



РАСЧЕТ ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМОГО ТОКА ПРОВОДОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

А.О. Варыгина, Н.В. Савина

Амурский государственный университет,
г. Благовещенск, Россия
alleks_13@mail.ru, nataly-savina@mail.ru

Резюме: Величины токов, при которых температура достигает максимального допустимого значения, являются длительно допустимыми токовыми нагрузками проводов, которые определяют пропускную способность воздушных линий электропередачи. Корректная оценка допустимых нагрузок линий электропередачи имеет важное практическое значение, так как связана с механической прочностью провода, стрелами провеса и величиной передаваемой мощности. Методические подходы к определению длительно допустимых токовых нагрузок традиционных сталеалюминевых проводов разработаны, хотя и уточняются до сих пор. В то же время для проводов нового поколения, ставшими отличным техническим решением для развития электросетевого комплекса, такие подходы не выработаны. Целью статьи является оценка возможности адаптации методики расчета длительно допустимого тока проводов традиционной конструкции к расчёту проводов нового поколения. В статье показана математическая модель расчета длительно допустимого тока провода, которая применена для ряда сопоставимых по сечению проводников. Приводится классификация входящих в модель параметров и коэффициентов от влияющих факторов. Результаты анализа и расчета показали, что представленная в статье математическая модель может быть адаптирована для расчета значений длительно допустимого тока для проводов нового поколения при условии уточнения ряда параметров и коэффициентов, входящих в её состав.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, провода нового поколения, длительно допустимый ток, тепловой расчет провода, электросетевой комплекс.

Для цитирования: Варыгина А.О., Савина Н.В. Расчет длительно допустимого тока проводов нового поколения воздушных линий // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 4. С. 3-15. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-4-3-15.

CALCULATION THE CURRENT CARRYING CAPACITY OF THE NEW GENERATION OVERHEAD LINES CONDUCTORS

AO. Varygina, NV. Savina

Amur State University, Blagoveshchensk, Russia
alleks_13@mail.ru, nataly-savina@mail.ru

Abstract: Currently, there is an increase in power flows along power lines. An important task for the development of the power grid complex is to increase the current-carrying capacity of existing power lines. The use of advanced conductors has become a successful technical solution for this purpose. "New generation conductors" are modern conductors that have advanced mechanical and electrical properties and characteristics. Thus, it has become important to have information about the maximum operation temperature and current limits of the overhead line with new conductors. The approximate current-carrying capacity in Amperes is the value of current at which the conductor temperature reaches its maximum permissible value. It determines the maximum current load of overhead power lines. For traditional steel-

aluminum conductors, there are several methodological approaches to determining the maximum current load. This fact complicates the definition of an approach to calculating the current carrying capacity for advanced conductors. Nevertheless, the general basis of all methodological approaches is the thermal balance of the conductor. The purpose of this article is to assess the possibility of adapting the method of calculating the approximate current-carrying capacity of traditional conductors to the calculation of advanced conductors. The article deals with advanced conductors of various brands of comparable cross-section with the classic ACSR 240/39. This work provides information about the selected conductors, their characteristics and design features. The paper shows a mathematical model for calculating the approximate current-carrying capacity of a conductor and shows calculating results for selected conductors. According to the results of analysis and calculations, the adaptation of the presented mathematical model is possible if we refine its parameters and coefficients.

Keywords: overhead power line, new generation conductors, current carrying capacity, thermal calculation of the conductor, power grid complex.

For citation: Varygina AO, Savina NV. Calculation the current carrying capacity of the new generation overhead lines conductors. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020;22(4):3-15. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-4-3-15.

Введение

Фактические данные потребления электроэнергии прошлых лет, энергетические прогнозы и современный уровень развития техники и технологий говорят о том, что потребление электрической энергии в мире в долгосрочной перспективе будет расти. Так, несмотря на имеющиеся колебания потребления электроэнергии в различных странах при использовании мер энергосбережения и повышения энергетической эффективности, глобальное потребление электрической энергии в 2018 году увеличилось на 3,5 %. В соответствии с экспертно-аналитическим докладом Центра стратегических разработок (ЦСР) мировое потребление электроэнергии к 2035 году может вырасти на 40-50 %.

Постоянный рост нагрузок и необходимость увеличения пропускной способности линий электропередачи (ЛЭП) заставляют искать альтернативные решения традиционным подходам модернизации ЛЭП (увеличение сечения провода, строительство дополнительных линий классического исполнения). Активные обсуждения строительства воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) с использованием проводов нового поколения, которые длятся уже достаточно долго, подтвердили значительные положительные эффекты, которые удаётся достигнуть новыми техническими решениями. О нескольких проектах успешного опыта и достигнутых эффектах применения проводов нового поколения в России можно узнать из [1], а за рубежом – из [2-4]. Мировой и российский рынки предлагают провода для линий электропередачи новых конструкций, способные решать современные задачи эффективного функционирования ВЛЭП.

«Провода нового поколения» (ПНП) – широкое понятие, которое объединяет в себе целые группы современных проводников, имеющие повышенные механические и электрические свойства и характеристики.

Величины токов, при которых температура достигает максимального допустимого значения, являются длительно допустимыми токовыми нагрузками проводов. Они определяют пропускную способность ВЛЭП. Корректная оценка допустимых нагрузок ЛЭП имеет важное практическое значение, так как связана с механической прочностью провода, стрелами провеса и величиной передаваемой мощности. При больших нагрузках провода ЛЭП могут перегреться, растянуться и провиснуть ниже допустимых величин, что может привести к отключению линии, аварийной ситуации и недоотпуску электроэнергии.

Для сталеалюминевых проводов АС существует несколько методических подходов определения предельной токовой нагрузки, например, приведенных в [5-6]. Общей основой всех методических подходов является тепловой баланс провода, к тому же общей чертой является использование эмпирических формул расчёта составляющих теплового баланса, но реализация расчетов – отличается. Каждый из подходов имеет как свои сильные, так и слабые стороны. В силу актуальности и большой практической значимости обсуждения как по сравнению существующих методических подходов [7-8], так и по их улучшению не утихают [9].

Необходимость инновационного развития электросетевого комплекса вынуждает

пересматривать существующие методические подходы к проектированию ВЛЭП. Более того, в некоторых случаях методическая база решения задачи отсутствует. Примером этому может служить отсутствие методики расчета предельных токовых нагрузок для проводов нового поколения.

Целью статьи является оценка возможности адаптации методики расчета длительно допустимого тока проводов традиционной конструкции к расчёту проводов нового поколения.

Для этого должны быть решены следующие задачи:

- анализ ключевых параметров, обуславливающих отличие проводов нового поколения от традиционных;
- определение математической модели расчета длительно допустимого тока;
- применение выбранной математической модели расчета длительно допустимого тока традиционных проводов к проводам нового поколения;
- оценка допустимости полученных результатов расчета.

Материалы и методы

Неизолированные провода нового поколения классифицируются по признакам компактности и допустимой температуре нагрева провода при эксплуатации на два основных класса: компактированные и высокотемпературные.

Улучшенные характеристики ПНП определяются следующими особенностями или их комбинацией:

- геометрия поперечного сечения проволок токопроводящих повивов, которая может отличаться по отдельным повивам или быть одинаковой;
- форма сечения проволок, которая кроме круглой, может быть Z-образной, трапециевидной, стреловидной, Ω – образной или иной;
- материал сердечника, который может совпадать с материалом токопроводящей части провода, а может быть абсолютно отличен (на основе стали, композитные материалы);
- материал проволок токопроводящих повивов (современные алюминиевые сплавы).

Приведём несколько конкретных примеров ПНП и их характеристики.

1. AACSR – представляют собой компактированные провода типа Z провода из алюминиевого сплава, по крайней мере, с одним слоем Z-образных проволок (для получения практически идеально гладкого наружного слоя), с сердечником из стальной оцинкованной проволоки, при этом межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной жаростойкости.

2. АСк2у – провод компактированный с усиленным стальным сердечником и несколькими концентрическими повивами профилированных алюминиевых проволок трапециевидной формы. Такая конструкция провода позволяет получить внешнюю поверхность провода практически гладкой, за счет чего ещё и уменьшается диаметр провода. Сравнивая диаметры проводов марки АС с диаметрами проводов марки АСк2у с такой же площадью поперечного сечения видно, что диаметры вторых меньше в среднем на 10%. Этот факт способствует уменьшению аэродинамической и гололедной нагрузки.

3. АССС – представляет собой провод с композитным сердечником из углеродного волокна (карбоновые нити). К основным преимуществам этого провода относят его высокую прочность и небольшую массу, кроме этого он обладает низким коэффициентом линейного расширения и высокой рабочей температурой. Он более устойчив к коррозии, обладает повышенным сопротивлением усталости и безвреден для окружающей среды (отсутствие экологической деградации). В коммерческую эксплуатацию провод марки АССС введён с 2005 года.

Важно отметить, что научно-исследовательские работы в направлении улучшения характеристик проводов с композитным сердечником ведутся и в настоящее время как отечественными, так и зарубежными компаниями. Провод марки АССС является лишь одним из представителей целой группы проводов с композитным сердечником.

4. АСТ – термостойкий провод, опыт использования в России составляет не более 10 лет, поскольку его разработка была завершена в 2010 году. Провод АСТ прошел успешную аттестацию комиссиями энергетических компаний. Визуально конструктивно не отличается от провода АС. Главная особенность провода АСТ заключается в использовании алюминий-циркониевого сплава в качестве токопроводящего материала.

Как правило, инновационные провода используют для повышения пропускной способности ВЛЭП, однако, в каждом конкретном случае эффекты от применения той или

иной марки провода будут варьироваться. Стоимость инновационных решений зачастую достаточно высока, поэтому к обоснованию применения того или иного провода необходимо подходить очень тщательно и внимательно.

В рамках статьи будут рассмотрены провода различных марок сопоставимого сечения с классическим проводом АС 240/39, количественные характеристики которых представлены в табл. 1, а конструктивное исполнение показано на рис. 1-4.

Таблица 1

Количественные характеристики проводов

Провод	АС 240/39	ААСR 251	АСк2у 240/39	АССС <i>Copenhagen</i> 230	АСТ 240/39
Диаметр, мм	21,6	19,1	19,6	18,29	22,4
Сечение провода, мм ²	274,6	251,0	279	251,0	274,6
Удельная масса, кг/км	952	875	954	669,7	921
Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом	0,1222	0,1538	0,1210	0,1254	0,1217
Температурный коэффициент сопротивления, 1/°С	0,00403	0,0036	0,00403	0,00403	0,00403
Длительно допустимая температура, °С	70	90	90	180	210
Коэффициент теплоотдачи,	20,66	23,53	18	25,59	18,4
Длительно допустимый ток, А	610	651	826	1024	1375

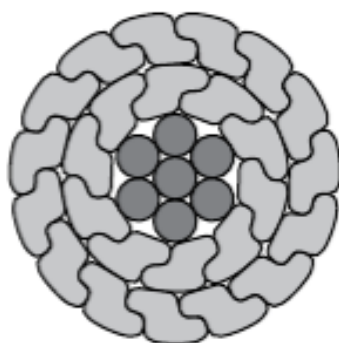


Рис. 1. Конструктивное исполнение ААСR 251:
алюминий 25 шт. (10+15) x 3,33 и 3,32 мм; сталь 7 шт. (1+6) x 2,50 мм

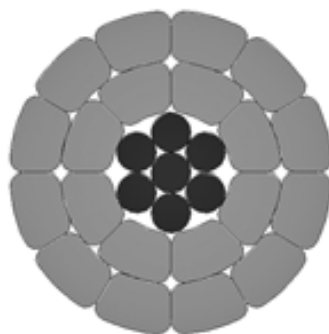


Рис. 2. Конструктивное исполнение АСк2у 240/39:
алюминий 20 шт. (8+12) x 3,87 и 3,91 мм; сталь 7 шт. (1+6) x Ø2,65 мм

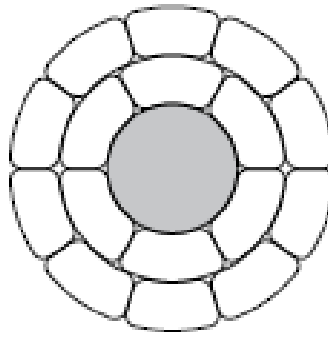


Рис. 3. Конструктивное исполнение ACCC Copenhagen 230:
алюминий 16 шт. (6+10) x Ø4,21 мм; композит 1 шт. x Ø5,97 мм

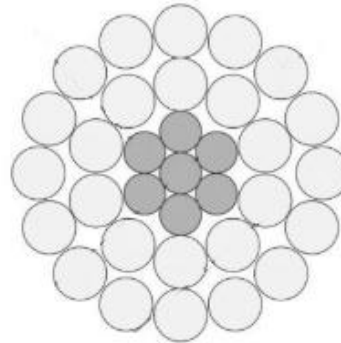


Рис. 4. Конструктивное исполнение АСТ 240/39:
сплав 26 шт. (10+16) x Ø3,40 мм; сталь 7 шт. (1+6) x Ø2,65 мм

Таким образом, конструктивное исполнение ВЛЭП в части применяемых проводов на сегодняшний день претерпело существенные изменения. Наряду с традиционными марками проводов появились термостойкие провода, провода со сниженными ветрогололедными нагрузками, провода с уменьшенной стрелой провеса, провода с композитным сердечником и ряд других проводов, которые выигрывают по сравнению характеристик с традиционными проводами [10-11]. Эти изменения являются частью перехода электросетевого комплекса на инновационную платформу и наделяют сеть новыми системными свойствами [12]. Анализ поведения проводов нового поколения в различных условиях эксплуатации становится первоочередной задачей. Анализ теплового поведения неизолированных электрических проводников даёт важную информацию о максимальных температурных и токовых пределах работы ВЛ.

Существует два случая теплового расчета. Первый случай – расчёт температуры проводника при известном токе. Второй случай – расчёт тока при максимальной допустимой величине температуры провода. В статье рассматривается случай теплового расчета провода, который заключается в расчете тока при максимальной допустимой величине температуры провода, т.е. определяется его предельная токовая нагрузка.

Уравнение теплового баланса провода при стационарном (установившемся) режиме в общем виде имеет вид:

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_c + P_r + P_w \quad (1)$$

где P_J – нагрузочные (активные) потери в проводе, Вт; P_M – магнитные потери, Вт; P_S – мощность солнечного излучения, поглощаемая проводом, Вт; P_i – потери мощности на корону, Вт; P_c – мощность, отдаваемая проводом в воздух за счет конвективного теплообмена, Вт; P_r – мощность, отдаваемая проводом в воздух за счет излучения, Вт; P_w – мощность, отдаваемая проводом в воздух за счет испарения, Вт.

Математическая модель допустимого тока в [6] в общем виде представлена следующим образом:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{P_c + P_r - P_s - P_i}{P_J + P_M}} \quad (2)$$

При использовании формул, характеризующих каждую составляющую мощности

из уравнения теплового баланса провода с пренебрежением в силу малости значений P_w , в [13] получена математическая модель длительно допустимого тока в виде:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{(\alpha_k + \alpha_l) \cdot F \cdot (T_{av} - T_a) - \varepsilon_n \cdot k_H \cdot D \cdot W_p \cdot \sin \psi_c - P_i}{k_M \cdot k_j \cdot R_{20} \cdot (1 + \beta_r (T_{av} - 20))}}$$

где α_k – коэффициент, учитывающий теплоотдачу при теплообмене конвекцией, Вт / м²·°С; α_l – коэффициент, учитывающий теплоотдачу при лучистом теплообмене, Вт/(м²·°С); F – площадь поверхности теплообмена, м²; T_{av} – длительно допустимая температура провода, °С; T_a – температура воздуха, °С; ε_n – коэффициент поглощения провода; D – диаметра провода, м; k_H – коэффициент, учитывающий влияние высоты над уровнем моря; W_p – интенсивность суммарной радиации (прямой и отраженной), Вт / м², определяемая в зависимости от времени года по эмпирическим формулам для воздуха разной степени загрязненности; ψ_c – активный угол наклона солнечных лучей, который зависит от времени года и суток; R_{20} – сопротивление постоянному току при температуре 20 °С, Ом; β_r – температурный коэффициент сопротивления, 1/°С; k_j – коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет поверхностного эффекта; k_M – коэффициент учета магнитных потерь для проводов со стальным сердечником.

Составляющие параметры модели можно условно разделить на 4 группы:

1 группа – параметры, непосредственно связанные только с конструктивными характеристиками провода (диаметр провода и площадь поверхности теплообмена);

2 группа – параметры, связанные с материалами, из которых изготовлен провод (T_{av} , β_r , ε_n , R_{20} , k_j , k_M);

3 группа – параметры, зависящие только от климатических факторов и места расположения ВЛ (T_a , k_H , W_p , ψ_c).

4 группа – параметры, на которые оказывают влияние как конструктивные особенности провода, так и климатические факторы региона расположения ВЛ (P_i , α_k , α_l и величина α_t – коэффициент теплоотдачи, который является суммой коэффициентов, учитывающих теплоотдачу при конвекции и лучистом обмене).

Поскольку на параметры 3 группы влияет только климато-географическая характеристика района расположения ВЛЭП, и их значения для конкретной ВЛ будет одинаковым как для ВЛ с классическими проводами АС так и с проводами нового поколения, то в статье далее они не рассматриваются. Рассмотрим далее более подробно 1, 2 и 4 группы параметров.

Начнём с первой группы. Размер поперечного разреза провода, т.е. его диаметр, также, как и количество повивов, проволок и их размер являются величинами измеряемыми, которые приводит завод изготовитель в своей документации (каталог продукции, технические условия на изготовление провода и т.д.). Эти конструктивные характеристики провода являются частью исходной информации для расчета.

Площадь поверхности теплообмена является величиной расчетной. В Стандарте ПАО «ФСК ЕЭС»¹ рекомендуется для сталеалюминиевых проводов традиционного исполнения использовать для расчета следующие формулы:

$$F = \pi \cdot d_{\text{пр } \varnothing} \quad (4)$$

$$d_{\text{пр } \varnothing} = n_{\text{пров}} \cdot d_{\text{пров}} \cdot \left(1 - \frac{2 \cdot \arcsin \sqrt{1 - 0,25 \cdot \left(\frac{d_{\text{пров}}}{D - d_{\text{пров}}} \right)^2}}{360} \right) \quad (5)$$

В случае с маркой провода АС для упрощения расчёта на практике используют

¹ СТО 56947007-29.240.55.143-2013. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий. М.: ПАО «ФСК ЕЭС». 2013. 67 с.

выражение:

$$d_{пр \ 3} = 1,33 \cdot D \quad (6)$$

где $n_{пров}$ – число проволок в наружном повиве провода; $d_{пр \ 3}$ – эквивалентный диаметр провода, учитывающий увеличение поверхности теплообмена за счет витой структуры провода, м; $d_{пров}$ – диаметр проволоки, м.

В представленном выше подходе определения площади поверхности теплообмена приходится оперировать диаметрами провода и проволок. Возникает закономерный вопрос, что делать в случае с ПНП, когда форма сечения проволоки не является круглой.

В этом случае кроме эквивалентного диаметра провода можно использовать эквивалентный диаметр проволоки – диаметр круга, площадь которого равна площади поперечного сечения фасонной проволоки. Данную величину можно как рассчитать самостоятельно с помощью геометрических формул, так и взять из конструктивного описания ПНП в каталогах, предоставляемых заводами-изготовителями [14].

В соответствии с техническими условиями на изготовление ПНП определение эквивалентного диаметра проволоки осуществляется через взвешивание 1 метра проволоки провода, расчета его сечения как отношения массы измеренного образца к плотности материала и последующего расчета эквивалентного диаметра.

Параметры 2 группы модели определения длительно допустимого тока можно также разделить на 2 подгруппы:

– неизменные (исходные) – T_{av} , β_r , R_{20} – расчёт не требуется и значения берутся из данных завода-изготовителя, например из [14];

– изменяемые – k_M , ε_n , k_j – требуется оценка корректности применения значений и/или их расчет. Рассмотрим каждый из них по отдельности.

При помощи коэффициента k_M учитываются магнитные потери только для проводов со стальным сердечником. Данный коэффициент зависит ещё и от конструктивного исполнения провода, а точнее от количества повивов алюминия поверх стального сердечника. Магнитные потери максимальны для одноповивного провода и минимальны при четном количестве повивов, так как вследствие противоположного направления скрутки смежных повивов в проводах общепринятой конструкции магнитодвижущие силы, действующие в сердечнике и создаваемые токами повивов, частично взаимно компенсируются.

Суть коэффициента можно представить формулой:

$$P_H + P_M = k_M \cdot P_H \quad (7)$$

Рекомендуется принимать следующие значения коэффициента:

$k_M = 1,15$ – для 1-го слоя алюминия;

$k_M = 1,04$ – для 2-х слоев алюминия;

$k_M = 1,10$ – для 3-х слоев алюминия.

Для ПНП со стальными сердечниками применим этот же подход учёта магнитных потерь, а для других ПНП – не будем учитывать k_M , так как магнитных потерь в этом случае не будет.

Коэффициенты поглощения и излучения провода зависят от материала и состояния поверхности провода. На сегодняшний день нет единого мнения по поводу соотношений между поглотительной и излучательной способностью провода. Принятие значений этих коэффициентов – является очень спорным вопросом. Иногда можно встретить случаи, когда данные коэффициенты приравнивают, но обобщение опыта эксплуатации проводов АС показывает, что коэффициент поглощения выше. По данным [14] для проводов с композитным сердечником в условиях измерения указывается, что коэффициенты поглощения и излучения равны между собой и составляют 0,5. По данным СИГРЭ [15], излучательная и поглотительная способности в начале эксплуатации линии равны 0,2-0,3, а через два года увеличиваются до 0,8 и выше. Для многих ПНП изготовители заявляют срок службы – 50 лет, а коэффициенты поглощения и излучения существенно возрастают уже через два года, то нецелесообразно принимать низкие значения коэффициентов, даже несмотря на все особенности ПНП. Авторы считают целесообразным использовать данные эксплуатации, поскольку основу токопроводящей части проводов в большинстве своём представляет алюминий или его сплавы, и срок эксплуатации ПНП составляет

несколько десятилетий.

Хорошо известно, что активное сопротивление проводника из-за неравномерного распределения тока по сечению повышается. Неравномерное распределение плотности тока по сечению провода носит название поверхностного эффекта. Коэффициент k_j может иметь несколько наименований: коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет поверхностного эффекта; коэффициент, учитывающий увеличение потерь на переменном токе; коэффициент добавочных потерь. Данный коэффициент отнесен ко второй группе параметров, так как он зависит от конструкции провода и соотношения сечений стального сердечника и алюминиевой части. Резкость проявления его возрастает также при увеличении радиуса провода, магнитной проницаемости и удельной проводимости материала. Для сталеалюминевых проводов диапазон изменения коэффициента варьируется от 1,00 до 1,05. Для проводов без стального сердечника коэффициент примем равным 1,0.

Параметры 4 группы α_k , α_L и α_T рассчитываются по следующим формулам:

$$\alpha_T = \alpha_k + \alpha_L \quad (8)$$

$$\alpha_k = \frac{Nu \cdot \lambda_B}{D \cdot k_{\psi}} \quad (9)$$

$$\alpha_L = \frac{5,67 \cdot \varepsilon_u}{T_{av} - T_a} \cdot \left[\left(\frac{273 + T_{av}}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + T_a}{100} \right)^4 \right] \quad (10)$$

где λ_B – коэффициент теплопроводности воздуха (рекомендуемое значение 0,02585 Вт/(м·°C)); k_{ψ} – дополнительный коэффициент учета направления ветра по отношению к проводу; ε_u – постоянная излучения (степень черноты провода);

Nu – критерий Нуссельта, определяющий коэффициент теплоотдачи.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, согласно теории подобия, определяется исходя из критериальных уравнений конвективного теплообмена:

$$Nu = f(Re, Gr, Pr) \quad (11)$$

где Re – критерий Рейнольдса, характеризующий вынужденную конвекцию; Gr – критерий Грасгофа, характеризующий свободную конвекцию; Pr – критерий Прандтля, характеризующий молекулярные свойства охлаждающей среды.

По наиболее полной модели конвективного теплообмена², которая может быть применена для проводов, критерий Нуссельта представляет собой при свободной конвекции:

$$Nu = 0,46 \cdot Gr^{0,25} \quad (12)$$

при вынужденной конвекции (без учета естественной):

$$\begin{aligned} Nu &= 0,437 \cdot Re^{0,5} \text{ при } 5 < Re \leq 10^3 \\ Nu &= 0,218 \cdot Re^{0,6} \text{ при } 10^3 < Re \leq 2 \cdot 10^5 \\ Nu &= 0,0201 \cdot Re^{0,8} \text{ при } 2 \cdot 10^5 < Re \leq 2 \cdot 10^6 \end{aligned} \quad (13)$$

Из уравнений формулы (13) чаще всего используется второе выражение, первое – используется реже, а третье выражение, как правило, не используется.

Критерий Рейнольдса можно определить:

$$Re = 1,644 \cdot 10^9 \cdot \nu \cdot d_{пр} \cdot (T_a + 273 + 0,5 \cdot (T_{av} - T_a))^{-1,78} \quad (14)$$

где ν – скорость ветра, м/с.

Критерий Грасгофа определяется по формуле:

² СТО 56947007-29.060.10.006-2008. Методические указания по расчету и испытаниям жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ. М.: ПАО «ФСК ЕЭС». 2008. 64 с.

$$Gr = \frac{g \cdot \beta_v \cdot d_{пр}^3 \cdot (\vartheta_{пр} - T_a)}{\nu_v^2} \quad (15)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2 ; β_v – температурный коэффициент объемного расширения воздуха, $1/^\circ\text{C}$; ν_v – кинематический коэффициент вязкости воздуха, $\text{м}^2/\text{с}$.

Для учета совместного действия свободной и вынужденной конвекции применяется эквивалентный критерий Рейнольдса.

Для расчета эквивалентного критерия Рейнольдса при совпадении направлений свободного и вынужденного потоков воздуха используется формула:

$$Re_\vartheta = Re + \sqrt{0,5 \cdot Gr} \quad (16)$$

При наличии ветра (т.е. при горизонтальном направлении вынужденного потока) для расчета эквивалентного критерия Рейнольдса используется выражение:

$$Re_\vartheta = \sqrt{Re^2 + 0,5 \cdot Gr} \quad (17)$$

Таким образом, при расчете коэффициента теплоотдачи учитываются зависимости характеристик воздуха (коэффициент теплопроводности, коэффициент кинематической вязкости, критерий Прандтля) от его температуры, а также совместное действие свободной и вынужденной конвекции.

Последний рассматриваемый параметр – это потери на корону. Его относят к климатическим потерям, зависящим от погодных условий. Влияющими факторами этого типа потерь также являются конструкция фазы, сечение провода и рабочее напряжение. В настоящее время расчет потерь на корону производится по определённым удельным значениям и экспериментальным данным, полученным в ОАО «ВНИИЭ» для ВЛ различных напряжений. Все удельные значения потерь мощности на корону представлены для традиционного исполнения линий с унифицированными опорами и сталеалюминевыми проводами АС.

В существующих методиках теплового расчета провода классических проводников потерями на корону пренебрегают, как указывается, в силу их незначительности. ПНП же и вовсе обладают меньшими значениями потерь на корону по сравнению с проводами АС. Например, благодаря гладкой поверхности проводов АСк2у, на них увеличивается начальное напряжение коронного разряда, что приводит к снижению потерь мощности на корону по сравнению со стандартными витыми проводами марки АС на 40-50 %. Так, для ВЛ напряжением 220 кВ, проходящей в средней полосе России, среднегодовые потери мощности на корону для проводов АСк2у-240/39 могут составить порядка 2,1 кВт/км, в то время как для проводов АС 240/39 они составят 3,85 кВт/км [16]. Важным является то обстоятельство, что для ПНП увеличение начального напряжения коронного разряда для ПНП создаёт предпосылки к снижению минимально допустимого сечения по условию коронного разряда, например, для ВЛЭП 220 кВ допустимое минимальное сечение может снизиться до 185 мм^2 вместо 240 мм^2 для витых проводов [17].

Представим ниже результаты математического расчета основных расчетных параметров.

Результаты и Обсуждение

Применим рекомендуемый подход расчета F с помощью формул (3-4) к проводам, представленным в табл. 1 и результаты сведём в табл. 2. Также покажем в табл. 2 отношение эквивалентного диаметра провода к его размерному значению.

Таблица 2

Расчет площади поверхности теплообмена ПНП

Провод	АС 240/39	AACSR 251	АСк2у 240/39	ACCC <i>Copenhagen</i> 230	АСТ 240/39
$d_{пр\vartheta}$, м	0,029	0,026	0,025	0,023	0,029
F , м^2	0,091	0,083	0,080	0,072	0,090
$d_{пр\vartheta}/D$	1,334	1,382	1,292	1,261	1,284

Из табл. 2 видно, что в случае ПНП пользоваться упрощённой формулой нельзя,

т.к. соотношение эквивалентного диаметра к диаметру провода разных марок оказалось различным. Однако для ПНП прослеживается та же тенденция, что и для АС – значение эквивалентного диаметра провода получается значительно больше диаметра провода.

Результаты расчета коэффициента теплоотдачи для проводов ПНП покажем в табл. 3 и сравним с данными, приведенными в стандарте электросетевой компании³.

Таблица 3

Коэффициент теплоотдачи ПНП				
Провод	AACSR 251	АСк2у 240/39	ACCC Copenhagen 230	АСТ 240/39
α_k , Вт/м ² ·°С	16,714	16,468	16,633	15,248
α_d , Вт/м ² ·°С	5,252	5,787	8,764	9,984
α_T расчетный, Вт/м ² ·°С	21,966	22,255	25,396	25,233
α_T	23,53	18,0	25,59	18,4
Отклонение, %	-6,6	+19,1	-0,8	+27,1

Знак «минус» по строчке отклонений говорит о том, что расчетная величина меньше справочной, знак «плюс» – наоборот.

Результаты расчета коэффициентов теплоотдачи разнятся с данными стандарта, но являются сопоставимыми. Поскольку для справочного α_T не показаны исходные данные расчета (температура, скорость ветра и т.д.), то причиной отклонений, по-видимому, может являться разница в этих данных. Безусловно, на результат расчета оказывает влияние и выбор методического подхода к расчету.

В итоге, используя приведённые выше данные, рассчитаем длительно допустимые токи выбранных проводов и результаты расчета сведём в табл. 4.

Для обеспечения сопоставимости результатов климатические параметры приняты следующими: скорость ветра 0,6 м/с, направление ветра перпендикулярно линии, солнечная радиация мощностью 1000 Вт/м², температура окружающего воздуха, принята + 25 °С. Для расчета длительно допустимого тока также учтены потери на корону.

Знак «минус» по строчке отклонений в результатах расчета тока говорит о том, что расчетная величина меньше справочной, знак «плюс» – наоборот.

Для провода традиционной конструкции АС 240/39 и термостойкого провода АСТ 240/39, схожего по конструкции с проводом АС, отклонения результатов расчета от данных заводов-изготовителей находится в пределах +/- 5 %, что говорит о жизнеспособности представленной модели в случае с проводом, выполненным из круглых проволок.

Наибольшие отклонения в отрицательную сторону зафиксированы у проводников, у которых геометрическая форма токопроводящей жилы отлична от круглой, что говорит о необходимости адаптации модели в части расчета площади поверхности теплообмена.

Таблица 4

Результаты расчёта длительно допустимых токов					
Провод	АС 240/39	AACSR 251	АСк2у 240/39	ACCC Copenhagen 230	АСТ 240/39
Длительно допустимый ток, А	610,0	651,0	826,0	1024,0	1375,0
Расчётный длительно допустимый ток, А	635,9	573,3	764,1	1137,0	1332
Отклонение, %	+4,0	-11,9	-7,5	+9,9	-3,1

Для провода с композитным сердечником отклонение находится в пределах 10 %, при этом расчетная величина получается больше справочной.

Заключение

На сегодняшний день нет единого утвержденного методического подхода к расчету предельной токовой нагрузки для проводников традиционной конструкции. Данный факт усложняет определение подхода к расчету длительно допустимого тока для ПНП. В то же

³ СТО 56947007-29.060.50.268-2019. Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения. М.: ПАО «ФСК ЕЭС». 2019. 98 с.

время существующие методики для проводов АС могут быть адаптированы для расчета значений тока для ПНП при условии уточнения расчета параметров и коэффициентов, входящих в его математическую модель расчета, а также оценки степени влияния составляющих модели на итоговый результат.

Литература

1. Федоров Н.А. Провода нового поколения и вопросы надежности ЛЭП // Материалы международной научно-практической конференции "Работа систем электроснабжения в условиях гололедно-ветровых нагрузок"; 19 октября 2016 г., Уфа.: Изд-во ГОУ ВПО «Уфимский государственный авиационный технический университет», 2016. С. 42-49.
2. Li Z., Zhao Q., Yang B. Analysis on application of new-type aluminum conductor composite core (ACCC) in power transmission line // 2017 EPTC Power Transmission and Transformation Technology Conference; 15-16 March 2017; Chongqing, China. 2017. pp. 1-6.
3. High performance overhead line conductors to upgrade your system. File Library of Nexans. Доступно по: https://www.nexans.ru/eservice/Russia-ru_RU/fileLibrary/Download_540306702/Corporate/files/Brochure_Overhead_Lines_2016BD.pdf. Ссылка активна на 24 мая 2020.
4. ACCC High Performance Conductors for a Low Carbon World // Brochure. Доступно по: <https://s3.amazonaws.com/ctc-media/wp-content/uploads/20190420110633/Brochure.pdf>. Ссылка активна на 24 мая 2020.
5. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738–2012 (Revision of IEEE Std 738–2006 - Incorporates IEEE Std 738–2012 Cor 1–2013). 2013. pp. 1-72.
6. CIGRE P. Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines // Technical Brochure. 2014. V. 601.
7. Staszewski L., Rebizant W. The differences between IEEE and CIGRE heat balance concepts for line ampacity considerations // Modern Electric Power Systems (MEPS): Proceedings of the International Symposium. 2010. pp. 1-4.
8. Bangay J., Coleman M., Batten R. Comparison of IEEE and CIGRE methods for predicting thermal behaviour of powerlines and their relevance to distribution networks // 2015 IEEE Eindhoven PowerTech. 2015. pp. 1-5.
9. Rahman S.A. and Kopsidas K. Impact of Simplified Convection Model in Overhead Lines Thermal Rating Calculation Methods // 2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D). 2018. pp. 1-9.
10. Benato R., Caldon R., Chiarelli A., et al. of installing innovative conductors in overhead lines // 2019 AEIT International Annual Conference (AEIT); Florence; Italy. 2019. pp. 1-6.
11. Kenge A.V., Dusane S.V., Sarkar J. Statistical analysis & comparison of HTLS conductor with conventional ACSR conductor // 2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT); Chennai; India. 2016. pp. 2955-2959.
12. Varygina A.O., Savina N.V. The Influence of New Functional Properties of Active-Adaptive Electrical Networks on the Correctness of Selection and Verification of Conductor Cross-Sections by Existing Methods // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). 2018. pp. 1-5.
13. Varygina A.O., Savina N.V. Specification of the Method for Calculating the Long-Term Permissible Current of Overhead Line Conductors. 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM); Sochi; Russia. 2020. pp. 1-8.
14. Провода для высоковольтных воздушных линий электропередачи с композитным сердечником марки ACCC. Доступно по: https://simross.ru/files/35863/%D0%9B%D0%B0%D0%BC%D0%B8%D1%84%D0%B8%D0%BB2014%20%20ACCC_%D0%BF%D1%80.pdf. Ссылка активна на 24 мая 2020.
15. Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings // CIGRE WG B2.12. 2006.
16. Васюра Ю.Ф., Глазырин М.А., Плешкова Т.А., и др. Оценка экономической целесообразности строительства высоковольтных линий электропередачи с применением проводов нового поколения. Известия вузов. Электромеханика. 2014. №3. С. 71-74.
17. Вихарев А.П., Вильнер А.В. Исследование характеристик коронного разряда для компактированных проводов AERO-Z // Сборник материалов Всероссийской ежегодной научно-практической конференции «Общество, наука, инновации» (НПК-2013); 15-16 апреля 2013 г.; Киров. Киров: Из-во ФГБОУ ВПО «ВятГУ», 2013. С. 2087-2091.

Авторы публикации

Варыгина Александра Олеговна – аспирант Амурского государственного Университета (АмГУ).

Савина Наталья Викторовна – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Энергетика» Амурского Государственного Университета (АмГУ).

References

1. Fedorov NA. Provoda novogo pokoleniya i voprosy nadezhnosti LEP. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii "Rabota sistem elektrosnabzheniya v usloviyakh gololedno-vetrovykh nagruzok"*; 19 Oct 2016; Ufa, Russia. Ufa: Publ. Ufa State Aviation Technical University (USATU), 2016. pp. 42-49.
2. Li Z, Zhao , Yang B. Analysis on application of new-type aluminum conductor composite core (ACCC) in power transmission line. *2017 EPTC Power Transmission and Transformation Technology Conference; 15-16 March 2017; Chongqing, China*. 2017. pp.1-6. doi: 10.1049/cp.2017.0548.
3. High performance overhead line conductors to upgrade your system. File Library of Nexans. Available at: https://www.nexans.ru/eservice/Russia-ru_RU/fileLibrary/Download_540306702/Corporate/files/Brochure_Overhead_Lines_2016BD.pdf. Accessed: 24 May 2020.
4. ACCC High Performance Conductors for a Low Carbon World // Brochure. Available at: <https://s3.amazonaws.com/ctc-media/wp-content/uploads/20190420110633/Brochure.pdf> Accessed: 24 May 2020.
5. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738–2012 (Revision of IEEE Std 738–2006 – Incorporates IEEE Std 738–2012 Cor 1–2013). 2013. P. 72.
6. CIGRE P. Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines. Technical Brochure. 2014.V. 601.
7. Staszewski L, Rebizant W. The differences between IEEE and CIGRE heat balance concepts for line ampacity considerations. *Modern Electric Power Systems (MEPS): Proceedings of the International Symposium*. 2010. pp. 1-4.
8. Bangay J, Coleman M, Batten R. Comparison of IEEE and CIGRE methods for predicting thermal behaviour of powerlines and their relevance to distribution networks. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. 2015. pp. 1-5.
9. Rahman SA and Kopsidas K. Impact of Simplified Convection Model in Overhead Lines Thermal Rating Calculation Methods. *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*. 2018. pp. 1-9.
10. Benato R, Caldon R, Chiarelli A, et al. assessment of installing innovative conductors in overhead lines. *2019 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, Florence; Italy. 2019. pp. 1-6. doi: 10.23919/AEIT.2019.8893409.
11. Kenge AV, Dusane SV, Sarkar J. Statistical analysis & comparison of HTLS conductor with conventional ACSR conductor. *2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT)*, Chennai; India. 2016. pp. 2955-2959. doi: 10.1109/ICEEOT.2016.7755241.
12. Varygina AO, Savina NV. The Influence of New Functional Properties of Active-Adaptive Electrical Networks on the Correctness of Selection and Verification of Conductor Cross-Sections by Existing Methods. *2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*, Vladivostok; Russia. 2018. pp. 1-5. doi: 10.1109/FarEastCon.2018.8602740.
13. Varygina AO, Savina NV. Specification of the Method for Calculating the Long-Term Permissible Current of Overhead Line Conductors. *2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*; Sochi; Russia. 2020. pp. 1-8. doi: 10.1109/ICIEAM48468.2020.9112085.
14. OHL conductors with a composite core of the ACCC brand. Available at: <https://simross.ru/files/35863/%D0%9B%D0%B0%D0%BC%D0%B8%D1%84%D0%B8%D0%BB2014%20%20ACCC.%D0%BF%D1%80.pdf>. Accessed: 24 May 2020.
15. Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings // CIGRE WG B2.12. 2006.
16. Vasyura YuF, Glazyrin MA, Pleshkova TA, et al. Otsenka ekonomicheskoi tselesoobraznosti stroitel'stva vysokovol'tnykh linii elektroperedachi s primeneniem provodov novogo pokoleniya. *Izvestiya vuzov. Elektromekhanika*. 2014;3:71-74.

17. Vikharev AP, Vil'ner AV. Issledovanie kharakteristik koronnogo razryada dlya kompaktirovannykh provodov AERO-Z. *Sbornik materialov Vserossiiskoi ezhegodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Obshchestvo, nauka, innovatsii»* (NPK-2013); 15-16 Apr 2013; Kirov, Russia. Kirov Publ. Vyatka State University, 2013. pp. 2087-2091.

Authors of the publication

Aleksandra O. Varygina – Amur State University (AmSU), Blagoveshchensk, Russia.

Natalya V. Savina – Amur State University (AmSU), Blagoveshchensk, Russia.

Поступила в редакцию

19 июня 2020г.