

УДК 621.316.13  
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4901  
Шифр специальности ВАК: 2.4.2; 2.3.3

## Алгоритм определения режимных параметров электрической сети в задаче оптимальной реконфигурации в реальном времени

В.А. Рохлов<sup>1✉</sup>, Р.Н. Хамитов<sup>1</sup>, С.Н. Жеребцов<sup>1</sup>, А.А. Латынцева<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, Россия, г. Тюмень

<sup>2</sup> ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, г. Тюмень

✉ Rohlov.vlad.97@mail.ru

**Аннотация. Актуальность.** Обусловлена необходимостью разработки технических решений по сокращению потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях среднего класса напряжения нефтяных и газовых месторождений. **Цель.** Разработка алгоритма определения параметров режима работы электрической сети, применимого в системе оптимального управления конфигурацией сети, с целью снижения уровня потерь электроэнергии в сети. **Методы:** математического моделирования и комбинаторной оптимизации. Для расчета режима работы сети применяются метод узловых напряжений и метод Ньютона–Рафсона. Коррекция режима производится с использованием матрицы чувствительности. **Результаты и выводы.** Разработан алгоритм определения параметров режима работы электрической сети при определении ее оптимальной конфигурации. Оптимизация оптимальной конфигурации производится по критерию минимума потерь активной мощности в линиях с учетом ограничений по резерву мощности питающих трансформаторных подстанций и по количеству нормальных разрывов на одной линии. Разработанный алгоритм основан на решении нелинейных систем уравнений узловых напряжений методом Ньютона–Рафсона, а также на коррекции параметров ранее рассчитанного режима работы путем применения матрицы чувствительности. Оптимальная конфигурация сети определяется путем решения задачи комбинаторной оптимизации методом ветвей и границ. Работа алгоритма проиллюстрирована на примере участка сети, содержащей две воздушных линии электропередачи с двумя источниками питания и три питающих трансформаторных подстанции. По результатам анализа всех возможных конфигураций сети, определяемых комбинациями нормальных разрывов, сделан вывод о том, что применение алгоритма позволит снизить уровень потерь активной мощности на величину до 23,8 %, что повысит эффективность функционирования электросетевого комплекса.

**Ключевые слова:** электрические сети, реконфигурация, оптимизация, режим работы сети, матрица чувствительности, потери мощности

**Для цитирования:** Алгоритм определения режимных параметров электрической сети в задаче оптимальной реконфигурации в реальном времени / В.А. Рохлов, Р.Н. Хамитов, С.Н. Жеребцов, А.А. Латынцева // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 183–192. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4901

---

UDC 621.316.13

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4901

## Algorithm for determining the operating parameters of an electrical network in the problem of optimal reconfiguration in real time

V.A. Rokhlov<sup>1</sup>✉, R.N. Khamitov<sup>1</sup>, S.N. Zherebtsov<sup>1</sup>, A.A. Latyntseva<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup> OOO Tyumen Oil Research Center, Tyumen, Russian Federation

✉ Rokhlov.vlad.97@mail.ru

**Abstract. Relevance.** The need to develop technical solutions to reduce electrical energy losses in medium-voltage distribution electrical networks of oil and gas fields. **Aim.** Development of an algorithm for determining the parameters of the operating mode of an electrical network, applicable in a system of optimal control of the network configuration in order to reduce the level of electricity losses in the network. **Methods.** Mathematical modeling methods and combinatorial optimization methods. The nodal voltage method and the Newton–Raphson method are used to calculate the network operating mode. The mode is corrected using a sensitivity matrix. **Results and conclusions.** The authors have developed an algorithm for determining the parameters of the electric network operating mode when defining its optimal configuration. Optimization of the optimal configuration is performed based on the criterion of minimum active power losses in lines, taking into account the limitations on the power reserve of the feeding transformer substations and the number of normal breaks on one line. The developed algorithm is based on solving nonlinear systems of equations of nodal voltages using the Newton–Raphson method, as well as on correcting the parameters of the previously calculated operating mode using the sensitivity matrix. The optimal network configuration is determined by solving the combinatorial optimization problem using the branch and bound method. The operation of the algorithm is illustrated by the example of a network section containing two overhead power lines with two power sources and three feeding transformer substations. Based on the results of the analysis of all possible network configurations determined by combinations of normal breaks, it is concluded that the use of the algorithm will reduce the level of active power losses by up to 23.8%, which will increase the efficiency of the electric grid complex.

**Keywords:** electrical networks, reconfiguration, optimization, network operating mode, sensitivity matrix, power losses

**For citation:** Rokhlov V.A., Khamitov R.N., Zherebtsov S.N., A.A. Latyntseva. Algorithm for determining the operating parameters of an electrical network in the problem of optimal reconfiguration in real time. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 183–192. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4901

### Введение

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [1], к мерам, обеспечивающим повышение эффективности электросетевого комплекса, относятся:

- 1) повышение качества разработки документов перспективного развития электроэнергетики;
- 2) повышение эффективности технологий передачи электроэнергии;
- 3) совершенствование системы оперативно-технологического управления;
- 4) риск-ориентированное управление в электросетевом комплексе;
- 5) создание интеллектуальных систем учета электроэнергии;
- 6) модернизация генерации электрической энергии, основанной на сжигании дизельного, мазутного и угольного топлива;
- 7) создание единого государственного электросетевого комплекса;

8) обеспечение надежным и качественным электроснабжением земельных участков, предназначенных для жилищного строительства.

В качестве показателя эффективности функционирования электросетевого комплекса используется уровень потерь электроэнергии в электрических сетях [1]. Ввиду значительного количества единиц оборудования, высокого морального и физического износа, большой протяженности линий и малых значений электрических нагрузок единичных потребителей очагом возникновения потерь электроэнергии являются распределительные электрические сети напряжением 10–0,4 кВ [2], что подтверждается годовыми отчетами электросетевых организаций [3, 4].

В распределительном секторе электросетевого комплекса широкое применение получили кольцевые линии электропередачи (ЛЭП), имеющие два источника питания, поскольку такие линии обеспечивают повышение уровня надежности по сравнению с линиями, имеющими один источник питания. При этом кольцевые ЛЭП эксплуатируются в

радиальной топологии. Радиальная топология обеспечивается путем организации нормальных разрывов в магистрали ЛЭП. С целью организации разрывов на линиях устанавливаются автоматизированные пункты секционирования – реклоузеры, имеющие функцию удаленного управления [5].

Функция удаленного управления пунктами секционирования, а также информационное обеспечение современных распределительных электрических сетей [6] предоставляют возможность осуществлять реконфигурацию сети в режиме реального времени, основываясь на текущих значениях мощностей нагрузок и напряжений на шинах питающих подстанций, что повышает адаптивность электрической сети к неравномерным и сложно прогнозируемым электрическим нагрузкам [7–9]. В качестве критерия оптимизации при определении оптимальной конфигурации сети используется минимум потерь мощности в ЛЭП, поскольку потери мощности напрямую влияют на эксплуатационные расходы и профиль напряжения, особенно в сильно нагруженных системах электроснабжения [10].

Реконфигурация электрической сети является задачей комбинаторной оптимизации, содержащей целевую функцию, переменные, отражающие положения коммутационных аппаратов и набор схемных и режимных ограничений [11]. В литературе описаны различные методы решения описанной задачи. Так, авторами работы [12] задача реконфигурации сети сформулирована и решена с использованием методов смешанного целочисленного квадратичного программирования и конечного программирования второго порядка. Результаты исследований показали, что производительность указанных методов выше производительности декомпозиции Бендерса, описанной в [13], но распределение двух непрерывных переменных вместо использования двоичных переменных снизило эффективность получаемых решений.

В работе [14] описана модель для решения задачи реконфигурации сети с использованием двухэтапного алгоритма декомпозиции. Предлагаемый алгоритм основан на кусочно-линейных приближениях, снижающих точность получаемых решений для крупных энергосистем.

Авторами статьи [15] для решения задачи реконфигурации сети был использован алгоритм TS (tabu search). Алгоритм TS – это алгоритм случайного поиска, использующий перемещения и операции с памятью. Перемещения используются для перехода от одного решения к другому, при этом оператор памяти направляет поиск во избежание

циклических переходов между решениями. Полученные результаты показали лучшую производительность алгоритма TS по сравнению с другими методами как с точки зрения времени вычислений, так и с точки зрения точности решений. При этом возможность применения алгоритма TS зависит от длины списка запретов, поскольку небольшие списки запретов позволяют зафиксировать алгоритм в локальных минимумах, в то время как списки большого размера существенно увеличивают время вычислений.

Также существуют методы снижения потерь электроэнергии в сети, основанные на одновременном применении оптимальной реконфигурации и батарей статических конденсаторов [16, 17]. Результаты проведенного исследования показали, что метод расчета электрических нагрузок существенно влияет на выбор оптимальной конфигурации сети и мест установки батарей статических конденсаторов, что обосновывает необходимость разработки методов реконфигурации сети в режиме реального времени, основанных на текущих значениях режимных параметров, полученных от измерительных приборов.

Помимо минимума потерь электроэнергии в качестве критерия оптимизации при реконфигурации сети используется качество электроэнергии и надежность электроснабжения. Так, авторами работы [18] в качестве критериев оптимизации выбраны следующие показатели: показатель SARFI (System Average RMS Variation Frequency Index), характеризующий количество провалов напряжения, средняя частота перерывов электроснабжения ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) и средняя частота кратковременных перерывов электроснабжения MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index). Для поиска оптимального решения задачи используется алгоритм «бинарного светлячка» [18].

#### **Объекты и методика исследования**

Реконфигурация распределительной сети в режиме реального времени предполагает многократное решение оптимизационной задачи с определенной периодичностью. Система ограничений оптимизационной задачи для сети, содержащей  $N$  питающих трансформаторных подстанций с кольцевыми линиями, включает в себя  $N$  ограничений по резерву мощности подстанций, ограничения на количество нормальных разрывов на одной линии, число которых соответствует количеству линий в рассматриваемой сети и имеет вид (1) [19]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{K^{1-2}} \left[ S_i^{1-2} \left( \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-2}} \delta_{i(j)}^{1-2} d_{i(j)}^{1-2} (1) \right) \right] + \dots + \\ + \sum_{i=1}^{K^{1-N}} \left[ S_i^{1-N} \left( \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-N}} \delta_{i(j)}^{1-N} d_{i(j)}^{1-N} (1) \right) \right] \leq S_1; \\ \sum_{i=1}^{K^{1-2}} \left[ S_i^{1-2} \left( \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-2}} \delta_{i(j)}^{1-2} d_{i(j)}^{1-2} (2) \right) \right] + \dots + \\ + \sum_{i=1}^{K^{2-N}} \left[ S_i^{2-N} \left( \sum_{j=1}^{Kp_i^{2-N}} \delta_{i(j)}^{2-N} d_{i(j)}^{2-N} (2) \right) \right] \leq S_2; \\ \dots \\ \sum_{i=1}^{K^{1-N}} \left[ S_i^{1-N} \left( \sum_{j=1}^{Kp_i^{1-N}} \delta_{i(j)}^{1-N} d_{i(j)}^{1-N} (N) \right) \right] + \dots + \\ + \sum_{i=1}^{K^{(N-1)-N}} \left[ S_i^{(N-1)-N} \left( \sum_{j=1}^{Kp_i^{(N-1)-N}} \left( \delta_{i(j)}^{(N-1)-N} \times \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. \times d_{i(j)}^{(N-1)-N} (N) \right) \right) \right] \leq S_N; \\ \sum_{j=1}^{Kp_i^{p-q}} \delta_{i(j)}^{p-q} = 1 \quad \left\{ \begin{array}{l} 1 \leq p \leq N \\ 1 \leq q \leq N \\ 1 \leq i \leq K^{p-q} \\ 1 \leq j \leq Kp_i^{p-q} \end{array} \right. , \end{array} \right. \quad (1)$$

где  $S_p$  – резерв мощности подстанции №  $p$ , отведенный кольцевым фидерам;  $K^{p-q}$  – количество кольцевых фидеров, запитанных от подстанций №  $p$  и №  $q$ ;  $S_i^{p-q}$  – суммарная мощность потребителей  $i$ -го фидера, запитанного от подстанций №  $p$  и №  $q$ ;  $Kp_i^{p-q}$  – количество реклоузеров в магистрали  $i$ -й линии, запитанной от подстанций №  $p$  и №  $q$ ;  $\delta_{i(j)}^{p-q}$  – переменная, отражающая состояние реклоузера №  $j$ , установленного на  $i$ -й линии, связывающей подстанции №  $p$  и №  $q$  и принимающая значение 1 при разомкнутом состоянии реклоузера, и значение 0 при замкнутом;  $d_{i(j)}^{p-q}(p)$  – отношение мощности потребителей, запитанных от подстанции №  $p$  при разрыве на реклоузере №  $j$ , к суммарной мощности потребителей  $i$ -го фидера, запитанного от подстанций №  $p$  и №  $q$ .

Целевая функция оптимизационной задачи представляет собой зависимость суммарных потерь активной мощности во всех линиях рассматриваемой сети от мест нормальных разрывов и выражается отношением (2):

$$\Delta P = \sum_{\substack{1 \leq p \leq N \\ 1 \leq q \leq N}} \sum_{i=1}^{K^{p-q}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{p-q}} \Delta P_{i(j)}^{p-q} \delta_{i(j)}^{p-q} \rightarrow \min, \quad (2)$$

где  $\Delta P_{i(j)}^{p-q}$  – потери активной мощности в  $i$ -й линии, запитанной от подстанций №  $p$  и №  $q$ , при разрыве на реклоузере №  $j$ .

Для расчета коэффициентов системы ограничений и целевой функции необходим многократный

расчет режима работы каждой линии, входящей в рассматриваемый участок сети, при всех возможных местах нормальных разрывов с периодичностью работы системы управления.

Расчет режима производится путем решения системы нелинейных уравнений узловых напряжений в форме баланса мощностей методом Ньютона–Рафсона [20], поскольку метод Ньютона–Рафсона обладает лучшей сходимостью по сравнению с другими методами (квадратичной в противоположность линейной) и, соответственно, требует меньшего количества итераций, а также более надежен. Расчет по методу Ньютона–Рафсона включает в себя следующие этапы:

- 1) составление схемы замещения рассматриваемой сети;
- 2) составление первой матрицы соединений  $M$ ;
- 3) расчет сопротивлений ветвей и составление диагональной матрицы сопротивлений  $Z$ ;
- 4) составление матрицы узловых и взаимных проводимостей  $Y$  с использованием соотношения (3) [20]:

$$Y = M \cdot Z \cdot M^T; \quad (3)$$

- 5) составление системы уравнений узловых напряжений (4) в форме баланса токов с количеством уравнений, равным количеству узлов в рассматриваемой сети:

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_{1,1}U_1 + Y_{1,2}U_2 + \dots + Y_{1,n}U_n = \frac{S_1^*}{U_1} - Y_{1,БУ}U_{БУ}; \\ Y_{2,1}U_1 + Y_{2,2}U_2 + \dots + Y_{2,n}U_n = \frac{S_2^*}{U_2} - Y_{2,БУ}U_{БУ}; \\ \dots \\ Y_{n,1}U_1 + Y_{n,2}U_2 + \dots + Y_{n,n}U_n = \frac{S_n^*}{U_n} - Y_{n,БУ}U_{БУ}, \end{array} \right. \quad (4)$$

где  $n$  – количество узлов в рассматриваемой схеме;  $Y_{ij}$  – элементы матрицы узловых проводимостей;  $U_i$  – напряжение в  $i$ -м узле;  $U_{БУ}$  – напряжение в базисном узле;  $S_i$  – мощность нагрузки в  $i$ -м узле;

- б) составление уравнений небалансов (5):

$$\left\{ \begin{array}{l} F_1(U_1, U_2, \dots, U_n) = \\ = \frac{S_1^*}{U_1} - Y_{1,БУ}U_{БУ} - Y_{1,1}U_1 - Y_{1,2}U_2 - \dots - Y_{1,n}U_n; \\ F_2(U_1, U_2, \dots, U_n) = \\ = \frac{S_2^*}{U_2} - Y_{2,БУ}U_{БУ} - Y_{2,1}U_1 - Y_{2,2}U_2 - \dots - Y_{2,n}U_n; \\ \dots \\ F_n(U_1, U_2, \dots, U_n) = \\ = \frac{S_n^*}{U_n} - Y_{n,БУ}U_{БУ} - Y_{n,1}U_1 - Y_{n,2}U_2 - \dots - Y_{n,n}U_n; \end{array} \right. \quad (5)$$

7) составление матрицы Якоби (6) [20]:

$$\frac{dF}{dX} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial U_1} & \frac{\partial F_1}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial U_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial U_1} & \frac{\partial F_2}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_n}{\partial U_1} & \frac{\partial F_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_n}{\partial U_n} \end{pmatrix}, \quad (6)$$

где  $X$  – вектор неизвестных;

8) ввод вектора начального приближения  $X^0$ ;

9) расчет поправок по формуле (7):

$$\Delta X^k = - \left( \frac{dF}{dX} \Big|_{X^k} \right)^{-1} \cdot F(X^k), \quad (7)$$

где  $k$  – номер итерации;  $X^k$  – вектор неизвестных на  $k$ -й итерации;

10) расчет следующего приближения по формуле (8):

$$X^{k+1} = X^k + \Delta X^k; \quad (8)$$

11) повторение действий по п. 8–10 до выполнения требования к точности полученного решения (9)

$$\begin{cases} |X_i^k - X_i^{k-1}| \leq \varepsilon; \\ i = 1..n, \end{cases} \quad (9)$$

где  $X_i^k$  – элементы вектора решений на текущей итерации;  $X_i^{k-1}$  – элементы вектора решений на предыдущей итерации;  $\varepsilon$  – заранее заданная погрешность;

12) расчет потерь мощности в линиях и потоков мощности в головных участках.

Описанный алгоритм представляет собой итерационный процесс, который становится весьма трудоемким при значительном объеме электросетевых объектов, входящих в исходную задачу оптимальной реконфигурации сети. При этом при переходе от одного цикла расчетов к другому после прохождения временного интервала возможны два варианта:

- 1) схема сети изменилась ввиду изменения сопротивления ветвей либо количества узлов;
- 2) схема сети осталась неизменной.

При первом варианте параметры режима меняются вследствие изменения матрицы узловых и взаимных проводимостей и мощностей нагрузок. В таком случае требуется полный цикл расчетов по описанному выше алгоритму.

При втором варианте изменение режимных параметров обусловлено только изменением мощностей нагрузок. При данном варианте можно избежать трудоемкого итерационного расчетного процесса путем коррекции рассчитанного ранее «базового» режима. Для коррекции режима после завер-

шения расчета «базового» режима необходимо выполнить следующие действия:

- 1) определение обратной матрицы Якоби;
- 2) определение матрицы чувствительности с использованием соотношения (10) [21]:

$$A = - \left( \frac{dF}{dX} \right)^{-1} \cdot \frac{dF}{dW}, \quad (10)$$

где  $W$  – вектор мощностей нагрузок;  $\frac{dF}{dW}$  – матрица

частных производных, элементы которой являются частными производными уравнений небалансов в узлах по мощностям нагрузок (11):

$$\frac{dF}{dW} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial S_1} & \frac{\partial F_1}{\partial S_2} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial S_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial S_1} & \frac{\partial F_2}{\partial S_2} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial S_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_n}{\partial S_1} & \frac{\partial F_n}{\partial S_2} & \dots & \frac{\partial F_n}{\partial S_n} \end{pmatrix}. \quad (11)$$

После однократного выполнения указанных действий возможно проведение многократной коррекции режима по следующему алгоритму:

1. Формирование вектора приращений мощностей нагрузок  $\Delta W$  (12):

$$\Delta W = \begin{pmatrix} S_1^1 - S_1^2 \\ S_2^1 - S_2^2 \\ \dots \\ S_n^1 - S_n^2 \end{pmatrix}, \quad (12)$$

где  $S_i^1$  – мощность нагрузки в  $i$ -м узле в «базовом» режиме;  $S_i^2$  – мощность нагрузки в  $i$ -м узле в текущем режиме.

2. Расчет поправок переменных по формуле (13):

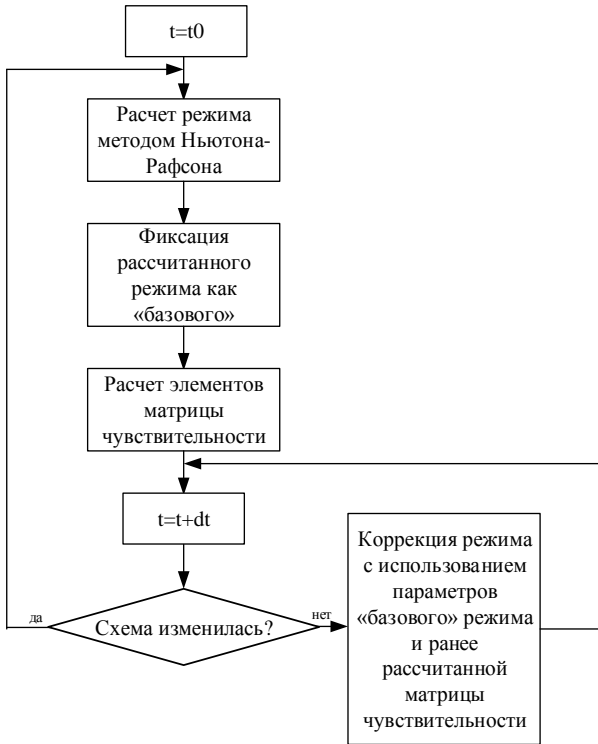
$$\Delta X = A \cdot \Delta W. \quad (13)$$

3. Расчет скорректированных значений узловых напряжений по формуле (14):

$$X_{\text{корр}} = X_{\text{баз}} + \Delta X, \quad (14)$$

где  $X_{\text{баз}}$  – вектор значений узловых напряжений в «базовом» режиме.

Описанный алгоритм позволяет вместо многократного итерационного процесса решения системы нелинейных уравнений производить умножение заранее известной матрицы чувствительности на вектор приращений мощностей нагрузок и прибавление результата к заранее известному вектору параметров «базового» режима. Блок-схема алгоритма определения параметров режима работы распределительной электрической сети показана на рис. 1.

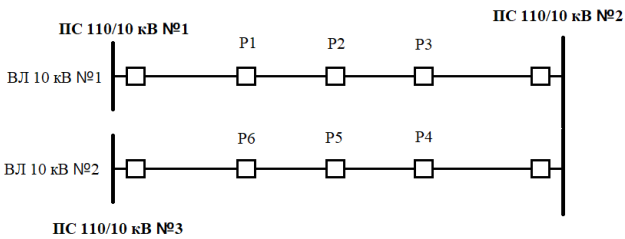


**Рис. 1.** Блок-схема алгоритма определения параметров режима работы распределительной электрической сети

**Fig. 1.** Block diagram of the algorithm for determining the operating mode parameters of the distribution electrical network

### Результаты исследования и их обсуждение

Проиллюстрируем работу описанного алгоритма оптимальной реконфигурации на примере сети. Расчетная схема сети показана на рис. 2.



**Рис. 2.** Расчетная схема сети  
**Fig. 2.** Network calculation scheme

Для упрощения отпайки от ВЛ-10 кВ на рисунке не обозначены. Рассматриваемая сеть состоит из трех питающих подстанций классом напряжения 110/10 кВ и двух воздушных линий напряжением 10 кВ с двусторонним питанием. В магистрали обеих линий установлено по три реклоузера. Линии выполнены проводом АС-70/11. Резервы мощности питающих трансформаторных подстанций показаны в табл. 1.

**Таблица 1.** Резервы мощности питающих трансформаторных подстанций

**Table 1.** Power reserves of supply transformer substations

Наименование подстанции Substation name	Резерв мощности, кВт Power reserve, kW
ПС 110/10 кВ № 1/Substation № 1	1600
ПС 110/10 кВ № 2/Substation № 2	2000
ПС 110/10 кВ № 3/Substation № 3	2200

Суммарная мощность потребителей ВЛ 10 кВ № 1 составляет 2000 кВт, ВЛ 10 кВ № 2 – 2800 кВт. Уровни потерь мощности в линиях, рассчитанные с применением формул (3)–(14) при различных местах нормальных разрывов, показаны в табл. 2.

**Таблица 2.** Мощности нагрузок в узлах схемы

**Table 2.** Load powers in the circuit nodes

Место нормального разрыва Normal rupture site	Потери мощности, кВт Power losses, kW
ВЛ 10 кВ № 1/Line № 1	
Реклоузер P1/Recloser P1	51,38
Реклоузер P2/Recloser P2	28,42
Реклоузер P3/Recloser P3	43,1
ВЛ 10 кВ № 2/Line № 2	
Реклоузер P4/Recloser P4	62,13
Реклоузер P5/Recloser P5	37,78
Реклоузер P6/Recloser P6	70,49

Доли, на которые реклоузеры разделяют суммарную мощность потребителей линий, показаны в табл. 3.

**Таблица 3.** Доли, на которые реклоузеры разделяют суммарную нагрузку линий

**Table 3.** Shares into which reclosers divide the total line load

Реклоузер Recloser	Доля суммарной мощности потребителей линии со стороны Share of total power of line consumers from	
	начальной подстанции* the initial substation	конечной подстанции** the end substation
P1	0,25	0,75
P2	0,5	0,5
P3	0,75	0,25
P4	0,25	0,75
P5	0,5	0,5
P6	0,75	0,25

\*подстанция с наименьшим порядковым номером;  
 \*\*подстанция с наибольшим порядковым номером.  
 \*substation with the lowest ordinal number; \*\*substation with the highest ordinal number.

Введем переменные, задающие положения реклоузеров. Реклоузеру P1 будет соответствовать переменная  $x_1$ , реклоузеру P2 –  $x_2$ , и т. д. Тогда система ограничений (1) будет иметь вид:

$$\begin{cases} 512,85x_1 + 1014,21x_2 + 1532,33x_3 \leq 1600; \\ 1538,54x_1 + 1014,21x_2 + 510,78x_3 + 715,53x_4 + \\ + 1418,89x_5 + 2152,87x_6 \leq 2000; \\ 2146,6x_4 + 1418,89x_5 + 717,62x_6 \leq 2200; \\ x_1 + x_2 + x_3 = 1; \\ x_4 + x_5 + x_6 = 1. \end{cases}$$

Целевая функция, составленная с использованием соотношения (2), имеет вид:

$$\Delta P = 51,38x_1 + 28,42x_2 + 43,1x_3 + \\ + 62,13x_4 + 37,78x_5 + 70,49x_6 \rightarrow \min.$$

Решение представленной задачи комбинаторной оптимизации производится методом ветвей и границ [22]. Полученное дерево решений показано на рис. 3.

Среди всех вершин полученного дерева решений наилучшей оценкой обладает вершина «Итерация № 2». Таким образом, в качестве оптимального решения исходной задачи выбираем решение подзадачи на итерации № 2:

$$x_1 = 0; x_2 = 0; x_3 = 1; x_4 = 0; x_5 = 1; x_6 = 0; \\ \Delta P = 80,88.$$

Поскольку переменные  $x_3$  и  $x_5$  равны 1, оптимальные места разрывов – реклоузер Р3 и реклоузер Р5. Уровень потерь мощности при разрывах на реклоузерах Р3 и Р5 составляет 80,88 кВт. Для оценки эффективности предлагаемого алгоритма были рассчитаны уровни потерь мощности и нагрузки центров питания при всех возможных конфигурациях сети. Результаты расчета показаны в табл. 4.

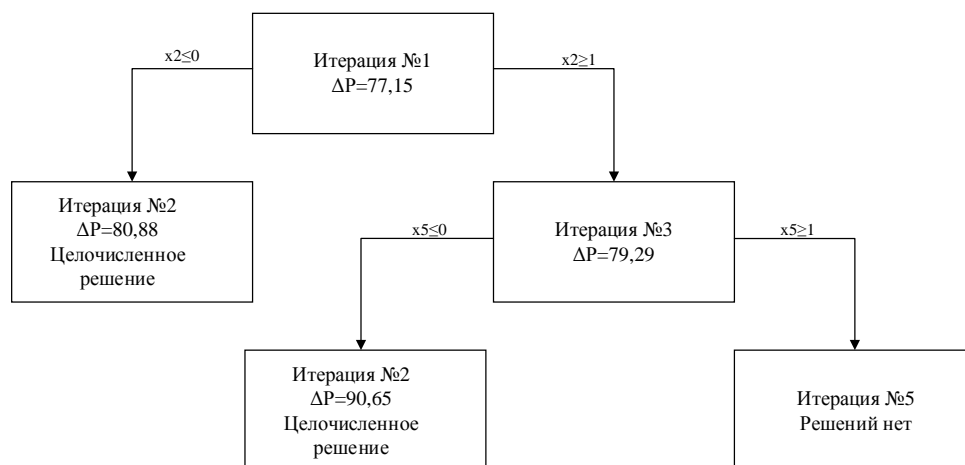


Рис. 3. Дерево решений  
 Fig. 3. Decision tree

Таблица 4. Результаты расчета уровней потерь мощности и нагрузки центров питания при всех возможных конфигурациях сети

Table 4. Results of calculating the levels of power losses and loads of power centers for all possible network configurations

Места разрывов Places of breaks		Потери мощности Power losses	Нагрузка на ПС 110/10 № 1 Load on substation no. 1	Нагрузка на ПС 110/10 № 2 Load on substation no. 2	Нагрузка на ПС 110/10 № 3 Load on substation no. 3	Перегруженные подстанции Overloaded substations
ВЛ 10 кВ № 1 Line no. 1	ВЛ 10 кВ № 2 Line no. 2					
кВт/ kW						
P1	P4	113,51	512,85	2254,07	2146,60	ПС № 2 Substation № 2
P1	P5	89,16	512,85	2957,43	1418,89	ПС № 2 Substation № 2
P1	P6	121,87	512,85	3691,40	717,62	ПС № 2 Substation № 2
P2	P4	90,55	1014,21	1729,74	2146,60	Her/No
P2	P5	66,2	1014,21	2433,10	1418,89	ПС № 2 Substation № 2
P2	P6	98,91	1014,21	3167,08	717,62	ПС № 2 Substation № 2
P3	P4	105,23	1532,33	1226,31	2146,60	Her/No
P3	P5	80,88	1532,33	1929,67	1418,89	Her/No
P3	P6	113,59	1532,33	2663,64	717,62	ПС № 2 Substation № 2

Из результатов расчетов видно, что из трех конфигураций, не приводящих к перегрузке питающих подстанций, наибольшее значение потерь мощности, составляющее 105,23 кВт, имеет место при конфигурации с разрывами на реклоузерах P3 и P4. Таким образом, снижение потерь при переходе к оптимальной конфигурации может составить значение до 23,8 %.

Следует отметить, что при рассмотрении больших сетей наиболее целесообразным является определение оптимальной конфигурации методом полного перебора всех возможных вариантов, однако при росте количества реклоузеров в рассматриваемой сети количество возможных конфигураций разрывов резко возрастает, поэтому при расчете сетей с большим количеством линий и реклоузеров необходимо использование методов упорядоченного перебора, таких как метод ветвей и границ.

### Выводы

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Применение разработанного алгоритма позволит избежать трудоемкого итерационного расчетного процесса, характерного для традиционных методов расчета режимов работы электрических сетей.
2. Применение алгоритма в системе оптимального управления конфигурацией электрической сети позволит снизить уровень потерь активной мощности в электрической сети на величину до 23,8 %.
3. Разработанный алгоритм может быть применен в различных системах автоматического управления, требующих расчета текущих режимных параметров, таких как системы управления реактивной мощностью, системы управления уровнями напряжения, системы управления накопителями электроэнергии и т. д.
4. Кроме систем электроснабжения нефтяных и газовых месторождений разработанный алгоритм может быть применен в распределительных электрических сетях, питающих коммунально-бытовых потребителей.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения 25.10.2024).
2. Потери электрической энергии в электрических сетях / Г.Ю. Киселёв, В.М. Троценко, Е.В. Петрова, В.А. Кривопапов, С.С. Гиршин, А.А. Бубенчиков, В.Н. Горюнов // Омский научный вестник. – 2023. – № 1 (185). – С. 80–85. DOI: 10.25206/1813-8225-2023-185-80-85.
3. Годовой отчет ПАО «Россети» за 2023 год. URL: <https://www.rosseti.ru/shareholders-and-investors/disclosure-of-information/annual-reports/> (дата обращения 25.10.2024).
4. Годовой отчет АО «Россети Тюмень» за 2023 год. URL: [https://www.te.ru/raskrytie\\_informacii/raskrytie\\_informacii\\_ehmitentom\\_cennyh\\_bumag/godovye\\_otchety/index.php](https://www.te.ru/raskrytie_informacii/raskrytie_informacii_ehmitentom_cennyh_bumag/godovye_otchety/index.php) (дата обращения 25.10.2024).
5. Xing H., Sun X. Distributed generation locating and sizing in active distribution network considering network reconfiguration // IEEE Access. – 2017. – № 5. – P. 14768–14774. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2732353.
6. Информационное обеспечение системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети / В.А. Рохлов, Р.Н. Хамитов, С.Н. Жеребцов, И.Л. Захаров, Л.С. Ганичева // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2023. – Т. 19. – № 3. – С. 189–205. DOI: 10.17122/1999-5458-2023-19-3-189-205.
7. Адаптивное краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии автономными энергосистемами малых северных поселений на основе корреляционного анализа / Ю.Н. Исаев, О.В. Архипова, В.З. Ковалев, Р.Н. Хамитов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 2. – С. 224–239. DOI: 10.18799/24131830/2023/2/4076.
8. Архипова О.В., Ковалев В.З., Хамитов Р.Н. Методика моделирования регионально обособленного электротехнического комплекса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 173–180. DOI: 10.18799/24131830/2019/1/63.
9. О рациональной размерности базиса регрессионной модели для задачи адаптивного краткосрочного прогнозирования состояния дискретной нестационарной системы / А.С. Глазырин, Е.В. Боловин, О.В. Архипова и др. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 11. – С. 257–272. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4482.
10. Koutsoukis N.C., Siagkas D.O., Georgilakis P.S., Hatzigiorgiou N.D. Online reconfiguration of active distribution networks for maximum integration of distributed generation // IEEE Trans. Autom. Sci. Eng. – 2017. – Vol. 14. – № 2. – P. 437–448. DOI: 10.1109/TASE.2016.2628091.
11. Ahmadi H., Marti J.R. Mathematical representation of radiality constraint in distribution system reconfiguration problem // Int. J. Electr. Power Energy Syst. – 2015. – Vol. 64. – P. 293–299. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.06.076.
12. Taylor J.A., Hover F.S. Convex models of distribution system reconfiguration // IEEE Trans. Power Syst. – 2012. – Vol. 27. – № 3. – P. 1407–1413. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2184307.
13. Khodr H.M., Martinez-Crespo J., Matos M.A., Pereira J. Distribution systems reconfiguration based on OPF using Benders decomposition // IEEE Trans. Power Del. – 2009. – Vol. 24. – № 4. – P. 2166–2176. DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2027510.
14. Haghghat H., Zeng B. Distribution system reconfiguration under uncertain load and renewable generation // IEEE Trans. Power Syst. – 2016. – Vol. 31. – № 4. – P. 2666–2675. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2481508.



15. Method for minimum-loss reconfiguration of distribution system by tabu search / Y. Mishima, K. Nara, T. Satoh, T. Ito, H. Kaneda // *Electr. Eng. Jpn.* – 2005. – Vol. 152. – № 2. – P. 18–25. DOI: 10.1002/ej.20086.
16. Peponis G.J., Papadopoulos M.P., Hatziaargyriou N.D. Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses // *IEEE Trans. Power Del.* – 1995. – Vol. 10. – № 3. – P. 1338–1342. DOI: 10.1109/61.400914.
17. Su C.T., Lee C.S. Feeder reconfiguration and capacitor setting for loss reduction of distribution systems // *Electr. Power Syst. Res.* – 2001. – Vol. 58. – № 2. – P. 97–102. DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00124-9.
18. Power quality and reliability enhancement in distribution systems via optimum network reconfiguration by using quantum firefly algorithm / H. Shareef, A.A. Ibrahim, N. Salman, A. Mohamed, W.L. Ai // *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* – 2014. – Vol. 58. – P. 160–169. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.01.013.
19. Рохлов В.А., Хмара Г.А., Бойчук Р.С. Способ снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях с двусторонним питанием // *Электроэнергия. Передача и распределение.* – 2021. – № 4 (67). – С. 98–103.
20. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. 2-е изд. – М.: Альянс, 2009. – 592 с.
21. Крупенёв Д.С. Расчет установившихся режимов электроэнергетических систем с использованием матриц чувствительности первого порядка применительно к задаче оценки режимной надежности // *Вестник Иркутского государственного технического университета.* – 2017. – Т. 21. – № 9. – С. 146–156.
22. Huang B., Shen P. A new branch and bound method for solving linear multiplicative programming problems // *Optimization.* – 2024. – P. 1–21. DOI: 10.1080/02331934.2024.2323684.

### Информация об авторах

**Владислав Андреевич Рохлов**, аспирант кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; rohlov.vlad.97@mail.ru

**Рустам Нуриманович Хамитов**, доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; apple\_27@mail.ru

**Сергей Николаевич Жеребцов**, кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; s.n.zherebtsov@mail.ru

**Анастасия Андреевна Латынцева**, специалист ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42; anastasiaalat061100@gmail.com

Поступила в редакцию: 17.11.2024

Поступила после рецензирования: 10.12.2024

Принята к публикации: 24.12.2024

### REFERENCES

1. *Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035, approved by Order of the Government of the Russian Federation dated 09.06.2020 No. 1523-r.* Available at: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> (accessed 25 October 2024).
2. Kiselev G.Yu., Trotsenko V.M., Petrova E.V., Krivopalov V.A., Girshin S.S., Bubenchikov A.A., Goryunov V.N. Losses of electrical energy in electrical networks. *Omsk Scientific Bulletin*, 2023, no. 1 (185), pp. 80–85. (In Russ.) DOI: 10.25206/1813-8225-2023-185-80-85.
3. *Annual report of PJSC Rosseti for 2023.* Available at: <https://www.rosseti.ru/shareholders-and-investors/disclosure-of-information/annual-reports/> (accessed 25 October 2024).
4. *Annual report of JSC Rosseti Tyumen for 2023.* Available at: [https://www.te.ru/raskrytie\\_informacii/raskrytie\\_informacii\\_ehmitentom\\_cennyh\\_bumag/godovye\\_otchetnyy/index.php](https://www.te.ru/raskrytie_informacii/raskrytie_informacii_ehmitentom_cennyh_bumag/godovye_otchetnyy/index.php) (accessed 25 October 2024).
5. Xing H., Sun X. Distributed generation locating and sizing in active distribution network considering network reconfiguration. *IEEE Access*, 2017, no. 5, pp. 14768–14774. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2732353.
6. Rokhlov V.A., Khamitov R.N., Zherebtsov S.N., Zakharov I.L., Ganicheva L.S. Information support for the optimal control system for the distribution network configuration. *Electrical and information complexes and systems*, 2023, vol. 19, no. 3, pp. 189–205. (In Russ.) DOI: 10.17122/1999-5458-2023-19-3-189-205.
7. Isaev Yu.N., Arkhipova O.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N. Adaptive short-term forecasting of electricity consumption by autonomous power systems of small northern settlements based on correlation analysis. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 2, pp. 224–239. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/2/4076.
8. Arkhipova O.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N. Methodology for modeling a regionally isolated electrical engineering complex. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 173–180. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2019/1/63.
9. Glazyrin A.S., Bolovin E.V., Arkhipova O.V. On the rational dimension of the regression model basis for the problem of adaptive short-term forecasting of the state of a discrete non-stationary system. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 11, pp. 257–272. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4482.
10. Koutsoukis N.C., Siagkas D.O., Georgilakis P.S., Hatziaargyriou N.D. Online reconfiguration of active distribution networks for maximum integration of distributed generation. *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, 2017, vol. 14, no. 2, pp. 437–448. DOI: 10.1109/TASE.2016.2628091.
11. Ahmadi H., Marti J.R. Mathematical representation of radiality constraint in distribution system reconfiguration problem. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 2015, vol. 64, pp. 293–299. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.06.076.

12. Taylor J. A., Hover F.S. Convex models of distribution system. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2012, vol. 27, no 3, pp. 1407–1413. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2184307.
13. Khodr H.M., Martinez-Crespo J., Matos M.A., Pereira J. Distribution systems reconfiguration based on OPF using Benders decomposition. *IEEE Trans. Power Del.*, 2009, vol. 24, no. 4, pp. 2166–2176. DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2027510.
14. Haghghat H., Zeng B. Distribution system reconfiguration under uncertain load and renewable generation. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2016, vol. 31, no. 4, pp. 2666–2675. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2481508.
15. Mishima Y., Nara K., Satoh T., Ito T., Kaneda H. Method for minimum-loss reconfiguration of distribution system by tabu search. *Electr. Eng. Jpn.*, 2005, vol. 152, no. 2, pp. 18–25. DOI: 10.1002/ej.20086.
16. Peponis G.J., Papadopoulos M.P., Hatziaargyriou N.D. Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses. *IEEE Trans. Power Del.*, 1995, vol. 10, no. 3, pp. 1338–1342. DOI: 10.1109/61.400914.
17. Su C.T., Lee C.S. Feeder reconfiguration and capacitor setting for loss reduction of distribution systems. *Electr. Power Syst. Res.*, 2001, vol. 58, no. 2, pp. 97–102. DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00124-9.
18. Shareef H., Ibrahim A.A., Salman N., Mohamed A., Ai W.L. Power quality and reliability enhancement in distribution systems via optimum network reconfiguration by using quantum firefly algorithm. *Electr. Power Energy Syst.*, 2014, vol. 58, pp. 160–169. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.01.013.
19. Rokhlov V.A., Khmara G.A., Boychuk R.S. Method for reducing electricity losses in distribution networks with two-way power supply. *Electric Power. Transmission and Distribution*, 2021, no. 4 (67), pp. 98–103. (In Russ.)
20. Idelchik V.I. *Electrical systems and networks*. 2<sup>nd</sup> ed. Moscow, Alliance Publ., 2009. 592 p. (In Russ.)
21. Krupenev D.S. Calculation of steady-state modes of electric power systems using first-order sensitivity matrices as applied to the problem of assessing regime reliability. *Bulletin of the Irkutsk State Technical University*, 2017, vol. 21, no. 9, pp. 146–156. (In Russ.)
22. Huang B., Shen P. A new branch and bound method for solving linear multiplicative programming problems. *Optimization*, 2024, pp. 1–21. DOI: 10.1080/02331934.2024.2323684.

#### Information about the authors

**Vladislav A. Rokhlov**, Postgraduate Student, Tyumen Industrial University, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; rokhlov.vlad.97@mail.ru

**Rustam N. Khamitov**, Dr. Sc., Professor, Tyumen Industrial University, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; apple\_27@mail.ru

**Sergey N. Zherebtsov**, Cand. Sc., Associate Professor, Tyumen Industrial University, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; s.n.zherebtsov@mail.ru

**Anastasia A. Latyntseva**, Specialist, Tyumen Oil Research Center LLC, 42, Maxim Gorky street, Tyumen, 625048, Russian Federation; anastasialat061100@gmail.com

Received: 17.11.2024

Revised: 10.12.2024

Accepted: 24.12.2024