

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-66-80>

УДК 621.311

## Моделирование режимов электрических сетей на основе уравнений установившегося режима и теплового баланса

А. Б. Баламетов<sup>1)</sup>, Э. Д. Халилов<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup>Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики (Баку, Азербайджанская Республика)

© Белорусский национальный технический университет, 2020  
Belarusian National Technical University, 2020

**Реферат.** В традиционных расчетах установившегося режима электрической сети не учитываются зависимости активных сопротивлений провода воздушной линии от температуры окружающей среды и токов в ветвях. Однако температура является функцией потерь активной мощности, потери – функцией сопротивления и тока, а сопротивление зависит от температуры. Поэтому эти соотношения должны быть связаны с традиционными уравнениями для стационарных режимов. Для повышения точности расчетов установившегося режима требуется температурная коррекция сопротивления ветвей. В работе представлен метод, основанный на совместном решении нелинейных уравнений установившегося режима электрической сети и теплового баланса проводов воздушных линий. Разработаны алгоритм и программа расчета установившегося режима электрической сети с учетом зависимости активных сопротивлений провода воздушной линии от температуры окружающей среды и токов в ветвях. Произведена оценка количественного влияния тока нагрузки, температуры провода, скорости ветра, солнечной радиации на активное сопротивление проводов, а также определены погрешности расчета годовых переменных потерь электроэнергии. Проводились численные эксперименты для шестиузловой модифицированной версии тестовой системы IEEE и эквивалентной схемы 110 кВ. Результаты проведенных расчетов установившегося режима на различных тестовых схемах показали, что неучет температурной зависимости активных сопротивлений может привести к ошибкам в потере мощности для отдельных нагруженных линий до 10 % и для суммарных потерь системы до 30 %, что является недопустимым в моделировании режимов электрической сети. Приведены результаты моделирования установившихся режимов с учетом температурной зависимости сопротивлений проводов на примерах шести- и семиузловых схем.

**Ключевые слова:** установившийся режим, уравнения теплового баланса, электрическая сеть, погодные условия, ток линии, активное сопротивление, температура провода, решение нелинейных уравнений

**Для цитирования:** Баламетов, А. Б. Моделирование режимов электрических сетей на основе уравнений установившегося режима и теплового баланса / А. Б. Баламетов, Э. Д. Халилов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63, № 1. С. 66–80. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-66-80>

---

### Адрес для переписки

Халилов Эльман Дамир оглы  
Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики  
пр. Г. Зардаби, 94,  
Az1012, г. Баку, Азербайджанская Республика  
Тел.: +994012 432-80-76  
elmanxalilov2010@mail.ru

### Address for correspondence

Halilov Elman D.  
Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Power Engineering Institute  
94 G. Zardabi Ave.,  
Az1012, Baku, the Azerbaijani Republic  
Tel.: +994012 432-80-76  
elmanxalilov2010@mail.ru

---

## Simulation of Electric Networks Modes Using Steady-State and Heat Balance Equations

A. B. Balametov<sup>1)</sup>, E. D. Halilov<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup>Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Power Engineering Institute  
(Baku, the Azerbaijani Republic)

**Abstract.** In the traditional calculations of the steady-state mode of the electrical network, the dependences of the active resistances of the overhead line wire on the ambient temperature and currents in the branches are not taken into account. However, the temperature is a function of the active power losses, the power losses are a function of the resistance and current, and the resistance is temperature dependent. Therefore, these relations should be related to the traditional equations for stationary regimes. In order to increase the accuracy of steady-state calculations, a temperature correction of the resistance of the branches is required. In this paper, we present a method based on the joint solution of nonlinear equations of the steady-state electric network regime and the thermal balance of the wires of overhead lines. The algorithm and the program of calculation of the steady-state mode of an electric network taking into account dependence of active resistances of a wire of an overhead line on ambient temperature and currents in branches have been developed. The quantitative influence of the load current, wire temperature, wind speed, solar radiation on the active resistance of the wires has been estimated, and the errors in calculating annual variable energy losses have been determined. Numerical experiments were carried out for a 6-node modified version of the IEEE test system and equivalent circuit of 110 kV. The results of the calculations of the steady-state regime on various test circuits showed that the non-account of the temperature dependence of the active resistances might cause errors in power loss for individual loaded lines up to 10 %, and for total losses of the system – up to 30 %. This is unacceptable in simulating the modes of the electric network. The results of simulation of steady-state regimes taking into account the temperature dependence of the resistance of the wires are presented on the example of 6-node and 7-node circuits.

**Keywords:** steady state, heat balance equations, electric network, weather conditions, line current, active resistance, wire temperature, solution of nonlinear equations

**For citation:** Balametov A. B., Halilov E. D. (2020) Simulation of Electric Networks Modes Using Steady-State and Heat Balance Equations. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 63 (1), 66–80. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-66-80> (in Russian)

### Введение

Продолжительный рост нагрузки в электрических сетях (ЭС) требует наличия достоверной информации о состоянии линии, а также фактических данных о температуре проводов и плотности протекающего тока для максимального использования пропускной способности воздушных линий (ВЛ).

Учет температуры провода необходим для мониторинга ВЛ с целью учета тепловых ограничений и допустимости провисания, оценки потерь в рамках оценки состояния для распределения затрат, оптимизации режима электроэнергетической системы (ЭЭС), изучения влияния температурной зависимости кольцевых ЭС на неоднородность ЭС.

Повышение точности расчета переменных потерь электроэнергии в воздушных линиях электропередачи возможно с учетом протекающего

по линиям рабочего тока, температуры окружающего воздуха, скорости ветра и теплоты солнечного излучения при оценке активных сопротивлений проводов в зависимости от их температур.

Температура провода, в свою очередь, зависит от режимных и метеорологических факторов: плотности тока, температуры окружающего воздуха  $t_{в}$ , силы и направления ветра, интенсивности солнечной радиации и др. [1–12]. Однако при использовании известных традиционных алгоритмов расчета установившегося режима электрических сетей (РУРЭС) и оценке состояния пренебрегают температурными зависимостями, которые в соответствующих программах сопротивления трансформаторов, воздушных линий и кабелей принимаются постоянными. В связи с этим результаты режимных расчетов содержат погрешности. В вышеуказанных исследованиях установлено, что пренебрежение коррекцией сопротивления ветви в зависимости от температуры может привести к существенным ошибкам в потерях при сильно загруженных режимах до 10 %. Для отдельных ветвей этот показатель равен ~30 %.

Моделирование воздушных линий предполагает постоянное сопротивление провода при исходно заданной температуре 20 °С. Однако фактическая температура провода ВЛ обычно достигает 90–120 °С и более. Таким образом, важно анализировать влияние повышения температуры при эксплуатации линии электропередачи на такие величины, как потери и потоки мощности.

В [7] предложена модель ВЛ, основанная на упрощении уравнения теплового баланса (УТБ) IEEE Std. 738 [3]. В данной модели тепловые потери на излучение и конвекцию аппроксимированы в виде линейной функции от температуры воздуха.

В [8] рассматривается температурная зависимость потокораспределения.

В традиционном потокораспределении сопротивления проводов линий принимаются постоянными, потому что они оказывают небольшое влияние на изменения напряжения ЭС. Но, с другой стороны, температура провода, сопротивление и потери являются взаимозависимыми и изменяются значительно при нормальном функционировании. Отказ от учета изменения сопротивления относительно температуры может привести к существенным ошибкам в результатах расчета.

В [5, 8, 10–12] исследованы различные алгоритмы потокораспределения с учетом температуры:

- полный метод Ньютона – Рафсона;
- частично разделенный алгоритм, в котором температура обновляется отдельно от традиционных переменных;
- быстрый разделенный метод;
- последовательно разделенный метод.

В частности, в [10] разработаны алгоритм и программа расчета удельного активного сопротивления проводов ВЛ и их характеристики с учетом

температуры воздуха, рабочего тока, скорости ветра и солнечной радиации и получены зависимости температуры проводов от температуры воздуха, рабочего тока, скорости ветра.

Таким образом, в настоящее время возникла необходимость разработки специальных компьютерных программ для расчета и анализа установившихся режимов, основанных на совместных уравнениях потокораспределения и теплового баланса, позволяющих осуществлять непосредственную оценку значений температуры элементов ЭС.

Цель статьи – разработка алгоритма и оценка количественного влияния тока нагрузки, температуры провода, скорости ветра, солнечной радиации на активное сопротивление проводов, а также определение погрешностей расчета годовых переменных потерь электроэнергии. При этом температура является функцией потерь, потери – функцией сопротивления и тока, а сопротивление зависит от температуры. В данном случае эти соотношения связываются с традиционным потокораспределением с помощью совместных уравнений для стационарных режимов сопротивлений, потерь и температур.

#### Уравнение теплового баланса для воздушных линий

Удельное активное сопротивление  $r$  проводов ВЛ рассчитывается по формуле

$$r = r_{20} [1 + \alpha(t_{\text{пр}} - 20)],$$

где  $r_{20}$  – удельное активное сопротивление при температуре провода  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , Ом/км;  $\alpha = 0,00403$  – температурный коэффициент электрического сопротивления сталеалюминиевых проводов,  $1/^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{\text{пр}}$  – температура провода,  $^{\circ}\text{C}$ .

Температура провода в вышеуказанной формуле, как правило, неизвестна. Она зависит от различных факторов и, в первую очередь, от протекающего по проводу электрического тока, температуры окружающего воздуха и скорости ветра. В традиционных расчетах переменных потерь электроэнергии активные сопротивления, приведенные в справочниках, соответствуют температуре  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  и пересчитываются с учетом температуры воздуха  $t_{\text{в}}$ .

Уравнение теплового баланса для установившегося теплового режима ВЛ выглядит следующим образом [6, 9, 10]:

$$I^2 R_{20} [1 + \alpha(t_{\text{пр}} - 20)] + P_{\text{с}} = \pi d_{\text{пр}} (k_{\text{к}} + k_{\text{л}})(t_{\text{пр}} - t_{\text{в}}), \quad (1)$$

где  $I$  – ток линии, А;  $R_{20}$  – сопротивление провода при  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , Ом/м;  $t_{\text{в}}$  – температура воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $k_{\text{к}}$ ,  $k_{\text{л}}$  – коэффициенты теплоотдачи провода при конвективном и лучистом теплообмене, Вт/( $\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$ );  $P_{\text{с}}$  – теплота солнечного излучения, поглощаемая 1 м провода в единицу времени, Вт;  $d_{\text{пр}}$  – диаметр провода, м.

Коэффициенты уравнения (1) для различных случаев впервые были получены Бургсдорфом [2]. Левая часть в данном уравнении представляет собой теплоту, получаемую проводом от протекающего тока и солнечного излучения, а правая часть состоит из суммы конвективных потерь и потерь на радиацию.

Коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием определяется по формуле Стефана – Больцмана [4, 6]

$$k_{\text{л}} = \frac{5,67\varepsilon}{t_{\text{пр}} - t_{\text{в}}} \left[ \left( \frac{273 + t_{\text{пр}}}{100} \right)^4 - \left( \frac{273 + t_{\text{в}}}{100} \right)^4 \right], \quad (2)$$

где  $\varepsilon$  – постоянная лучеиспускания (степень черноты провода).

Коэффициент теплоотдачи конвекцией в общем виде определяется исходя из критериальных уравнений конвективного теплообмена. Однако в реальных условиях всегда есть некоторое движение воздуха. Согласно результатам исследований, при антициклоническом характере погоды минимальную скорость ветра можно принять равной 0,6 м/с, при циклоническом характере погоды – 2 м/с [7].

Авторы [2, 6] установили, что при малых скоростях ветра ( $v < 5$  м/с) коэффициент теплоотдачи конвекцией приближенно рассчитывается по выражению

$$\alpha_{\text{к}} = 3,5\psi \sqrt{\frac{\gamma}{d}}, \quad (3)$$

где  $\psi$  – коэффициент зависимости теплоотдачи при конвективном теплообмене от угла атаки ветра.

Сопротивление проводов пропорционально температуре в соответствии с [7]

$$R_{t_{\text{пр}}} = R_{20} \left( \frac{t_{\text{пр}} + t_F}{20 + t_F} \right), \quad (4)$$

где  $R_{t_{\text{пр}}}$  – сопротивление провода при температуре  $t_{\text{пр}}$ ;  $t_{\text{пр}}$  – температура провода;  $t_F$  – температурная константа.

Температурная константа  $t_F$  зависит от металла провода: 234,5 °С – для меди; 228,1 °С – для алюминия [7].

В модели теплового сопротивления превышение температуры устройства принимается линейно пропорциональным тепловой мощности устройства, то есть потерям устройства:

$$\frac{t_{\text{пр}} - t_{\text{в}}}{\Delta P_t} = R_{\theta}. \quad (5)$$

Температура провода не может быть ниже температуры окружающей среды. Температура провода  $t_{\text{пр}}$  равна сумме температуры окружающей

среды  $t_b$  и превышения температуры провода  $\Delta t$  над температурой окружающей среды  $t_{np} = t_b + \Delta t$ . Таким образом, из (5) получаем

$$t_{np} = t_b + R_\theta \Delta P_t. \quad (6)$$

Выражая  $\Delta P_t$  в виде функции от напряжения энергосистемы и температуры состояния  $t_{np}$ , выражение (6) может быть непосредственно включено в алгоритм расчета уравнения установившегося режима (УУР).

Согласно [8], при нормальных условиях эксплуатации коэффициенты лучистого и конвективного теплообмена  $Q_l$  и  $Q_k$  могут быть аппроксимированы как линейные функции превышения температуры провода над температурой окружающего воздуха:

$$Q_l \approx K_l (t_{np} - t_b); \quad Q_k \approx K_k (t_{np} - t_b). \quad (7)$$

$Q_l$  и  $Q_k$  постоянны для заданных условий: температуры окружающей среды, барометрического давления и скорости ветра [8]. Используя  $K_l$  и  $K_k$ , (1) можно представить в виде

$$I^2 R_{20} [1 + \alpha (t_{np} - 20)] + P_c = (K_l + K_k) \Delta t. \quad (8)$$

Это позволяет записать выражение для проводов воздушной линии

$$t_{np} = t_b + (\Delta P + Q_p) \frac{1}{K_l + K_k}. \quad (9)$$

Для любого заданного провода  $Q_l$ ,  $Q_k$  и  $Q_p$  могут быть определены по заданным погодным условиям, принимаемым постоянными для решения уравнений установившихся режимов (УУР) ЭС с учетом изменений температуры проводов.

### Уравнения установившихся режимов с учетом температурной зависимости сопротивлений

Как было отмечено выше, уравнения установившихся режимов с учетом температурной зависимости сопротивлений используют три основные модификации обычного УУР методом Ньютона – Рафсона:

$$P_i(\delta, U, t_{np}) = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij}(t_{np}) \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij}(t_{np}) \sin(\delta_i - \delta_j)) = P_{r,i} - P_{n,i}; \quad (10)$$

$$Q_i(\delta, U, t_{np}) = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij}(t_{np}) \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij}(t_{np}) \cos(\delta_i - \delta_j)) = P_{r,i} - P_{\frac{1}{2},i}; \quad (11)$$

$$H_{ij}(\delta, U, t_{\text{np}}) = t_{ij} - \left( T_{\text{в}} + R_{\theta,ij} g_{ij}(t_{\text{np}}) (U_i^2 + U_j^2) \right) - 2g_{ij}(t_{\text{np}}) U_i U_j \cos(\delta_i - \delta_j). \quad (12)$$

Уравнения (10)–(11) отличаются от традиционных тем, что в проводимостях  $G_{ij}$  и  $B_{ij}$  учитываются температурные зависимости.

Небалансы вычисляются по уравнениям:

$$\Delta P_i = (P_{r,i} - P_{n,i}) - P_i(\delta, U, t_{\text{np}}); \quad (13)$$

$$\Delta Q_i = (Q_{r,i} - Q_{n,i}) - Q_i(\delta, U, t_{\text{np}}); \quad (14)$$

$$\Delta H_{ij} = 0 - H_{ij}(\delta, U, t_{\text{np}}). \quad (15)$$

Небалансы, полученные по (13)–(15), позволяют уточнить вектор состояния решением уравнений (10)–(12) методом Ньютона – Рафсона. В связи с добавлением температуры к вектору состояния матрица Якоби представляется следующим образом:

$$J(\delta, U, t_{\text{np}}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} & \frac{\partial P}{\partial t_{\text{np}}} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} & \frac{\partial Q}{\partial t_{\text{np}}} \\ \frac{\partial H}{\partial \delta} & \frac{\partial H}{\partial U} & \frac{\partial H}{\partial t_{\text{np}}} \end{bmatrix}. \quad (16)$$

Составляющие частных производных  $H$  относительно  $\delta$  и  $U$  могут быть рассчитаны из (12).

Активная  $g_{ij}$  и реактивная  $b_{ij}$  проводимости ветви  $ij$  являются функцией параллельного активного  $r_{ij}$  и реактивного  $x_{ij}$  сопротивлений:

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}; \quad b_{ij} = \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}.$$

Частные производные неявной функции  $\frac{\partial P}{\partial t_{kn}}$  по температуре провода определяются по формуле

$$\frac{\partial P}{\partial t_{kn}} = \frac{\partial P_i}{\partial g_{kn}} \frac{\partial g_{kn}}{\partial R_{kn}} \frac{\partial R_{kn}}{\partial t_{kn}} + \frac{\partial P_i}{\partial b_{kn}} \frac{\partial b_{kn}}{\partial R_{kn}} \frac{\partial R_{kn}}{\partial T_{kn}}. \quad (17)$$

После определения матрицы Якоби уточняются зависимые переменные уравнений

$$\begin{bmatrix} \delta^{(v+1)} \\ U^{(v+1)} \\ t_{\text{пр}}^{(v+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(v)} \\ U^{(v)} \\ t_{\text{пр}}^{(v)} \end{bmatrix} + J(\delta^{(v)}, U^{(v)}, t_{\text{пр}}^{(v)})^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(v)} \\ \Delta Q^{(v)} \\ \Delta H^{(v)} \end{bmatrix}. \quad (18)$$

Уравнения узловых напряжений и теплового баланса решаются как единая система методом Ньютона – Рафсона. На рис. 1 приведена блок-схема соответствующего программного обеспечения, реализующая данный алгоритм, который состоит из модулей:

- а) уточнение сопротивлений ветвей в соответствии с уточнением температуры проводов;
- б) уточнение матрицы узловых проводимостей;
- с) вычисление матрицы Якоби;
- д) расчет небалансов;
- е) обновление зависимых переменных состояния.

Из-за различий между уравнениями теплового баланса и уравнениями узловых напряжений ухудшается сходимость вычислительного процесса.

В частично разделенном методе температурно-зависимого решения УУР уравнения вектора напряжения состояния отделены от уравнений температурного состояния:

$$\begin{bmatrix} \delta^{(v+1)} \\ U^{(v+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(v)} \\ U^{(v)} \end{bmatrix} + J_{PQ}(\delta^{(v)}, U^{(v)}, T^{(v)})^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(v)} \\ \Delta Q^{(v)} \end{bmatrix}; \quad (19)$$

$$\begin{bmatrix} t_{\text{пр}}^{(v+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t_{\text{пр}}^{(v)} \end{bmatrix} + J_H(\delta^{(v)}, U^{(v)}, t_{\text{пр}}^{(v)})^{-1} \begin{bmatrix} \Delta H^{(v)} \end{bmatrix}. \quad (20)$$

Затем производится уточнение вектора состояния в соответствии с уравнениями:

$$\begin{bmatrix} \delta^{(v+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(v)} \end{bmatrix} + J_P^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(v)} \end{bmatrix}; \quad (21)$$

$$\begin{bmatrix} U^{(v+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U^{(v)} \end{bmatrix} + J_Q^{-1} \begin{bmatrix} \Delta Q^{(v)} \end{bmatrix}; \quad (22)$$

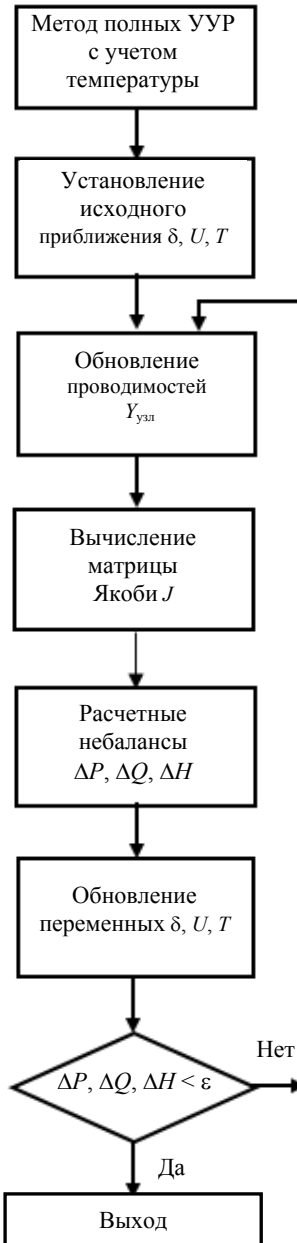


Рис. 1. Алгоритм температурно-зависимого расчета УУР

Fig. 1. Algorithm of temperature-dependent calculation of steady-state equations



$$\left[ t_{\text{нр}}^{(v+1)} \right] = \left[ t_{\text{нр}}^{(v)} \right] + J_H^{-1} \left[ \Delta H^{(v)} \right]. \quad (23)$$

Разделенные алгоритмы могут быть включены в существующие программы УУР, так как расчеты температуры можно рассматривать как отдельный модуль.

### Алгоритмы последовательного уточнения температуры ветвей

В алгоритмах последовательного уточнения температуры сначала решают традиционные УУР на основе оценок фиксированной температуры. Далее вычисляются температуры ветвей на основе результатов РУРЭС и используются для обновления сопротивлений и  $Y_{\text{узл}}$ . Небалансы мощности и температуры затем пересчитываются по уточненным проводимостям. Процесс продолжается с традиционными УУР с использованием уточненного  $Y_{\text{узл}}$ . Основные преимущества последовательного подхода – простота, а также возможность легко использовать известные алгоритмы потока мощности. Недостатком является решение УУР при каждом изменении температуры.

Практическая реализация УУР-ТЗ требует получения значений температуры окружающей среды по всей системе по датчикам, установленным в ВЛ. Эти измерения могут быть получены из системы сбора данных (SCADA). Другим вариантом является получение данных о температуре от внешних подсистем, таких как модуль прогноза погоды в сочетании с нагрузкой.

### Моделирование режима

Алгоритмы РУРЭС с учетом температурной зависимости активного сопротивления применялись для двух тестовых систем:

- 1) семиузловой эквивалентной схемы 110 кВ участка Азербайджанской энергосистемы (рис. 2);
- 2) модифицированной версии тестовой шестиузловой системы IEEE (рис. 3).

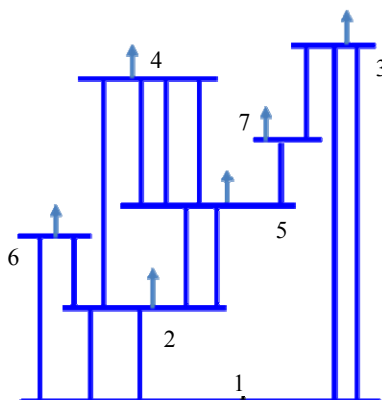


Рис. 2. Семиузловая эквивалентная схема сети 110 кВ

Fig. 2. Seven-node equivalent 110 kV network circuit

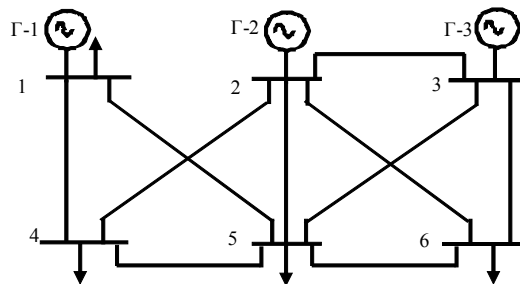


Рис. 3. Шестиузловая тестовая схема IEEE

Fig. 3. IEEE six-node test scheme

**Моделирование для семиузловой эквивалентной схемы  
110 кВ участка Азербайджанской энергосистемы с 14 ветвями**

В табл. 1, 2 представлена исходная информация по ветвям и узлам для схемы рис. 2.

Таблица 1

**Исходная информация РУР по ветвям  
Background information of the steady-state calculations by branches**

№	<i>NNV</i>	<i>NKV</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>B</i>
1	1	2	1,716	5,72	38,61
2	1	2	1,716	5,72	38,61
3	1	3	1,514	10,44	70,47
4	1	3	1,514	10,44	70,47
5	1	6	0,268	6,88	46,44
6	2	6	5,307	6,96	46,98
7	2	5	2,820	4,68	31,59
8	2	5	2,820	4,68	31,59
9	2	4	0,195	5,00	33,75
10	5	4	0,220	5,64	38,07
11	5	4	1,212	4,04	27,27
12	5	4	1,212	4,04	27,27
13	5	7	2,892	4,80	32,40
14	7	3	0,140	3,60	24,30

Таблица 2

**Исходная информация РУР по узлам  
Background information of the steady-state calculations by nodes**

Номер узла	Нагрузка, МВт	Нагрузка, Мвар	Генерация, МВт	Нагрузка, Мвар
1	0	0	354,88	125,43
2	40	20	0	0
3	100	30	0	0
4	80	20	0	0
5	50	20	0	0
6	40	10	0	0
7	40	10	0	0

В табл. 3 приведены результаты расчета установившегося режима для семиузловой эквивалентной схемы при:  $T_{воз} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $t_{превыш} = 0$ .

Таблица 3

Результаты расчета установившегося режима для семиузловой эквивалентной схемы  
при  $T_{\text{воз}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $t_{\text{превыш}} = 0$

Results of calculation of the steady-state mode for a seven-node equivalent circuit  
at  $T_{\text{amb}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $t_{\text{rise}} = 0$

$i$	$j$	$T, \text{ }^\circ\text{C}$	$S_{ij},$ МВ·А	Loading, %	$P_{ij},$ МВт	$Q_{ij},$ Мвар	$S_{ji},$ МВ·А	$P_{ji},$ МВт	$Q_{ji},$ Мвар	$\Delta P,$ МВт
1	2	25	88,6	85,2	84,9	25,5	86,7	-83,8	-22,2	1,0100
1	2	25	88,6	85,2	84,9	25,5	86,7	-83,8	-22,2	1,0100
1	3	25	69,9	43,7	64,4	26,9	68,0	-63,9	-23,1	0,5537
1	3	25	69,9	43,7	64,4	26,9	68,0	-63,9	-23,1	0,5537
1	6	25	59,1	64,2	55,8	19,3	58,4	-55,7	-17,5	0,0701
2	6	25	17,5	29,2	-15,6	-8,0	17,7	15,7	8,2	0,1276
2	5	25	46,1	66,8	45,9	3,3	45,5	-45,5	-2,5	0,4682
2	5	25	46,1	66,8	45,9	3,3	45,5	-45,5	-2,5	0,4682
2	4	25	58,1	63,2	51,4	27,1	57,5	-51,3	-25,8	0,0516
5	4	25	10,8	10,4	10,3	-3,1	10,8	-10,3	3,1	0,0113
5	4	25	10,8	10,4	10,3	-3,1	10,8	-10,3	3,1	0,0113
5	4	25	8,1	7,7	8,0	-0,3	8,1	-8,0	0,3	0,0011
5	7	25	14,3	20,7	12,3	-7,3	14,3	-12,2	7,3	0,0471
7	3	25	32,6	35,4	-27,8	-17	32,7	27,8	17,3	0,0119
										4,3959

Суммарные потери активной мощности по схеме без учета температуры составили 4,3959 МВт.

В табл. 4 представлены результаты расчета установившегося режима для семиузловой эквивалентной схемы при  $T_{\text{воз}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $t_{\text{превыш}} = 25$ .

Таблица 4

Результаты расчета установившегося режима  
для семиузловой эквивалентной схемы при  $T_{\text{воз}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $t_{\text{превыш}} = 25$

Results of calculation of the steady-state mode  
for a seven-node equivalent circuit at  $T_{\text{amb}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $t_{\text{rise}} = 25$

$i$	$j$	$T, \text{ }^\circ\text{C}$	$S_{ij},$ МВ·А	Loading, %	$P_{ij},$ МВт	$Q_{ij},$ Мвар	$S_{ji},$ МВ·А	$P_{ji},$ МВт	$Q_{ji},$ Мвар	$\Delta P,$ МВт	$\Delta P_{\text{превыш}},$ %
1	2	40,9	88,5	85,1	84,9	25,1	86,6	-83,8	-21,7	1,0703	6,40
1	2	40,9	88,5	85,1	84,9	25,1	86,6	-83,8	-21,7	1,0703	6,40
1	3	29,0	70,0	43,8	64,5	27,2	68,1	-64,0	-23,4	0,5653	1,62
1	3	29,0	70,0	43,8	64,5	27,2	68,1	-64,0	-23,4	0,5653	1,62
1	6	33,9	59,2	64,4	55,9	19,7	58,6	-55,8	-17,9	0,0730	3,57
2	6	26,9	17,7	29,6	-15,6	-8,4	17,9	15,8	8,5	0,1318	0,77
2	5	34,9	45,9	66,6	45,8	2,9	45,4	-45,4	-2,1	0,4843	4,00
2	5	34,9	45,9	66,6	45,8	2,9	45,4	-45,4	-2,1	0,4843	4,00
2	4	34,0	58,4	63,5	51,5	27,5	57,7	-51,5	-26,2	0,0540	3,63
5	4	25,2	10,8	10,3	10,3	-3,2	10,8	-10,3	3,3	0,0113	0,10
5	4	25,2	10,8	10,3	10,3	-3,2	10,8	-10,3	3,3	0,0113	0,10
5	4	25,1	8,0	7,7	8,0	-0,4	8,0	-8,0	0,4	0,0011	0,05
5	7	26,0	14,4	20,9	12,2	-7,8	14,4	-12,1	7,9	0,0485	0,39
7	3	27,9	32,9	35,8	-27,9	-17,5	33,1	27,9	17,8	0,0123	1,15
										4,5831	

Суммарные потери активной мощности по схеме без учета температуры составили 4,5831 МВт.

В табл. 5 приведены результаты сравнительного анализа расчета установившегося режима для семиузловой эквивалентной схемы.

Таблица 5

**Результаты сравнительного анализа расчета установившегося режима  
для семиузловой эквивалентной схемы**

**Results of comparative analysis of steady-state mode calculation  
for a seven node equivalent circuit**

№	Ветви	Мощность, МВ·А	Темпера- тура про- вода, °С	Относительное повышение сопротивления, %	Результаты потерь мощности РУР		
					Традицион- ные, МВт	С учетом темпера- туры, МВт	Относитель- ное повы- шение, %
1	1–2	86,6	40,9	6,40	1,0100	1,0703	5,97
2	1–2	86,6	40,9	6,40	1,0100	1,0703	5,97
3	1–3	45,4	34,9	1,62	0,5537	0,5653	2,09
4	1–3	45,4	34,9	1,62	0,5537	0,5653	2,09
5	1–6	58,6	33,9	3,57	0,0701	0,0730	4,14
6	2–4	57,7	34,0	0,77	0,1276	0,1318	3,29
7	2–5	68,1	29,0	4,00	0,4682	0,4843	3,44
8	2–5	68,1	29,0	4,00	0,4682	0,4843	3,44
9	2–6	33,1	27,9	3,63	0,0516	0,0540	4,65
10	5–4	17,9	26,9	0,10	0,0113	0,0113	0
11	5–4	14,4	26,0	0,10	0,0113	0,0113	0
12	5–4	10,8	25,2	0,05	0,0011	0,0011	0
13	5–7	10,8	25,2	0,39	0,0471	0,0485	2,97
14	7–3	8,0	25,1	1,15	0,0119	0,0123	3,36
Суммарные потери					4,3959	4,5831	4,26

Учет температурной зависимости в УУР увеличивает потери в нагруженных линиях. Суммарные потери по традиционному РУРЭС составили ~4,4 МВт, а с учетом температуры 4,55 и 4,67 МВт. Относительное изменение потерь для нагруженных линий – около 8,8 %. Суммарные потери схемы изменились на 6,3 %.

Проводились расчеты также для  $T_{\text{воз}} = 40$  °С,  $t_{\text{превыш}} = 25$ . Для этого случая суммарные потери составили 4,721 МВт. Изменение потерь для нагруженных линий – около 11,2 %.

**Моделирование для тестовой шестиузловой системы IEEE  
с 11 ветвями (рис. 3)**

Генерация и потребление в узлах шестиузловой схемы IEEE в о. е. приведены в табл. 6.

В табл. 7 представлены результаты расчета потерь мощности с учетом изменения температуры провода от потока мощности для схемы рис. 3.

Различия в расчетах потерь являются наиболее выраженными для сильно нагруженных линий. Максимальное увеличение потерь мощности для ветвей тестовой схемы IEEE составило 0,94–8,78 %. Суммарные потери увеличились на 6,5 %.

Таблица 6

## Нагрузки узлов шестизуловой тестовой схемы IEEE

## Loads of the IEEE six-node test circuit nodes

№ узлов / мощности, о. е.		1	2	3	4	5	6
Генерация	$P_{ген}$	1,0569	0,50	0,6000	0	0	0
	$Q_{ген}$	0,1715	0,74	0,8812	0	0	0
Потребление	$P_{наг}$	0	0	0	0,75	0,68	0,65
	$Q_{наг}$	0	0	0	0,70	0,70	0,70

Таблица 7

## Результаты расчета установившегося режима для схемы рис. 3

## The results of the steady-state mode calculation for the scheme of Fig. 3

Номера ветвей	Температура провода, °C	Результаты потерь мощности РУР		
		Традиционные, МВт	С учетом температуры, МВт	Относительное повышение, %
1–2	37,75	0,9049	0,9773	7,99
1–4	40,10	1,0876	1,1574	6,42
1–5	44,20	1,0735	1,1678	8,78
2–3	26,01	0,0403	0,0407	1,00
2–4	47,02	1,5051	1,6289	8,23
2–5	37,82	0,4979	0,5274	5,91
2–6	27,06	0,5833	0,5888	0,94
3–5	29,33	1,0936	1,1275	3,10
3–6	43,30	1,0034	1,0806	7,69
4–5	25,57	0,0362	0,0385	6,18
5–6	25,69	0,0496	0,0528	6,49

Практическое решение уравнений установившегося режима ЭС с учетом теплового баланса можно проводить, используя значения температуры окружающей среды, полученные по датчикам, установленным и эксплуатируемым в реальных условиях, и по данным SCADA-системы. Другим вариантом является получение данных о температуре от внешних подсистем, таких как модуль прогноза погоды в сочетании с нагрузкой.

## ВЫВОДЫ

1. В настоящее время существует необходимость в разработке специальных компьютерных программ, включающих модули потокораспределения и уравнения теплового баланса для анализа установившихся режимов, позволяющих осуществлять непосредственную оценку значений температуры элементов ЭС.

2. Исследованы алгоритмы решения уравнений электрического и теплового режимов электрической сети. Разработан и реализован алгоритм

определения и учета температуры проводов воздушных линий при расчетах потокораспределения в электрических сетях.

3. Установлено, что учет температуры повышает точность определения потоков и потерь мощности по сравнению с традиционным потокораспределением.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов, Г. Е. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линий электропередачи / Г. Е. Поспелов, В. В. Ересевич // *Электричество*. 1973. № 10. С. 81–83.
2. Бургсдорф, В. В. Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по току их проводов / В. В. Бургсдорф, Л. Г. Никитина // *Электричество*. 1989. № 11. С. 1–8.
3. Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines. WG B2.43, Tech. Rep. 601, CIGRE, 2014, 95 p.
4. Фигурнов, Е. П. Уточненная методика расчета нагрева проводов воздушных линий электропередачи / Е. П. Фигурнов, Ю. И. Жарков, Т. Е. Петрова // *Электрические станции*. 2013. № 9. С. 54–59.
5. Santos, J. R. Assessment of Conductor Thermal Models for Grid Studies / J. R. Santos, A. G. Exposito, F. P. Sanchez // *IET Generation Transmission & Distribution*. 2007. Vol. 1, No 1. P. 155–161.
6. Левченко, И. И. Нагрузочная способность воздушных линий электропередачи в экстремальных погодных условиях / И. И. Левченко, Е. И. Сацук // *Электричество*. 2008. № 4. С. 2–8.
7. IEEE 738–2006. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors. IEEE, 2007. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2007.301349>.
8. Frank, S. Temperature Dependent Power Flow Source Code [Electronic Resource] / S. Frank, J. Sexauer, S. Mohagheghi. 2013. Mode of Access: <https://github.com/TDPF/TDPF>.
9. Герасименко, А. А. Учет схемно-режимных и атмосферных факторов при расчете технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях / А. А. Герасименко, И. В. Шульгин, Г. С. Тимофеев // *Журнал Сибирского федерального университета*. Сер. Техника и технология. 2008. № 6. С. 19–21.
10. Баламетов, А. Б. Моделирование температуры провода для расчета потерь электроэнергии воздушных линий / А. Б. Баламетов, М. П. Байрамов // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2013. № 2. С. 3–12.
11. Программа моделирования температуры провода и потерь мощности на основе учета режимных и атмосферных факторов / А. Б. Баламетов [и др.] // Программные продукты и системы. 2018. Т. 2, № 31. С. 396–402.
12. Баламетов, А. Б. Учет температурной зависимости сопротивлений воздушных линий при установившихся режимах электрической сети / А. Б. Баламетов, Э. Д. Халилов, Т. М. Исаева // *Федоровские чтения-2017: XLVII Междунар. науч-практ. конф.* Москва, 15–17 нояб. 2017 г. М.: Изд. дом МЭИ, 2017. 340 с.

Поступила 25.10.2018 Подписана в печать 08.01.2019 Опубликована онлайн 31.01.2020

#### REFERENCES

1. Pospelov G. E., Ereshevich V. V. (1973) Influence of the Temperature of Wires on the Losses of Electric Power in the Active Resistances of the Wires of Overhead Power Lines. *Elektrichestvo* [Electricity], (10), 81–83 (in Russian).

2. Burgsdorf V. V., Nikitina L. G. (1989) Determination of the Permissible Current of the Load of Overhead Power Transmission Lines by the Current of their Wires. *Elektrichestvo* [Electricity], (11), 1–8 (in Russian).
3. *Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines. WG B2.43. Tech. Rep. 601.* CIGRE, 2014, 95.
4. Figurnov E. P., Zharkov Yu. I., Petrova T. E. (2013) Refined Methodology for Calculating the Heating of Wires of Overhead Transmission Lines. *Elektricheskie Stantsii = Electrical Stations*, (9), 54–59 (in Russian).
5. Santos J. R., Exposito A. G., Sanchez F. P. (2007) Assessment of Conductor Thermal Models for Grid Studies. *IET Generation Transmission & Distribution*, 1 (1), 155–161. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20050472>.
6. Levchenko I. I., Satsuk E. I. (2008) Load Capacity of Overhead Transmission Lines in Extreme Weather Conditions. *Elektrichestvo* [Electricity], (4), 2–8 (in Russian).
7. *IEEE 738–2006. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors.* <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2007.301349>.
8. Frank S., Sexauer J., Mohagheghi S. (2013) *Temperature Dependent Power Flow Source Code.* Available at: <https://github.com/TDPF/TDPF>.
9. Gerasimenko A. A., Shulgin I. V., Timofeev G. S. (2008) Accounting of Circuit-Regime and Atmospheric Factors in Calculating the Technological Losses of Electric Power in Distribution Networks. *Zhurnal Sibirskogo Federal'nogo Universiteta. Tekhnika i Tekhnologii = Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies*, (6), 19–21 (in Russian).
10. Balametov A. B., Bayramov M. P. (2013) Temperature Simulation of Wire for Calculation of Electric Power Losses of Overhead Lines. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Problemy Energetiki = Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, (2), 3–12 (in Russian).
11. Balametov A. B., Khalilov E. D., Bayramov M. P., Agakhanova K. A. (2018) Program for Modeling the Temperature of the Wire and Power Losses Based on the Consideration of the Regime and Atmospheric Factors. *Programmnye Produkty i Sistemy = Software & Systems*, 2 (31) (in Russian).
12. Balametov A. B., Khalilov E. D., Isaeva T. M. (2017) Account of the Temperature Dependence of the Resistance of Overhead Lines under Steady-State Conditions of the Electrical Network. *Fedorovskie Chteniya – 2017: XLVII Mezhdunar. Nauch-Prakt. Konf. Moskva, 15–17 Noyab. 2017 g.* [Fedorov Readings – 2017: XLVII International Scientific and Practical Conference, Moscow, 15–17 Nov., 2017]. Moscow, MEI Publishing House. 340 (in Russian).