

УДК 621.316.1

## ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

В.В. Карагодин, Д.В. Рыбаков

*В настоящее время актуальным становится переход к энергосберегающим технологиям, обеспечивающим уменьшение электропотребления и снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Одним из возможных направлений энергосбережения является применение устройств компенсации реактивной мощности на базе батарей статических конденсаторов. В настоящей статье рассмотрены возможные варианты размещения устройств компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях, приведён анализ стоимости таких устройств в зависимости от мощности и места установки. Полученные данные показали необходимость оптимизационной постановки рассматриваемой задачи и учёта, как экономических возможностей, так и технических требований, предъявляемых к распределительным электрическим сетям. Сформулирована оптимизационная технико-экономическая задача, заключающаяся в минимизации затрат на установку устройств компенсации реактивной мощности (батарей статических конденсаторов) и потери активной мощности в распределительной электрической сети. Результаты решения задачи определяют мощности и места установки устройств компенсации реактивной мощности в двухуровневой электрической сети 0,4 – 6(10) кВ. Определены допущения, которые позволяют упростить решение поставленной задачи и не вносят при этом сколько-нибудь существенной погрешности в получаемые результаты. Рассмотрены методы решения поставленной задачи. Дана оценка результатам, полученным в ходе решения оптимизационной задачи определения мощности и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в распределительной электрической сети специального комплекса.*

**Ключевые слова:** распределительная электрическая сеть, компенсация реактивной мощности, оптимизация, методы нелинейного программирования.

В условиях ужесточения требований к эффективности, техническому уровню, надёжности и безопасности распределительных электрических сетей [1], а также отсутствия достаточных средств на полную реконструкцию оборудования систем электропитания актуальным становится максимальное использование действующих линий электропередачи и трансформаторов. Открывающими такие возможности являются переход к энергосберегающим технологиям, обеспечивающим уменьшение электропотребления, и снижение потерь электроэнергии вследствие применения устройств компенсации реактивной мощности (КРМ).

Следует заметить, что во многих электрических сетях 0,4 – 6(10) кВ специальных комплексов оборудование по компенсации реактивной мощности при проектировании не предусматривалось и по настоящее время отсутствует. В то же время необходимость применения компенсации реактивной мощности подтверждается результатами мониторинга режимов работы ряда специальных комплексов [2].

В качестве устройств КРМ наибольшее распространение в сетях 0,4 – 6(10) кВ различных объектов в настоящее время получили батареи статических конденсаторов, обладающие следующими преимуществами: низкими собственными активными поте-

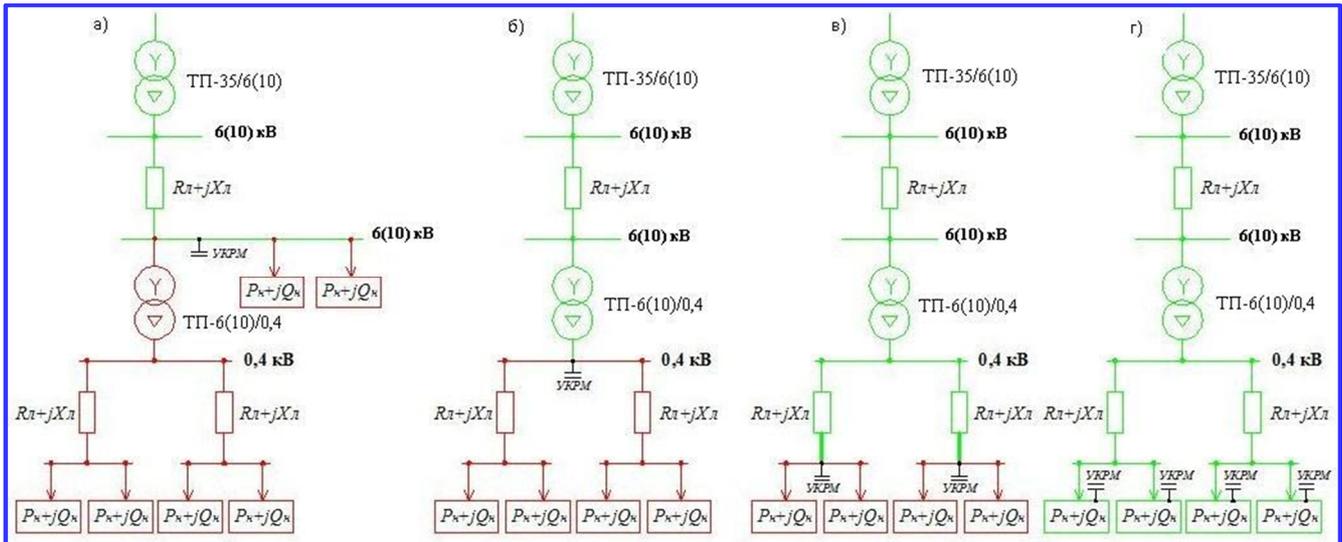
рями, низкой себестоимостью, высокой надёжностью, низкими затратами на обслуживание.

Учитывая, что границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности на объектах специальных комплексов в настоящее время установлены, как правило, на уровне напряжения 35 кВ, актуальным является решение задачи размещения устройств КРМ в разомкнутых распределительных электрических сетях (РЭС) 0,4 – 6(10) кВ.

Вариантами размещения устройств компенсации реактивной мощности в РЭС 0,4 – 6(10) кВ могут быть:

- централизованная компенсация реактивной мощности на стороне высшего напряжения;
- централизованная компенсация на стороне низшего напряжения;
- групповая компенсация реактивной мощности на стороне низшего напряжения;
- индивидуальная компенсация на стороне низшего напряжения.

**Централизованная компенсация реактивной мощности на стороне высшего напряжения** (рис. 1, а), при которой устройство компенсации реактивной мощности присоединяется к сборным шинам 6(10) кВ, может



**Рис. 1. Варианты установки устройств КРМ в распределительной электрической сети 0,4 – 6(10) кВ:**  
**а** – централизованная на стороне высшего напряжения; **б** – централизованная на стороне низшего напряжения; **в** – групповая; **г** – индивидуальная. На рисунке красным цветом показана часть сети, загруженная потоками реактивной мощности, зелёным – часть сети, разгруженная от потоков реактивной мощности

применяться в случае равномерного или ступенчатого суточного графика нагрузки наземного комплекса. Такой вариант размещения устройств компенсации может быть также целесообразным при наличии в распределительной сети потребителей напряжением 6(10) кВ со значительным потреблением реактивной мощности.

**Централизованная компенсация на стороне низшего напряжения** (рис. 1, б) может применяться в случае резкопеременного графика энергопотребления, который имеет место при питании от шин подстанции разнородной нагрузки.

Обоснованным решением может быть установка устройств КРМ с автоматическим регулированием реактивной мощности на стороне РУ-0,4 кВ трансформаторной подстанции. По сравнению с установкой на стороне высшего напряжения, такой способ компенсации позволяет сократить потери активной мощности и увеличить пропускную способность понижающего трансформатора в ТП-6(10)/0,4 кВ.

**Групповая компенсация реактивной мощности на стороне низшего напряжения** (рис. 1, в) может применяться, если внутри самого объекта энергоснабжения (наземного комплекса) имеется группа потребителей значительной реактивной мощности. Преимуществами такого способа являются снижение энергопотребления за счёт разгрузки питающей сети 0,4 кВ от потоков реактивной мощности и возможность установки более дешёвых (нерегулируемых) устройств КРМ.

При **индивидуальной компенсации на стороне низшего напряжения** (рис. 1, г) устройство КРМ присоединяется непосредственно у мощных приёмников электроэнергии. При этом может быть достигнут максимальный эффект от применения устройств КРМ за счёт разгрузки от потоков реактивной мощности всей РЭС наземного комплекса. Преимущество индивидуальной компенсации заключается в отсутствии необходимости во многих случаях регулирования реактивной мощности конденсаторной установки. В то же время эффективность устройства КРМ напрямую зависит от режима работы электроприёмника. В связи с этим индивидуальная компенсация реактивной мощности может быть осуществлена для электроприёмников большой мощности, работающих в длительном режиме.

При выборе варианта размещения устройств компенсации реактивной мощности возникает некоторая неоднозначность. С одной стороны, приближение установок КРМ к потребителю снижает затраты на передачу электроэнергии по РЭС, увеличивает их пропускную способность и улучшает качество напряжения. С другой стороны, чем ближе к потребителю электроэнергия, тем больше требуется устройств КРМ, соответственно возрастают затраты на их приобретение и установку.

Это обстоятельство делает задачу выбора способа компенсации реактивной мощности в РЭС, типа и мощности устройств КРМ достаточно сложной технико-экономической задачей, которая

может решаться как на стадии проектирования РЭС, так и при эксплуатации уже существующей.

Значительные преимущества при решении данной задачи, очевидно, может дать применение методов оптимизации. Выбор оптимального варианта размещения устройств КРМ осуществляется на основе технико-экономических расчётов. При этом учитываются:

- затраты на приобретение и установку устройств КРМ и дополнительного оборудования;
- снижение потерь активной мощности в РЭС (в линиях электропередачи и трансформаторах).

Кроме выполнения требования наибольшей экономичности при выборе устройств КРМ, необходимо обеспечить соблюдение требований нормативно-правовых документов в области компенсации реактивной мощности, а именно требований к значению коэффициента реактивной мощности для потребителей, присоединённых к электрическим сетям [3], и технические ограничения для обеспечения нормальной работы электроприёмников сетей, основным из которых является допустимость отклонений напряжений в РЭС во всех режимах её работы [4].

Проведенный анализ рынка УКРМ-0,4; 6 кВ показал, что удельная стоимость одного скомпенсированного кВАр уменьшается с увеличением мощности установки (рис. 2).

При этом следует отметить, что удельная стоимость 1кВАр УКРМ-6 кВ малой мощности (мощностью 50 кВАр) ниже удельной стоимости 1 кВАр УКРМ-0,4 кВ мощностью до 50 кВАр. Полученные данные также свидетельствуют о необходимости оптимизационной постановки рассматриваемой задачи.

Таким образом, рассматриваемая задача размещения устройств компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях может рассматриваться как оптимизационная технико-экономическая задача, заключающаяся в минимизации затрат на установку устройств КРМ и потери активной мощности в распределительной электрической сети, результаты решения которой позволят определить мощность и место установки устройств КРМ в двухуровневой электрической сети 0,4 – 6(10) кВ.

Решение задачи, сформулированной в общем виде, представляет собой значительные трудности. Поэтому естественным представляется нахождение путей решения, которые позволят его упростить и не внесут при этом сколько-нибудь существенной погрешности в получаемые результаты.

В качестве допущений при решении рассматриваемой задачи примем, что:

- вырабатываемая питающей системой (электрической сетью более высокого уровня напряжения) реактивная мощность является оптимальной для распределительной электрической сети;
- активные и реактивные нагрузки потребителей не зависят от значений напряжения у потребителей;
- распределение активных мощностей не изменяется в результате установки устройств компенсации реактивной мощности;
- потери активной мощности на участке распределительной электрической сети рассчитываются по номинальному напряжению на этом участке.

Принятие этих допущений позволяет упростить решение задачи оптимизации размещения устройств КРМ в реальной РЭС 0,4 – 6(10) кВ и применять в расчётах параметры элементов системы электроснабжения (трансформаторов, кабельных линий электропередачи), а также значения активных и реактивных нагрузок в узлах сети.

На рис. 3 представлена типовая однолинейная схема распределительной электрической сети, питающей электрической энергией объекты специального комплекса.

Математически задачу оптимизации мощности и мест установки устройств КРМ в вышеприведённой РЭС, состоящей из высоковольтной линии электропередачи, понизительной трансформаторной подстанции ТП-6(10)/0,4 и  $n$  отходящих от неё низковольтных линий электропередачи, снабжающих электрической энергией главные распределительные щиты отдельных объектов комплекса, в общем виде можно сформулировать следующим образом.

Минимизировать целевую функцию приведённых затрат:

$$\begin{aligned}
 Z = & c_1 Q_{к,1} + c_2 Q_{к,2} + c_3 \sum_{i=1}^n Q_{к,3,i} + \\
 & + (a_1 (P_{H1}^2 + (Q_{H1} - Q_{к,1} - Q_{к,2} - \sum_{i=1}^n Q_{к,3,i})^2) \times c_{\text{э}} T_{\text{расч}} + \\
 & + \left( \Delta P_{\text{xx}} \cdot T + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left( \sqrt{P_{H2}^2 + (Q_{H2} - Q_{к,2} - \sum_{i=1}^n Q_{к,3,i})^2} / S_{\text{номтр}} \right)^2 \right) \tau) c_{\text{э}} + \\
 & + \sum_{i=1}^n a_{3,i} (P_{H3,i}^2 + (Q_{H3,i} - Q_{к,3,i})^2) c_{\text{э}} T_{\text{расч}} \rightarrow \min, (1)
 \end{aligned}$$

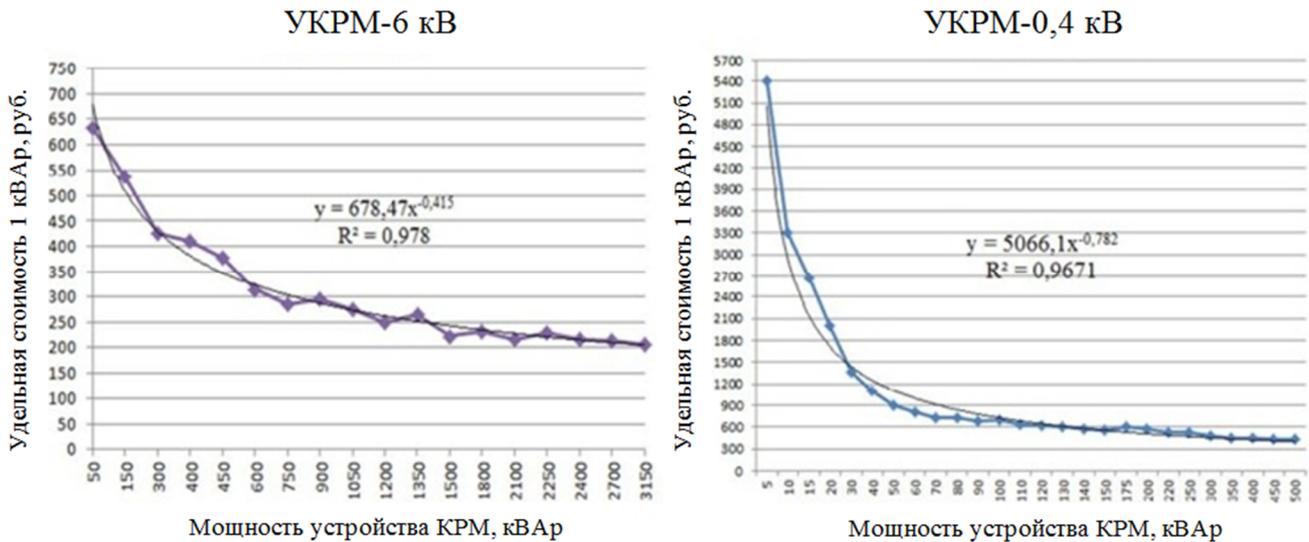


Рис. 2. Зависимости удельной стоимости 1 кВАр устройства компенсации реактивной мощности от его номинальной мощности

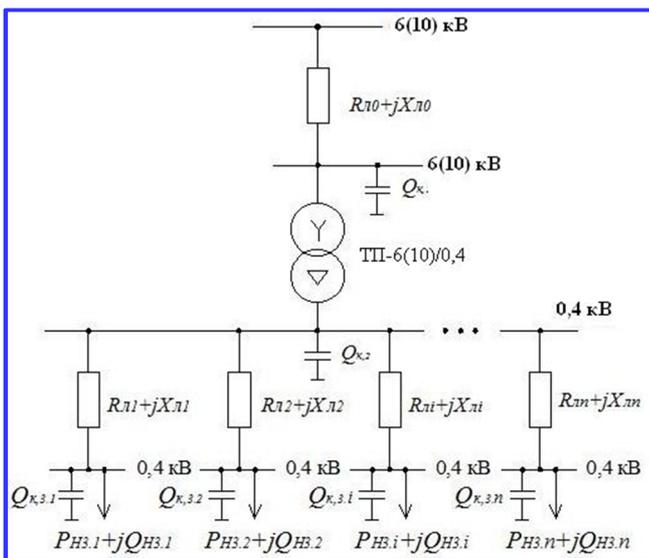


Рис. 3. Схема распределительной электрической сети для решения задачи оптимизации размещения устройств КРМ

где  $c_1 Q_{к,1}$  – затраты, связанные с приобретением и присоединением устройства КРМ к сборным шинам 6(10) кВ трансформаторной подстанции;  $c_2 Q_{к,2}$  – затраты, связанные с приобретением и установкой устройства КРМ на стороне РУ-0,4 кВ трансформаторной подстанции;  $c_3 \sum_{i=1}^n Q_{к,3,i}$  – затраты, связанные с приобретением и установкой устройства КРМ в главных распределительных щитах отдельных объектов наземного комплекса;

$a_1 (P_{Н1}^2 + (Q_{Н1} - Q_{к,1} - Q_{к,2} - \sum_{i=1}^n Q_{к,3,i})^2) c_{э3} T_{расч}$  – затраты, связанные с потерями мощности и энергии в высоковольтной линии электропередачи;

$$\left( \Delta P_{xx} T + \Delta P_{кз} \left( \sqrt{P_{Н2}^2 + (Q_{Н2} - Q_{к,2} - \sum_{i=1}^n Q_{к,3,i})^2 / S_{ном.тр}} \right)^2 \right) \tau c_{э3}$$

затраты, связанные с потерями мощности и энергии в трансформаторе 6(10)/0,4 кВ;

$$\sum_{i=1}^n a_{3,i} (P_{НЗ,i}^2 + (Q_{НЗ,i} - Q_{к,3,i})^2) c_{э3} T_{расч}$$

связанные с потерями мощности и энергии в линиях электропередачи, питающих главные распределительные щиты потребителей электрической энергии.

В вышеприведённых выражениях использовались следующие обозначения:  $c_1, c_2, c_3$  – удельные стоимости 1 кВАр установок КРМ, зависящие от уровня напряжения в узле их установки и установленной мощности компенсирующих устройств в каждом узле;  $c_{э3}$  – рыночная стоимость 1 кВт·ч электрической энергии;  $Q_{к,1}, Q_{к,2}$  – номинальные мощности установок КРМ, присоединённых к сборным шинам 6(10) кВ, к шинам РУ-0,4 кВ трансформаторной подстанции;  $Q_{к,3,i}$  – номиналь-

ные мощности установок КРМ, установленных в главных распределительных щитах потребителей;  $P_{Hi}, Q_{Hi}$  – активные и реактивные нагрузки в узлах распределительной сети;  $a_1, a_{3,i}$  – коэффициенты, зависящие от параметров линии электропередачи (удельного активного сопротивления  $r_{л0}$  и длины  $l_n$  и уровня напряжения  $U_n$ ,  $a_1 = r_{л0} l_{вл} / U_n^2$ ,  $a_{3,i} = r_{лi} l_{ли} / U_n^2$ ;  $\Delta P_{хх}$  – активные потери холостого хода на перемагничивание и создание вихревых токов в стали трансформатора (потери в стали);  $\Delta P_{кз}$  – активные потери короткого замыкания на нагрев обмоток трансформатора (потери в меди);  $S_{ном.тр}$  – номинальная мощность трансформатора;  $T_{расч}$  – время, за которое рассчитываются потери активной мощности в линии электропередачи;  $T$  – время работы трансформатора;  $\tau$  – время максимальных потерь, т. е. время, в течение которого трансформатор, работая с неизменной максимальной нагрузкой, имеет потери электроэнергии, равные действительным годовым потерям электроэнергии при работе по годовому графику нагрузки.

При решении задачи должны быть введены следующие ограничения:

- по значению коэффициента реактивной мощности для потребителей, присоединённых к распределительной электрической сети, в зависимости от уровня напряжения в точке присоединения [3]  $\text{tg}\varphi \leq 0,4$  – для электрической сети напряжением 6(10) кВ;  $\text{tg}\varphi \leq 0,35$  – для электрической сети напряжением 0,4 кВ;

- по напряжениям в узлах в режиме потребления максимальной нагрузки  $U_{k n \text{ мин}} \leq U_n \leq U_{k n \text{ макс}}$ ;

- по номинальным мощностям устройств КРМ, в связи с возможностью их серийного производства на определённый уровень напряжения  $Q_{k,i \text{ мин}} \leq Q_{k,i} \leq Q_{k,i \text{ макс}}$ .

Учитывая, что целевая функция (1) имеет нелинейный вид, рассматриваемая задача может быть отнесена к классу задач **нелинейного математического программирования**, для решения которых часто применяют градиентные методы.

Градиентные методы [5] решения нелинейных оптимизационных задач используют понятие градиента функции. В рассматриваемой задаче градиентом функции  $Z(Q_{k1}, Q_{k2}, \dots, Q_{kn})$  является вектор

$$\text{grad } Z = \nabla Z = \left[ \frac{\partial Z}{\partial Q_{k1}}, \frac{\partial Z}{\partial Q_{k2}}, \dots, \frac{\partial Z}{\partial Q_{kn}} \right]. \quad (2)$$

Из выражения (2) видно, что функция, градиент которой определяется, должна быть дифференцируемой по всем  $n$  переменным.

Физический смысл градиента функции в том, что он показывает направление и скорость наибольшего изменения функции в рассматриваемой точке. Если в некоторой точке  $|\text{grad } Z| = 0$ , функция в этой точке не изменяется (не возрастает и не убывает). Это точка соответствует экстремуму функции.

Поиск экстремума начинается с некоторой произвольной точки  $\bar{Q}_0$  с координатами  $Q_{k1 0}, Q_{k2 0}, \dots, Q_{kn 0}$ . Тогда движение представляющей точки по градиентному методу описывается следующим рекуррентным соотношением:

$$\bar{Q}_{k+1} = \bar{Q}_k - h_k \nabla \bar{Q}, \quad h_k > 0, \quad k = 0, 1, \dots,$$

где  $h_k$  – величина шага на  $k$ -й итерации.

В зависимости от стратегии выбора длины шага к градиентным методам относятся:

- градиентный метод с постоянным шагом  $h_k = h$ ;
- метод покоординатного спуска ( $h_k = h > 0$  или  $h_k = h / (k + 1)$ );
- метод наискорейшего спуска

$$(h_k = \arg \min_{h \geq 0} f(Q_k - hf'(Q_k))).$$

Для оценки возможности применения вышеприведённого математического аппарата рассмотрим решение задачи оптимального размещения устройств КРМ в распределительной электрической сети, схема которой приведена на рис. 4. Приведённая схема представляет собой фрагмент распределительной электрической сети специального комплекса с реальными параметрами линий электропередачи, трансформатора и активными и реактивными нагрузками потребителей электрической энергии.

Требуется определить места установки и мощности устройств КРМ  $Q_{k,1}, Q_{k,2}, Q_{k,3,1}$  и  $Q_{k,3,2}$  в распределительной электрической сети, исходя из условий минимума суммарных затрат на установку устройств КРМ и потери активной мощно-

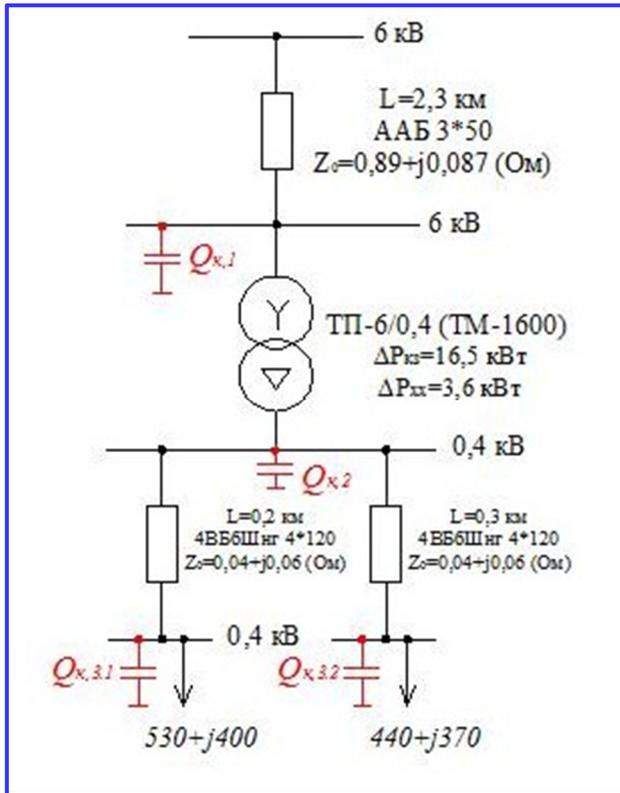


Рис. 4. Фрагмент распределительной электрической сети

сти. При этом будем считать, что удельные затраты на установку устройств КРМ составляют  $c_1 = 500$  руб./кВАр,  $c_2 = 650$  руб./кВАр,  $c_{3,1} = c_{3,2} = 1600$  руб./кВАр, стоимость 1 кВт·ч электрической энергии  $c_{э} = 5$  руб.,  $T_{расч} = T = 8760$  ч,  $\tau = 4380$  ч.

При решении поставленной технико-экономической задачи, как уже было сказано выше, необходимо учитывать требования нормативно-правовых документов в области компенсации реактивной мощности, а именно ввести ограничения на значения коэффициента реактивной мощности для потребителей, присоединённых к электрическим сетям различного уровня напряжения. Для этого необходимо, чтобы выполнялись следующие условия:

$$Q_H^{6 \text{ кВ}} - (Q_{к,1} + Q_{к,2} + \sum_{i=1}^2 Q_{к,3,i}) \leq P_H^{6 \text{ кВ}} \text{tg}\varphi_{\text{норм}}^{6 \text{ кВ}}$$

$$(\text{tg}\varphi_{\text{норм}}^{6 \text{ кВ}} = 0,4);$$

$$Q_{Hi}^{0,4 \text{ кВ}} - \sum_{i=1}^2 Q_{к,3,i} \leq P_{Hi}^{0,4 \text{ кВ}} \text{tg}\varphi_{\text{норм}}^{0,4 \text{ кВ}}$$

$$(\text{tg}\varphi_{\text{норм}}^{0,4 \text{ кВ}} = 0,35),$$

где  $P_H^{6 \text{ кВ}}$  и  $Q_H^{6 \text{ кВ}}$  – активная и реактивная составляющая нагрузки, проходящей по высоковольтной линии электропередачи;

$P_{Hi}^{0,4 \text{ кВ}}$  и  $Q_{Hi}^{0,4 \text{ кВ}}$  – активные и реактивные составляющие нагрузок потребителей напряжением 0,4 кВ;

$\text{tg}\varphi_{\text{норм}}^{6 \text{ кВ}}$  и  $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}^{0,4 \text{ кВ}}$  – нормативные значения коэффициентов реактивной мощности для потребителей, присоединённых к участку сети напряжением 6 и 0,4 кВ соответственно.

Решение поставленной выше технико-экономической задачи получено с помощью программного обеспечения EXCEL. В данной программе имеется процедура, реализующая итерационные методы уточнения решения нелинейных задач.

Для анализа нелинейной функций был выбран метод обобщённого понижающего градиента. Этот метод фактически является вариантом метода наискорейшего спуска.

В результате решения устройства КРМ должны быть размещены на стороне напряжения 6 кВ понизительной трансформаторной подстанции ТП-6/0,4, а также непосредственно у потребителей электрической энергии. Их мощности должны соответствовать:  $Q_{к,1} = 238$  кВАр,  $Q_{к,3,1} = 215$  кВАр и  $Q_{к,3,2} = 217$  кВАр.

Для оценки результатов, полученных в ходе решения задачи оптимизации размещения устройств КРМ в распределительной электрической сети, в таблице приведены характеристики этой сети без компенсации реактивной мощности и после применения устройств КРМ, а также затраты, связанные с передачей электрической энергии по линиям электропередачи. Полученные оценки приведены к временному промежутку в один год.

Вследствие оптимизации размещения устройств КРМ потери активной мощности на передачу электроэнергии  $\Delta P$  по линии электропередачи напряжением 6 кВ уменьшаются в 1,4 раза, по линии 0,4 кВ в 1,3 раза, потери напряжения  $\Delta U$  в линии электропередачи 6 кВ снижаются на 10 %, в линиях 0,4 кВ на 32 %.

Общие годовые затраты на передачу электрической энергии по распределительной сети 6/0,4 кВ с учётом приобретения устройств КРМ снизились на 22 %.

**Основные характеристики распределительной электрической сети без компенсации реактивной мощности (в числителе) и после применения устройств компенсации реактивной мощности (в знаменателе)**

Участок распределительной электрической сети	$\cos\varphi_{\text{ср.в}}$	$\Delta U, \%$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Sigma(\Delta P), \text{руб. в год}$	$\Sigma(Q_{\text{укрм}}), \text{руб. в год}$
ЛЭП от ТП-35/6 кВ до ТП-6/0,4 кВ	$\frac{0,78}{0,99}$	$\frac{6}{5,4}$	$\frac{87,2}{54,1}$	$\frac{3,819,954}{2,368,232}$	$\frac{0}{119,000}$
ЛЭП от ТП-6/0,4 кВ до ГРЩ-1	$\frac{0,8}{0,944}$	$\frac{5,8}{4}$	$\frac{22,1}{15,8}$	$\frac{965,571}{690,124}$	$\frac{0}{344,000}$
ЛЭП от ТП-6/0,4 кВ до ГРЩ-2	$\frac{0,77}{0,95}$	$\frac{7,5}{5}$	$\frac{24,8}{16,1}$	$\frac{1,085,693}{712,875}$	$\frac{0}{347,200}$
Общие затраты на передачу ЭЭ с учётом УКРМ (за год)				5,871,218	
				4,581,431	

Полученные результаты свидетельствуют о том, что применение устройств КРМ в существующих распределительных сетях позволит:

- снизить плату за потреблённую электроэнергию;
- уменьшить токовые нагрузки элементов системы электроснабжения (кабельных и воздушных линий, трансформаторов), обеспечив возможность подключения дополнительных нагрузок без реконструкции сетей;
- улучшить качество электроэнергии за счёт уменьшения отклонений напряжения от номинального значения, повышая их функциональную надёжность и готовность по качественному и бесперебойному обеспечению электроэнергией потребителей специальных комплексов при выполнении ими задач по предназначению.

Таким образом, предложен подход к решению задачи оптимизации мощности и мест установки устройств КРМ в распределительных электрических сетях, которая является достаточно сложной технико-экономической задачей. Полученные результаты её решения определяются конкретным набором технико-экономических параметров сети и КРМ, а также ограничений и допущений, принимаемых в ходе решения.

Поступила в редакцию 17.11.2014

**Владимир Викторович Карагодин**, Военно-космическая академия имени А.Ф. Можайского, д-р техн. наук, профессор, т. 347-96-44, e-mail: vladimirkar@rambler.ru.  
**Дмитрий Вячеславович Рыбаков**, Военно-космическая академия имени А.Ф. Можайского, адъюнкт, т. 347-96-44, e-mail: D\_i\_m\_a\_1\_7@mail.ru.

### Литература

1. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе. – М.: ОАО «РОСЭП», 2006. – 73 с.
2. Рыбаков Д. В. Проблема компенсации реактивной мощности в распределительных сетях объектов Космических войск / В. В. Рыбаков, Д. В. Рыбаков, Е. П. Вишняков, В. В. Карагодин // Труды Военно-космической академии имени А. Ф. Можайского. – СПб.: ВКА имени А. Ф. Можайского, 2010. – Вып. 627. – С. 37 – 41.
3. Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения): приказ Минпромэнерго № 49 от 22.02.07. – [Электронный ресурс]: <http://www.matic.ru/index>.
4. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения.
5. Костин В. Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики: уч. пособие / В. Н. Костин – СПб.: СЗТУ, 2003. – 120 с.

## POWER-FACTOR CORRECTION UNIT DEPLOYMENT OPTIMIZATION IN THE ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEMS

Karagodin V.V., Rybakov D.V.

*Switching to the energy – saving technologies, providing energy consumption decrease as well as lowering energy losses in the electrical distribution systems, gets to be relevant issue in the present days. One of the possible energy-saving trends is the usage of the power-factor correction units, based on the capacitor banks. Current article revises the potential options for power-factor correction unit deployment in the electrical distribution systems, and analyzes the costs of such devices, depending on its power and place of installation. Received data demonstrates the necessity of optimization task assignment and registration of both economical capabilities and electrical distribution systems technical requirements. An optimization technical-and-economic task is defined, which involves power-factor correction units installation costs (capacitor banks), as well as the watt losses in the electrical distribution system.*

*The results of completing the task define the power-factor correction unit power and it's installation location in the two-level power grid 0,4 – 6(10) kV. Presumptions are defined, that allow simplifying the completion of that task, and do not introduce even the slightest error into the results. Methods to complete the task are also considered here. Results have been esteemed, obtained during the solution of the optimization task, related to determining the power-factor correction unit power and location of installation in the special unit electrical distribution system.*

**Key words:** *Electrical distribution system, power-factor correction, optimization, non-linear programming methods.*

### Reference

1. Statement of a technical policy in the distributional power supply network complex. – M.: JSC «ROSEP», 2006. – P. 73.
2. Rybakov D. V. Power-factor correction problem in the Space Forces facilities distribution networks / Rybakov D. V., Rybakov D. V., Vishniakov E. P., Karagodin V. V., // *Mozhaisky Military Space Academy Studies* – St. Pete.: Mozhaisky MSA, 2010. – Publishing 627. – P. 37 – 41.
3. Computing procedure to determine the consumption correlation between active and reactive power for the electric consumer separate power receivers (power receiver groups), applied to determine the obligations of parties in the energy transfer service agreements (energy supply agreement): Minpromenergo № 49 of Feb. 22, 2007. – <http://www.matic.ru/index>.
4. GOST 32144-2013 Electric energy. Electromagnetic equipment compatibility. Electric energy quality standards in the electric general-purpose systems.
5. Kostin V. N. Power industry optimization tasks: Study manual / Kostin V. N. – St. Pete.: SZTU, 22003. – P. 120.

**Karagodin Vladimir Victorovich**, Mozhaisky Military Space Academy,  
*Ph. D. of Engineering, prof., tel.: 347-96-44, e-mail: vladimirkar@rambler.ru.*  
**Rybakov Dmitrii Viacheslavovich**, Mozhaisky Military Space Academy,  
*adjunct, tel.: 347-96-44, e-mail: D\_i\_m\_a\_1\_7@mail.ru.*