

Расчет входных реактивных мощностей в энергосистемах по заданным напряжениям

Е.Ю. Микаэльян¹, М.А. Трубицин²

*Ростовский государственный университет путей сообщения¹
Донской государственный технический университет²
г. Ростов-на-Дону, Россия*

Аннотация: В статье рассматриваются варианты расположения различных устройств компенсации реактивной мощности, выбор места установки которых учитывал как режимы работы электросетей, так и уровни напряжений в узлах. Математическое моделирование позволило на основе многокритериального подхода сформировать оптимальный алгоритм расчета с учетом возможного повышения напряжения на соответствующих подстанциях. Однако данный подход сопровождается некоторым повышением потерь активной мощности, поэтому окончательные выводы следует делать на основе экспертных процедур.

Ключевые слова: Компенсация реактивной мощности, математическое моделирование, место установки, потери мощности, многокритериальный подход, алгоритм расчета.

Широкое внедрение в практику проектирования и эксплуатации районных энергосистем (РЭС) напряжением 110-550 кВ вычислительной техники позволяет на всех стадиях проектирования и эксплуатации нормировать оптимальные входные реактивные мощности $Q_{Э1}$ и $Q_{Э2}$ на шинах 6,10,и35 кВ подстанций [1].

В качестве критериев оптимальной компенсации реактивной мощности (КРМ) обычно используется либо минимум приведенных затрат (задачи экономическая и общая балансовая), либо минимум потерь активной мощности ΔP - частная балансовая задача [2].

Однако, для некоторых районных электрических сетей (РЭС) может оказаться целесообразным размещение компенсирующих устройств (КУ) потребителей по иному критерию - наиболее благоприятному режиму напряжений в часы максимальных нагрузок [3]. Варьируя значениями входных реактивных мощностей, даже в пределах одной и той же суммарной мощности потребительских компенсирующих устройств (КУ), можно

управлять различными параметрами режимов энергосистемы (потери активной мощности, потери реактивной мощности, уровни напряжения, токовые нагрузки) в весьма широких диапазонах [1-3]. Это возможности, позволяющие беззатратным путем добиваться значительного улучшения

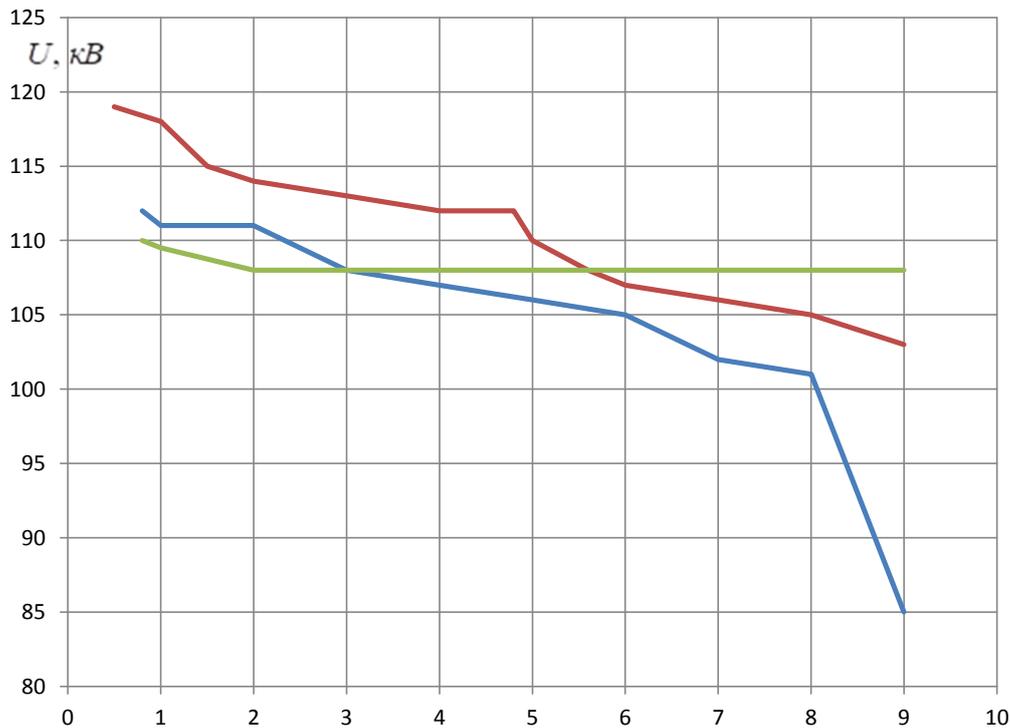


Рис. 1. Упорядоченные диаграммы напряжений по узлам энергосистемы

технико-экономических показателей работы энергосистем в нужном направлении. Напряжение регулируется главным образом системными источниками реактивной мощности (СИРМ): электростанциями, синхронными компенсаторами, системными батареями конденсаторов на напряжение 6,10,35 и 110 кВ. Оптимизации подлежат здесь и коэффициенты трансформации, и потери на корону. Рассматриваемая задача для РЭС имеет несколько отличную постановку.

В реальных энергосистемах и при проектировании, и в текущих режимах наблюдается большой разброс напряжений в часы максимума на

шинах 6,10,35 кВ подстанций (большое среднеквадратичное отклонение σ_U), вызванный как их электрической равноудаленностью от СИРМ, так и отсутствием определенных стратегий в размещении КУ потребителей. Более того, этот разброс остается значительным и при оптимизации размещения КУ по критерию $\min \Delta P$.

Сказанное иллюстрируется рис 1, на котором приведены диаграммы напряжений по узлам типичной проектируемой энергосистемы: кривая 1 отвечает пропорциональной компенсации, т.е. когда на шинах потребителей соблюдается практически один и тот же $\text{tg}\varphi \approx 0,5$; кривая 2 отвечает распределению КУ по критерию $\min \Delta P$; кривая 3 иллюстрирует ту возможность в максимальном повышении напряжения в наиболее удаленных узлах, которая реализуется за счет «переноса» сюда КУ из близлежащих к СИРМ узлов. Отсюда видно, что при одном и том же ресурсе КУ можно существенно изменить напряжения и в случае необходимости сделать их модуль приблизительно одинаковым ($\sigma_U \approx 0$). Этому равенству может препятствовать необходимость соблюдения ограничений на реактивную мощность в отдельных узлах, что иллюстрируется кривой 3 на рис.1: в группе начальных узлов наблюдалось нарушение ограничения $Q_{ki} > 0$, во второй группе $Q_{kj} \leq Q_j$. По исходному потокораспределению, для ряда узлов задаются необходимые изменения модуля напряжения (δU_f), и нужно найти соответствующие поправки:

$$\delta Q = \Psi([\delta U]) \quad (1)$$

Заметим, что разница двух решений Q_A и Q_C , отвечающих критериям $\min \Delta P$ и $\min \sigma_U$, весьма значительна как по значению реактивных нагрузок в отдельных узлах так и по режимным показателям [4-6], что объясняется, прежде всего, неоднородностью электрической сети.

Искомую зависимость (1) найдем, исходя из уравнений узловых напряжений сети для исходного режима:

$$\bar{Y}(\dot{U} - 1\dot{U}_0) = U_D^{-1} \cdot S^* \quad (2)$$

где S^* и U^* - сопряженные значения мощностей и напряжений в узлах; U_0 - напряжение балансирующего узла (БУ); 1 - столбцовая матрица; индекс "д" обозначает диагональную матрицу. Придавая приращения реактивным мощностям и напряжениям в (2) и пренебрегая изменениями напряжений в знаменателях правой части, вычтем отсюда исходное выражение:

$$\bar{Y} \delta \dot{U} = J \bar{Z} U_D^{-1} \cdot \delta Q \quad (3)$$

При небольшом числе узлов с варьируемой реактивной мощностью (активные узлы) - это имеет место при выборе мощностей СИРМ обычно пользуются зависимостью (3) в следующем виде [7,8] :

$$\delta \dot{U} = J \bar{Z} U_D^{-1} \cdot \delta Q \quad (4)$$

где \bar{Z} - полностью заполненная матрица узловых сопротивлений относительно активных узлов, определяемая чаще всего численным путем при расчете серии потокораспределений.

Соответствующая матрица чувствительности:

$$\bar{S}_{UQ} = J \bar{Z} U_D^{-1} \quad (5)$$

определяет реакцию сети по напряжениям в активных узлах при изменении здесь реактивных мощностей.

К «активным узлам» относятся по существу все нагрузочные узлы РЭС, порядка нескольких сотен, и в виду большой размерности матрицы \bar{Z} целесообразно пользоваться обратной зависимостью:

$$\delta Q = \bar{S}_{UQ}^{-1} \delta U = -J \bar{Y} U_D^* \delta \dot{U} \quad (6)$$

которая, однако, не дает прямого решения, поскольку не отвечает формулировке (1). Но, учитывая, что на шинах 6,10,35 кВ подстанций сдвиг по фазе между напряжениями относительно невелик, изменение модуля напряжения допустимо заменить равным изменением его продольной составляющей, т.е. принять:

$$[\delta U_f] = [\delta U_f'] \quad (7)$$

тогда (6) можно представить в расчетном виде:

$$\delta Q = \text{Re}(-J\bar{Y}U_{\text{Д}}^* \bar{Y}[\delta U]) \quad (8)$$

Непосредственно использовать данную формулу можно в том случае, если во всех без исключения узлах кроме базового узла (БУ) необходимо изменять напряжение. Реальная же структура сети несколько усложняет задачу. Из общего числа узлов N (БУ имеет номер 0), только l узлов - шины 6,10,35 кВ подстанций, остальные же $m = N - l$ являются промежуточными, где нагрузки либо отсутствуют, либо не являются варьируемыми. Узлы же с СИРМ, в зависимости от конкретной ситуации, могут быть отнесены и к промежуточным узлам, и к нагрузочным.

Такая сеть описывается матрицей \bar{Y} размерностью N , а вектор-столбец независимых переменных $[\delta U_f]$ в (8) имеет размерность l . Отказываясь от эквивалентного исключения m промежуточных узлов, сохраняем преимущества оперирования со слабо заполненной матрицей \bar{Y} .

Но тогда вынужденному определению подлежит и вектор зависимых приращений напряжений δU_m в промежуточных узлах. Представим (8) в блочном виде в соответствии с рассмотренной структурой сети:

$$\begin{pmatrix} \delta Q_l \\ 0 \end{pmatrix} = \text{Re} \left[\begin{pmatrix} -JU_{\text{Д}}^* & 0 \\ 0 & -JU_{\text{ммД}}^* \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \bar{Y}_{ll} & \bar{Y}_{lm} \\ \bar{Y}_{ml} & \bar{Y}_{mm} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} [\delta U']_l \\ \delta U_m \end{pmatrix} \right] \quad (9)$$

В итоге имеем следующие этапы расчета:

1. Рассчитав исходное потокораспределение, определяем напряжения в узлах.

2. Формируем группу из l нагрузочных узлов и задаем желаемые изменения напряжения $[\delta U']_l$.

3. Из нижней подсистемы (9) определяем соответствующие изменения напряжений в промежуточных узлах:

$$\delta \dot{U}_m = \dot{Y}_{mm}^{-1} \dot{Y}_{ml} [\delta \dot{U}']_l = \dot{Y}_{mm}^{-1} \cdot A \quad (10)$$

4. Искомые поправки к реактивным мощностям определяем из верхней подсистемы (9), что сводится к расчету l радиальных схем; при этом:

$$\delta Q_i = \operatorname{Re} \left[J U_i^* \cdot y_{Hi} \left([\delta U'_i] - \delta U_j \right) \right] \quad (11)$$

где y_{Hi} - проводимость i -ой нагрузочной ветви, δU_j - найденное выше изменение напряжения в преднагрузочном узле.

5. Расчет потокораспределения по полученным поправкам позволяет скорректировать значения $[\delta U']_l$ по п.2 и т.д.

Вычислительная процедура определения зависимых переменных согласно (10), так же как и алгоритм (3), не предусматривает обращения матрицы \bar{Y}_{mm} но использует с небольшой корректировкой соответствующий блок первоначальной треугольной матрицу \bar{Y}_Δ , в которую преобразуется исходная матрица Y при расчете потокораспределения. Действительно, введя столбец новых переменных:

$$\bar{B} = \bar{Y}_{mm}^{-1} \bar{A} \quad (12)$$

$$\text{имеем } \bar{Y}_{mm} \bar{B} = \bar{A} \quad (13)$$

и определение неизвестных B сводится к процедуре Гаусса с коэффициентами исходной матрицы \bar{Y}_{mm} . Таким образом, решение (13) заменяет собой и обращение матрицы \bar{Y}_{mm} , и умножение ее справа на

столбец.

Блок \bar{Y}_{mm} отличается от блока \bar{Y}'_{mm} , образуемого после первых l шагов исключения по Гауссу при расчете потокораспределения. Но без заметной погрешности при расчете (13) можно использовать блок \bar{Y}_{mm} , изменив здесь лишь диагональные элементы [3,9].

При расчетах реальных энергосистем исследовался, прежде всего, характер сходимости и быстрота итерационного процесса вычислений по формуле (8). Следует отметить, что задача определения оптимальных входных реактивных мощностей (для каждой подстанции) потребителей является многокритериальной. Действительно, нельзя считать однозначно удовлетворительным результат, когда на ряде подстанций напряжение существенно ниже 110кВ, а на других - выше 115 кВ. Возникает естественный вопрос: не стоит ли перераспределить мощность $Q_{K\Sigma}$ так, чтобы выровнять напряжение. Такой расчет был проведен; его целью было обеспечение одного и того же уровня напряжения у всех нагрузочных узлов:

$$\bar{U} = \frac{\sum_f Q_f U_f}{\sum_f Q_f} \quad (14)$$

Найденные отсюда необходимые изменения модулей напряжения были заданы в виде изменений продольных составляющих напряжений согласно (7). Расчеты показали, что одинаков для всех узлов уровень напряжения (14), который в нашем случае оказался равным 109 кВ.

На рис.2 показан процесс стабилизации напряжения в трех характерных узлах сети при заданных его уровнях 105, 109 и 112 кВ.

Отсюда видно, что основное допущение (7) вполне приемлемо. Характер итерационного процесса таков, что уже после 3,4-х итераций возможно усреднить - реактивные нагрузки узлов. В схему были намеренно введены узлы с большими дополнительными сопротивлениями, эквивалентирующими

распределительные сети 35 кВ (на рис.2 им отвечает напряжение ниже 90 кВ). Наличие столь равноудаленных групп нагрузочных узлов не повлияло на скорость сходимости процесса.

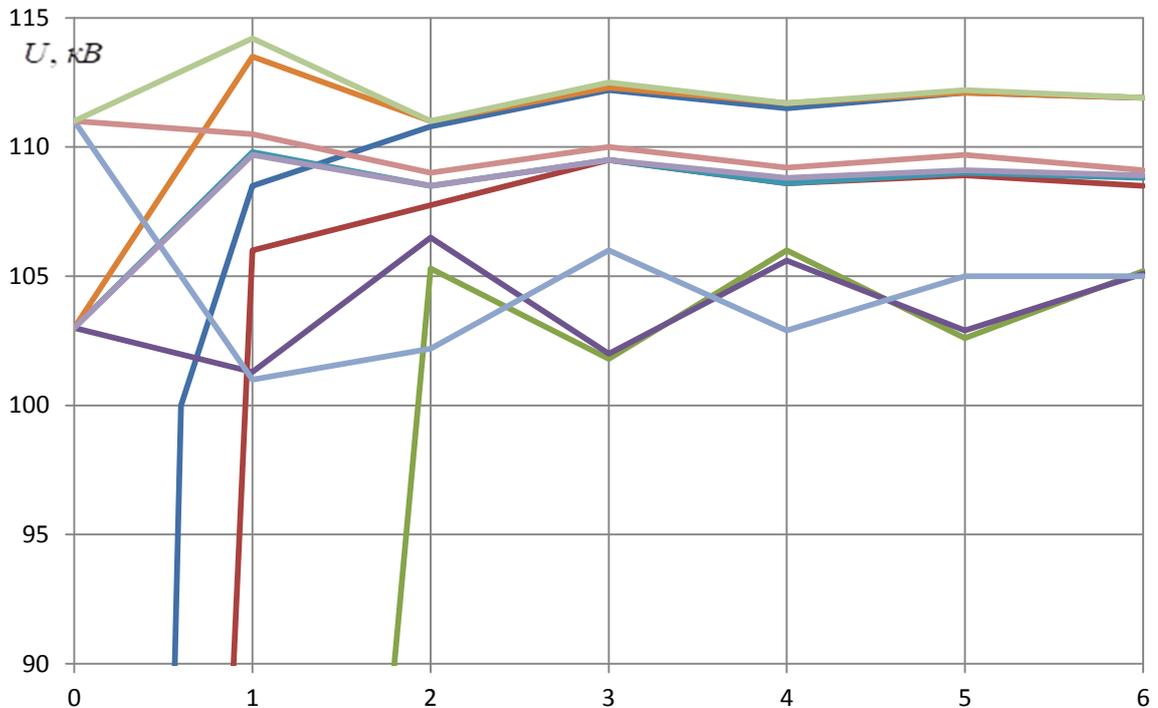


Рис.2. Процесс стабилизации напряжения в трех узлах сети

По результатам расчетов было определено, что в самых дальних и самых ближних электроудаленных от СИРМ узлах, реактивная мощность вышла за допустимые пределы. В первом случае наблюдалась перекомпенсация, во втором произошло нарушение ограничения $Q_{ki} > 0$.

На первом этапе фиксировались все переменные $Q_{kj} = Q_j$, что, согласно известным свойствам электрической сети, уменьшило входные реактивные мощности второй группы узлов, способствуя вводу их в допустимую область.

На втором этапе велась фиксация $Q_{ki} = 0$. Введение этих ограничений сделало напряжения данных узлов отличными от принятого единого уровня в соответствии с кривой 3 рис 1.

В настоящее время по завершении составления схем развития РЭС,

рассчитывается потокораспределение и различные аварийные режимы. Вопрос компенсации реактивных нагрузок при этом решается в два этапа [10,11].

Основной вывод, который можно сделать - это необходимость оптимизации входных реактивных мощностей на самой ранней стадии проектирования энергосистем, в процессе первоначального расчета потокораспределения, поскольку лишь в этом случае можно вскрыть потенциальную проектную эффективность КРМ у потребителей. На практике могут быть отданы предпочтения некоторым промежуточным решениям:

$$Q = Q_A \lambda + Q_C (1 - \lambda) \quad (15)$$

где Q_A и Q_C - входные реактивные мощности, отвечающие критериям $\min \Delta P$ и $\min \sigma U$. В этом случае множитель λ назначается экспертным путем, и при его отличии от нуля появляется некоторый разброс напряжений по отдельным узлам.

Литература

1. Каялов Г.М., Каждан А.Э., Ковалев И.Н., Куренный Э.Г.; под общ.ред. Каялова Г.М. Основы построения промышленных электрических сетей. - М.: Энергия, 1970. - 352 с.
2. Микаэльян Е.Ю, Трубицин М.А, Системный расчёт компенсации реактивных мощностей в электрических системах // Инженерный вестник Дона, 2018, №2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2018/47777.
3. Микаэльян Е.Ю, Трубицин М.А. К вопросу расчета установившихся режимов электроэнергетических систем // Инженерный вестник Дона, 2020, №9. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n9y2020/6593.
4. Ковалев И.Н., Фадеев В.В. Квадратичная математическая модель при исследовании компенсации реактивной мощности. -Электричество, 1984, № 4. С. 5-13.

5. Hopwood B., Mellor M., Brien G. O' Bill Sustainable development: mapping different approaches // Sustainable development. - 2005. - Vol.13, Is.1.- pp.38-52.

6. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. - М.: Энергоатомиздат, 1985. 214 с.

7. Kelley, C.T. Iterative methods for optimization // Society for Industrial and Applied Mathematics, 1999. – 196 p.

8. Зайцев А.И., Плехов А.С. Применение компенсационных преобразователей в целях энергосбережения / Электротехнические комплексы и системы управления. Воронеж, 2010. - №4-(20).-с.38-44.

9. Лазебник А. И. Аналитический метод расчета производных от потерь мощности в электрической сети. — Применение математических методов и вычислительных машин в энергетике. Кишинев: Изд-во АИ Молд. ССР, 1968. Вып. 2, с. 16—23.

10. Горнштейн В. М., Мирошниченко Б. П., Пономарев А. В.; Под ред. Горнштейна В. М. / Методы оптимизации режимов энергосистем. — М.: Энергия, 1981. —336 с.

11. Ковалев И.Н. Метод расчета переменных реактивных нагрузок в электрических сетях. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 2, с. 79-90.

Referenc

1. Kayalov G.M., Kazhdan A. E., Kovalev I.N., Kurennyj E.G.. Pod obshch. red. Kayalova G.M. Osnovy postroeniya promyshlennyh elektricheskikh setej [Fundamentals of industrial electrical networks], М.: Energiya, 1970. 352 p.

2. Mikayel'yan E.YU, Trubitsin M.A. Inzhenernyj vestnik Dona, 2018, №2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2018/47777.



3. Mikayel'yan E.YU, Trubitsin M.A. Inzhenernyj vestnik Dona, 2018, №9.
URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n9y2020/6593.
4. Kovalev I.N., Fadeev V.V. Elektrichestvo, 1984, № 4, pp. 5-13.
5. Hopwood B., Mellor M., Brien G. O' Bill Sustainable development. 2005.
Vol.13, Is.1. pp.38-52.
6. Venikov V.A., Idel'chik V.I., Liseev M.S. Regulirovanie napryazheniya v elektroenergeticheskikh sistemah. [Voltage regulation in electric power systems]. M.: Energoatomizdat, 1985, 214 p.
7. Kelley, C.T. Society for Industrial and Applied Mathematics, 1999, 196 p.
8. Zajcev A.I., Plekhov A.S. Primenenie kompensacionnyh preobrazovatelej v celyah energosberezheniya [Application of compensation converter with the aim of energy saving]. Jelektrotehnicheskie komplekсы i sistemy upravlenija. Voronezh, 2010. №4 (20). pp.38-44.
9. Lazebnik A. I. Analiticheskij metod rascheta proizvodnyh ot poter' moshchnosti v elektricheskoy seti [Analytical method for calculating derivatives of power losses in the electric network]. Primeneniye matematicheskikh metodov i vychislitel'nykh mashin v energetike. Kishinev: Izd-vo All Mold. SSR, 1968. Vyp. 2, pp.16-23.
10. Gornshteyn V.M., Miroshnichenko B.P., Ponomarev A.V. i dr.; pod red. V. M. Gornshteyna. Metody optimizatsii rezhimov energosistem [Methods for optimizing power system modes]. M.: Energiya, 1981. 336 p.
11. Kovalev I.N. Izv. AN SSSR. Energetika i transport, 1973, №2, p.79-90.