

УДК 621.315

DOI: 10.24160/1993-6982-2017-6-75-85

## Анализ погрешностей расчетов нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий электропередачи

Г.В. Шведов, А.С. Щепотин

Исследована погрешность расчета нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий электропередачи, возникающая из-за отсутствия учета метеорологических факторов. Нагрузочные потери напрямую зависят от температуры проводов, которая, в свою очередь, зависит от величины протекающего тока, температуры окружающего воздуха и различных метеорологических факторов (солнечной радиации, скорости и направления ветра). Методики, позволяющие учесть указанные факторы, достаточно сложны и неудобны для инженерных расчетов, поэтому необходимы анализ совокупного влияния всех факторов, оценка погрешностей, возникающих из-за пренебрежения метеорологическими условиями, а также выделение областей исходных данных, при которых допустимо проведение расчетов по упрощенной методике.

Проведены вариативные расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий электропередачи стандартных сечений при различных сочетаниях плотности тока в проводах, конфигураций графика нагрузки и метеорологических факторов, характерных для некоторых городов России. Оценена погрешность расчета потерь электроэнергии при неучете фактической температуры провода. Показана зависимость погрешности расчета нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий электропередачи от температуры провода, равной среднемесячной температуре воздуха от суточной амплитуды колебаний температуры. Определены диапазоны допустимости неучета фактической температуры провода при расчете нагрузочных потерь электроэнергии.

Разработаны рекомендации по расчету нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий электропередачи.

*Ключевые слова:* потери электроэнергии, график нагрузки, температура провода, метеорологические факторы, воздушная линия электропередачи.

*Для цитирования:* Шведов Г.В., Щепотин А.С. Анализ погрешностей расчетов нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий электропередачи // Вестник МЭИ. 2017. № 6. С. 75—85. DOI: 10.24160/1993-6982-2017-6-75-85.

## An Analysis of Errors in Calculating Load Losses in the Overhead Power Line Wires

G.V. Shvedov, A.S. Shchepotin

The errors introduced in calculations of load-induced loss of electric energy in the wires of overhead power lines due to omitting the effect of meteorological factors are analyzed. The load loss in the overhead power line wires depend directly on the wire temperature, which, in turn, depends on the wire current, ambient air temperature, and various meteorological factors, such as solar radiation and wind velocity and direction. The methods through which these factors can be taken into account are rather intricate in nature and inconvenient for use in engineering calculations. In view of this, there is a need to analyze the cumulative effect of all factors, to evaluate the errors arising from neglecting the influence of meteorological conditions, and to identify the input data boundaries within which the calculations can be carried out according to a simplified procedure.

Load-induced losses of electric energy in the overhead power line wires having standard cross-sections are calculated for different combinations of current density in the wires, load curve shapes, and meteorological factors characteristic for some cities of Russia. The error of the electric energy loss calculation carried out without taking into account the actual wire temperature is estimated. The error in the load-induced loss of electric energy in the wires of overhead power lines calculated assuming the wire temperature equal to the monthly average air temperature is presented as a function of the daily temperature fluctuation amplitude. The ranges in which the load-induced loss of electric energy can be calculated at satisfactory accuracy without taking the actual wire temperature into account are defined.

Recommendations on calculating the load-induced loss of electric energy in the wires of overhead power lines are elaborated.

*Key words:* electric energy losses, load curve, wire temperature, meteorological factors, overhead power line.

*For citation:* Shvedov G.V., Shchepotin A.S. An analysis of errors in calculating load losses in the overhead power line wires. MPEI Vestnik. 2017; 6:75—85. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2017-6-75-85.

## Введение

Точность вычисления нагрузочных потерь электроэнергии важна по целому ряду причин, в число которых входят: влияние на величину тарифа на электроэнергию; зависимость значения коммерческой (нетехнической) составляющей потерь электроэнергии от погрешности расчета нагрузочных потерь и др.

Суммарные нагрузочные потери электроэнергии в сети за расчетный период определяются по формуле [1]

$$\Delta W = 3 \sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \Delta t_{ij}, \quad (1)$$

где  $n$  — число элементов сети;  $m$  — число интервалов времени;  $\Delta t_{ij}$  — интервал времени, в течение которого токовую нагрузку  $I_{ij}$   $i$ -го элемента сети с сопротивлением  $R_i$  принимают неизменной.

Рассмотрены нагрузочные потери в проводах воздушных линий электропередачи. Удельное активное сопротивление проводов  $R_i$  при температуре провода  $t_{пр}$

$$R_i = R_{20} \left[ 1 + \alpha_i (t_{пр} - 20) \right],$$

где  $R_{20}$  — удельное активное сопротивление провода при температуре 20 °С, Ом/км;  $\alpha_i$  — температурный коэффициент, равный 0,00403 для электротехнического алюминия, 1/°С.

Температура провода, как правило, неизвестна и зависит от [2]:

- температуры окружающего воздуха;
- плотности тока, протекающего по проводу;
- скорости ветра;
- направления ветра по отношению к проводу;
- интенсивности солнечной радиации.

В практических расчетах нагрузочных потерь электроэнергии, как правило, принимается температура провода, равная 20 °С, либо, в редких случаях, — температуре воздуха [1]. При этом в ряде исследований показано, что проведение расчетов без учета метеорологических факторов приводит к значительным погрешностям (до 20 % при перегреве провода относительно температуры воздуха 50 °С [3]). Поэтому важно оценить влияние перечисленных факторов на расчет нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий электропередачи.

Наиболее точным способом определения температуры провода является решение уравнения теплового баланса [2]

$$W_R + W_C = q_n + q_k,$$

где  $W_R$  — нагрев провода от протекания тока нагрузки, Вт/м;  $W_C$  — поглощенная проводом теплота солнечного излучения;  $q_n$ ,  $q_k$  — тепловые потоки излучения провода и конвективного теплообмена между проводом и воздухом на 1 м его длины, Вт/м [1].

Составляющие уравнения теплового баланса зависят как от протекающего по линии тока, так и от метеорологических условий (температуры окружающего воздуха, интенсивности солнечной радиации, скорости и направления ветра). Таким образом, указанные факторы определяют температуру провода воздушной линии.

Решение данного уравнения — весьма сложная задача, для ее решения применяются различные подходы и допущения. Сравнение нескольких методик [4 — 8] показало, что в рамках данного исследования целесообразно использование метода определения температуры провода, представленного в [7] и уточненного в [8].

## Исходные данные

Было принято решение выполнить серии расчетов для различных плотностей тока в проводе (в режиме наибольших нагрузок в диапазоне от 0,2 до 1,8 А/мм<sup>2</sup>), направлений линии относительно меридиана (от 0 до 90°) для шести лет (2010—2015) по реальным данным о погоде для ряда городов из различных климатических зон (Москвы, Санкт-Петербурга, Мурманска, Владикавказа, Якутска, Владивостока, Челябинска, Ростова-на-Дону, Волгограда, Кызыла).

Данные о погодных условиях взяты с официального сайта компании ООО «Расписание погоды», имеющей лицензию Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды на формирование и ведение банков данных в области гидрометеорологии и смежных с ней областях. Скорость и направление ветра принимали неизменными в течение 3 ч, температура воздуха определялась линейной интерполяцией и была постоянной в течение 1 ч.

На нагрузочные потери электроэнергии непосредственное влияние оказывает конфигурация графика нагрузки, поэтому для исследования были сформированы модели графиков на основе реальных данных о линиях 110...220 кВ с преобладанием бытовой (рис. 1, а, б) и промышленной (рис. 1, в, г) нагрузок.

Различие нагрузок по месяцам учитывали с помощью коэффициента сезонного изменения нагрузки (табл. 1).

Графики нагрузок также различны для летнего и зимнего периодов, длительности которых учитывали с помощью географической широты города (табл. 2).

Таблица 1

## Коэффициент сезонного изменения нагрузки

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$K_{сез}$ , %	100	98	90	84	78	71	65	65	72	80	90	98

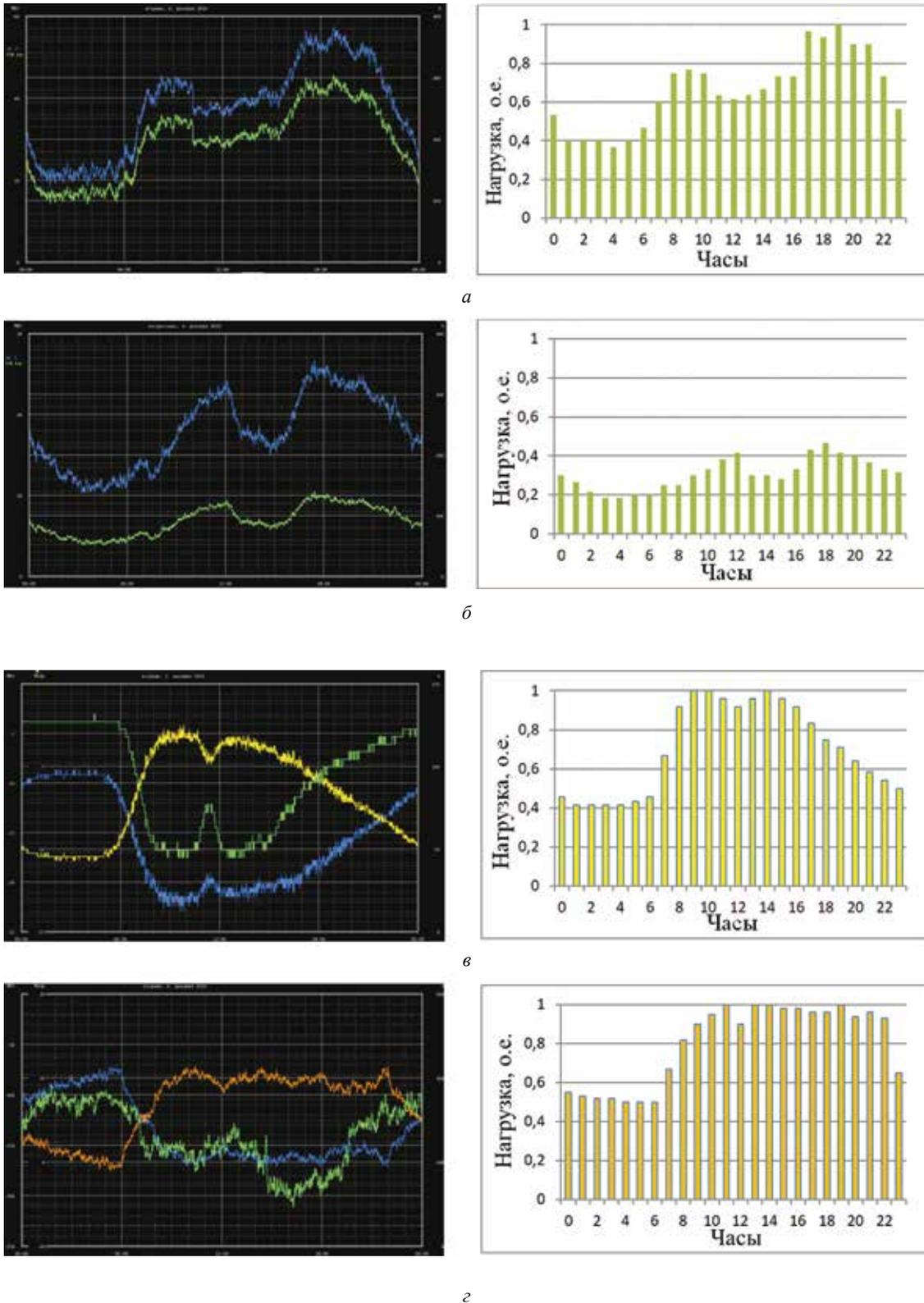


Рис. 1. Реальные графики нагрузки и их модели в о.е. с одночасовым осреднением:

*a* — смешанной нагрузки зимнего буднего дня (ток по линии — нижняя кривая); *б* — смешанной нагрузки зимнего выходного дня (ток по линии — нижняя кривая); *в* — с преобладанием промышленной одно-, двухсменной нагрузки (ток по линии — желтая кривая) буднего зимнего дня; *г* — с преобладанием промышленной двух-, трехсменной нагрузки (ток по линии — оранжевая кривая) буднего зимнего дня

## Зависимость зимних и летних периодов от месяца и широты

Месяц	Широта, град.		
	< 50	50...60	> 60
1, 2	Зимний	Зимний	Зимний
3	Летний	Зимний	Зимний
4	Летний	Летний	Зимний
5 — 8	Летний	Летний	Летний
9	Летний	Летний	Зимний
10	Летний	Зимний	Зимний
11, 12	Зимний	Зимний	Зимний

## Метод расчета. Результаты

Определение потерь электроэнергии для фиксированного сочетания исходных данных, описанных выше, выполняли по (1) за каждый час (в течение него нагрузка и метеорологические факторы неизменны) и дальнейшим суммированием вычисленных потерь за год

$$\Delta W = \sum_{i=1}^{8760} \Delta P_i \Delta t_i,$$

где  $\Delta P_i$  — потери мощности, вычисленные при принятии нагрузки и метеофакторов неизменными в течение  $\Delta t_i = 1$  ч.

При этом рассчитывали значения потерь электроэнергии с учетом фактических метеорологических факторов ( $\Delta W_1$ ), при температуре провода 20 °С ( $\Delta W_2$ ) и температуре, равной среднемесячной температуре воздуха ( $\Delta W_3$ ).

Пример результатов расчета для Москвы и провода марки АС 240/32 при исходных данных о температуре воздуха, скорости и направлении ветра и рассчитанной заранее интенсивности солнечной радиации путем вариации плотности тока и угла линии относительно меридиана

на за каждый год, где определены потери электроэнергии  $\Delta W_1 - \Delta W_3$  за 2010 — 2015 гг., приведен в табл. 3.

## Оценка погрешностей расчета потерь электроэнергии

На рис. 2 представлены зависимости абсолютной погрешности расчета потерь при температуре провода 20 °С и температуре, равной среднемесячной температуре воздуха относительно потерь, определенных с учетом фактических метеорологических факторов (значения  $\Delta W_2 - \Delta W_1$  и  $\Delta W_3 - \Delta W_1$ ), для марки провода АС 185/29 для Волгограда и Якутска.

Из рис. 2 следует, что функция погрешности при температуре провода 20 °С имеет сложный вид с изменением выпуклости. Исследования для других городов, различных марок проводов и графиков нагрузки показали, что изменение выпуклости происходит при  $j_{н6} = 4,8...5,5$  А/мм<sup>2</sup> для небольших (до 95 мм<sup>2</sup>) и при  $1,5...2,3$  А/мм<sup>2</sup> для больших (более 240 мм<sup>2</sup>) сечений. Конкретное значение плотности тока, при которой наблюдается перегиб, зависит от конфигурации графика нагрузки и местонахождения линии. Главной причиной изменения выпуклости является сильное увеличение нагрева током нагрузки при достаточно больших

Таблица 3

## Результаты расчета потерь электроэнергии для провода АС 240/32 в Москве

№	Год	Угол линии, град.	$j_{н6}$ , А/мм <sup>2</sup>	$\Delta W_1$ , кВт·ч/км	$\Delta W_2$ , кВт·ч/км	$\Delta W_3$ , кВт·ч/км	$\Delta W_1/\Delta W_3$	$\Delta W_2 - \Delta W_1$ , кВт·ч/км	$\Delta W_3 - \Delta W_1$ , кВт·ч/км
1	2010	0	0,22	1538,4	1662,41	1528,15	1,0057	124,01	-10,25
2	2010	30	0,22	1541,34	1662,41	1528,15	1,0077	121,07	-13,19
3	2010	60	0,22	1544,65	1662,41	1528,15	1,01	117,76	-16,5
4	2010	90	0,22	1545,68	1662,41	1528,15	1,0106	116,73	-17,53
5	2011	0	0,22	1544,05	1662,41	1535,97	1,0052	118,36	-8,08
6	2011	30	0,22	1546,92	1662,41	1535,97	1,0072	115,49	-10,95
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
142	2015	30	2,74	259693,05	259894,15	241945,19	1,0844	201,1	-17747,9
143	2015	60	2,74	260019,97	259894,15	241945,19	1,0858	-125,82	-18074,8
144	2015	90	2,74	260361,59	259894,15	241945,19	1,0874	-467,44	-18416,4

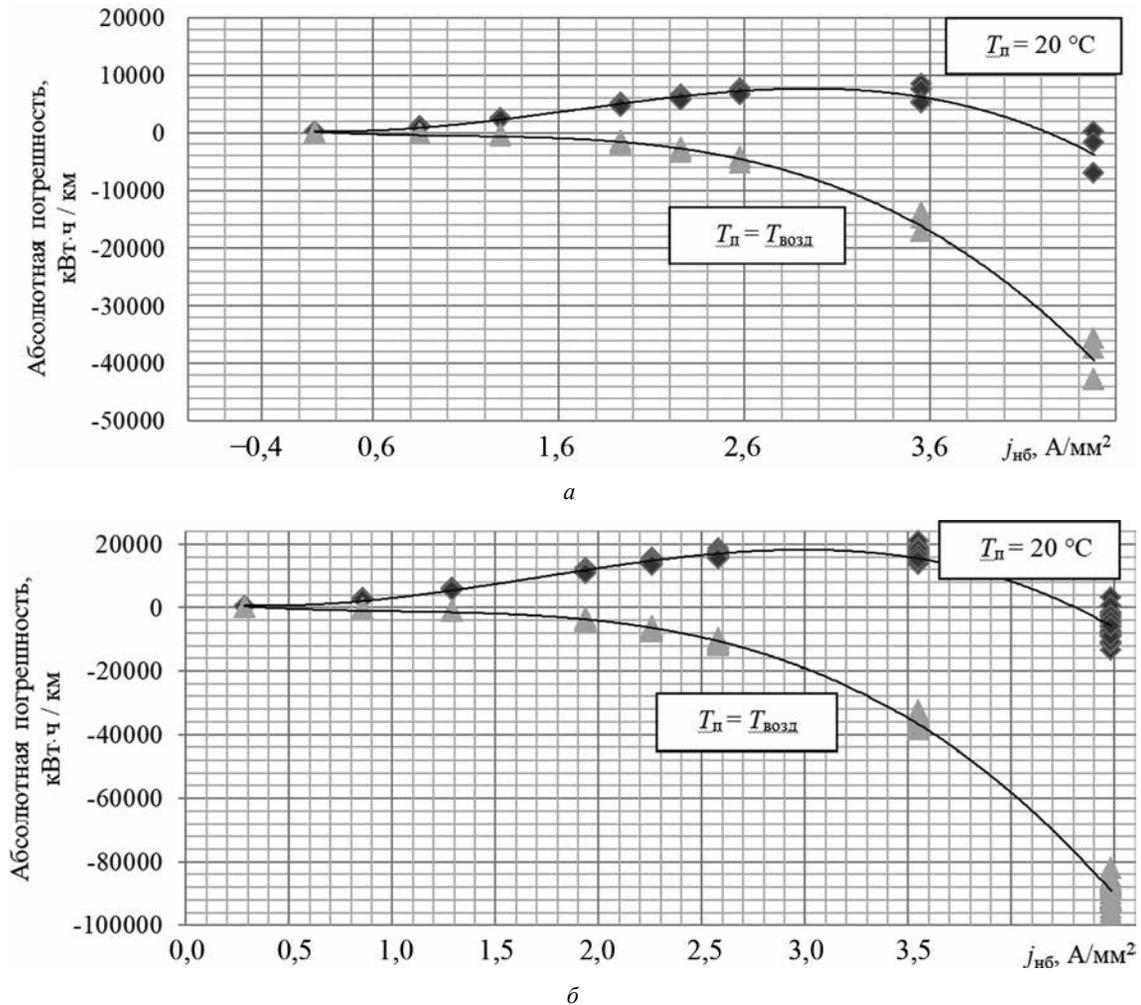


Рис. 2. Влияние плотности тока на погрешность расчета потерь электроэнергии для проводов марки АС 185/29 для Волгограда (а) и Якутска (б)

$j_{нб}$  и, как следствие, превышение температурой провода величины  $20\text{ °C}$  в среднем за период.

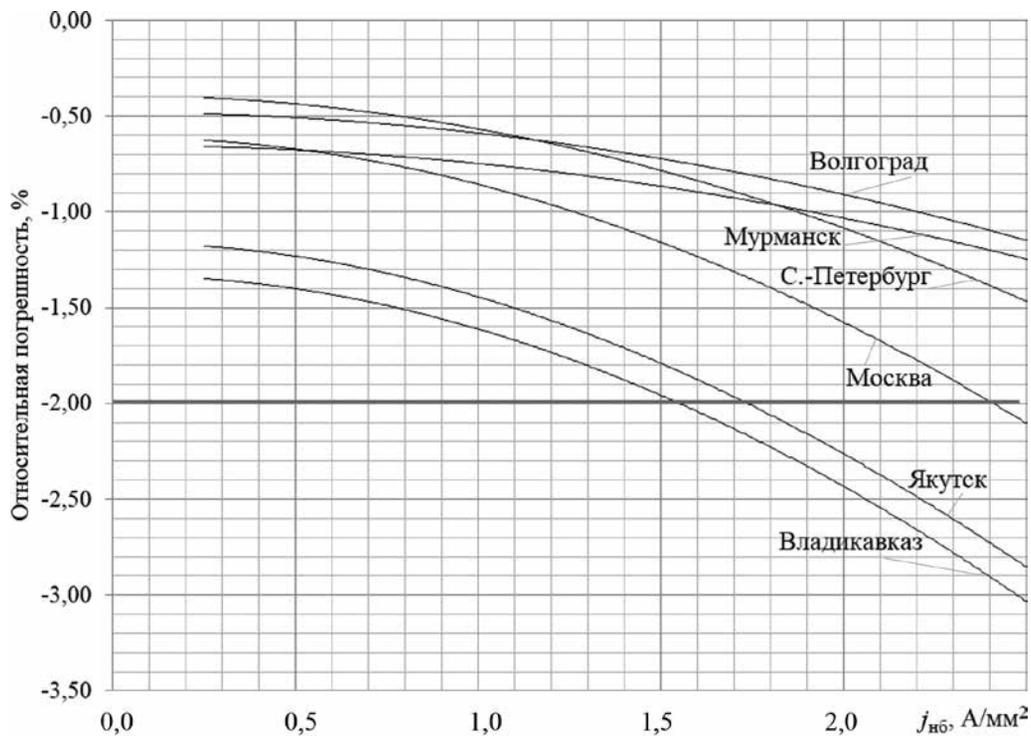
Функция погрешности при принятии температуры провода, равной среднемесячной температуре воздуха, остается монотонной при любых плотностях тока и сечениях проводов для всех рассмотренных городов. Это можно объяснить тем, что фактически провод в той или иной степени всегда перегрет относительно воздуха, следовательно, погрешность будет иметь постоянный знак.

Для каждого значения плотности тока есть ряд показателей потерь электроэнергии, обусловленных вариацией расположения линии относительно меридиана и анализом метеоусловий за ряд лет. Влияние этих факторов неоднозначно и в каждом конкретном случае может приводить к различным погрешностям. Поэтому целесообразно рассматривать математическое ожидание погрешностей, что позволит снизить влияние случайных отклонений.

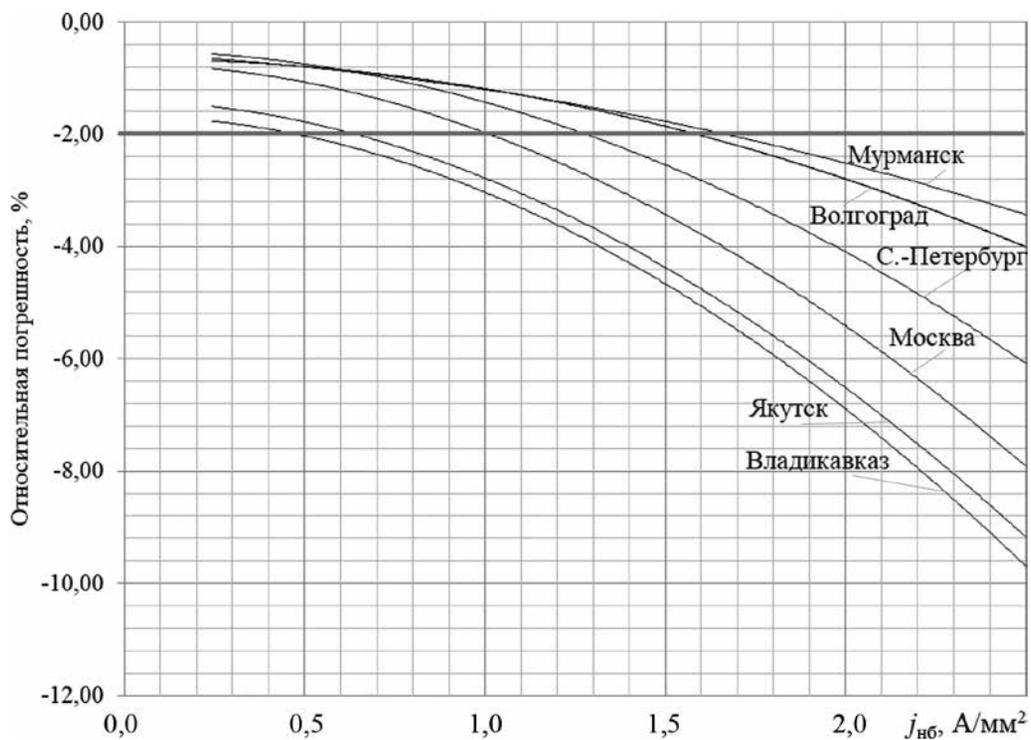
На рис. 3 изображены графики относительной погрешности расчета потерь электроэнергии при принятии температуры провода, равной среднемесячной

температуре воздуха  $[(\Delta W_3 - \Delta W_1) / \Delta W_1] \cdot 100\%$ , для марок проводов АС 35/6,8 и АС 400/51 для графика смешанной нагрузки (см. рис. 1, а) и шести различных городов.

Из графиков, представленных на рис. 3, видно, что для Якутска и Владикавказа вычисление потерь электроэнергии при принятии температуры провода, равной среднемесячной температуре воздуха с погрешностью до 2 %, возможно только при  $j_{нб}$  до 1,5...1,7 А/мм<sup>2</sup> для небольших (до 95 мм<sup>2</sup>) и до 0,5...0,6 А/мм<sup>2</sup> для больших (более 240 мм<sup>2</sup>) сечений. При этом для Волгограда и Мурманска диапазон допустимости неучета метеорологических факторов гораздо шире. Москва и Санкт-Петербург занимают промежуточные положения. Это можно объяснить различной амплитудой колебания температуры воздуха в течение суток (рис. 4). Суточные перепады температуры в Якутске составляют около 15...16 °C, что значительно больше, чем в Волгограде — около 8...9 °C. Городами с небольшими суточными колебаниями можно считать Мурманск, Ростов-на-Дону и Владивосток, а с большими — Владикавказ, Кызыл и Челябинск.



a



б

Рис. 3. Распределение относительных погрешностей расчета потерь электроэнергии для проводов марок АС 35/6,8 (а) и АС 400/51 (б)

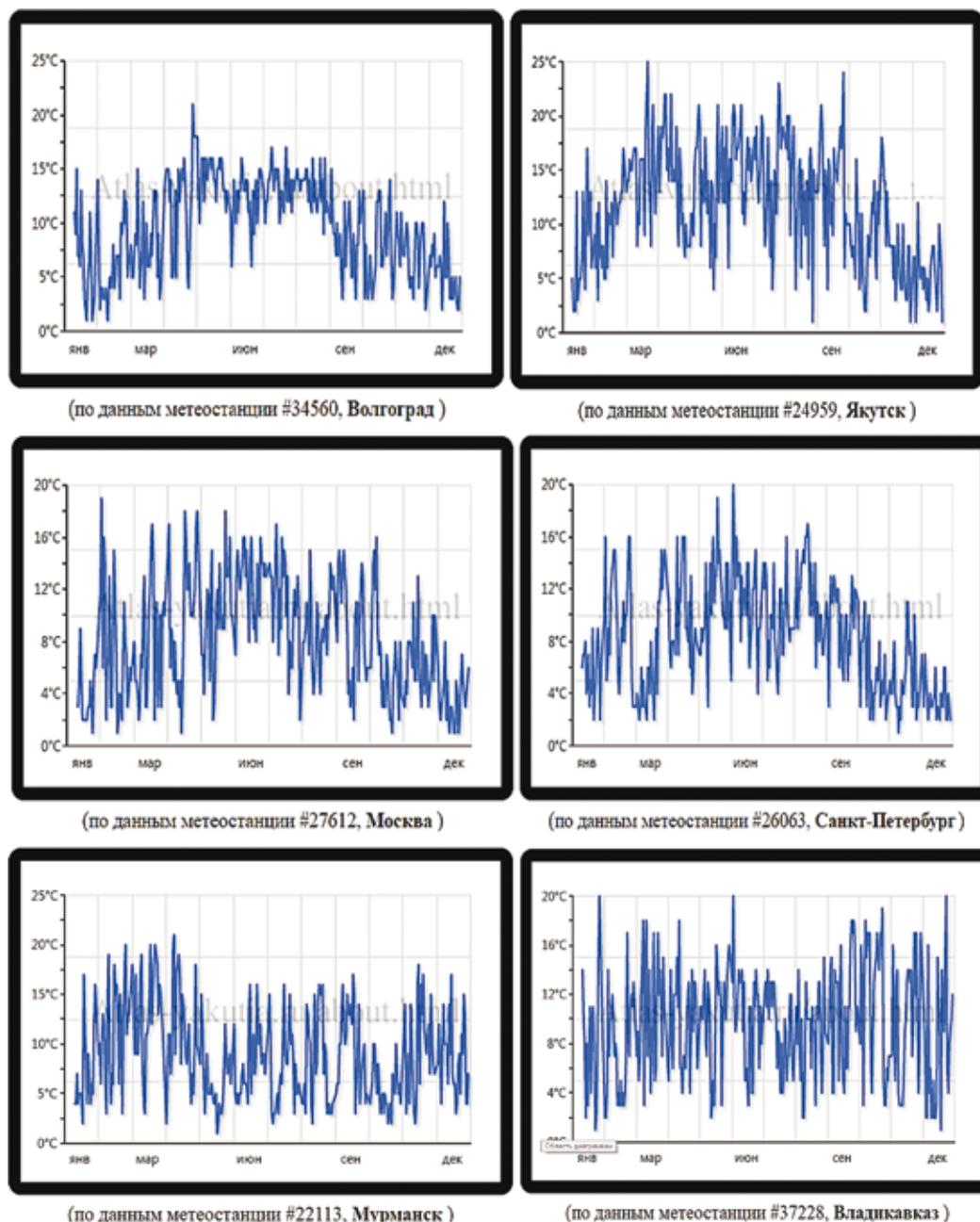
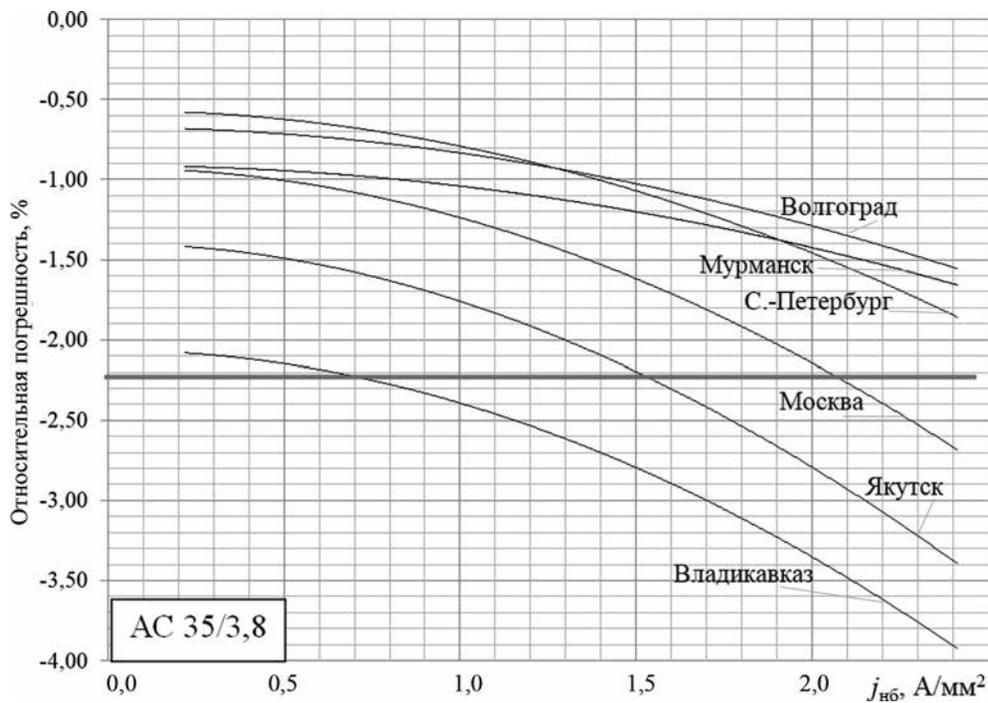


Рис. 4. Суточные амплитуды температуры, по данным ООО «Расписание погоды»

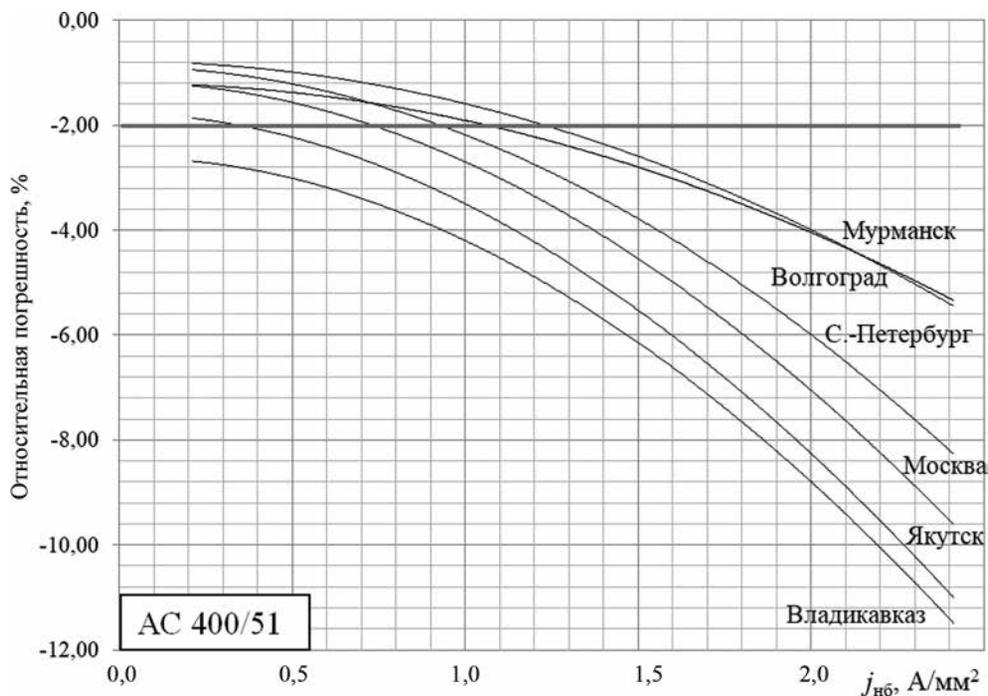
При температуре провода  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  относительная погрешность становится меньше  $2\%$  только при достаточно больших значениях плотности тока. Для городов со сравнительно теплым климатом (Волгоград, Ростов-на-Дону) для небольших при  $j_{\text{нб}} \geq 5,5\text{ A/mm}^2$  и для больших при  $j_{\text{нб}} \geq 3,7\text{ A/mm}^2$  сечений. Для городов с холодным климатом (Якутск, Салехард) только для больших сечений при  $j_{\text{нб}} \geq 3,7\text{ A/mm}^2$  погрешность достигает  $3...4\%$ , во всех остальных случаях погрешность достигает  $16...18\%$ .

На рис. 5, 6 продемонстрированы относительные погрешности расчетов потерь электроэнергии по графикам нагрузки, представленным на рис. 1, в, г. Горо-

да с меньшими суточными колебаниями температуры (Волгоград, Мурманск, Санкт-Петербург) имеют меньшую погрешность расчета потерь электроэнергии при принятии температуры провода, равной среднемесячной температуре воздуха вне зависимости от конфигурации графиков нагрузки. При этом меняются диапазоны допустимости неучета метеорологических факторов. В городах с большими колебаниями суточной температуры влияние конфигурации графика нагрузки на погрешность расчета потерь более существенна. Например, для условий Владикавказа при графике нагрузки с преобладанием одно-, двухсуточных промышленных предприятий погрешность расчета по-



а



б

Рис. 5. Распределение значений относительной погрешности расчета потерь электроэнергии при графике нагрузки с преобладанием одно- и двухфазных промышленных нагрузок для проводов марок АС 35/3,8 (а) и АС 400/51 (б)

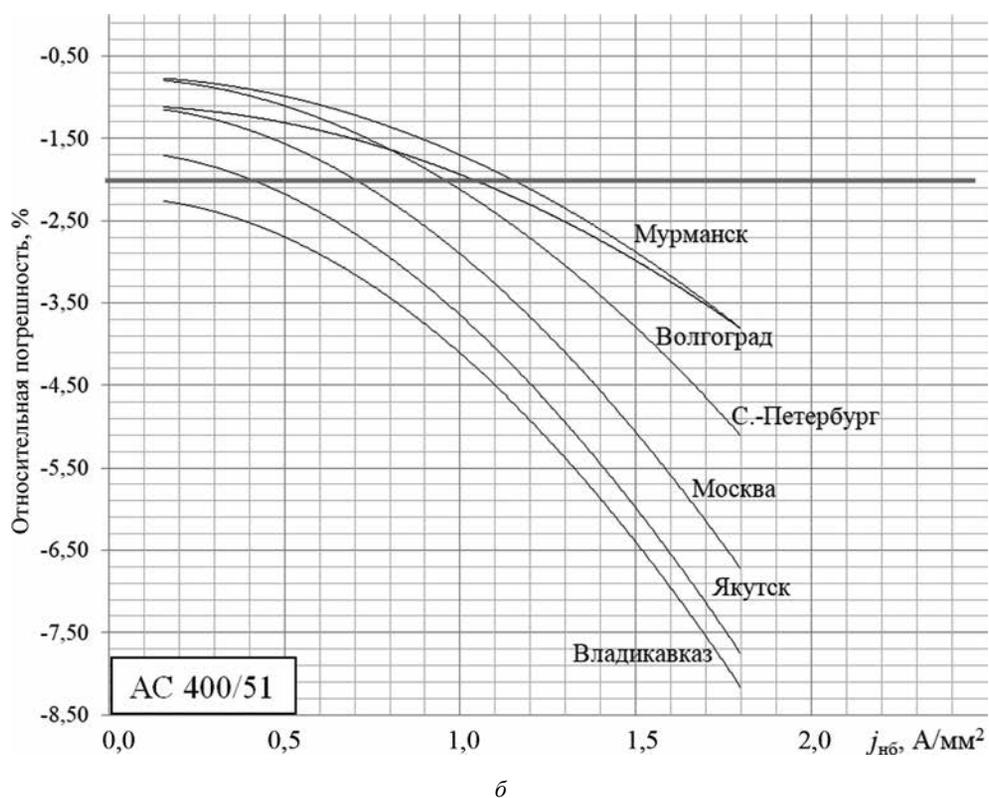
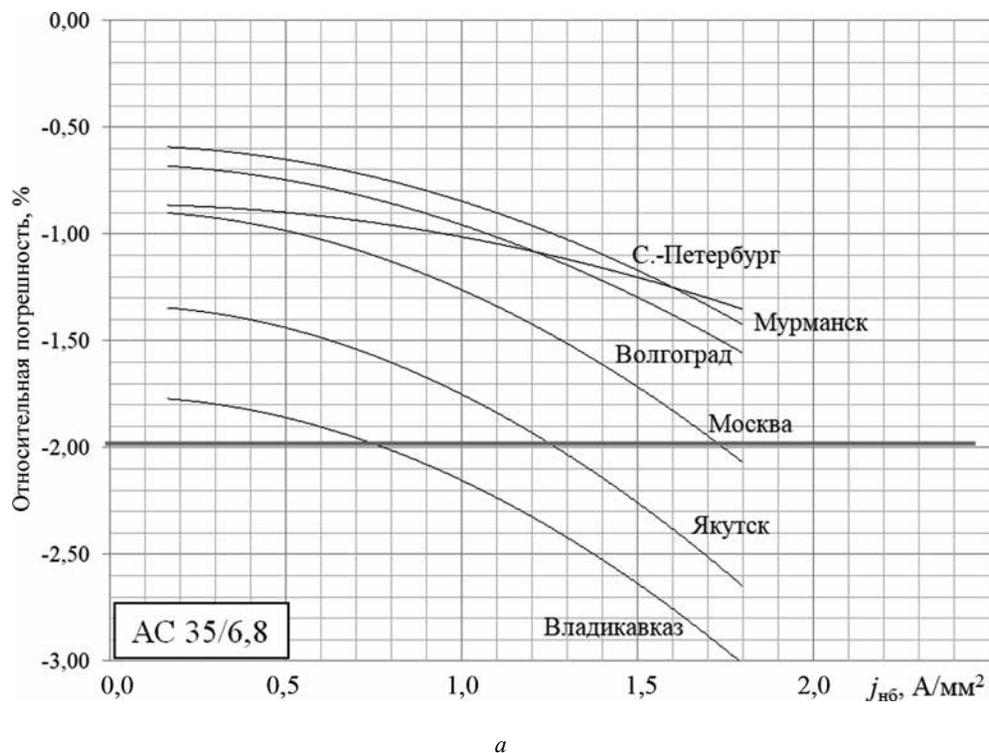


Рис. 6. Распределение значений относительной погрешности расчета потерь электроэнергии при графике нагрузки с преобладанием двух- и трехфазных промышленных нагрузок для проводов марок АС 35/6,8 (а) и АС 400/51 (б)

терь в проводах небольших сечений (до 95 мм<sup>2</sup>) не будет превышать 2 % при плотности тока до 0,7 А/мм<sup>2</sup>, а при больших сечениях (более 240 мм<sup>2</sup>) приведет к погрешности более 2 % при любой плотности тока. При анализе графика нагрузки с преобладанием двух-, трехсменных промышленных предприятий кривые более пологие и величина погрешности меньше, чем при других графиках нагрузки.

### Заключение

В результате проведенного исследования установлено, что зависимость погрешности расчета потерь электроэнергии при температуре провода 20 °С от плотности тока носит возрастающий характер в области небольших плотностей тока, а при значительных плотностях тока (для сечений до 95 мм<sup>2</sup> — 4,8...5,5 А/мм<sup>2</sup>, более 240 мм<sup>2</sup> — 1,5...2,3 А/мм<sup>2</sup>) меняется на убывающий. При температуре провода, равной среднемесячной температуре воздуха, зависимость погрешности расчета потерь электроэнергии от плотности тока является монотонной для любых сечений.

Для сечений до 95 мм<sup>2</sup> расчет нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий с погрешностью менее 2 % можно проводить при температуре провода, равной среднемесячной температуре воздуха, при плотности тока не более 0,5...0,7 А/мм<sup>2</sup> при любых сочетаниях исходных данных. С увеличением сечения погрешность увеличивается, и для значительных сечений для некоторых городов при недопустимости указанной погрешности обязателен учет метеорологических факторов.

При графике с преобладанием промышленной нагрузки погрешность расчета нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий больше, чем при графике с преобладанием бытовой нагрузки. Это объясняется меньшим эффектом взаимной компенсации воздействия температуры окружающего воздуха и солнечной радиации для графиков с более равномерным режимом потребления электроэнергии.

Значение погрешности расчета нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий электропередачи в разных городах коррелирует с суточными перепадами температур. Чем больше амплитуда колебаний температур в течение суток, тем больше погрешность расчета потерь.

Расчет потерь электроэнергии при  $T_n = 20$  °С допустим только при очень узком наборе параметров, а для городов с холодным климатом погрешность может достигать 16...18 %.

Проведение расчета нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий при температуре провода, равной среднемесячной температуре воздуха:

- при графике с преобладанием бытовой нагрузки с погрешностью менее 2 % для всех городов допустимо при плотности тока до 1,5 А/мм<sup>2</sup> для небольших сечений и до 0,5 А/мм<sup>2</sup> для больших сечений;

- при графике с преобладанием промышленной нагрузки с погрешностью менее 2 % для всех городов допустимо только для небольших сечений (до 95 мм<sup>2</sup>) при плотности тока до 0,7 А/мм<sup>2</sup>;

- для городов с относительно небольшими суточными перепадами температуры (Волгоград, Мурманск, Ростов-на-Дону, Владивосток, Санкт-Петербург) с небольшой погрешностью допустимо для достаточно большого диапазона значений плотности тока (до 3,2...3,5 А/мм<sup>2</sup> для малых и 1,0...1,2 А/мм<sup>2</sup> для больших сечений) при любых сочетаниях исходных данных;

- для городов с относительно большими суточными амплитудами температуры (Владикавказ, Якутск, Кызыл, Челябинск) допустимо только для небольших сечений (до 95 мм<sup>2</sup>) при плотности тока до 0,5 А/мм<sup>2</sup>.

### Литература

1. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» (с изменениями от 1 февраля 2010 г.).

2. Зарудский Г.К., Шведов Г.В., Азаров А.Н., Самалюк Ю.С. Оценка влияния метеорологических условий на активное сопротивление проводов воздушных линий электропередачи // Вестник МЭИ. 2014. № 3. С. 35—39.

3. Шведов Г.В., Азаров А.Н. Оценка влияния метеорологических условий на годовые нагрузочные потери электроэнергии в проводах воздушных линий // Электричество. 2016. № 2. С. 11—18.

4. IEEE Std 738—1993. Standard for Calculation the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors.

5. CIGRE. Thermal behavior of overhead conductors // Electra. 2002. No. 207.

6. Вырва А.А. и др. Уточнение формул для анализа температуры проводов в задачах расчета потерь электроэнергии // Омский научный вестник. 2010. № 1. С. 120—126.

7. Зарудский Г.К., Зиннер Л.Э., Сыромятников С.Ю. Расчет температуры проводов воздушных линий передачи СВН на основе метода критериального планирования эксперимента // Вестник МЭИ. 1997. № 1. С. 85—90.

8. Зарудский Г.К., Сыромятников С.Ю. Уточнение выражений для расчета температуры проводов воздушных линий электропередачи сверхвысокого напряжения // Вестник МЭИ. 2008. № 2. С. 37—42.

### References

1. Prikaz Ministerstva Energetiki RF № 326 от 30 Dekabrya 2008 g. «Ob Organizatsii v Ministerstve

Energetiki Rossiyskoy Federatsii Raboty po Utverzhdeniyu Normativov Tekhnologicheskikh Poter' Elektroenergii pri Ee Peredache po Elektricheskim Setyam» (s Izmeneniyami ot 1 Fevralya 2010 g.). (in Russian).

2. **Zarudskiy G.K., Shvedov G.V., Azarov A.N., Samalyuk Yu.S.** Otsenka Vliyaniya Meteorologicheskikh Usloviy na Aktivnoe Soprotivlenie Provodov Vozdushnyh Liniy Elektropredachi. Vestnik MPEI. 2014;3:35—39. (in Russian).

3. **Shvedov G.V., Azarov A.N.** Otsenka Vliyaniya Meteousloviy na Godovye Nagruzochnye Poteri Elektroenergii v Provodah Vozdushnyh Liniy. Elektrichestvo. 2016;2:11—18. (in Russian).

4. **IEEE Std 738—1993.** Standard for Calculation the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors.

5. **CIGRE.** Thermal behavior of overhead conductors. Electra. 2002;207.

6. **Vyrva A.A. i dr.** Utochnenie Formul dlya Analiza Temperatury Provodov v Zadachah Rascheta Poter' Elektroenergii. Omskiy Nauchnyy Vestnik. 2010;1: 120—126. (in Russian).

7. **Zarudskiy G.K., Zinner L.E., Syromyatnikov S.Yu.** Raschet Temperatury Provodov Vozdushnyh Liniy Peredachi SVN na Osnove Metoda Kriterial'nogo

Planirovaniya Eksperimenta. Vestnik MPEI. 1997;1: 85—90. (in Russian).

8. **Zarudskiy G.K., Syromyatnikov S.Yu.** Utochnenie Vyrazheniy dlya Rascheta Temperatury Provodov Vozdushnyh Liniy Elektropredachi Sverhвысокoго Napryazheniya. Vestnik MEI. 2008;2:37—42. (in Russian).

---

#### Сведения об авторах

---

**Шведов Галактион Владимирович** — кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: ShvedovGV@mpei.ru

**Щепотин Александр Сергеевич** — аспирант кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: cfifshchepotin94@rambler.ru

---

#### Information about authors

---

**Shvedov Galaktion V.** — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Power Electrical Systems NRU MPEI, e-mail: ShvedovGV@mpei.ru

**Shchepotin Aleksandr S.** — Ph.D.-student of Power Electrical Systems NRU MPEI, e-mail: cfifshchepotin94@rambler.ru

*Статья поступила в редакцию 17.04.2017*