

УДК 621.316.11

**Методика и алгоритм расчёта
потерь электрической энергии
в задаче оптимальной компенсации
реактивной мощности в распределительных сетях
электроэнергетических систем**

А.А. Герасименко*, В.Б. Нешатаев

*Сибирский федеральный университет,
Россия 660041, Красноярск, пр. Свободный, 79¹*

Received 4.10.2011, received in revised form 11.10.2011, accepted 18.10.2011

Разработаны методика и алгоритм расчёта потерь электрической энергии в распределительных сетях на основе вероятностно-статистического моделирования электрических нагрузок. Основным преимуществом предлагаемого метода является малая трудоёмкость, не требующая проведения поинтервальных расчётов установившихся режимов. Применение такого подхода при решении задачи оптимальной компенсации реактивной мощности в системах распределения электрической энергии позволяет, не слишком увеличивая трудоёмкость оптимизационной задачи по сравнению с оптимизацией мгновенного режима, получить решение на заданном временном интервале с достаточной для практических целей точностью и достоверностью.

Ключевые слова: система распределения электрической энергии, оптимальная компенсация реактивной мощности, потери электрической энергии, статистическое моделирование нагрузок, метод главных компонент, обобщённые графики нагрузок.

Введение

Решение задачи оптимальной компенсации реактивной мощности (КРМ) заключается в определении оптимальных значений устанавливаемой мощности компенсирующих устройств (КУ) и мест их размещения в системах распределения электрической энергии (ЭЭ), а также графиков (диаграмм) изменения напряжений и реактивных мощностей КУ и базируется на учёте всей совокупности режимов (многорежимности) в виде их интегральных характеристик, прежде всего потерь ЭЭ (проектная задача с целевой функцией в виде расчётных затрат) [1–3].

Потери ЭЭ являются целевой функцией оптимизационной задачи в частной эксплуатационной постановке, не предусматривающей установку новых КУ, и подлежат минимизации в процессе решения. Блок их расчёта является одним из центральных в алгоритме оптимальной КРМ.

* Corresponding author E-mail address: gerasimenkoa@yandex.ru

¹ © Siberian Federal University. All rights reserved

Точный расчёт и минимизация потерь ЭЭ – это не только необходимые условия эффективной КРМ, но и наиважнейшие эксплуатационные задачи энергосбережения. Надёжное (точное и достоверное) определение потерь ЭЭ лежит в основе обоснования тарифов на ЭЭ, является необходимым для нахождения экономически оправданного уровня потерь, их нормирования и разработки мероприятий по снижению, способствует принятию адекватной оценки эффективности функционирования распределительных сетевых компаний, ввода новых КУ, средств регулирования напряжения и реактивной мощности.

Выбор метода расчёта потерь ЭЭ зависит от имеющейся исходной информации о нагрузках сети, режима её работы и особенностей оптимизационного алгоритма.

В условиях существующей информационной обеспеченности для систем распределения ЭЭ характерно следующее: в разомкнутых сетях 6, 10 кВ преимущественно доступна информация о некоторых параметрах режима головных участков (пропуски энергии, максимальные и минимальные значения токовых нагрузок, потреблённая ЭЭ на некоторых подстанциях) [4–6]; в сетях 35–150 (220) кВ, работающих как в разомкнутом, так и в замкнутом режимах, известны средние нагрузки, а также частично или полностью графики нагрузок в узлах, фиксируемые автоматизированными информационно-измерительными системами коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) с заданным интервалом усреднения или являющиеся данными сезонных замеров.

Поскольку электрические нагрузки в полной мере характеризуются как случайные величины, представляется наиболее объективным их статистическое моделирование. Это позволяет уменьшить объём исходной информации, упростить методы определения интегральных характеристик, анализ режимов и алгоритмы оптимизации.

В этих условиях перспективно использование вероятностно-статистических методов сокращения (сжатия) информации о многорежимности на основе малого числа обобщающих факторов с последующим их применением при расчёте нагрузочных потерь ЭЭ.

Вероятностно-статистическая модель электрических нагрузок

Исходными данными для составления вероятностно-статистической модели электрических нагрузок выступают математические ожидания (средние значения) нагрузок и их графики на расчётном временном интервале. В качестве последнего рассматриваются два периода: суточный, характерный для циклов оперативного управления режимами электроэнергетических систем (ЭЭС), и месячный, являющийся нормативным для расчёта потерь ЭЭ и использующийся для решения задач кратко- и долгосрочного планирования режимов.

Основным источником информации о суточных графиках нагрузок узлов служат данные сезонных замеров, которые обычно проводятся в ЭЭС два раза в год (зимний максимум и летний минимум нагрузок), с количеством интервалов постоянства, как правило, составляющим 4. Месячные графики нагрузок (а также суточные) можно получить с помощью АИИС КУЭ, более распространённых в сетях 110–220 кВ, с возможностью изменения периодичности замера (например, от 10 секунд до суток). Помимо этих сведений для составления модели электрических нагрузок для рассматриваемого интервала могут быть использованы данные об энергии, потреблённой узлом за соответствующий период, которые более доступны и достоверны, чем мгновенные значения нагрузок узлов.

Опыт проведения расчётов потерь ЭЭ и других интегральных характеристик режимов ЭЭС показал, что использование в качестве статистических оценок математических ожиданий нагрузок MP_i , MQ_i средних значений по выборке величин, соответствующих дню замеров, может привести к существенной погрешности. Для получения более точных результатов математические ожидания активной MP_i и реактивной MQ_i мощностей рекомендуется вычислять на основании данных об активной W_i^P и реактивной W_i^Q энергии, потреблённой нагрузочным узлом i за рассматриваемый период времени T :

$$MP_i = \frac{W_i^P}{T}; MQ_i = \frac{W_i^Q}{T} \text{ или } MQ_i = \frac{W_i^P \cdot \operatorname{tg}\varphi}{T}, \quad (1)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности, принимаемый по данным эксплуатации.

Также целесообразно нормировать результаты контрольных замеров с помощью среднего значения нагрузки в замере:

$$P_{ij} = P_{ij}^3 \frac{MP_i}{MP_i^3}; Q_{ij} = Q_{ij}^3 \frac{MQ_i}{MQ_i^3}, \quad j = \overline{1, d}, \quad (2)$$

где P_{ij} , Q_{ij} – активная, реактивная мощности i -го узла для j -го интервала постоянства нагрузки периода T ; P_{ij}^3 , Q_{ij}^3 – мощности контрольного замера узла i для интервала j ; MP_i , MQ_i – математические ожидания нагрузки, полученные по данным потреблённой энергии; MP_i^3 , MQ_i^3 – математические ожидания нагрузки, полученные для периода проведения контрольного замера; d – количество интервалов постоянства.

Для большинства узлов системы распределения ЭЭ на основе серии контрольных замеров и/или по данным АИИС КУЭ, а также на основе данных о потреблённой энергии после обработки по формулам (1)–(2) может быть получена представительная выборка графиков нагрузок для суточного (месячного) интервала времени.

Наряду с оценками математических ожиданий (1) по полученной представительной выборке графиков нагрузок (2) рассчитывают дисперсии нагрузок $\sigma^2 P_i$, $\sigma^2 Q_i$ и взаимные корреляционные моменты $k(P_i Q_j)$, $k(P_i P_j)$, $k(Q_i Q_j)$, характеризующие степень статистической связи между случайными отклонениями нагрузок различных узлов от своих математических ожиданий:

$$\begin{aligned} \sigma^2 P_i &= \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d (P_{im} - MP_i)^2; \quad \sigma^2 Q_i = \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d (Q_{im} - MQ_i)^2, \quad i = \overline{1, n}; \\ k(P_i Q_j) &= \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d (P_{im} - MP_i)(Q_{jm} - MQ_j), \quad i, j = \overline{1, n}; \\ k(P_i P_j) &= \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d (P_{im} - MP_i)(P_{jm} - MP_j), \quad i, j = \overline{1, n}, \quad i \neq j; \\ k(Q_i Q_j) &= \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d (Q_{im} - MQ_i)(Q_{jm} - MQ_j), \quad i, j = \overline{1, n}, \quad i \neq j, \end{aligned} \quad (3)$$

где i, j – номера узлов; m – индекс интервала постоянства; n – число узлов системы распределения ЭЭ с известными графиками нагрузок.

Дисперсии и корреляционные моменты нагрузок составляют симметричную матрицу корреляционных моментов (МКМ) мощностей размерностью $2n \times 2n$ [7, 8]:

$$K = \begin{bmatrix} K(P, P) & K(P, Q) \\ K(Q, P) & K(Q, Q) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma^2 P_1 & \dots & k(P_1 P_n) & k(P_1 Q_1) & \dots & k(P_1 Q_n) \\ k(P_n P_1) & \dots & \sigma^2 P_n & k(P_n Q_1) & \dots & k(P_n Q_n) \\ k(Q_1 P_1) & \dots & k(Q_1 P_n) & \sigma^2 Q_1 & \dots & k(Q_1 Q_n) \\ k(Q_n P_1) & \dots & k(Q_n P_n) & k(Q_n Q_1) & \dots & \sigma^2 Q_n \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Система распределения ЭЭ может содержать генераторные узлы, статистические характеристики которых определяются аналогично по формулам (3). Математические ожидания мощностей таких узлов вычисляются исходя из ведомостей загрузки электрических станций по формулам вида:

$$MP_i = \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d P_{im}; \quad MQ_i = \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d Q_{im}. \quad (5)$$

При этом при определении корреляционных моментов (3), формировании МКМ (4) необходимо учитывать противоположный знак «минус» мощностей узлов генерации.

Отметим важные преимущества статистического метода анализа режимов ЭЭС.

1. Для нахождения статистических характеристик по формулам (3) не обязательно проводить одновременный замер нагрузок в целом по системе. Вычисленные по этим формулам элементы МКМ характеризуют степень неравномерности графиков нагрузок, остающуюся примерно постоянной в течение длительного периода, и могут определяться на основании замеров, проводимых в разные дни.

2. Возможности получения статистических характеристик нагрузочных и генераторных узлов на основе текущей информации о режимах работы ЭЭС и их обновления.

Однако большая размерность МКМ препятствует широкому применению вероятностно-статистического подхода для моделирования графиков электрических нагрузок в задачах расчёта потерь ЭЭ, анализа и оптимизации режимов систем распределения ЭЭ.

Для увеличения эффективности указанного статистического метода предложено и используется моделирование МКМ и соответственно графиков нагрузок на основе частного случая факторного анализа – метода главных компонент, который позволяет среди факторов-аргументов выделить ортогональные, т. е. статистически независимые составляющие, что придаёт методу свойства линейности и аддитивности.

Приведём описание моделирования нагрузок методом главных компонент в виде алгоритма [7–10].

1. Вычисляются M максимальных собственных чисел λ и собственных векторов \bar{v} МКМ (4). Современный итерационный метод, описанный в [9], позволяет получить устойчивый результат с контролируемой точностью.

2. Каждому из найденных собственных векторов МКМ ставится в соответствие «обобщённый график нагрузки» (ОГН)

$$\Gamma_{kj} = \sum_{i=1}^n v'_{ki} \Delta P_{ij} + \sum_{i=1}^n v''_{ki} \Delta Q_{ij}, \quad j = \overline{1, d}, \quad k = \overline{1, M}, \quad (6)$$

где v'_{ki} , v''_{ki} – компоненты собственного вектора \bar{v}_k МКМ; ΔP_{ij} , ΔQ_{ij} , – центрированные относительно соответствующих математических ожиданий графики активной и реактивной нагрузок узла i .

ОГН, так же как и собственные векторы, являются ортогональными (независимыми), некоррелированными (несвязанными) величинами и обладают следующими свойствами:

а) дисперсия каждого ОГН равна соответствующему собственному числу МКМ;

б) $\bar{\Gamma}_h^T \cdot \bar{\Gamma}_f = 0$ при $h \neq f$, $\bar{\Gamma}_h^T \cdot \bar{\Gamma}_f = 1$ при $h = f$ или $[\Gamma]^T \cdot [\Gamma] = E$,

где $[\Gamma]$ – матрица ОГН, в которой последние представлены столбцами в порядке убывания собственных чисел; E – единичная матрица.

Отметим, что свойству а) соответствуют ОГН, полученные по формуле (6), а свойство б) выполняется в чистом виде при условии нормирования ОГН (6) на соответствующие евклидовы длины.

В качестве примера на рис. 1 представлены ОГН, соответствующие первым трём максимальным собственным числам и собственным векторам МКМ, полученной для совокупности 48 исходных суточных графиков одной из энергосистем [3, 8].

На рис. 2 показаны ОГН, соответствующие первым четырём максимальным собственным числам и векторам МКМ, составленной по данным статистически представительной выборки посуточных средних активных нагрузок, полученных через суточное электропотребление, в 30 узлах Красноярской энергосистемы на месячном интервале [10].

Первые три ОГН, изображённые на рис. 1, отражают около 80 % полной дисперсии исходных графиков нагрузок, первые четыре ОГН на рис. 2 – около 90 %.

3. Исходные графики электрических нагрузок P_{ij} , Q_{ij} представляются с помощью известных математических ожиданий MP_i , MQ_i и моделируемых отклонений от математических ожиданий в виде линейной комбинации M ОГН:

$$P_{ij} = MP_i + \sum_{k=1}^M v'_{ki} \Gamma_{kj}; \quad Q_{ij} = MQ_i + \sum_{k=1}^M v''_{ki} \Gamma_{kj}, \quad i = \overline{1, n}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (7)$$

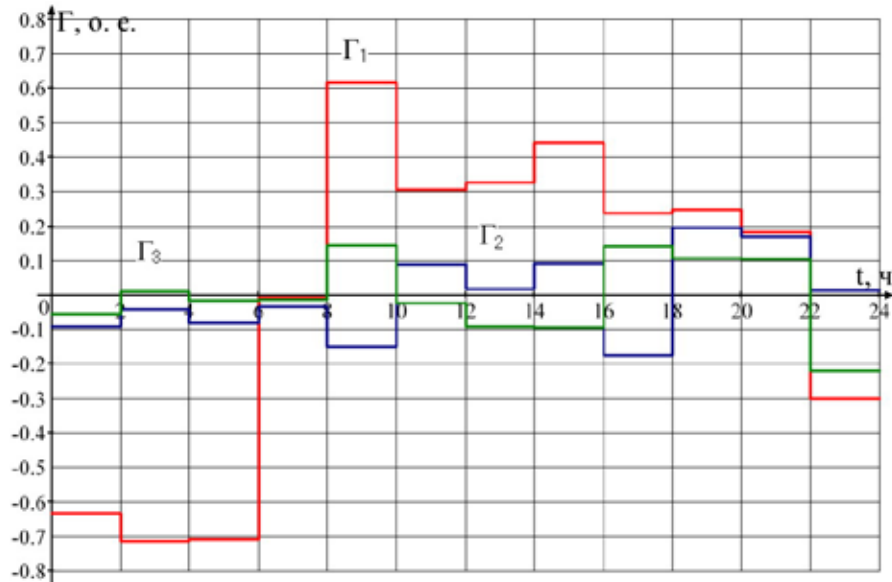


Рис. 1. Суточные ОГН с количеством интервалов постоянства $d = 12$

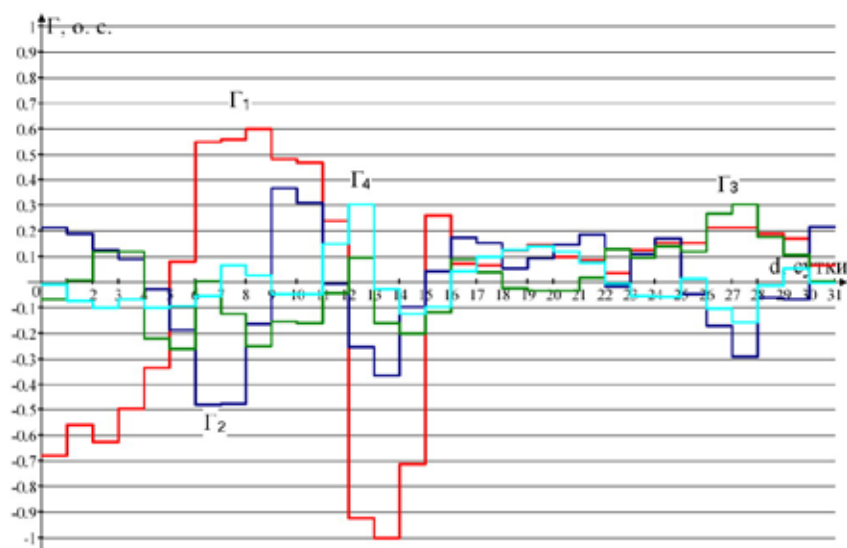


Рис. 2. Месячные ОГН с количеством интервалов постоянства $d = 31$

Собственные числа и векторы позволяют моделировать МКМ, соответствующую исходным графикам. Метод эффективен при условии $M \ll n$, т. е. если можно с достаточной точностью ограничиться учётом только M первых собственных векторов \bar{U}_k и соответствующих ОГН. Кроме того, для практического применения ОГН, полученные для различных реализаций случайного процесса колебаний нагрузки, должны быть достаточно близкими друг к другу, т. е. статистически устойчивыми. Свойства групповой и динамической устойчивости были подтверждены для суточных и месячных графиков [8, 9, 11].

Результаты обработки ряда других совокупностей графиков электрических нагрузок свидетельствуют о достаточности трёх–четырёх ОГН, отражающих в большинстве случаев до 75–90 % полного рассеяния исходных нагрузок.

Однако отсутствие информации о графиках нагрузок и их характеристиках, в основном характерное для сетей 6, 10 кВ, не позволяет применить статистическую модель (7), вследствие чего предложена модифицированная факторная модель нагрузок [11, 12]:

$$P_{ij} = MP_i + MP_i \cdot \alpha_i^P \cdot \Gamma'_j; Q_{ij} = MQ_i + MQ_i \cdot \alpha_i^Q \cdot \Gamma'_j, i = \overline{1, N-n}, j = \overline{1, d}, \quad (8)$$

где α_i^P, α_i^Q – коэффициенты, моделирующие неравномерность электропотребления; Γ'_j – средневзвешенный ОГН; N – количество узлов в схеме без балансирующего.

Проведившиеся исследования по оценке погрешности моделирования графиков нагрузок на основе модели (8) показали, что наименьшая средняя погрешность определения мощности за интервал времени (18,4 % при дисперсии $\sigma^2 = 321$) получается при взвешивании ОГН коэффициентами, пропорциональными собственным числам МКМ [12]

$$\Gamma'_j = \sum_{k=1}^M \lambda'_k \cdot \Gamma_{kj}, \sqrt{\sum_{k=1}^{2n} (\lambda'_k)^2} = 1, \quad (9)$$

где λ'_k – нормированные на евклидову длину собственные числа МКМ.

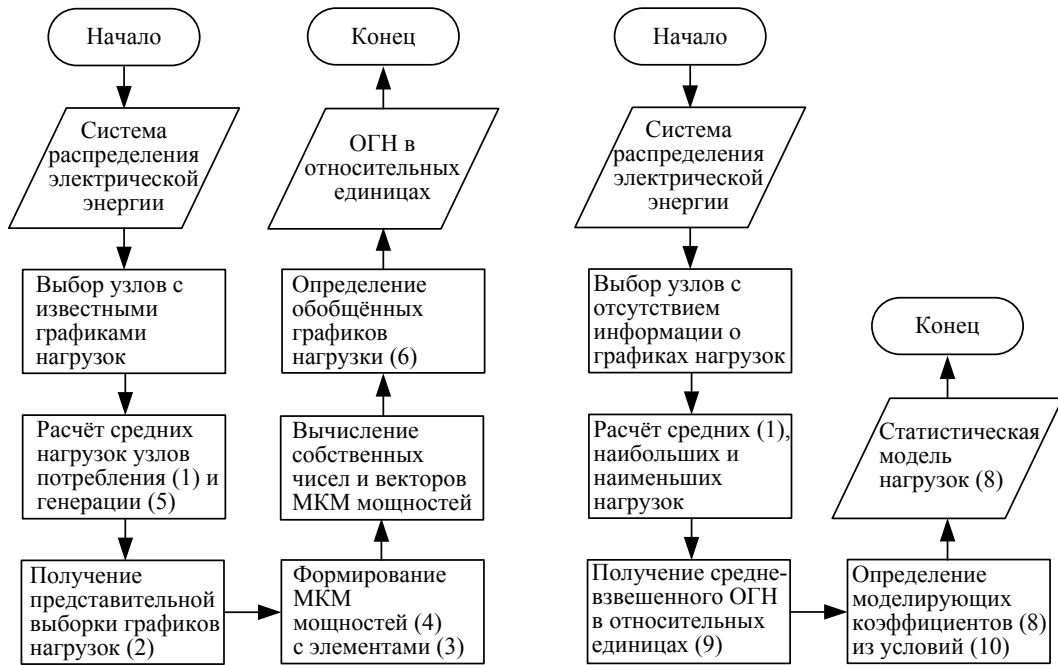


Рис. 3. Блок-схемы алгоритмов получения ОГН (слева) и модифицированной статистической модели нагрузок (справа)

В качестве исходных данных используются средние (определяются через пропуск энергии головного участка и время), наибольшие и наименьшие (определяются на основе замеров) значения нагрузок. Коэффициенты α_i^P , α_i^Q выражений (8) определяются из условий:

$$\left| P_{i \max}^{\text{мод}} - P_{i \max}^{\text{зам}} \right| + \left| P_{i \min}^{\text{мод}} - P_{i \min}^{\text{зам}} \right| \rightarrow \min ; \left| Q_{i \max}^{\text{мод}} - Q_{i \max}^{\text{зам}} \right| + \left| Q_{i \min}^{\text{мод}} - Q_{i \min}^{\text{зам}} \right| \rightarrow \min , \quad (10)$$

где $P_{i \max}^{\text{мод}}$, $Q_{i \max}^{\text{мод}}$, $P_{i \min}^{\text{мод}}$, $Q_{i \min}^{\text{мод}}$ – наибольшие и наименьшие мощности модели графика нагрузки узла i ; $P_{i \max}^{\text{зам}}$, $Q_{i \max}^{\text{зам}}$, $P_{i \min}^{\text{зам}}$, $Q_{i \min}^{\text{зам}}$ – наибольшие и наименьшие замеренные мощности нагрузки узла i .

На рис. 3 показаны блок-схемы алгоритмов получения ОГН (6) и модифицированной факторной модели нагрузок (8).

Описанная вероятностно-статистическая модель (1)–(10) применяется для моделирования исходных графиков нагрузок, определения потерь ЭЭ, а также других интегральных характеристик режимов, таких как диапазоны и диаграммы изменения реактивных мощностей КУ, напряжений в узлах сети, что является результатами решения задачи оптимальной КРМ в системах распределения ЭЭ.

Методика и алгоритм расчёта потерь электрической энергии

Имеем общее выражение нагрузочных потерь ЭЭ за расчётный период времени T :

$$\Delta W = \sum_{i,j} \int_0^T \Delta P_{ij}(\bar{V}, \bar{\delta}) dt , \quad (11)$$

где потери активной мощности для участка сети записываются в виде

$$\Delta P_{ij} = [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] g_{ij}. \quad (12)$$

Далее используем разложение выражения потерь мощности (12) в ряд Тейлора в малых окрестностях математических ожиданий параметров режима V, δ , ограничиваясь в разложении членами второго порядка малости. При этом допускаем, что интегрируемая функция ΔP_{ij} достаточно точно и равномерно приближается указанным отрезком ряда Тейлора. Произведя затем операцию интегрирования (11) на заданном интервале времени, получим приближённое выражение потерь ЭЭ [7, 8]:

$$\begin{aligned} \Delta W \approx & \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(V_i V_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j} + \right. \\ & \left. + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(V_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(\delta_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] T, \end{aligned} \quad (13)$$

где $\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta})$, $k(V_i V_j)$, $k(V_i \delta_j)$, $k(\delta_i \delta_j)$ – потери мощности, корреляционные моменты, вычисленные в точке, соответствующей математическим ожиданиям модулей MV и фаз $M\delta$

напряжений; $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j}$ – вторые производные выражения потерь мощности по

соответствующим переменным, вычисленные относительно той же точки.

В выражении потерь ЭЭ (13) фигурируют корреляционные моменты модулей V и фаз δ напряжений, формирующие МКМ напряжений. Эти величины неизвестны, но могут быть получены через известные математические ожидания, дисперсии и корреляционные моменты мощностей нагрузочных и генераторных узлов. Соответствующие величины связаны между собой нелинейной системой уравнений узловых напряжений (УУН):

$$\begin{aligned} P_i &= -V_i^2 Y_{ii} \sin \alpha_{ii} - \sum_{j=1, j \neq i}^{N+1} V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}); \\ Q_i &= -V_i^2 Y_{ii} \cos \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^{N+1} V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), \quad i = \overline{1, N}, \end{aligned} \quad (14)$$

где P_i , Q_i – активная и реактивная мощности узла i ; Y_{ii} , Y_{ij} – модуль собственной и взаимной проводимостей узлов; α_{ii} , α_{ij} – углы, дополняющие фазы соответствующих векторов проводимостей до $-\pi/2$, подставляются в формулы положительными.

МКМ напряжений получим на основе линеаризации системы (14) путём разложения её в ряд Тейлора в малых окрестностях модулей и фаз напряжений:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \omega_{Pi} \\ \omega_{Qi} \end{bmatrix}, \quad i, j = \overline{1, N}, \quad (15)$$

где ω_{P_i} , ω_{Q_i} – небалансы активных и реактивных мощностей УУН (14); ΔV_i , $\Delta \delta_i$ – поправки модулей и фаз напряжений.

Данное выражение позволяет определить элементы МКМ напряжений на основе общего правила образования МКМ зависимых случайных величин [13]:

$$\begin{bmatrix} \frac{K(\delta, \delta)}{K(V, \delta)} & \frac{K(\delta, V)}{K(V, V)} \end{bmatrix} = [J]^{-1} \times \begin{bmatrix} \frac{K(P, P)}{K(Q, P)} & \frac{K(P, Q)}{K(Q, Q)} \end{bmatrix} \times [J]_T^{-1}, \quad (16)$$

где $[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \end{bmatrix}$ – матрица Якоби.

Реализация модели (16) связана с использованием полностью заполненных МКМ напряжений и обратной матрицы Якоби $[J]^{-1}$. Последняя характеризуется сложным определением и имеет большую размерность для реальных распределительных сетей. Поэтому непосредственное использование формулы расчёта потерь ЭЭ (13) с учётом (16) имеет только теоретический интерес, поскольку громоздко и делает вычислительный процесс неэффективным.

Расчёт потерь ЭЭ значительно упрощается за счёт указанного выше статистического моделирования исходных графиков нагрузок системой M ОГН и МКМ мощностей системой M собственных чисел и собственных векторов, полученных на основе факторного анализа ортогональным преобразованием МКМ.

Поскольку отклонения напряжений и мощностей от своих математических ожиданий приближенно связаны линеаризованной системой УУН (15), то центрированные случайные параметры $\Delta \delta$, ΔV так же, как и величины ΔP , ΔQ , являются линейными комбинациями ОГН:

$$V_{ij} = MV_i + \sum_{k=1}^M \gamma''_{ki} \Gamma_{kj}; \quad \delta_{ij} = M\delta_i + \sum_{k=1}^M \gamma'_{ki} \Gamma_{kj}, \quad i = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (17)$$

Для определения моделирующих коэффициентов γ'_{ki} , γ''_{ki} достаточно воспользоваться линеаризованными в точке MP_i , MQ_i уравнениями установившегося режима. После подстановки выражений (7), (17) в (15) и формирования векторов $\bar{\gamma}$ и $\bar{\gamma}''$ из коэффициентов γ'_{ki} , γ''_{ki} и v'_{ki} , v''_{ki} запишем

$$[J] \times \begin{bmatrix} \bar{\gamma}'_{ki} \\ \bar{\gamma}''_{ki} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{v}'_{ki} \\ \bar{v}''_{ki} \end{bmatrix}, \quad k = \overline{1, M}, \quad i = \overline{1, N}. \quad (18)$$

Определение коэффициентов γ'_{ki} , γ''_{ki} из уравнений (18) и представление зависимых параметров режима V_{ij} , δ_{ij} с помощью математических ожиданий и линейных комбинаций статистически независимых главных факторов (17) позволяют избавиться от громоздких выражений (16), заменив их следующими элементарными соотношениями, входящими в формулу потерь ЭЭ (13):

$$k(\delta_i \delta_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma'_{ki} \gamma'_{kj}; \quad k(V_i \delta_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma'_{kj}; \quad k(V_i V_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma''_{kj};$$

$$\sigma^2 \delta_i = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma'_{ki}{}^2; \quad \sigma^2 V_i = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma''_{ki}{}^2, \quad (19)$$

где λ_k – собственные числа МКМ мощностей графиков нагрузок N узлов системы распределения ЭЭ.

Аналогичные выражения для элементов МКМ мощностей записываются в виде

$$k(P_i P_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k v'_{ki} v'_{kj}; \quad k(P_i Q_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k v'_{ki} v''_{kj}; \quad k(Q_i Q_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k v''_{ki} v''_{kj};$$

$$\sigma^2 P_i = \sum_{k=1}^M \lambda_k v'_{ki}{}^2; \quad \sigma^2 Q_i = \sum_{k=1}^M \lambda_k v''_{ki}{}^2. \quad (20)$$

Перепишывая выражение (13) с учётом корреляционных моментов напряжений и фазовых углов (19), получим нагрузочные потери ЭЭ в виде

$$\Delta W = [\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \sigma \Delta P] T = \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma''_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j} + \right. \\ \left. + \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma'_{ki} \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] T. \quad (21)$$

В выражении (21) выделим две составляющие нагрузочных потерь ЭЭ: основную и дисперсионную. Основная составляющая потерь мощности $\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta})$, соответствующая математическим ожиданиям модулей и фаз напряжений, вычисляется по стандартным программам в результате расчёта установившегося режима для средних нагрузок.

Методика определения дисперсионной составляющей потерь мощности $\sigma \Delta P$, обусловленной отклонениями режимов электропотребления в сети от среднего, представлена ниже.

1. В первую очередь необходимо получить коэффициенты v'_{ki} , v''_{ki} . До недавнего времени ввиду сложности ортогонального преобразования МКМ мощностей указанные коэффициенты моделировались с помощью исходных графиков нагрузок и ОГН, полученных для рассматриваемого района ЭЭС, что нашло отражение в работах [3, 7, 8]. При этом согласно (6) использовались формулы вида

$$v'_{ki} = \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d \Gamma_{kj} \Delta P_{ij}; \quad v''_{ki} = \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d \Gamma_{kj} \Delta Q_{ij}, \quad k = \overline{1, M}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (22)$$

в которых ОГН Γ_{kj} центрированы и нормированы на среднеквадратические отклонения в относительных единицах (о. е.), а значения ΔP_{ij} , ΔQ_{ij} представлены центрированными величинами графиков нагрузок узлов в именованных единицах (и. е.).

Отметим, что моделируемые по (22) компоненты собственных векторов МКМ мощностей получаются ненормированными (в и. е.), что автоматически исключает в формуле расчёта потерь ЭЭ (21) умножение на собственные числа в виде множителей λ_k . Таким образом, решение классической задачи определения собственных чисел и собственных векторов МКМ мощностей (проблемы собственных значений) попросту не требовалось.

В данной работе, с учётом большого прогресса в развитии компьютерных технологий в последнее время, предлагается определять коэффициенты ν'_{ki} , ν''_{ki} , а также собственные числа λ_k непосредственно из МКМ путём решения проблемы собственных значений. Данная задача реализована в ряде статистических библиотек, команд и функций прикладного программного обеспечения: Fortran, Matlab, MathCAD и др. Также можно использовать современные итерационные процедуры, одна из которых, описанная в [9], отличается быстротой, надёжностью и позволяет получить более точный и устойчивый результат, чем классически используемый метод главных компонент.

2. В системе уравнений (18) элементы матрицы Якоби в соответствии с записью УУН (14) вычисляются по общим формулам:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} &= \begin{cases} V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), i \neq j; \\ -V_i^2 b_{ii} - Q_i, i = j; \end{cases} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} &= \begin{cases} -V_i Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), i \neq j; \\ -V_i g_{ii} + P_i / V_i, i = j; \end{cases} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} &= \begin{cases} V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), i \neq j; \\ V_i^2 g_{ii} + P_i, i = j; \end{cases} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} &= \begin{cases} V_i Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), i \neq j; \\ -V_i b_{ii} + Q_i / V_i, i = j, \end{cases} \end{aligned} \quad (23)$$

где $\underline{Y}_{ii} = g_{ii} - jb_{ii} = Y_{ii} \angle -\psi_{ii}$, $\underline{Y}_{ij} = g_{ij} - jb_{ij} = Y_{ij} \angle -\psi_{ij}$ – собственные и взаимные проводимости узлов.

3. Решается M раз линеаризованная система (18), и определяются моделирующие коэффициенты γ'_{ki} , γ''_{ki} , $i = \overline{1, N}$.

4. Дифференцируя дважды выражение потерь активной мощности (12) по модулям и фазам напряжений, получим следующие формулы для вторых производных, входящие в (21):

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j} &= \begin{cases} -2g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j), i \neq j; \\ 2 \sum_{j=1}^{n+1} g_{ij} = 2g_{ii}, i = j; \end{cases} & \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} &= \begin{cases} -2g_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j), i \neq j; \\ 2 \sum_{j=1}^{n+1} g_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j), i = j; \end{cases} \\ \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} &= \begin{cases} -2g_{ij} V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j), i \neq j; \\ 2V_i \sum_{j=1}^{n+1} g_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j), i = j. \end{cases} \end{aligned} \quad (24)$$

5. С учётом (24) выражение потерь ЭЭ (21) примет итоговый вид:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{N+1} \lambda_k \gamma''_{ki}{}^2 g_{ij} - \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma''_{kj} g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + \right. \\ &+ 2 \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{N+1} \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma'_{ki} g_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j) - 2 \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma'_{kj} g_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j) + \\ &+ \left. \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{N+1} \lambda_k \gamma'_{ki}{}^2 g_{ij} V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) - \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma'_{ki} \gamma'_{kj} g_{ij} V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) \right] T. \end{aligned} \quad (25)$$

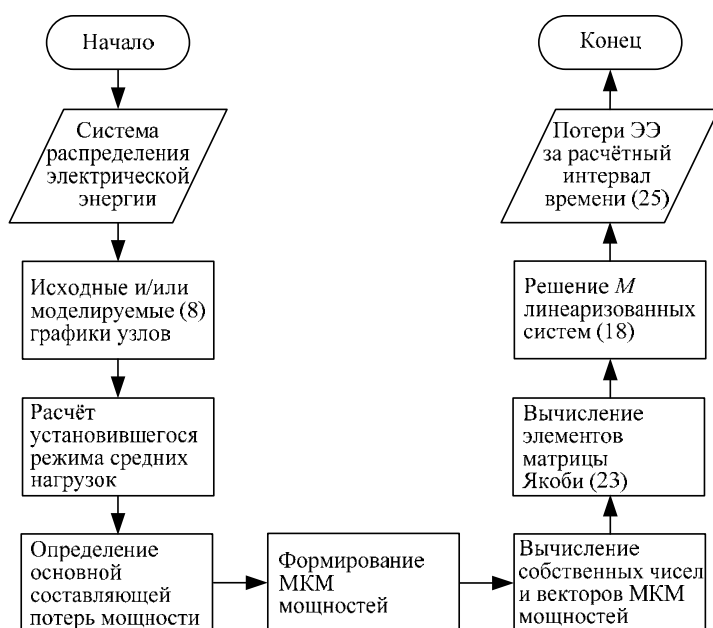


Рис. 4. Блок-схема алгоритма определения нагрузочных потерь ЭЭ

Таким образом, определение потерь ЭЭ статистическим методом (11)–(25) не требует проведения поинтервальных расчётов режимов, а сводится к расчёту установившегося режима системы распределения ЭЭ для средних нагрузок и решению трёх–четырёх ($M \leq 4$) систем линейных уравнений (18) с неизменной матрицей Якоби, что позволяет резко снизить трудоёмкость расчёта.

Блок-схема алгоритма расчёта нагрузочных потерь ЭЭ представлена на рис. 4.

Потери ЭЭ холостого хода трансформаторов за расчётный период времени T записываются в виде

$$\Delta W_x = \sum_{i=1}^{N_T} G_i^T \int_0^T V_i^2(t) dt \approx \sum_{i=1}^{N_T} \sum_{j=1}^d G_i^T V_{ij}^2 t_j, \quad (26)$$

где G_i^T – активная поперечная проводимость i -го трансформатора; N_T – число трансформаторов; t_j – интервал постоянства нагрузки.

Для вычисления потерь ЭЭ холостого хода по (26) необходимо знать закон (график) изменения напряжения на входе трансформатора $V_i(t)$ (V_{ij}), который моделируется по (17) в результате решения задачи оптимизации. Также можно использовать упрощённую формулу

$$\Delta W_x = \sum_{i=1}^{N_T} G_i^T V_{\partial i}^2 T. \quad (27)$$

В формуле (27) эквивалентное за период времени T напряжение на входе i -го трансформатора рассчитывается следующим образом [14]:

$$V_{\partial i} = \sqrt{k \cdot (V_i^{\max})^2 + (1-k)(V_i^{\min})^2}, \quad (28)$$

где k – коэффициент, принимаемый равным 0,9 для сетей 6–20 кВ и 0,8 для сетей 35–150 кВ; V_i^{\max} , V_i^{\min} – напряжение на входе i -го трансформатора в режимах максимальных, минимальных нагрузок, получаемое в результате решения задачи оптимизации режимов.

С учётом (19)–(20) и в соответствии с неравенствами Чебышева диапазоны изменения оптимизируемых параметров определяются в виде

$$\begin{aligned} Q_i^{\max} &= MQ_i + k_{\beta}^{\max} \sigma Q_i; \quad Q_i^{\min} = MQ_i - k_{\beta}^{\min} \sigma Q_i; \\ V_i^{\max} &= MV_i + k_{\beta}^{\max} \sigma V_i; \quad V_i^{\min} = MV_i - k_{\beta}^{\min} \sigma V_i. \end{aligned} \quad (29)$$

В предположении нормального распределения случайных величин V_i , Q_i с учётом асимметрии (скошенности) значения коэффициентов k_{β} при уровне достоверности $\beta = 0,90$ принимаются в следующих пределах: $k_{\beta}^{\min} = 1,45 - 1,55$; $k_{\beta}^{\max} = 1,55 - 1,65$ [3, 8].

Таким образом, нагрузочные потери ЭЭ (25) подлежат минимизации и определяются на каждом шаге решения оптимизационной задачи. Потери ЭЭ холостого хода трансформаторов входят в целевую функцию потерь ЭЭ дополнительным слагаемым и рассчитываются по формулам (26)–(29) для оптимального режима системы распределения ЭЭ.

Исследование погрешности определения потерь электрической энергии

Для проверки расчётной формулы нагрузочных потерь ЭЭ (25) на суточном и месячном интервалах времени, анализа и оценки потерь ЭЭ выполнено экспериментальное исследование, состоящее из двух частей. В первом случае компоненты собственных векторов v'_{ki} , v''_{ki} моделировались по формуле (22) с использованием суточных и месячных ОГН, представленных на рис. 1, 2; во втором – определялись непосредственно из МКМ мощностей.

Для определения потерь ЭЭ на суточном интервале времени составлены три модели распределительной сети и одна – системы распределения ЭЭ с напряжением каждой модели 35, 110, 220 кВ с тремя конфигурациями графиков нагрузок, что образует выборку из 36 опытов; на месячном – одна модель сети 35, 110 кВ с пятью конфигурациями, что образует выборку из 10 опытов. В качестве эталонных приняты потери ЭЭ, полученные методом непосредственного суммирования (статистических испытаний) путём расчёта $d = 12$ ($d = 31$) установившихся режимов

$$\Delta W_{\text{э}} = \sum_{j=1}^d \Delta P_j t_j. \quad (30)$$

1. Расчёты потерь ЭЭ по формуле (25) произведены с учётом первых трёх ($M = 3$) суточных (месячных) ОГН [15, 16].

Выборка из $k = 36$ независимых опытов над случайной величиной δ характеризуется выборочной средней $\delta_{\text{ср}} = -3,72$ % и «исправленной» (эмпирической) дисперсией $\sigma^2 = 5,86$.

Найдём доверительный интервал для математического ожидания ошибки δ генеральной совокупности с надёжностью (уровнем достоверности) $\beta = 0,95$.

$$I_{\beta} = (\delta_{\text{ср}} - \varepsilon; \delta_{\text{ср}} + \varepsilon) = \left(\delta_{\text{ср}} - t_{\beta} \frac{\sigma}{\sqrt{k}}; \delta_{\text{ср}} + t_{\beta} \frac{\sigma}{\sqrt{k}} \right).$$

Учитывая относительно небольшой объём выборки, воспользуемся таблицами распределения Стюдента [17]. Для $\beta = 0,95$ и $k - 1 = 35$ степеней свободы находим значение коэффициента $t_\beta = 2,032$. Тогда с точностью $\varepsilon = 0,82$ и надёжностью $\beta = 0,95$ математическое ожидание ошибки δ генеральной совокупности экспериментов покрывается доверительным интервалом $(-4,54; -2,90)$. Таким образом, для получения суточных потерь ЭЭ, близких к эталонным, необходимо расчётное значение потерь ЭЭ по данному алгоритму (25) увеличить в $1/(1 - 0,0372) \approx 1,040$ раза.

Выборка из $k = 10$ независимых опытов над случайной величиной δ характеризуется выборочной средней $\delta_{\text{ср}} = -4,40$ % и «исправленной» дисперсией $\sigma^2 = 3,81$.

Для $\beta = 0,95$ и $k - 1 = 9$ степеней свободы $t_\beta = 2,26$ [17]. Тогда с точностью $\varepsilon = 1,39$ и надёжностью $\beta = 0,95$ математическое ожидание ошибки δ генеральной совокупности экспериментов покрывается доверительным интервалом $(-5,79; -3,01)$. Таким образом, для получения месячных потерь ЭЭ, близких к эталонным, необходимо расчётное значение потерь ЭЭ по данному алгоритму (25) увеличить в $1/(1 - 0,0440) \approx 1,046$ раза.

Введение поправочных коэффициентов 1,040 и 1,046 к расчётным значениям потерь ЭЭ (25) позволило снизить погрешность до значения, близкого к нулевому, и повысить ценность интервальной оценки:

- для суток $\delta_{\text{ср}} = 0,13$ %, $I_\beta = (-0,72; 0,98)$ %;
- для месяца $\delta_{\text{ср}} = 0,00$ %, $I_\beta = (-1,46; 1,46)$ %.

2. Расчёты потерь ЭЭ по формуле (25) проведены с учётом первых двух и четырёх ($M = 2$; $M = 4$) собственных чисел и собственных векторов МКМ мощностей.

Выборка из $k = 36$ независимых опытов характеризуется выборочной средней $\delta_{\text{ср}} = -1,69$ % и «исправленной» дисперсией $\sigma^2 = 0,719$. С точностью $\varepsilon = 0,29$ и надёжностью $\beta = 0,95$ математическое ожидание ошибки δ покрывается доверительным интервалом $(-1,98; -1,40)$. Для получения суточных потерь ЭЭ, близких к эталонным, необходимо расчётное значение потерь ЭЭ (25) увеличить в $1/(1 - 0,0169) \approx 1,017$ раза.

Выборка из $k = 10$ независимых опытов характеризуется выборочной средней $\delta_{\text{ср}} = -1,35$ % и «исправленной» дисперсией $\sigma^2 = 0,387$. С точностью $\varepsilon = 0,44$ и надёжностью $\beta = 0,95$ математическое ожидание ошибки δ покрывается доверительным интервалом $(-1,79; -0,91)$. Для получения месячных потерь ЭЭ, близких к эталонным, необходимо расчётное значение потерь ЭЭ (25) увеличить в $1/(1 - 0,0135) \approx 1,014$ раза.

Выводы по результатам экспериментального исследования.

1. При сопоставлении результатов расчётов нагрузочных потерь ЭЭ установлено, что во втором случае средняя погрешность значительно ниже, а значения дисперсионной составляющей более стабильны, чем в первом случае (вероятность случайных выбросов снижается, максимальная погрешность единичного расчёта составляет $-4,25$ %). Кроме того, в задаче оптимальной КРМ в распределительных сетях ЭЭС при минимизации целевой функции в виде потерь ЭЭ (эксплуатационная задача) использование поправочных коэффициентов затруднено, поэтому рекомендуется выполнять расчёт потерь ЭЭ с определением компонентов собственных векторов v'_{ki} , v''_{ki} непосредственно из МКМ мощностей.

2. При известных графиках нагрузок (без моделирования) ошибка расчёта потерь ЭЭ всегда отрицательная, что можно объяснить недобором дисперсии за счёт использования только

M первых собственных чисел и собственных векторов МКМ, применением линеаризованной системы УУН (18), а также приближённым характером формулы (13). При моделировании графиков (8) знак погрешности зависит от соотношения дисперсий моделируемого и реального (неизвестного) графиков.

3. При росте дисперсионной составляющей в общем значении суммарных потерь ЭЭ характерно увеличение ошибки расчёта. В общем случае такая зависимость имеет нелинейный характер.

Примеры

1. Для распределительной сети 220 кВ, изображённой на рис. 5, получим ОГН, проверим их на свойства, выполним моделирование МКМ мощностей и исходных графиков нагрузок. Суточный режим электропотребления в узлах нагрузки представлен в табл. 1.

Имеем выборку (2) графиков активных, реактивных мощностей нагрузочных узлов рассматриваемой сети (табл. 1). Составим МКМ мощностей (4) с элементами (3)

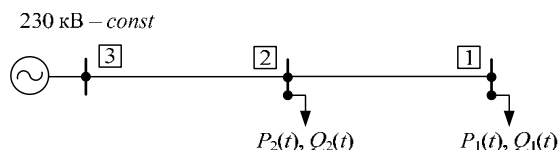


Рис. 5. Принципиальная схема распределительной электрической сети 220 кВ

Таблица 1. Исходные графики нагрузок узлов распределительной сети 220 кВ и результаты их моделирования с помощью ОГН

Часы суток	Исходные графики нагрузок				Модель графиков нагрузок ($M = 4$)			
	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_2 , МВт	Q_2 , Мвар
0–2	90,0	81,0	128,0	35,0	89,96	80,98	128,00	34,99
2–4	90,0	78,0	123,0	32,5	89,96	77,99	123,01	32,49
4–6	90,0	80,0	128,0	34,0	89,97	79,98	128,00	33,99
6–8	110,0	80,5	137,0	38,5	109,99	80,51	137,05	38,44
8–10	110,0	111,0	176,0	68,5	110,04	111,02	176,00	68,51
10–12	110,0	107,5	174,0	64,0	110,04	107,51	174,00	64,00
12–14	105,0	108,5	168,5	66,0	105,02	108,52	168,49	66,02
14–16	105,0	105,0	162,5	64,0	105,01	105,02	162,49	64,01
16–18	105,0	100,5	163,5	56,6	105,02	100,50	163,50	56,60
18–20	95,0	97,5	155,0	51,5	95,01	97,49	154,98	51,52
20–22	95,0	97,0	154,0	51,5	95,00	96,99	153,98	51,52
22–24	95,0	82,0	130,5	38,0	94,97	81,99	130,51	37,98
M	100,0	94,0	150,0	50,0	100,0	94,0	150,0	50,0
D	62,5	151,1	351,7	175,2	62,9	151,3	351,4	175,5
σ	7,90	12,3	18,8	13,2	7,93	12,3	18,7	13,2

$$K = \begin{bmatrix} \sigma^2 P_1 & k(P_1 P_2) & k(P_1 Q_1) & k(P_1 Q_2) \\ k(P_2 P_1) & \sigma^2 P_2 & k(P_2 Q_1) & k(P_2 Q_2) \\ k(Q_1 P_1) & k(Q_1 P_2) & \sigma^2 Q_1 & k(Q_1 Q_2) \\ k(Q_2 P_1) & k(Q_2 P_2) & k(Q_2 Q_1) & \sigma^2 Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 62,50 & 112,9 & 65,60 & 76,90 \\ 112,9 & 351,7 & 227,0 & 244,0 \\ 65,60 & 227,0 & 151,1 & 161,7 \\ 76,90 & 244,0 & 161,7 & 175,2 \end{bmatrix}.$$

Собственные числа и собственные векторы МКМ мощностей

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \lambda_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 707,2 \\ 28,78 \\ 4,130 \\ 0,0531 \end{bmatrix}; \quad \sum_{k=1}^4 \lambda_k = \sum_{i=1}^2 \sigma^2 P_i + \sum_{i=1}^2 \sigma^2 Q_i;$$

$$[v] = \begin{bmatrix} v'_{11} & v'_{21} & v'_{31} & v'_{41} \\ v'_{12} & v'_{22} & v'_{32} & v'_{42} \\ v''_{11} & v''_{21} & v''_{31} & v''_{41} \\ v''_{12} & v''_{22} & v''_{32} & v''_{42} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,229 & 0,941 & 0,160 & 0,193 \\ 0,703 & -0,00941 & -0,678 & -0,214 \\ 0,458 & -0,313 & 0,229 & 0,800 \\ 0,494 & -0,131 & 0,680 & -0,526 \end{bmatrix}, \quad M = 4.$$

Проверка собственных векторов МКМ на свойство ортогональности:

$$[v]^T \cdot [v] = \begin{bmatrix} 1,00 & 8,06 \cdot 10^{-4} & 8,08 \cdot 10^{-4} & 3,11 \cdot 10^{-4} \\ 8,06 \cdot 10^{-4} & 1,00 & -3,82 \cdot 10^{-3} & 2,13 \cdot 10^{-3} \\ 8,08 \cdot 10^{-4} & -3,82 \cdot 10^{-3} & 1,00 & 1,49 \cdot 10^{-3} \\ 3,11 \cdot 10^{-4} & 2,13 \cdot 10^{-3} & 1,49 \cdot 10^{-3} & 1,00 \end{bmatrix}.$$

Выполним моделирование МКМ мощностей, соответствующей исходным графикам, с помощью собственных чисел и собственных векторов:

$$K \approx \sum_{k=1}^M \lambda_k \cdot v_k v_k^T = \begin{bmatrix} 62,68 & 113,1 & 65,86 & 76,90 \\ 113,1 & 351,4 & 227,1 & 243,7 \\ 65,86 & 227,1 & 151,4 & 161,8 \\ 76,90 & 243,7 & 161,8 & 175,0 \end{bmatrix}.$$

В соответствии с формулой (6) получим ОГН для суточного интервала времени (табл. 2)

$$\Gamma_{kj} = v'_{k1} \Delta P_{1j} + v'_{k2} \Delta P_{2j} + v''_{k1} \Delta Q_{1j} + v''_{k2} \Delta Q_{2j}, \quad j = \overline{1, 12}, \quad k = \overline{1, 4}.$$

Рассчитанные по (6) ОГН в и. е. получаются центрированными ($M = 0$). Дисперсия D каждого ОГН равна соответствующему собственному числу МКМ.

Полученные ОГН в и. е. позволяют моделировать исходные графики нагрузок (7)

$$P_{1j} = MP_1 + \sum_{k=1}^4 v'_{k1} \Gamma_{kj}; \quad Q_{1j} = MQ_1 + \sum_{k=1}^4 v''_{k1} \Gamma_{kj};$$

$$P_{2j} = MP_2 + \sum_{k=1}^4 v'_{k2} \Gamma_{kj}; \quad Q_{2j} = MQ_2 + \sum_{k=1}^4 v''_{k2} \Gamma_{kj}, \quad j = \overline{1, 12},$$

что представлено в табл. 1.

Для проверки ОГН на свойство ортогональности необходимо выполнить операцию нор-

мирования на длину $\Gamma_{kj} / \sqrt{\sum_{j=1}^d \Gamma_{kj}^2}$, $k = \overline{1, 4}$:

Таблица 2. Обобщённые графики нагрузок (ОГН)

j	ОГН в именованных единицах				ОГН в относительных единицах			
	Γ_1	Γ_2	Γ_3	Γ_4	Γ_1	Γ_2	Γ_3	Γ_4
1	-31,1	-3,15	0,124	0,239	-0,788	-0,0798	0,0031	0,0060
2	-37,3	-1,84	1,13	0,224	-0,942	-0,0466	0,0285	0,0057
3	-32,1	-2,71	-0,785	-0,0349	-0,812	-0,0686	-0,0199	-0,0009
4	-18,7	15,3	-0,513	-0,0679	-0,474	0,386	-0,0130	-0,0017
5	37,5	1,44	0,430	0,206	0,948	0,0363	0,0109	0,0052
6	32,2	3,14	-2,08	0,201	0,815	0,0794	-0,0525	0,0051
7	28,7	-2,09	2,44	0,161	0,725	-0,0528	0,0618	0,0041
8	21,9	-0,676	4,35	-0,303	0,553	-0,0171	0,110	-0,0077
9	16,8	1,69	-2,39	-0,224	0,426	0,0428	-0,0605	-0,0057
10	4,69	-6,03	-2,38	-0,0529	0,119	-0,152	-0,0603	-0,0013
11	3,76	-5,86	-1,82	-0,239	0,0951	-0,148	-0,046	-0,0060
12	-26,3	0,821	1,50	-0,109	-0,665	0,0208	0,0379	-0,0028
M	0	0	0	0	0	0	0	0
D	707,9	28,76	4,04	0,0363	0,453	0,0184	0,0026	0,00002
σ	26,6	5,36	2,01	0,191	0,673	0,136	0,0508	0,0048

$$[\Gamma]^T \cdot [\Gamma] = \begin{bmatrix} 1,00 & 2,60 \cdot 10^{-3} & 8,60 \cdot 10^{-3} & -0,0537 \\ 2,60 \cdot 10^{-3} & 1,00 & 9,12 \cdot 10^{-4} & -5,20 \cdot 10^{-3} \\ 8,60 \cdot 10^{-3} & 9,12 \cdot 10^{-4} & 1,00 & 5,80 \cdot 10^{-3} \\ -0,0537 & -5,20 \cdot 10^{-3} & 5,80 \cdot 10^{-3} & 1,00 \end{bmatrix}.$$

Чтобы получить ОГН в о. е. (табл. 2), необходимо ОГН в и. е. разделить на максимальное значение по абсолютной величине суммарного ОГН в и. е., полученного путём поинтервального сложения ОГН в и. е.:

$$\Gamma_{kj} / \max\{\Gamma_{\Sigma j}\} = \Gamma_{kj} / \max\left\{\sum_{k=1}^4 \Gamma_{kj}\right\} = \Gamma_{kj} / 39,5, \quad k = \overline{1, 4}, \quad j = \overline{1, 12}.$$

Отметим, что первое собственное число отражает 95,5 % дисперсии исходных нагрузок, следовательно, можно ограничиться учётом только первого собственного числа и первого собственного вектора, а также соответствующего ему ОГН ($M = 1$).

При использовании ОГН в задачах расчёта потерь ЭЭ и оптимизации режимов реальных распределительных сетей ЭЭС исходная выборка графиков должна удовлетворять требованиям представительности: $n \geq 30$.

2. Выполним моделирование графика нагрузки узла 4 рассматриваемого района распределительной сети 220 кВ (рис. 6). При этом считаем, что исходный график нагрузки в узле 4 отсутствует (в действительности графики нагрузок в узлах 4 и 1 одинаковые). Имеются ОГН в о. е. и собственные числа МКМ, полученные для известных графиков нагрузок узлов (1, 2) рассматриваемого района (пример 1). Также известны средние, наибольшие и наименьшие значе-

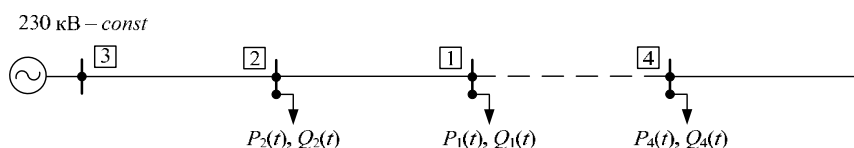


Рис. 6. Принципиальная схема района распределительной электрической сети 220 кВ

Таблица 3. Модифицированная факторная модель графика нагрузки в узле 4

Часы суток	Γ' , о. е.	График нагрузки		Модель графика		Погрешность	
		P_4 , МВт	Q_4 , Мвар	P_4 , МВт	Q_4 , Мвар	δ_P %	δ_Q %
0–2	–0,790	90,0	81,0	91,66	79,91	1,84	–1,34
2–4	–0,944	90,0	78,0	90,05	77,17	0,056	–1,06
4–6	–0,814	90,0	80,0	91,41	79,48	1,57	–0,65
6–8	–0,458	110,0	80,5	95,17	85,85	–13,5	6,64
8–10	0,948	110,0	111,0	110,00	111,00	0,00	0,00
10–12	0,818	110,0	107,5	108,62	108,66	–1,25	1,08
12–14	0,723	105,0	108,5	107,62	106,97	2,50	–1,41
14–16	0,552	105,0	105,0	105,83	103,92	0,79	–1,03
16–18	0,427	105,0	100,5	104,51	101,68	–0,47	1,17
18–20	0,112	95,0	97,5	101,18	96,04	6,50	–1,50
20–22	0,0887	95,0	97,0	100,94	95,63	6,25	–1,41
22–24	–0,664	95,0	82,0	93,00	82,17	–2,10	0,21
M	0	100,0	94,0	100,0	94,0	0,18	0,058
D	0,452	62,5	151,1	50,3	144,6	23,5	4,77
σ	0,672	7,90	12,3	7,09	12,03	4,84	2,18

ния нагрузок узла 4: $MP_4 = 100,0$ МВт, $MQ_4 = 94,0$ Мвар, $P_{4\max}^{\text{зам}} = 110,0$ МВт, $P_{4\min}^{\text{зам}} = 90,0$ МВт, $Q_{4\max}^{\text{зам}} = 111,0$ Мвар, $Q_{4\min}^{\text{зам}} = 78,0$ Мвар.

Отсутствие графика нагрузки в узле 4 не позволяет применить статистическую модель (7) ввиду невозможности получения компонентов собственных векторов ψ'_{k4} , ψ''_{k4} . В этом случае воспользуемся модифицированной факторной моделью (8).

Нормированные на длину собственные числа МКМ

$$\bar{\lambda}'_k = \frac{\bar{\lambda}_k}{\sqrt{\sum_{k=1}^4 \lambda_k^2}} = \begin{bmatrix} 0,999 \\ 0,0407 \\ 0,00584 \\ 7,50 \cdot 10^{-5} \end{bmatrix}; \sqrt{\sum_{k=1}^4 (\lambda'_k)^2} = 1.$$

Средневзвешенный ОГН (9), значения которого даны в табл. 3,

$$\Gamma'_j = \sum_{k=1}^4 \lambda'_k \cdot \Gamma_{kj}$$

практически представляет собой Γ_1 ввиду доминирования собственного числа λ_1 .

Определим моделирующие коэффициенты (8) из условий (10):

$$|P_{4\max}^{\text{мод}} - P_{4\max}^{\text{зам}}| + |P_{4\min}^{\text{мод}} - P_{4\min}^{\text{зам}}| \rightarrow \min \text{ при } \alpha_4^P = 0,1055;$$

$$|Q_{4\max}^{\text{мод}} - Q_{4\max}^{\text{зам}}| + |Q_{4\min}^{\text{мод}} - Q_{4\min}^{\text{зам}}| \rightarrow \min \text{ при } \alpha_4^Q = 0,1902.$$

Выполним моделирование графика нагрузки по формулам (8):

$$P_{4j} = MP_4 + 0,1055 \cdot MP_4 \cdot \Gamma'_j; Q_{4j} = MQ_4 + 0,1902 \cdot MQ_4 \cdot \Gamma'_j, j = 1, 12.$$

Как видно из табл. 3, дисперсии моделируемых графиков получились довольно близкими к дисперсиям реальных графиков нагрузки. Погрешность моделирования интервальных значений графиков находится в диапазоне от $-13,5$ до $6,6\%$.

3. Определим нагрузочные потери ЭЭ за сутки для системы распределения ЭЭ, схема которой показана на рис. 7. Графики мощностей генерации в узле 1 ($P_1(t)$ задан, а $Q_1(t)$ определялся в процессе расчёта) и потребления в узле 2 представлены в табл. 4.

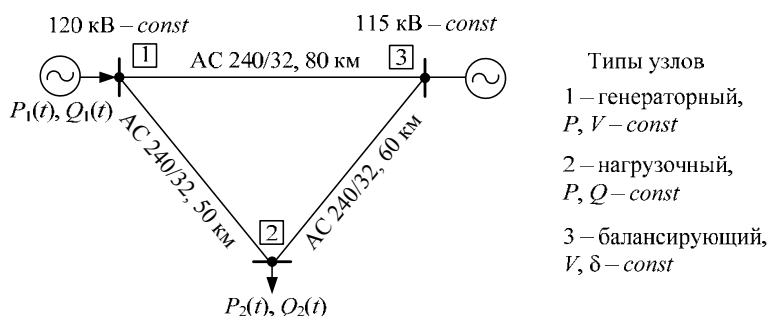


Рис. 7. Принципиальная схема системы распределения ЭЭ напряжением 110 кВ

Таблица 4. Результаты расчёта установившихся режимов системы распределения ЭЭ на суточном интервале времени ($d = 12$)

Часы суток	Узел генерации 1		Узел нагрузки		Параметры режимов				
	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	V_1 , кВ	δ_1 , град.	V_2 , кВ	δ_2 , град.	ΔP , кВт
0–2	–36,0	–30,8	20,2	16,5	120,00	1,36	115,77	0,02	619,3
2–4	–36,0	–30,8	20,2	16,5	120,00	1,36	115,77	0,02	619,3
4–6	–36,0	–35,6	26,4	23,0	120,00	1,07	114,95	–0,36	704,6
6–8	–54,0	–43,4	44,4	38,5	120,00	1,73	112,82	–0,65	1372,8
8–10	–54,0	–37,6	36,6	31,0	120,01	2,10	113,83	–0,16	1167,1
10–12	–54,0	–38,4	28,2	35,0	120,00	2,51	113,68	0,52	1205,2
12–14	–50,0	–38,6	32,2	32,5	120,00	1,98	113,82	–0,00	1081,9
14–16	–50,0	–49,0	60,8	40,5	120,00	0,59	112,08	–2,05	1706,3
16–18	–50,0	–47,6	81,0	30,4	120,01	–0,40	112,39	–3,70	2245,2
18–20	–40,0	–50,4	81,0	30,4	120,01	–1,26	112,39	–4,18	2330,9
20–22	–40,0	–50,7	68,5	36,0	120,00	–0,64	112,26	–3,16	1876,0
22–24	–40,0	–41,1	40,5	29,7	120,00	0,73	113,85	–1,12	989,0

Рассчитаем параметры схемы: сопротивления, Ом:

$$\underline{Z}_{12} = (5,90 + j20,25) = 21,09 \angle 73,8^\circ; \underline{Z}_{23} = (7,08 + j24,30) = 25,31 \angle 73,8^\circ;$$

$$\underline{Z}_{13} = (9,44 + j32,40) = 33,75 \angle 73,8^\circ,$$

взаимные проводимости узлов, См:

$$\underline{Y}_{12} = g_{12} - jb_{12} = Y_{12} \angle -\psi_{12} = (0,0132 - j0,0455) = 0,0474 \angle -73,8^\circ;$$

$$\underline{Y}_{23} = g_{23} - jb_{23} = Y_{23} \angle -\psi_{23} = (0,0110 - j0,0379) = 0,0395 \angle -73,8^\circ;$$

$$\underline{Y}_{13} = g_{13} - jb_{13} = Y_{13} \angle -\psi_{13} = (0,00827 - j0,0284) = 0,0296 \angle -73,8^\circ,$$

собственные проводимости узлов с учётом ёмкостных проводимостей линий, См:

$$B_{12} = 140,4 \cdot 10^{-6}; B_{23} = 168,5 \cdot 10^{-6}; B_{13} = 224,6 \cdot 10^{-6};$$

$$\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{13} + j \frac{B_{12}}{2} + j \frac{B_{13}}{2} = g_{11} - jb_{11} = Y_{11} \angle -\psi_{11} = (0,0215 - j0,0738) = 0,0769 \angle -73,8^\circ;$$

$$\underline{Y}_{22} = \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{23} + j \frac{B_{12}}{2} + j \frac{B_{23}}{2} = g_{22} - jb_{22} = Y_{22} \angle -\psi_{22} = (0,0242 - j0,0833) = 0,0868 \angle -73,8^\circ;$$

$$\underline{Y}_{33} = \underline{Y}_{13} + \underline{Y}_{23} + j \frac{B_{13}}{2} + j \frac{B_{23}}{2} = g_{33} - jb_{33} = Y_{33} \angle -\psi_{33} = (0,0193 - j0,0662) = 0,0689 \angle -73,8^\circ.$$

Параметры режима средних нагрузок: $P_1 + jQ_1 = (-45,0 - j40,8) \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $P_2 + jQ_2 = (45,0 + j30,0) \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $V_1 = 120,00 \text{ кВ}$; $\delta_1 = 0,94^\circ$; $V_2 = 113,67 \text{ кВ}$; $\delta_2 = 1,22^\circ$; $V_3 = 115,00 \text{ кВ}$; $\delta_3 = 0,00^\circ$; $\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) = 1111,1 \text{ кВт}$.

Используя графики генераторного и нагрузочного узлов (табл. 4), составим МКМ мощностей:

$$K = \begin{bmatrix} \sigma^2 P_1 & k(P_1 P_2) & k(P_1 Q_1) & k(P_1 Q_2) \\ k(P_2 P_1) & \sigma^2 P_2 & k(P_2 Q_1) & k(P_2 Q_2) \\ k(Q_1 P_1) & k(Q_1 P_2) & \sigma^2 Q_1 & k(Q_1 Q_2) \\ k(Q_2 P_1) & k(Q_2 P_2) & k(Q_2 Q_1) & \sigma^2 Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 53,00 & -25,13 & 13,73 & -39,42 \\ -25,13 & 458,9 & -136,5 & 83,94 \\ 13,73 & -136,5 & 46,40 & -38,31 \\ -39,42 & 83,94 & -38,31 & 55,39 \end{bmatrix}.$$

Собственные числа и собственные векторы МКМ мощностей

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \lambda_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 520,7 \\ 79,63 \\ 13,35 \\ 0,0107 \end{bmatrix}; \quad [v] = \begin{bmatrix} v'_{11} & v'_{21} & v'_{31} & v'_{41} \\ v'_{12} & v'_{22} & v'_{32} & v'_{42} \\ v''_{11} & v''_{21} & v''_{31} & v''_{41} \\ v''_{12} & v''_{22} & v''_{32} & v''_{42} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0753 & -0,751 & -0,621 & 0,211 \\ -0,934 & -0,223 & 0,216 & 0,177 \\ 0,287 & -0,103 & 0,446 & 0,842 \\ -0,198 & 0,613 & -0,607 & 0,465 \end{bmatrix}, \quad M = 4.$$

Матрица Якоби УУН (14), элементы которой вычисляются по общим формулам (23) для модулей и фаз напряжений, соответствующих режиму средних нагрузок:

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \frac{\partial P_1}{\partial V_2} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_1} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_2} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1022 & 627,3 & -2,961 & 1,384 \\ 613,6 & -1106 & 1,702 & -2,368 \\ 265,3 & -157,4 & -9,194 & 5,518 \\ -204,2 & 359,2 & 5,114 & -9,204 \end{bmatrix}.$$

Моделирующие коэффициенты γ'_{ki} , γ''_{ki} получим путём решения четырёх линейризованных систем (18):

$$[\gamma] = \begin{bmatrix} \gamma'_{11} & \gamma'_{21} & \gamma'_{31} & \gamma'_{41} \\ \gamma'_{12} & \gamma'_{22} & \gamma'_{32} & \gamma'_{42} \\ \gamma''_{11} & \gamma''_{21} & \gamma''_{31} & \gamma''_{41} \\ \gamma''_{12} & \gamma''_{22} & \gamma''_{32} & \gamma''_{42} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 6,80 \cdot 10^{-4} & 0,00131 & 7,30 \cdot 10^{-4} & 6,67 \cdot 10^{-5} \\ 0,00111 & 0,00104 & 9,68 \cdot 10^{-5} & -6,93 \cdot 10^{-5} \\ -0,00100 & -0,00283 & 0,00459 & -0,182 \\ 0,0494 & -0,0565 & 0,05611 & -0,156 \end{bmatrix}, M = 4.$$

Для упрощения расчёта вычислим вторые производные от выражения потерь мощности (24) в точке, соответствующей математическим ожиданиям параметров:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial V_1} &= 0,0431; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial V_2} = \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_2 \partial V_1} = -0,0265; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_2 \partial V_2} = 0,0486; \\ \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial \delta_1} &= 0,145; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial \delta_2} = -0,114; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_2 \partial \delta_1} = 0,120; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_2 \partial \delta_2} = -0,161; \\ \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_1 \partial \delta_1} &= 590,3; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_1 \partial \delta_2} = \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_2 \partial \delta_1} = -361,5; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_2 \partial \delta_2} = 650,4. \end{aligned}$$

Нагрузочные потери ЭЭ по формуле (21) при $M = 4$

$$\Delta W_{\text{расч}} = [\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \sigma \Delta P]T = [1,1111 + 0,2056] \cdot 24,0 = 31,600 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Погрешность расчёта потерь ЭЭ

$$\delta = \frac{\Delta W_{\text{расч}} - \Delta W_{\text{эт}}}{\Delta W_{\text{эт}}} \cdot 100 \% = \frac{31,600 - 31,835}{31,835} \cdot 100 \% = -0,74 \%.$$

Эталонные потери ЭЭ получены методом непосредственного суммирования (30) по данным табл. 4.

4. Рассчитаем нагрузочные потери ЭЭ за месяц для распределительной сети, схема которой показана на рис. 8. График нагрузки представлен в табл. 5.

Параметры схемы: сопротивление, Ом:

$$\underline{Z}_{12} = (7,32 + j12,42) = 14,42 \angle 59,5^\circ,$$

ёмкостная, взаимная и собственная проводимости, См:

$$B_{12} = 84,0 \cdot 10^{-6}; \quad \underline{Y}_{12} = g_{12} - jb_{12} = Y_{12} \angle -\psi_{12} = (0,0352 - j0,0598) = 0,0694 \angle -59,5^\circ;$$

$$\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{12} + j \frac{B_{12}}{2} = g_{11} - jb_{11} = Y_{11} \angle -\psi_{11} = (0,0352 - j0,0598) = 0,0694 \angle -59,5^\circ.$$

Углы, дополняющие фазы векторов проводимостей до $-\pi/2$:

$$\alpha_{12} = 90^\circ - \psi_{12} = 30,5^\circ; \quad \alpha_{11} = 90^\circ - \psi_{11} = 30,5^\circ.$$

Параметры режима средних нагрузок: $P_1 + jQ_1 = (8,0 + j6,0) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad V_1 = 34,64 \text{ кВ};$
 $\delta_1 = -2,40^\circ; \quad V_2 = 38,50 \text{ кВ}; \quad \delta_2 = 0^\circ; \quad \Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) = 606,3 \text{ кВт}.$

МКМ мощностей

$$K = \begin{bmatrix} \sigma^2 P_1 & k(P_1 Q_1) \\ k(Q_1 P_1) & \sigma^2 Q_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4,072 & 2,003 \\ 2,003 & 1,231 \end{bmatrix}.$$

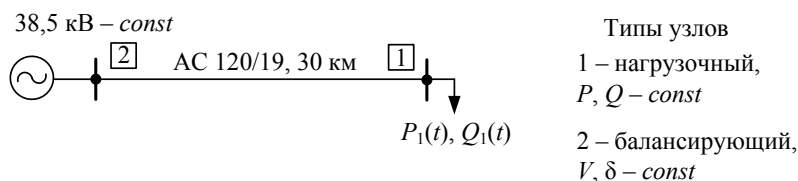


Рис. 8. Принципиальная схема распределительной электрической сети 35 кВ

Таблица 5. Результаты расчёта установившихся режимов распределительной сети на месячном интервале времени ($d = 31$)

d	Нагрузка		Параметры режимов			d	Нагрузка		Параметры режимов		
	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	V_1 , кВ	δ_1 , град.	ΔP , кВт		P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	V_1 , кВ	δ_1 , град.	ΔP , кВт
1	6,2	5,6	35,24	-1,54	407,6	17	10,2	6,6	33,82	-3,47	940,2
2	8,2	6,2	34,51	-2,45	645,5	18	10,1	7,6	33,42	-3,12	1041,6
3	8,2	6,2	34,51	-2,45	645,5	19	8,8	5,6	34,59	-2,96	662,0
4	9,9	7,4	33,56	-3,07	987,7	20	8,9	6,7	34,13	-2,70	775,8
5	9,1	6,8	34,03	-2,78	811,1	21	8,9	6,7	34,13	-2,70	775,8
6	7,6	5,7	34,86	-2,26	539,8	22	9,1	5,8	34,44	-3,06	714,8
7	3,3	3,5	36,67	-0,64	123,9	23	7,3	5,5	35,01	-2,16	495,4
8	3,4	3,6	36,62	-0,66	131,7	24	7,4	5,6	34,95	-2,18	512,6
9	7,8	6,8	34,38	-2,06	658,8	25	8,6	5,4	34,73	-2,90	622,3
10	9,6	7,2	33,73	-2,95	920,9	26	7,7	5,8	34,80	-2,29	557,8
11	9,4	7,0	33,87	-2,89	871,4	27	8,1	6,1	34,58	-2,43	625,7
12	3,0	4,2	36,49	-0,28	143,7	28	7,1	5,3	35,14	-2,11	462,2
13	4,8	4,6	35,94	-1,09	247,6	29	8,9	5,7	34,53	-2,98	681,6
14	11,2	7,4	33,19	-3,82	1191,7	30	8,1	6,1	34,58	-2,43	625,7
15	9,7	7,3	33,66	-2,98	946,4	31	7,1	4,3	35,52	-2,39	396,8
16	10,3	7,7	33,33	-3,21	1084,4						

Собственные числа и собственные векторы МКМ мощностей

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5,107 \\ 0,196 \end{bmatrix}; \quad [\mathbf{v}] = \begin{bmatrix} v'_{11} & v'_{21} \\ v''_{11} & v''_{21} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,888 & -0,459 \\ 0,459 & 0,888 \end{bmatrix}, \quad M = 2.$$

Матрица Якоби УУН (14)

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -77,66 & -0,9889 \\ 50,27 & -1,898 \end{bmatrix}.$$

Моделирующие коэффициенты γ'_{ki} , γ''_{ki} (18)

$$[\gamma] = \begin{bmatrix} \gamma'_{11} & \gamma'_{21} \\ \gamma''_{11} & \gamma''_{21} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,00625 & 0,00888 \\ -0,407 & -0,233 \end{bmatrix}, \quad M = 2.$$

Вторые производные от выражения потерь мощности (24)

$$\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial V_1} = 0,0704; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial \delta_1} = -0,114; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_1 \partial \delta_1} = 93,86.$$

Нагрузочные потери ЭЭ по формуле (21) при $M = 2$

$$\Delta W_{\text{расч}} = \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} (\lambda_1 \gamma''_{11} \gamma''_{11} + \lambda_2 \gamma''_{21} \gamma''_{21}) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial V_1} + (\lambda_1 \gamma''_{11} \gamma'_{11} + \lambda_2 \gamma''_{21} \gamma'_{21}) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial \delta_1} + \frac{1}{2} (\lambda_1 \gamma'_{11} \gamma'_{11} + \lambda_2 \gamma'_{21} \gamma'_{21}) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_1 \partial \delta_1} \right] T = [0,6063 + 0,0389] \cdot 744 = 480,023 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Погрешность расчёта потерь ЭЭ

$$\delta = \frac{\Delta W_{\text{расч}} - \Delta W_{\text{эт}}}{\Delta W_{\text{эт}}} \cdot 100 \% = \frac{480,023 - 485,952}{485,952} \cdot 100 \% = -1,22 \%.$$

Эталонные потери ЭЭ получены методом непосредственного суммирования (30) по данным табл. 5.

Выводы

1. Методика и алгоритм расчёта потерь ЭЭ, основанные на статистическом моделировании нагрузок, позволяют определить потери ЭЭ в распределительных сетях и системах любой конфигурации с достаточной для практических целей точностью для суточного и месячного временных интервалов.
2. Основным достоинством предлагаемого подхода является малая трудоёмкость: потери ЭЭ определяются без проведения поинтервальных расчётов мгновенных режимов.
3. Статистическое моделирование графиков нагрузок упрощает алгоритмы оптимизации, позволяет получить диапазоны и графики изменения оптимизируемых реактивных мощностей источников и напряжений в узлах сети, а также эффективно минимизировать целевую функцию в виде потерь ЭЭ.

Список литературы

1. Герасименко А. А., Нешатаев В. Б., Шульгин И. В. Оптимальная компенсация реактивных нагрузок в системах распределения электрической энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2008. № 11–12/1. С. 81–88.
2. Герасименко А. А., Нешатаев В. Б. Оптимальный выбор компенсирующих устройств в системах распределения электрической энергии / Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сборник докладов III Международной научно-практической конференции: В 2 т. Екатеринбург: УГТУ–УПИ. 2008. Т. 2. С. 19–24.
3. Герасименко А. А., Липес А. В. Оптимизация режимов электрических систем на основе метода приведенного градиента // Электричество. 1989. № 9. С. 1–7.
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев и др.; под ред. В. Н. Казанцева. М.: Энергоатомиздат, 1983. 368 с.

5. Герасименко А. А., Куценов Д. А., Тимофеев Г. С. Уточнение технической и коммерческой составляющих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2005. № 5. С. 38–43.
6. Герасименко А. А., Тимофеев Г. С., Тихонович А. В. Учёт схемно-режимных и атмосферных факторов при расчёте технических потерь электроэнергии в распределительных сетях // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. 2008 1 (2). С. 188–206.
7. Герасименко А. А., Нешатаев В. Б., Шульгин И. В. Вероятностно-статистическое определение потерь электроэнергии в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности в распределительных сетях // Энергетика в современном мире: материалы IV Всероссийской научно-практической конференции. Чита: ЧитГУ. 2009. Ч. 1. С. 214–221.
8. Герасименко А. А. Применение ЭЦВМ в электроэнергетических расчётах. Красноярск: изд. КПИ, 1983. 116 с.
9. Герасименко А. А., Тихонович А. В. Факторное моделирование нагрузок распределительных сетей электроэнергетических систем // Вестник Ассоциации выпускников КГТУ. Выпуск 12. Красноярск: КГТУ, 2005. С. 147–156.
10. Нешатаев В. Б., Шульгин И. В. Статистическое моделирование электрических нагрузок в задаче анализа и оптимизации режимов систем распределения электрической энергии по реактивной мощности // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: сборник трудов Международной научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов. Тольятти: ТГУ, 2009. С. 125–127.
11. Арзамасцев Д. А., Липес А. В. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. М.: Высшая школа, 1989. 127 с.
12. Тихонович А. В. Расчёт потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе объединения детерминированного и стохастического методов и алгоритмов: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. Красноярск, 2008. 20 с.
13. Липес А. В. Применение методов математической статистики для решения электроэнергетических задач. Свердловск: изд. УПИ им. С. М. Кирова, 1983. 88 с.
14. Инструкция по расчёту и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: Союзтехэнерго, 1987. 33 с.
15. Герасименко А. А., Нешатаев В. Б. Экспериментальное исследование погрешности определения потерь электроэнергии в задачах оптимизации режимов распределительных сетей // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: материалы Всероссийской научно-технической конференции Томск: ТПУ, 2010. С. 98–100.
16. Герасименко А. А., Нешатаев В. Б. Определение оптимальной компенсации реактивной мощности в системах распределения электрической энергии // Энергетика в глобальном мире: сборник тезисов докладов первого международного научно-технического конгресса. Красноярск: ООО «Версо», 2010. С. 21–22.
17. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высшая школа, 2003. 479 с.

The Method and Algorithm of Electric Loss Evaluation in the Problem of Optimal Reactive Power Compensation in Electric Distribution Networks

Aleksey A. Gerasimenko and Vladimir B. Neshataev

Siberian Federal University

79 Svobodny, Krasnoyarsk, 660041 Russia

The method and algorithm of electric loss evaluation in distribution networks based on statistic simulation of electric loads is developed. The main advantage of this method is the low labor input, not requiring an interval standardized calculations of steady-state regimes. Application of this method at solving the problem of optimal reactive power compensation in electric distribution systems allows to get solution at specified time interval with sufficient accuracy and reliability for practical purposes without greater increasing the labor input of the optimization problem in comparison with instantaneous regime optimization.

Keywords: electric distribution system, optimal reactive power compensation, electric loss, statistic simulation of electric loads, method of principal components, generalized load diagrams
