

УДК 51.7

ОПТИМИЗАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ИНТЕРВАЛЬНОМУ АНАЛИЗУ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Кольцов Ю. В.¹, Бобошко Е. В.²

AN OPTIMIZATION APPROACH TO INTERVAL ANALYSIS OF ELECTRICAL ENERGY TECHNICAL
LOSSES IN POWER DISTRIBUTION NETWORKS

Koltsov Y. V., Boboshko E. V.

An issue of interval analysis of electrical energy technical losses in power distribution networks of 6–20 kV voltage is observed in the articles. It is proposed to represent this task as a multi-dimensional conditional optimization problem, with the target function, which does not allows explicit mathematical notation. The recommendations on defining intervals of varying input parameters are given. It is suggested to use the algorithm, which is based on quadratic approximation of the target function, to solve the optimization problem.

Keywords: electrical energy technical losses, power distribution networks, interval analysis, conditional optimization.

Уровень потерь электроэнергии (ЭЭ) при ее транспортировке по электросетям всегда был значимым показателем, характеризующим эффективность этого процесса. В последнее время в связи с рядом реформ электроэнергетической отрасли важность учета этого показателя возросла. Согласно Положениям Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче ЭЭ, утвержденным Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861, материальную ответственность за потери ЭЭ, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, за вычетом стоимости включенных в тариф потерь, несут *сетевые организации* [1]. Очевидно, именно для сетевых организаций, осуществляющих транспортировку ЭЭ по состоящим на их балансе сетям, задача определения величины потерь ЭЭ является наиболее важной. Имеется прямая взаимосвязь с экономической эффективностью предприятия: только физически и экономически обоснованная часть потерь ЭЭ может быть включена в тариф. Потери, выходящие за пределы этой величины, относятся к прямым убыткам сетевой организации.

Потери электроэнергии являются неизбежным следствием физических процессов, протекающих при передаче тока через проводники. Наиболее затруднительным является расчет потерь в распределительных сетях классов «низкое напряжение» (НН) и «среднее напряжение II» (СНII), то есть в диапазоне 0,4–20 кВ. Это обусловлено рядом особенностей их технической организации и эксплуатации:

- недостаток данных о режиме работы сети, о величинах узловых нагрузок в различные моменты времени;
- недостаточная оснащенность трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ счетчиками ЭЭ (даже активной), несвоевременность снятия их показаний;
- большая протяженность и высокая степень разветвленности сетей, значительные объемы схмотехнической информации и частые изменения схемных и режимных параметров сети;
- для сетей 0,4 кВ: исполнение участков сетей с различным числом фаз, неравномерность загрузки фаз, различие фазных напряжений на шинах питающих трансформаторных подстанций (ТП).

¹Кольцов Юрий Владимирович, канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры информационных технологий Кубанского государственного университета; e-mail: dean@fpm.kubsu.ru.

²Бобошко Евгений Владимирович, аспирант кафедры информационных технологий Кубанского государственного университета; e-mail: IERC.Evgeniy.Baboshko@gmail.com.

Эти проблемы, указанные в порядке снижения их значимости для расчета потерь ЭЭ, вынуждают использовать грубые допущения. Так, недостаточная информация о режимах работы сети вынуждает вести расчеты на основании только одного режима (среднего либо максимального). А отсутствие информации о реальных нагрузках конкретной ТП заставляет получать ее путем распределения суммарной мощности пропорционально номинальной мощности установленных трансформаторов. Фактически, в подобных условиях нагрузка отдельно взятого узла, а, следовательно, и потерь ЭЭ в сети в целом — величины неопределенные, теоретически способные принимать любые значения на некоторых интервалах. При этом методы расчета потерь ЭЭ, являющиеся в настоящее время нормативными [2], дают лишь точечную оценку возможного значения этих величин.

1. Интервальная оценка потерь

Выходом в данной ситуации может быть так называемый интервальный анализ (или интервальная оценка) потерь ЭЭ [3], заключающийся в указании возможных границ изменения величины потерь при заданных условиях.

Указанный выше источник является единственным, обнаруженным в процессе поиска имеющихся результатов в данной области (не считая других публикаций того же автора). Интервальный анализ потерь ЭЭ в нем основан на вычислении погрешностей, вносимых в расчет различными принимаемыми допущениями. А суммарная интервальная неопределенность величины потерь ЭЭ вычисляется на основе неопределенностей, порождаемых этими погрешностями. В этой же книге дано обоснование преимуществ интервальных оценок потерь над точечными.

В данной работе предложен другой подход к интервальному анализу потерь, построенный на возможности оптимизационной постановки задачи. Рассмотрим предлагаемый метод подробней. Будем рассматривать только сети СНП (напряжением 6–20 кВ). Пусть задана схема фидера, с одним и более источниками питания — шинами низшего напряжения центра питания (ЦП). Кроме того, могут присутствовать дополнительные источники питания. *Дополнительными источниками питания (ДИП)* будем называть либо точки соединения с соседними фидерами, че-

рез которые происходят перетоки мощности («запитки») в направлении рассматриваемого фидера, либо собственные резервные источники питания. *Нагрузочными* будем называть узлы схемы, через которые энергия отпускается за пределы фидера СНП (в сеть низшего напряжения либо за пределы границы балансовой принадлежности организации, либо в соседний фидер).

Пусть имеются следующие начальные данные за расчетный период:

1) схема фидера с указанием основного электрооборудования, влияющего на уровень потерь ЭЭ, и его характеристик;

2) отпущенная через головной участок (ГУ) фидера активная энергия W_H ; косинус угла полной комплексной энергии — $\cos \varphi$, в относительных единицах (о.е.), либо реактивная энергия W_{HR} , заданная в явном виде;

3) аналогичные значения для ДИП: $W_{D,s}$, МВт·ч; $\overline{\cos \varphi_{D,s}}$, о.е. либо $W_{DR,s}$, МВАр·ч, $s = \overline{1, N_D}$ (N_D — количество ДИП);

4) напряжение, поддерживаемое на шинах низшего напряжения центра питания ГУ: $|U_H|$, кВ;

5) k_f^2 , о.е. — квадрат отношение среднеквадратичной активной мощностей к ее среднему значению для суммарной нагрузки фидера;

6) известный отпуск активной энергии в некоторых нагрузочных узлах: $W_{K,j}$, МВт·ч, $j = \overline{1, N_K}$, N_K — число узлов (считается, что для всех нагрузочных узлов, не связанных с трансформаторами, эта величина известна); либо известный из контрольных замеров коэффициент загрузки трансформаторов в некоторых трансформаторных подстанциях (ТП): $k_{TL,j}$, $j = \overline{1, N_{TL}}$, N_{TL} — число узлов.

Введем понятие коэффициента распределения нагрузки k_j , $j = \overline{1, N_L}$, представляющего собой отношение отпущенной через j -й нагрузочный узел ЭЭ к суммарной отпущенной ЭЭ через все нагрузочные узлы (N_L — количество узлов). Определим начальные значения $k_j^{(0)}$, $j = \overline{1, N_L}$.

Для этого распределим по нагрузочным узлам суммарную поступившую в сеть за расчетный период ЭЭ. Это можно сделать, пользуясь распространенным методом разделения энергии согласно известной отпущенной энергии, измеренным коэффициентам загрузки трансформаторов или их номинальной мощности [3, 4]. Рассчитанная таким образом полная энергия, прошедшая через

нагрузочный узел с номером j , равна

$$W_{z,j}^{(0)} = \begin{cases} W_{Kz,j}, & \text{если известна } W_{Kz,j}; \\ k_{TL,j} S_{TR,j} T, & \text{если известен } k_{TL,j}; \\ \frac{\psi |S_{TR,j}|}{\sum_{i=1}^{N_{L3}} |S_{TR,i}|}, & \text{в противном случае;} \end{cases} \quad (1.1)$$

$$\psi = W_{\Sigma} - \Delta W_{\Sigma} - \sum_{i=1}^{N_{L1,2}} W_{z,i}^{(0)}.$$

Здесь индекс « z » указывает на то, что рассматривается полная энергия, полученная, исходя из значений активной энергии, а также коэффициента реактивной энергии $\cos \varphi$, либо непосредственного значения реактивной энергии.

При этом $W_{\Sigma} = W_{Hz} + \sum_{s=1}^{N_D} W_{Dz,s}$ — суммарная поступившая в сеть полная энергия; ΔW_{Σ} — суммарные полные потери электроэнергии в сети, состоящие из нагрузочных и условно-постоянных; N_{L3} — число узлов, для которых изначально не известны ни отпущенная энергия, ни коэффициент загрузки трансформатора; $S_{TR,j}$ — номинальная мощность трансформатора j -го узла; $\sum_{i=1}^{N_{L1,2}} W_{z,i}^{(0)}$ — суммарная полная отпущенная ЭЭ узлов, для которых $W_{z,i}^{(0)}$ либо известна заранее, либо вычислена по коэффициенту загрузки; T — число часов в расчетном периоде.

Наличие в (1.1) члена ΔW_{Σ} вносит определенную сложность, поскольку для расчета нагрузочной части потерь также необходимы значения $W_{z,j}^{(0)}$ для всех узлов. Очевидным решением является итеративный подход, при котором на первом шаге полагается $\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_C$ (ΔW_C — условно-постоянные потери в фидере, не зависящие от нагрузки), а затем эта величина постепенно корректируется [3, 4].

В случае, если остаток ЭЭ, распределяемый среди ТП согласно номинальной мощности их трансформаторов, слишком мал или даже отрицателен, отпуск через эти ТП принимается равным соответствующим минимальным значениям (заданным заранее для каждой ТП), а невязка распределяется среди остальных нагрузочных узлов с известными

$W_{Kz,j}$ и $k_{TL,j}$ (это означает, что при заменах были допущены погрешности). Если для всех без исключений нагрузочных узлов известна отпущенная энергия либо замерен коэффициент загрузки трансформатора, и при этом существует невязка величины отпущенной энергии в сеть за вычетом потерь и суммарной нагрузки узлов, используется механизм коррекции нагрузок, описанный в [3].

В результате на основании $W_{z,j}^{(0)}$ $k_j^{(0)}$, ($j = \overline{1, N_L}$) определяются следующим образом:

$$k_j^{(0)} = \frac{|W_{z,j}^{(0)}|}{\sum_{i=1}^{N_L} |W_{z,i}^{(0)}|}, \quad j = \overline{1, N_L}.$$

Далее рассмотрим интервальную неопределенность входных данных и ее возможные причины:

1) ввиду погрешности приборов учета ЭЭ:

$$W_H \in [W_{H,\min}, W_{H,\max}],$$

$$W_{D,s} \in [W_{D,s,\min}, W_{D,s,\max}],$$

$$s = \overline{1, N_D};$$

2) из-за приближенного вычисления коэффициента реактивной мощности или из-за погрешности измерения в случае, если отпуск реактивной энергии определяется приборами учета:

$$\cos \varphi \in [\cos \varphi_{\min}, \cos \varphi_{\max}],$$

$$\cos \varphi_{D,s} \in [\cos \varphi_{D,s,\min}, \cos \varphi_{D,s,\max}],$$

$$s = \overline{1, N_D};$$

3) вследствие ряда допущений при расчете k_f^2 :

$$k_f^2 \in [k_{f,\min}^2, k_{f,\max}^2];$$

4) ввиду погрешности приборов учета отпуска энергии через нагрузочный узел либо из-за несоответствия замеренного $k_{TL,j}$ его действительному среднему значению для ТП, либо ввиду использования грубого допущения о распределении головной мощности пропорционально номинальным мощностям трансформаторов:

$$k_j \in [k_{j,\min}, k_{j,\max}], \quad j = \overline{1, N_L};$$

5) диапазон значений напряжения в заменах на шинах центра питания фидера:

$$|U_H| \in [|U_{H,\min}|, |U_{H,\max}|].$$

Начальные приближения для всех параметров, кроме k_j , являются входными данными для расчета. Нахождение начального приближения для k_j было рассмотрено выше.

Нагрузочные потери активной $\mathcal{E}\mathcal{E}$ ΔW_L в сети на основании некоторых фиксированных значений из допустимого диапазона указанных параметров, а также на основании изначальных входных данных могут быть рассчитаны следующим образом. Используем метод средних нагрузок [2], тогда

$$\Delta W_L = k_f^2 \sum_{j=1}^{N_E} \Delta P_j T.$$

Здесь N_E — число элементов сети, а $\Delta P_j = \text{Re}(\Delta S_j)$, где ΔS_j определяются в результате расчета усредненного режима сети из уравнений узловых напряжений. Входными данными для этого расчета являются: S_j ($j = \overline{1, N_L}$) — полная мощность нагрузки узлов; $S_{D,s} = W_{D,s}/T$ ($s = \overline{1, N_D}$) — полная генерирующая мощность ДИП; $|U_H|$ — модуль напряжения центра питания (ГУ); комплексные сопротивления каждой ветви Z_j ($j = \overline{1, N_E}$). Полная мощность нагрузки S_j рассчитывается, исходя из текущих значений k_j

$$S_j = \frac{k_j}{\sum_{i=1}^{N_L} k_i} (W_{Hz} - \Delta W_\Sigma) / T.$$

Введя обозначение $\Delta \mathbf{S}$ для вектор-функции, описывающей потери мощности в элементах сети, в соответствии с алгоритмом [2], получим

$$\Delta \mathbf{S} = \Delta \mathbf{S}(\mathbf{S}_L, \mathbf{S}_D, |U_H|),$$

где

$$\Delta \mathbf{S} = (\Delta S_1, \dots, \Delta S_{N_E})^T,$$

$$\mathbf{S}_L = (S_1, \dots, S_{N_L})^T,$$

$$\mathbf{S}_D = (S_{D,1}, \dots, S_{D,N_D})^T.$$

Заметим, что $\Delta \mathbf{S}$ не может быть представлен в явном аналитическом виде.

С учетом вышесказанного, сформулируем задачу условной оптимизации для величины суммарных технических потерь активной

$\mathcal{E}\mathcal{E}$ ($\Delta W_{\Sigma,a}$) в сети

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma,a} = & k_f^2 \sum_{j=1}^{N_E} \Delta P_j T + \\ & + \Delta W_C \frac{W_h, \cos \varphi, k_f^2, \{k_j\}, |U_H|}{W_{D,s}, \cos \varphi_s, s = \overline{1, N_D}} \rightarrow \min / \max \\ & \Delta \mathbf{S} = \Delta \mathbf{S}(\mathbf{S}_L, \mathbf{S}_D, |U_H|), \end{aligned} \quad (1.2)$$

$$\Delta W_\Sigma = k_f^2 \sum_{j=1}^{N_E} \Delta S_j T + \Delta W_C,$$

$$S_j = \frac{k_j}{\sum_{i=1}^{N_L} k_i} (W_{Hz} - \Delta W_\Sigma) / T, \quad j = \overline{1, N_L}$$

с ограничениями

$$\begin{aligned} W_H & \in [W_{H,\min}, W_{H,\max}], \\ \cos \varphi & \in [\cos \varphi_{\min}, \cos \varphi_{\max}], \\ W_{D,s} & \in [W_{D,s,\min}, W_{D,s,\max}], \quad s = \overline{1, N_D}, \\ \cos \varphi_{D,s} & \in [\cos \varphi_{D,s,\min}, \cos \varphi_{D,s,\max}], \\ & s = \overline{1, N_D}, \\ |U_H| & \in [|U_{H,\min}|, |U_{H,\max}|], \\ k_f^2 & \in [k_{f,\min}^2, k_{f,\max}^2], \\ k_j & \in [k_{j,\min}, k_{j,\max}], \quad j = \overline{1, N_L}. \end{aligned}$$

При этом начальные приближения для W_H , $\cos \varphi$, $W_{D,s}$, $\cos \varphi_{D,s}$, k_f^2 , $|U_H|$ задаются на основании входных данных задачи. И если значения $\cos \varphi_{D,s}$ не заданы в начальных условиях, то они принимаются равными $\cos \varphi$.

Задача (1.2) так же, как расчет начальных приближений, может быть решена итеративно. На первом шаге $\Delta W_\Sigma = \Delta W_C$, далее вычисляется S_j , $j = \overline{1, N_L}$, затем на основе полученных $\Delta \mathbf{S}$ вычисляется новое значение ΔW_Σ . Процесс повторяется, пока разница между значениями потерь ΔW_Σ на k и $k+1$ итерациях остается больше наперед заданной точности решения задачи

$$\left| \Delta W_\Sigma^{(k)} - \Delta W_\Sigma^{(k+1)} \right| > \varepsilon.$$

Заметим, что величина условно-постоянных потерь ΔW_C вычисляется на основе детерминированных методов, исходя из состава и характеристик электрооборудования сети, и не зависит от нагрузок. Такой расчет потерь подробно рассмотрен в [2].

Сопоставим описанному алгоритму получения $\Delta W_{\Sigma,a}$ по

$$\mathbf{W} = (W_H, W_{D,1}, \dots, W_{D,N_D})^T,$$

$$\Phi = (\cos \varphi, \cos \varphi_{D,1}, \dots, \cos \varphi_{D,N_D})^T,$$

k_f^2 , $|U_H|$ и $\mathbf{k} = (k_1, \dots, k_{N_L})^T$
некоторую функцию от многих переменных

$$\Delta W_{\Sigma,a} = \Delta W(\mathbf{W}, \Phi, k_f^2, |U_H|, \mathbf{k}).$$

Тогда задача (1.2) упрощается и принимает вид

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma,a} &= \Delta W(\mathbf{W}, \Phi, k_f^2, |U_H|, \mathbf{k}) \rightarrow \\ &\rightarrow \min / \max W_H \in [W_{H,\min}, W_{H,\max}], \\ \cos \varphi &\in [\cos \varphi_{\min}, \cos \varphi_{\max}], \\ W_{D,s} &\in [W_{D,s,\min}, W_{D,s,\max}], \quad s = \overline{1, N_D}, \\ \cos \varphi_{D,s} &\in [\cos \varphi_{D,s,\min}, \cos \varphi_{D,s,\max}], \quad (1.3) \\ s &= \overline{1, N_D}, \\ |U_H| &\in [|U_{H,\min}|, |U_{H,\max}|], \\ k_f^2 &\in [k_{f,\min}^2, k_{f,\max}^2], \\ k_j &\in [k_{j,\min}, k_{j,\max}], \quad j = \overline{1, N_L} \end{aligned}$$

таким образом получена задача многомерной условной оптимизации с заданной неявным образом целевой функцией и условиями в виде интервальных ограничений. Такая формулировка накладывает определенные ограничения на методы используемые для ее решения, важнейшее из которых — невозможность точного расчета частных производных (градиента) целевой функции.

Результатом решения задачи (1.3) будут значения ΔW_{\min} и ΔW_{\max} — минимальная и максимальная величины потерь активной ЭЭ в сети при заданных интервалах неопределенности входных данных. Иными словами, в итоге получаем искомую интервальную оценку величины технических потерь.

2. Определение границ входных параметров

Важной частью решения рассматриваемой задачи является определение границ интервалов неопределенности входных параметров системы (1.3). Перечислим далее основные оценки, которые могут лечь в основу задания наименьших и наибольших значений этих параметров:

1. *Предельно допустимые значения нагрузки для фидера.* Данная оценка применима только для параметров \mathbf{W} или k_f^2 (но не одновременно) и рассчитывается из величины максимальной нагрузки на каждый элемент электрооборудования сети в зависимости от его технических характеристик.

2. *Оценка класса точности приборов измерения.* Данная оценка применима для параметров, получаемых в результате снятия показаний с приборов учета — прежде всего, электроэнергии.

3. *Теоретическая оценка погрешности параметра k_f^2 .* В [3] приведено исчерпывающее исследование возможной величины погрешности параметра k_f^2 в зависимости от способа его расчета.

4. *Оценка на основе справочных данных.*

5. *Экспертная или эмпирическая оценка.* Оценка выбирается на основе опыта персонала, обслуживающего конкретный фрагмент распределительной сети (фидер, несколько фидеров, идущих от одного центра питания, все фидеры одного территориального подразделения), а также на основе задокументированных наблюдений за его объектами. Данная оценка может оказаться ценнее и эффективнее других, рассчитанных теоретически. Это обусловлено возможностью учета не только технических параметров, но и особенностей эксплуатации сетевого хозяйства, и многолетнего характера нагрузок, специфичного для рассматриваемого участка.

3. Методы решения

Ряд сравнительных экспериментов и анализ алгоритмов условной оптимизации, допускающих неявное задание целевой функции, показали, что наиболее эффективным для решения поставленной оптимизационной задачи является алгоритм, изложенный в [5]. Данный алгоритм, разработанный М. Дж. Пауэллом, основан на квадратичной аппроксимации целевой функции на доверительной области и при заданных ограничениях. Алгоритм показал высокую эффективность при решении рассматриваемой задачи, превзойдя прочие по скорости, стабильности и, наконец, позволил найти наибольшие и наименьшие значения потерь.

4. Применение

Полученные теоретические результаты опробованы при анализе потерь в фидерах районного подразделения Краснодарских Электросетей ОАО «Кубаньэнерго». Рассматривались сети, снабжающие поселок городского типа (станицу), со смешанной нагрузкой как в виде объектов пищевой и легкой сельскохозяйственной промышленности,

Минимальные и максимальные значения потерь в зависимости от ширины интервала входных параметров

$\delta k_{j,W}$	δk_f^2		
	5%	10%	15%
10%	7,4001%–10,3644%	7,0831%–10,7949%	6,7662%–11,2254%
15%	7,3499%–10,5162%	7,0355%–10,9539%	6,7212%–11,3916%
20%	7,3079%–10,6889%	6,9957%–11,1348%	6,6836%–11,5808%

так и городской инфраструктуры, а также жилого частного сектора.

Один из подходов к визуализации полученных данных заключался в использовании таблиц изменения отклонений. В такой таблице представлены возможные значения относительных отклонений любых двух параметров в строках и столбцах и соответствующие минимальные и максимальные значения потерь на пересечении строк и столбцов. Выше представлена таблица минимальных и максимальных значений потерь ЭЭ в зависимости от допустимых отклонений входных параметров k_f^2 и $k_{j,W}$ для одного из фидеров напряжением 10 кВ подразделения Краснодарских Электросетей (таблица). Здесь $k_{j,W}$ — параметр k_j для тех узлов, нагрузка которых определяется на основе информации об отпущенной ЭЭ.

Заключение

В работе рассмотрен подход к расчету и анализу потерь ЭЭ в распределительных сетях 6–20 кВ, основанный на интервальном анализе. Реализация такого подхода достигнута за счет введения интервальной неопределенности входных параметров задачи. При этом задача интервальной оценки потерь ЭЭ рассматривалась с точки зрения теории оптимизации и была сформулирована в виде классической задачи многомерной условной минимизации/максимизации с целевой функцией, не допускающей явного аналитического задания. В качестве наиболее эффективного способа решения поставленной оптимизационной задачи предлагается использовать алгоритм, основанный на аппроксима-

ции целевой функции квадратичными моделями с учетом ограничений в виде интервалов. Даны рекомендации по определению границ интервалов изменения входных параметров. Полученные результаты опробованы в сетях реальной сетевой компании для анализа ряда фидеров напряжением 10 кВ.

Литература

1. Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 // КонсультантПлюс. Режим доступа: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=139660>. Дата обращения: 01.02.2013.
2. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям [Электронный ресурс]: утверждена Приказом Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008 // Гарант. Информационно-правовой портал. Режим доступа: <http://base.garant.ru/195516/>. Дата обращения: 01.02.2013.
3. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009. 456 с.
4. Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2004. 280 с.
5. Powell M. J. D. The BOBYQA algorithm for bound constrained optimization without derivatives // Technical report NA2009/06 at Department of Applied Mathematics and Theoretical Physics. Cambridge, England. 2009.

Ключевые слова: технические потери электроэнергии, распределительные сети, интервальный анализ, условная оптимизация.