагаются на главной понижающей подстанции (ГПП) или центральном распределительном устройстве (ЦРУ) предприятия. Централизованная компенсация имеет свои преимущества: лучшее использование КУ, их количество уменьшается в сравнении с другими видами компенсации, для системы управления исчезает необходимость в линиях связи. Единственный, но существенный недостаток – кроме трансформаторов ГПП и питающих их линий, остальные сети работают в режиме повышенных потерь электроэнергии. Поэтому применение централизованной компенсации требует технико-экономического обоснования.

К централизованной компенсации можно отнести балансирующую КУ, которая установлена на ГПП или ЦРУ предприятия и предназначена для обеспечения требований энергоснабжающей компании (ЭК) относительно потребления реактивной мощности из ее сети (например, для обеспечения входной реактивной мощности (ВРМ) на вводах предприятия и в узлах ЭК с целью регулирования напряжения и так далее). Но постановка задачи и методы определения уставок для централизованных систем управления с использованием системного подхода отсутствуют.

Анализ последних исследований и публикаций

Методам расчета компенсации реактивной мощности (КРМ) посвящено немало трудов. В [1] детально рассмотрены общие недостатки известных систем и устройств централизованного управления КУ. В частности к ним относится невозможность обеспечения требований ЭК относительно потребления реактивной мощности из ее сети и решения задачи минимизации потерь в электрических сетях потребителей и ЭК от недокомпенсированных перетоков реактивной энергии.

Постановка задачи исследования

В случае компенсации реактивных нагрузок, обусловленных функционированием линий электропередачи, силовых трансформаторов, реакторов и т. д., возможна передача недокомпенсированной реактивной энергии к потребителям. В этом случае возникает

необходимость определения взаимосвязанных уставок автоматических регуляторов КУ. На основе этого сформулирована основная цель исследований: уменьшение потерь в электрических сетях потребителей и ЭК от недокомпенсированных перетоков реактивной мощности путем определения оптимальных значений входной реактивной мощности на вводах узлов энергоснабжающей компании и потребителя – уставок для централизованной компенсирующей установки или централизованной системы управления групповой или смешанной компенсацией.

Основные материалы исследования

На предприятиях может применяться групповая или смешанная (групповая и индивидуальная) компенсация реактивных нагрузок с применением централизованной системы управления. Во всех случаях применения централизованной компенсации или централизованной системы управления групповой и индивидуальной компенсацией сначала определяются оптимальные значения ВРМ на вводе подсистемы для j -го характерного суточного режима ЭК. Определение выполняется на основе системного подхода [1] (с учетом сетей и эффекта для ЭК и потребителей).

Математическая модель для определения оптимального значения ВРМ (уставки на вводе сетей подсистемы, которая включает сети энергосистемы и потребителей, присоединенных к узловой подстанции) запишется так:

$$\begin{cases} Z = \sum_{i=1}^n Z_{Г_i} (1 - \Psi) + \sum_{i=1}^n (Z_{ЕК_i} + Z_{сн_i}) \cdot \Psi + \sum_{i=1}^n Z_{n_i} \cdot \Psi^2 \rightarrow \min; \\ 0 \leq \Psi \leq 1; \\ 1 \geq \alpha \geq 0; \\ \alpha + \Psi = 1, \end{cases} \quad (1)$$

где Z – приведенные затраты на компенсацию в сетях подсистемы (целевая функция), тыс. грн.; n – количество нагрузочных узлов в сетях подсистемы; $Z_{Г_i}$ – затраты на генерацию реактивной мощности в i -ом узле подсистемы, тыс. грн.; $Z_{ЕК_i}$ – стоимость реактивной электроэнергии, которая потребляется электропотребителями ЭК в i -ом узле, тыс. грн.; $Z_{сн_i}$ – стоимость реактивной электроэнергии, которая потребляется предприятиями в i -ом узле, тыс. грн.; Z_{n_i} – затраты на передачу реактивной мощности по сетям, присоединенных к i -му узлу, тыс. грн.; Ψ – ВРМ на вводе сетей подсистемы в относительных единицах (в общем случае $\Psi = \frac{Q_e}{Q_m}$, где Q_e – ВРМ или уставка на вводе сетей подсистемы в абсолютных единицах, Мвар; Q_m – максимум реактивной нагрузки на вводе сетей подсистемы, Мвар);

$\sum_{i=1}^n Z_{Г_i}$ – затраты на генерацию реактивной мощности всеми источниками подсистемы, тыс. грн.;

$\sum_{i=1}^n Z_{ЕК_i}$ – стоимость реактивной электроэнергии, потребляемой электропотребителями

ЭК в сетях подсистемы, тыс. грн.; $\sum_{i=1}^n Z_{сн_i}$ – стоимость реактивной электроэнергии,

потребляемой предприятиями в i -ом узле, тыс. грн.; $\sum_{i=1}^n Z_{n_i}$ – затраты на передачу реактивной

электроэнергии по сетям подсистемы, тыс. грн.; α – уровень или степень КРМ в сетях подсистемы (в общем случае $\alpha = \frac{Q_{KV}}{Q_m}$, где Q_{KV} – абсолютное значение мощности КУ в сетях

подсистемы, Мвар), в о. е. [1].

Значение величины Z_{G_i} определяется по формуле:

$$Z_{G_i} = Z_{n.e_i} \cdot Q_i, \quad (2)$$

где $Z_{n.e_i}$ – удельные средневзвешенные затраты на генерирование реактивной мощности в i -ом узле подсистемы тыс. грн. / Мвар; Q_i – реактивная нагрузка i -го узла подсистемы, Мвар.

Величина $Z_{n.e_i}$ определяется по известной формуле [1]:

$$Z_{n.e_i} = E \cdot \sum_{j=1}^m (K_{n_{ij}} \cdot \dot{U}_{ij}^2 \cdot \gamma_{ij}) + 10^{-3} \cdot \sum_{j=1}^m \Delta P_{n_{ij}} \cdot C_{0_{ij}} \cdot \gamma_{ij}, \quad (3)$$

где E – суммарный коэффициент отчислений от капитальных вложений [1]

$$E = E_n + E_a + E_o, \quad (4)$$

E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (для энергетики $E_n = 0,15$) [1]; E_a – коэффициент амортизационных отчислений от капитальных вложений [1]; E_o – коэффициент отчислений от капитальных вложений на техническое обслуживание [1]; $K_{n_{ij}}$ – удельная стоимость КУ j -го типа, установленная (или которую планируют установить) в i -ом узле подсистемы; \dot{U}_{ij} – коэффициент напряжения (в о. е.) в точке

присоединения j -го типа КУ к сети ($\dot{U}_{ij} = \frac{U_{m_{ij}}}{U_{KV_{ij}}}$, где $U_{m_{ij}}$ – напряжение в i -ом узле в точке

присоединения j -ой КУ, кВ; $U_{KV_{ij}}$ – номинальное напряжение j -ой КУ, установленной (или которая будет установлена) в i -ом узле, кВ; γ_{ij} – удельный вес j -го типа КУ в суммарной мощности КУ, установленных в i -ом узле, о. е.; m – количество типов КУ в i -ом узле; $\Delta P_{n_{ij}}$ – удельные потери активной мощности при генерации реактивной в КУ j -го типа, установленной в i -ом узле, кВт / Мвар [1]; $C_{0_{ij}}$ – удельная стоимость потерь в КУ j -го типа, установленной в i -ом узле, грн. / кВт.

$$C_{0_{ij}} = \tau_{m_{ij}} \cdot T_p, \quad (5)$$

где $\tau_{m_{ij}}$ – число часов максимальных потерь для КУ j -го типа, установленной в i -ом узле, час.; T_p – розничный тариф на активную электроэнергию, грн. / кВт·год.

Значение величины Z_{n_i} определяется по формуле:

$$Z_{n_i} = \frac{\tau_{m_i} T_p R_{e_i}}{U_{n_i}^2}, \quad (6)$$

где τ_{m_i} – число часов максимальных потерь в сетях подсистемы, час.; R_{e_i} – эквивалентное активное сопротивление сетей, которые присоединены к i -му узлу, Ом; U_{n_i} – базовое номинальное или среднее фактическое напряжение, к которому приведены сопротивления сетей подсистемы, кВ.

Решение уравнения (1) предлагается выполнить с помощью метода одноцелевой оптимизации без ограничений. Из условия

$$\frac{\partial Z}{\partial \Psi} = 0 \quad (7)$$

получим оптимальное (по критерию минимальных затрат) значение уставки ВРМ на вводе Наукові праці ВНТУ, 2010, № 4

сетей подсистемы в о. е.:

$$\Psi_{onm} = \frac{\sum_{i=1}^n 3_{\Gamma_i} + \sum_{i=1}^n (3_{EK_i} + 3_{cn_i})}{2 \sum_{i=1}^n 3_{n_i}}. \quad (8)$$

Значение уставки (ВРМ) на вводе сетей подсистемы в абсолютных единицах определяется из соотношения:

$$Q_e = \Psi_{onm} \cdot Q_m \quad (9)$$

Суммарная мощность КУ, которую экономически целесообразно установить в сетях подсистемы, определится из условия баланса реактивных мощностей на ее вводе

$$Q_{KV.o} = Q_m - Q_e. \quad (10)$$

Параметр α (уровень КРМ) определяется из соотношения $\alpha_{onm} = \frac{Q_{KV}}{Q_m}$. При этом $\alpha_{onm} + \Psi_{onm} = 1$. Выполнение данного ограничения свидетельствует о правильности решения задачи. Выполнение остальных технических ограничений проверяется поэтапно.

Если окажется, что $\Psi_{onm} > 1$ и $\alpha_{onm} < 0$, то принимаем $\Psi_{onm} = 1$, $\alpha_{onm} = 0$ и $Q_e = Q_m$, $Q_{KV} = 0$. КРМ в сетях подсистемы, которая рассматривается, экономически нецелесообразна.

Если $\Psi_{onm} < 0$ и $\alpha_{onm} > 1$, то принимаем $\Psi_{onm} = 0$, $\alpha_{onm} = 1$ и $Q_e = 0$, $Q_{KV} = Q_m$. В сетях подсистемы экономически целесообразна полная КРМ.

Следует отметить, что уставка реактивной мощности на вводе подсистемы, которая совпадает с ВРМ, не применяется для автоматического управления КУ, но с ее помощью можно контролировать и оценивать фактическое состояние минимизации перетоков реактивной мощности (путем сравнения фактической и заданной величин).

Оптимальные экономические значения Ψ_{onm_i} и Q_{e_i} корректируются по условию возможного уменьшения мощности трансформаторов и сетей (на стадии проектирования) или отдаления сроков реконструкции (в условиях эксплуатации) [1]. Откорректированные (в сторону уменьшения) значения Ψ_{onm_i} и Q_{e_i} используются в дальнейшем для определения взаимосвязанных оптимальных (по критерию минимальных потерь) значений ВРМ на вводах узлов ЭК и потребителей – уставок для централизованной КУ или централизованной системы управления групповой или смешанной компенсацией. Для этого можно использовать самый простой метод последовательного эквивалентирования [3]. Критерий оптимизации – минимальные потери. Идея метода базируется на иерархическом принципе построения электроснабжающих систем и заключается в постепенном свертывании схемы и пересчета параметров эквивалентных частей подсистемы. Для заданной и преобразованных схем сети формируются специальные функции, эквивалентные по потерям активной мощности. При обратном ходе функцию связи выполняют оптимальные (по критерию минимальных потерь) значения ВРМ:

$$Q_{e_{ij}} = \frac{Q_{e_j} R_e}{r_{e_i}}, \quad (11)$$

где $Q_{e_{ij}}$ – ВРМ, которая распределяется в i -ый узел подсистемы в j -ом характерном режиме электропотребления ЭК (пиковых, межпиковых, минимальных нагрузок), Мвар; Q_{e_j} – ВРМ в j -ом режиме на вводе подсистемы, Мвар; R_e – эквивалентное активное сопротивление подсистемы, Ом; r_{e_i} – эквивалентное сопротивление присоединения, по которому получает

питание j -ый узел подсистемы, Ом.

При оптимизации распределения величины Q_{e_i} первым узлом распределения является балансирующий узел. В дальнейшем распределение выполняется по той же формуле (11). Только распределяться будет величина $Q_{e_{ij}}$. В качестве R_e принимается эквивалентное активное сопротивление сетей, присоединенных к j -му узлу распределения, а в качестве r_{e_i} – эквивалентное активное сопротивление одного из этих присоединений. Распределение завершается в случае достижения точек установки КУ.

Выводы

1. Определение оптимальных уставок для нагрузочных узлов ЭК предопределено необходимостью управления КУ, применяемых для компенсации реактивных нагрузок собственных нужд (линии электропередачи, силовые трансформаторы, реакторы) и передачи недокомпенсированной реактивной энергии потребителям.

2. Использование параметров сетей энергосистемы и потребителей позволяет определить по формуле (11) взаимосвязанные значения уставок и оптимизировать переток реактивной мощности (по критерию минимальных потерь) в сетях ЭК и потребителей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рогальський Б. С. Компенсація реактивної потужності. Методи розрахунку, способи та технічні засоби управління. [навчальний посібник] / Б. С. Рогальський. – Вінниця: Універсум, 2006. – 236 с.
2. Рогальський Б. С. Методи поетапного розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем і споживачів / Б. С. Рогальський // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2001. – №1. – С. 22–39.
3. Ковалев И. Н. Два метода расчета компенсации реактивных нагрузок в электрических сетях / И. Н. Ковалев // Электричество. – 1973. – № 10. – С. 10 – 13.

Добровольская Любовь Наумовна – к. т. н., доцент, заведующая кафедрой электроснабжения.

Витт Ирина Васильевна – ассистент кафедры электроснабжения.

Грыцюк Юрий Витальевич – к. т. н., доцент кафедры электроснабжения.

Луцкий национальный технический университет.

Нанак Елена Николаевна – аспирант кафедры электротехнических систем электропотребления и энергетического менеджмента.

Чайка Ирина Петровна – аспирант кафедры электротехнических систем электропотребления и энергетического менеджмента.

Винницкий национальный технический университет.