

АНАЛИЗ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ТЕПЛОВЫХ РЕЖИМОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С УЧЕТОМ НЕЛИНЕЙНОСТИ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛООБМЕНА И КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Получено аналитическое решение нелинейного дифференциального уравнения в нестационарном тепловом режиме работы неизолированного провода в условиях вынужденной конвекции. Для получения решения производилось понижение степени температуры провода по методу наименьших квадратов. На основе полученного решения предложены уравнения для нахождения средней температуры и потерь энергии за произвольный промежуток времени в неизолированном проводе. Особенностью аналитического решения является его общий характер. В отличие от численных путей исследования тепловых режимов аналитическая форма облегчает реализацию задач анализа протекающих процессов. Проведено сравнение результатов расчета температуры провода по разработанному методу с данными экспериментальных исследований температуры при различных скоростях ветра. Сравнение результатов показало удовлетворительное совпадение их при соблюдении одинаковости условий.

Ключевые слова: воздушные линии электропередачи, температура провода, уравнение теплового баланса, температурная зависимость сопротивления, потери электроэнергии, нестационарные режимы, метод наименьших квадратов.

Расчет теплового режима элементов электрических сетей является важной задачей, которая позволяет с высокой степенью точности рассчитать потери энергии. Значительная часть потерь электрической энергии приходится на воздушные линии электропередачи [1–5]. Расчет теплового режима позволяет также оценить безопасную стрелу провиса проводов и нагрузочную способность линии. Для расчета температуры проводов широкое распространение нашли математические модели установившегося теплового режима [6, 7].

На практике, как правило, имеет место переменная нагрузка, стационарные тепловые режимы линий электропередачи отсутствуют. В этих случаях для достоверного вычисления средних температур, потерь энергии, максимальной температуры и проверки нагрузочной способности линии необходимо использовать расчет нестационарных тепловых режимов [8–11].

Расчет нестационарных тепловых режимов проводов производится, как правило, на основе простой экспоненциальной зависимости, соответствующей линейному дифференциальному уравнению первого порядка. Такой подход неизбежно приводит к погрешностям. На основе метода наименьших квадратов в данной работе предложен подход исследования нестационарных режимов воздушных линий электропередач. Указанный подход обладает

близкой к численным методам точностью моделирования и характерной для аналитических методов общностью решения. Найдена функциональная зависимость, позволяющая определять температуру провода в произвольный момент времени. Динамика процесса оценивается термической постоянной времени, подобной стандартной экспоненциальной функции.

Преобразование уравнения теплового баланса. Передача тепла от провода в окружающую среду осуществляется путем конвекции (Q_k) и теплового излучения (Q_λ) [12].

$$Q_k + Q_\lambda = A_k(T - T_{окр})^k + A_\lambda(T^4 - T_{окр}^4), \quad (1)$$

где T и $T_{окр}$ — абсолютная температура провода и окружающей среды; A_k и A_λ — постоянные коэффициенты; k — показатель степени, зависящий от условий конвекции.

Уравнение нагрева для нестационарного режима провода в условиях вынужденной конвекции можно представить в виде:

$$\Delta P_0(1 + \alpha\Theta) = C \frac{d\Theta}{dt} + d_{np} [\pi \alpha_{вын} (\Theta - \Theta_{окр}) + \pi \varepsilon_n C_0 (T^4 - T_{окр}^4) - A_s q_{солн}], \quad (2)$$

где $\alpha_{\text{вын}}$ — коэффициент теплоотдачи вынужденной конвекцией; ε_n — коэффициент черноты поверхности провода для инфракрасного излучения; $C_0 = 5,67 \cdot 10^{-8}$ Вт/(м²·К⁴) — постоянная излучения абсолютно черного тела; Θ и $\Theta_{\text{окр}}$ — температуры соответственно провода и окружающей среды в °С; T и $T_{\text{окр}}$ — то же в К (абсолютные температуры); A_s — поглощательная способность поверхности провода для солнечного излучения; $q_{\text{солн}}$ — плотность потока солнечной радиации на провод; $d_{\text{пр}}$ — диаметр провода; $\Delta P_0 = I^2 r_0$ — потери активной мощности в проводе на единицу длины при $\Theta = 0$ °С; I — ток в проводе; r_0 — погонное активное сопротивление провода при $\Theta = 0$ °С; α — температурный коэффициент сопротивления.

Теплоёмкость на единицу длины C и коэффициент теплоотдачи конвекцией $\alpha_{\text{вын}}$ определяются по формулам, приведенным в [13].

На основе метода наименьших квадратов уравнение (2) можно преобразовать к виду:

$$\frac{d\Theta}{dt} = A_1 \Theta^2 + A_2 \Theta + A_3. \quad (3)$$

Коэффициенты A_1 , A_2 , A_3 определяются по формулам:

$$A_1 = -\frac{\pi d_{\text{пр}} \varepsilon_n C_0}{C} (M_2 + 6T_{\text{окр}}^2), \quad (4)$$

$$A_2 = \frac{\Delta P_0 \alpha}{C} - \frac{\pi d_{\text{пр}}}{C} \times [\alpha_{\text{вын}} + \varepsilon_n C_0 (M_1 + 4T_{\text{окр}}^3 - 2M_2 \Theta_{\text{окр}} - 12T_{\text{окр}}^2 \Theta_{\text{окр}})], \quad (5)$$

$$A_3 = \frac{\Delta P_0}{C} + \frac{d_{\text{пр}}}{C} [\pi \alpha_{\text{вын}} \Theta_{\text{окр}} - \pi \varepsilon_n C_0 (M_0 + (M_2 + 6T_{\text{окр}}^2) \Theta_{\text{окр}}^2 - (M_1 + 4T_{\text{окр}}^3) \Theta_{\text{окр}}) + A_s q_{\text{солн}}] \quad (6)$$

Коэффициенты M_1 , M_2 , M_0 получаются при преобразовании T^4 методом наименьших квадратов.

Уравнение (3) может иметь различные решения в зависимости от вида корней уравнения

$$A_1 \Theta^2 + A_2 \Theta + A_3 = 0. \quad (7)$$

Практический интерес имеет случай действительных корней уравнения (7)

$$\Theta_{1,2} = \frac{-A_2 \mp \sqrt{A_2^2 - 4A_1 A_3}}{2A_1}. \quad (8)$$

На основе (8) решение (3) можно представить в виде:

$$\Theta(t) = \Theta_2 + \frac{\Theta_1 - \Theta_2}{1 - \Theta' e^{-t/T_n}}, \quad (9)$$

$$T_n = -\frac{1}{A_1(\Theta_1 - \Theta_2) \cdot 60}, \quad (10)$$

$$\Theta' = \frac{\Theta_0 - \Theta_1}{\Theta_0 - \Theta_2}. \quad (11)$$

где $\Theta_1 > \Theta_2$, Θ_0 — температура провода в момент времени $t = 0$ (начальное условие). Решение (9) справедливо только при $\Theta_0 > \Theta_2$. Расчеты показали

что это условие выполняется (температура Θ_2 имеет сильно отрицательные значения, не превышающие температуру окружающей среды).

Параметр T_n , как и постоянная времени в стандартной экспоненциальной функции, определяет временной масштаб (инерционность) процесса. Однако количественный смысл этого параметра более сложен.

Средняя температура Θ_{cp} и потери энергии ΔW в трехфазной линии длиной l за время T_n определяются по уравнениям

$$\Theta_{\text{cp}} = \Theta_1 + (\Theta_1 - \Theta_2) \frac{T_n}{T_n} \ln \left(\frac{1 - \Theta' e^{-T_n/T_n}}{1 - \Theta'} \right). \quad (12)$$

$$\Delta W = 3\Delta P_0 (1 + \alpha \Theta_{\text{cp}}) T_n l. \quad (13)$$

Разработанный подход анализа нестационарных тепловых режимов воздушных линий электропередачи реализован в виде алгоритма и программы расчета. Для подтверждения достоверности проведенных теоретических исследований и апробации созданной программы расчета использовались результаты экспериментальных исследований, представленных в работе [10]. Численное моделирование было проведено для провода марки АСРСR Лупх 175 мм². Параметры провода и условия проведения численного эксперимента представлены в табл. 1.

Экспериментальные исследования в [10] проводились в аэродинамической трубе. По этой причине влияние солнечной радиации не учитывалось. Отрезок проводника АСРСR Лупх 175 мм² длиной 1,5 метра находился в аэродинамической трубе и был подключен к понижающему трансформатору с коэффициентом трансформации 128:1. Обмотка высшего напряжения трансформатора была подключена к источнику напряжения 230 В и частотой 50 Гц. Измерение температуры осуществлялось с помощью термопар. Особенностью условий эксперимента было изменение тока в проводнике. Ток, протекающий по проводу, с увеличением температуры уменьшается, что объясняется увеличением сопротивления. Напряжение на проводник подается от понижающего трансформатора.

Отличие от эксперимента — величина тока при численном моделировании оставалась постоянно и равнялась 550 А. Результаты эксперимента представлены на рис. 1а, а на рис. 1б представлены зависимости температуры от скорости ветра, полученные при расчете. Для проведения количественной оценки в табл. 2. представлена более подробная информация. Особое внимание уделено исследованию изменения температуры в течение 20 минут после включения тока. Погрешности численного моделирования по отношению к эксперименту определялись по формулам:

$$\delta = \frac{\Theta_{\text{пр.расч.}} - \Theta_{\text{пр.экс.}}}{\Theta_{\text{пр.экс.}}} \cdot 100\%, \quad (14)$$

$$\Delta \Theta = \Theta_{\text{пр.расч.}} - \Theta_{\text{пр.экс.}}, \quad (15)$$

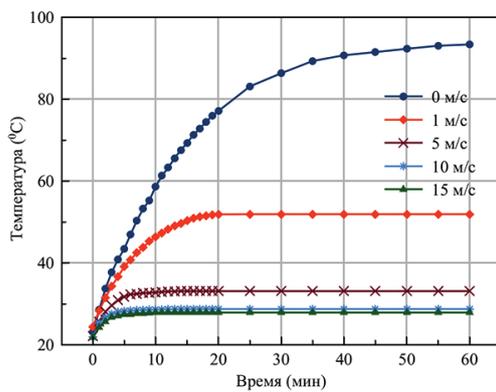
где $\Theta_{\text{пр.расч.}}$, °С — температура провода по результатам расчета; $\Theta_{\text{пр.экс.}}$, °С — температура провода по экспериментальным данным [10].

Другим подтверждением адекватности разработанного подхода является практически полное совпадение значений термической постоянной времени

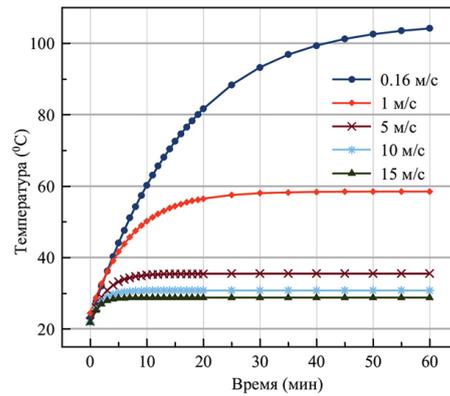
Таблица 1

Условия, принятые при расчете теплового процесса
в проводе ACSR Lynx 175 мм²

Наименование и обозначение параметра	Числовое значение
Ток нагрузки I	519 А
Диаметр провода d_{np}	0,01953 м
Погонное активное сопротивление при 0 °С r_0	0,0001440 Ом/м
Температурный коэффициент сопротивления α	0,0043 °С ⁻¹
Удельная теплоемкость алюминия $C_{yg,Al}$	922 Дж/(кг·°С)
Удельная теплоемкость стали $C_{yg,cm}$	452 Дж/(кг·°С)
Погонная масса алюминия M_{Al}	0,497 кг/м
Погонная масса стали M_{cm}	0,3276 кг/м
Степень черноты поверхности провода ϵ_n	0,6
Поглощательная способность поверхности провода для солнечного излучения A_s	0,6
Атмосферное давление $P_{атм}$	100000 Па
Коэффициент угла атаки ветра k_v	1
Допустимая температура провода $\Theta_{гон}$	75 °С
Расчетный период T_n	60 мин
Длина линии l	1000 м



а)



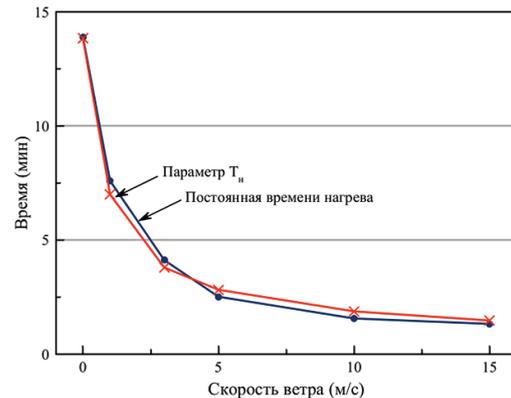
б)

Рис. 1. Нагрев проводника при разных скоростях ветра: а) эксперимент, б) расчет

Таблица 2

Погрешности численного
моделирования
по отношению
к эксперименту

Скорость ветра, м/с	$\Delta\Theta_{20'}$, °С	$\delta_{20'}$, %
1	4,68	9,02
5	2,37	7,17
10	2,05	7,13
15	0,919	3,29

Рис. 2. Сравнение параметра T_n с постоянной времени нагрева

Потери электрической энергии за сутки

Часы суток	Ток, А	ΔP_{20} , кВт	ΔP_{0} , кВт	ΔP_{cp} , кВт	ϵ_{1}^* , кВт	ϵ_{2}^* , кВт	δ_{1}^* , %	δ_{2}^* , %
0	309,32	45,24	41,33	42,78	2,46	1,45	5,44	3,51
1	278,18	36,59	33,43	34,52	2,07	1,09	5,66	3,26
2	297,39	41,81	38,21	39,58	2,23	1,37	5,33	3,59
3	303,62	43,59	39,82	41,33	2,26	1,51	5,18	3,79
4	276,11	36,04	32,93	33,99	2,05	1,06	5,69	3,22
5	278,18	36,59	33,43	34,49	2,1	1,06	5,74	3,17
6	223,69	23,66	21,62	22,08	1,58	0,46	6,68	2,13
7	127,67	7,71	7,04	7,10	0,61	0,06	7,91	0,85
8	333,72	52,66	48,11	50,12	2,54	2,01	4,82	4,18
9	456,2	98,4	89,91	97,49	0,91	7,58	0,92	8,43
10	252,23	30,08	27,48	28,39	1,69	0,91	5,62	3,31
11	194,11	17,81	16,28	16,54	1,27	0,26	7,13	1,6
12	175,94	14,64	13,37	13,54	1,1	0,17	7,51	1,27
13	164	12,72	11,62	11,75	0,97	0,13	7,63	1,12
14	139,61	9,22	8,42	8,49	0,73	0,07	7,92	0,83
15	209,16	20,68	18,9	19,21	1,47	0,31	7,11	1,64
16	254,31	30,58	27,94	28,65	1,93	0,71	6,31	2,54
17	288,05	39,23	35,84	37,04	2,19	1,2	5,58	3,35
18	306,73	44,48	40,64	42,20	2,28	1,56	5,13	3,84
19	337,35	53,81	49,16	51,44	2,37	2,28	4,4	4,64
20	403,26	76,89	70,25	74,91	1,98	4,66	2,58	6,63
21	519	127,35	116,36	129,43	2,08	13,07	1,63	11,23
22	445,82	93,97	85,86	93,49	0,48	7,63	0,51	8,89
23	403,26	76,89	70,25	75,21	1,68	4,96	2,18	7,06
Итого		1070,64	978,2	1033,77	41,03	55,57	3,83	5,68

* — относительная и абсолютная разности взяты по модулю.

для эксперимента и параметра T_n при расчете (рис. 2). Достоверное определение постоянных времени для разных значений скорости ветра и величины тока имеет важное значение при управлении режимами работы электрических сетей.

К достоинствам разработанного подхода относятся возможности анализа потерь электрической энергии за время переходного процесса. В табл. 3 представлены расчеты потерь электрической энергии за сутки, а так же на рис. 3, представлено изменение температуры провода от тока нагрузки. При расчете приняты следующие допущения: ток нагрузки изменяется каждый час, в начальный момент времени температура провода равна температуре окружающей среды и равна 0 °С, скорость ветра, направление ветра и температура окружающей среды остаются постоянными.

Из результатов табл. 3 видно, что потери электрической энергии, рассчитанные при 20 °С ($\Delta P_{20} = 1070,64$ кВт), выше, чем потери, полученные с использованием разработанного метода ($\Delta P_{cp} =$

$= 1033,77$ кВт). Это происходит по причине того, что разработанный метод производит расчет потерь электрической энергии по средней температуре за переходной процесс. В табл. 3 представлены результаты расчета потерь мощности при условии, что сопротивление определено при температуре окружающей среды 0 °С. По полученным результатам видно, что учет климатических факторов и инерционности тепловых процессов, протекающих в линии, позволяют уточнить результаты потерь. На 1000 метров не учет нестационарных тепловых процессов приводит к увеличению значения потерь на 41,03 кВт.

Тепловые расчеты линий электропередачи имеют важное значение. Температура проводов влияет на потери электрической энергии, пропускную способность электрических сетей и значения стрелы провеса проводов; в свою очередь, она зависит от тока, протекающего по проводнику, и погодных условий. Электрические сети, как правило, работают при изменении тока, ветра и других условий.

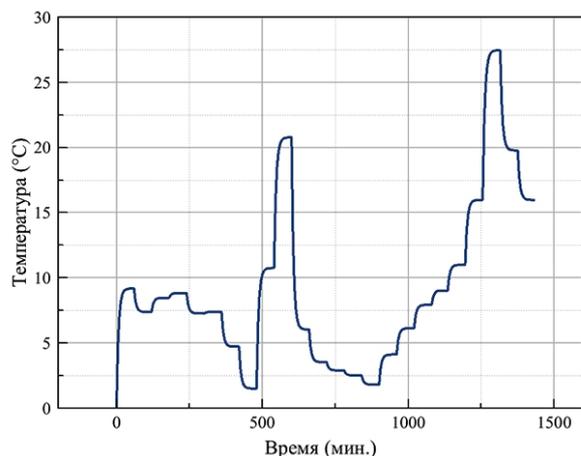


Рис. 3. Изменение температуры провода в течение суток

В таких условиях для повышения эффективности использования существующих сетей необходим учет нестационарных тепловых режимов. Учет нестационарных тепловых режимов необходим также для достоверного определения максимальной температуры провода с целью прогнозирования нагрузочной способности линии. Адекватность разработанной математической модели подтвердилась посредством сравнения результатов моделирования (температуры и параметра T_n) с экспериментальными значениями. Было произведено сравнение результатов расчета потерь электрической энергии разработанным методом со стандартными способами. Разность потерь при активном сопротивлении, взятом при 0°C , составила $\varepsilon_2 = 55,57$ кВт и $\delta_2 = 5,68$ %, при 20°C — $\varepsilon_1 = 41,03$ кВт и $\delta_1 = 3,83$ %. Данный факт подтверждает необходимость использования при расчете потерь и температуры провода моделей, учитывающих климатические и режимные факторы.

Библиографический список

1. Adomah K., Mizuno Y., Naito K. Examination of CIGRE Method of assessing transmission line conductor's temperature // IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering. 2001. Vol. 8. P. 741–747.
2. Гиршин С. С., Петрова Е. В., Суриков В. И. Расчет и анализ потерь активной мощности в элементах сети на основе аналитических выражений с учетом температурной зависимости сопротивлений // Омский научный вестник. 2013. № 1 (117). С. 152–156.
3. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors // IEEE Std 738-2006 (Revision of IEEE Std 738-1993). 2007. P. c1–59. DOI: 10.1109/IEEESTD.2007.301349.
4. Гиршин С. С., Бубенчиков А. А., Горюнов В. Н., Левченко А. А., Петрова Е. В. Анализ распределения температуры по сечению самонесущих изолированных проводов // Омский научный вестник. 2009. № 3 (83). С. 171–175.

5. Гиршин С. С., Бубенчиков А. А., Петрова Е. В. Применение численных методов расчета тепловых полей для вычисления потерь энергии в электрических сетях с учетом температуры проводников // Омский научный вестник. 2008. № 1 (64). С. 84–87.

6. Бигун А. Я., Гиршин С. С., Петрова Е. В., Горюнов В. Н. Учет температуры проводов повышенной пропускной способности при выборе мероприятий по снижению потерь энергии на примере компенсации реактивной мощности // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1-1. С. 212.

7. Петрова Е. В., Гиршин С. С., Ляшков А. А., Бигун А. Я. Аналитическое решение уравнения теплового баланса провода воздушной линии в условиях вынужденной конвекции // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1-1. С. 218.

8. Huu-Minh, J.-L. Lilien, P. Schell. Dynamic line rating and ampacity forecasting as the keys to optimise power line assets with the integration of res. The European project Twenties Demonstration inside Central Western Europe // 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution CIRED. Stockholm. 2013. P. 0946. DOI: 10.1049/cp.2013.1011.

9. Holbert K. E., Heydt G. T. Prospects for dynamic transmission circuit ratings // Proc. IEEE Int. Symp. Circuits and Systems (ISCAS 2001). 2001. Vol. 2. P. 205–208.

10. Seppa T. O. Accurate ampacity determination: temperature-sag model for operational real time ratings // IEEE Transactions on Power Delivery. 1995. Vol. 10, no. 3. P. 1460–1470. DOI: 10.1109/61.400930.

11. Fu J., Abbott S., Fox B. [et al.], Morrow D. J., S. Abdelkader. Wind cooling effect on dynamic overhead line ratings // Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010. 45th International. 2010. P. 1–6.

12. Болгарский А. В., Мухачев Г. А., Щукин В. К. [и др.]. Термодинамика и теплопередача. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая школа, 1975. 495 с.

13. Гиршин С. С., Горюнов В. Н., Бигун А. Я. Расчет нестационарных температурных режимов воздушных линий электропередачи с учетом нелинейности процессов теплообмена // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 5. С. 287.

БИГУН Александр Ярославович, старший преподаватель кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий».

Адрес для переписки: barsbigun@list.ru

Для цитирования

Бигун А. Я. Анализ нестационарных тепловых режимов воздушных линий электропередачи с учетом нелинейности процессов теплообмена и климатических факторов // Омский научный вестник. 2018. № 1 (157). С. 40–44. DOI: 10.25206/1813-8225-2018-157-40-44.

Статья поступила в редакцию 20.12.2017 г.

© А. Я. Бигун