

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

Р. А. ГРДЗЕЛЯН, М. М. КАРАПЕТЯН, Н. П. СТЕПАНЯН, А. С. ТОРОСЯН

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ГОДОВЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
НА КОРОНУ ВЫСОКОГОРНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Определение потерь электроэнергии и мощности на корону для линий электропередач, проходящих по высокогорным районам, имеет свои специфические особенности, вызванные в основном следующими обстоятельствами: вся трасса ЛЭП (линии электропередач) или отдельные ее участки расположены на **высоких** отметках над уровнем моря, где относительная плотность воздуха δ значительно низкая; трасса ЛЭП часто проходит по перевальным участкам, которые разделяют ее на части, находящиеся в различных климатических районах; в промежутке между двумя перевалами разница между отметками ЛЭП вдоль трассы может изменяться в больших пределах, достигающих 1500 м, а иногда и более.

Пониженная плотность воздуха в высокогорных районах приводит к увеличению потерь мощности на корону в зависимости от высоты расположения ЛЭП над уровнем моря (н. у. м.) Вследствие расположения ЛЭП на различных отметках н. у. м., возникает необходимость пересчета потерь мощности на корону, полученных на одних отметках к другим.

Особенности высокогорности влияют также на метод определения годовых потерь электроэнергии на корону, вследствие пересеченности трассы ЛЭП.

В настоящей статье на основании результатов, проведенных в ЛЭАН исследований по потерям на корону [1], рассматриваются возможности пересчета потерь мощности и подсчета среднегодовых потерь электроэнергии на корону для высокогорных ЛЭП. Подсчет потерь ведется раздельно для хорошей и плохой погоды.

Пересчет при хорошей погоде. Потери электроэнергии на корону в хорошую погоду при прочих равных условиях определяются в основном относительной плотностью воздуха δ , и поэтому пересчет потерь мощности на корону при наличии зависимости $\delta = f(H_m)$. (H — высота н. у. м.) равносильен пересчету потерь по высоте н. у. м.

Потери мощности на корону в P квт/кмн а один провод АС — 150, в зависимости от электростатического градиента на поверхности провода E квм/см при различных группах δ , приведены на рис. 1. Для возможности систематизации полученных многочисленных данных по-

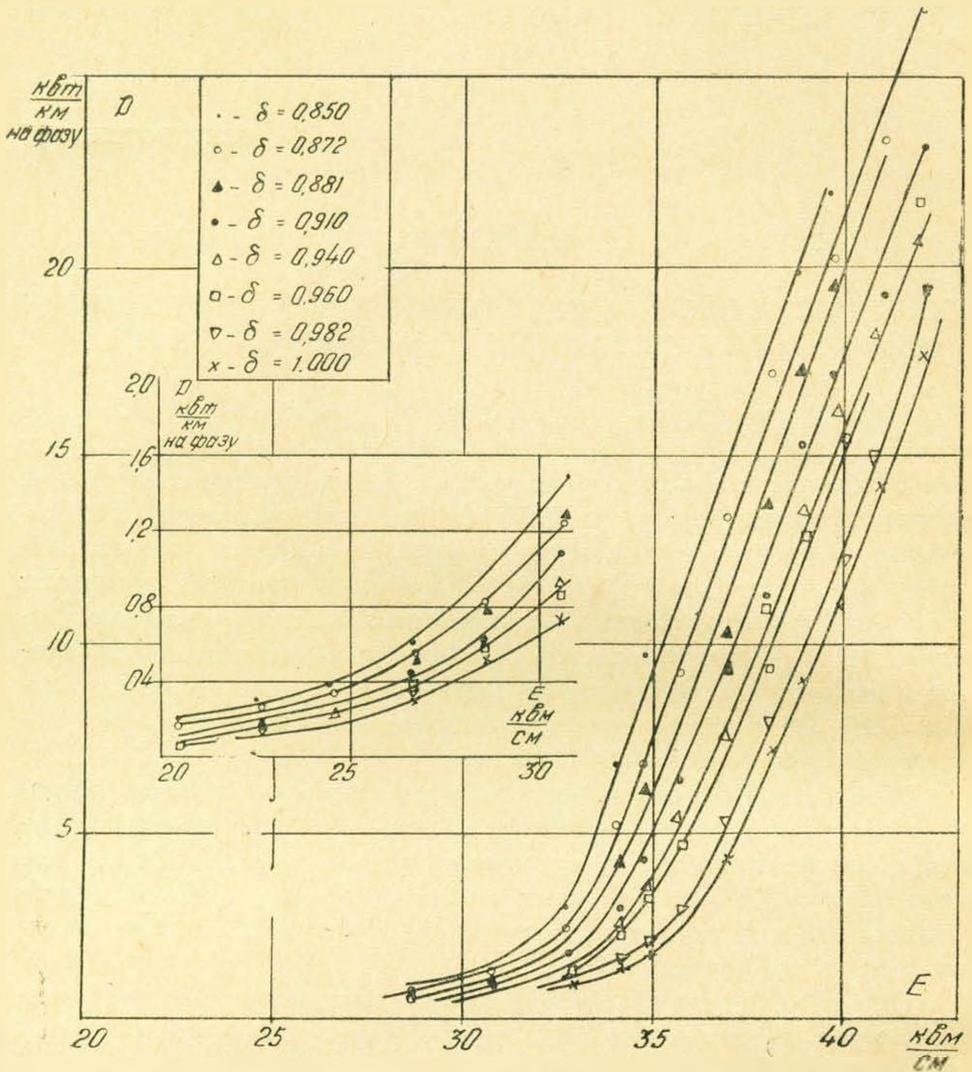


Рис. 1. Зависимости потерь мощности на корону в кВт/км (на одну фазу) от градиента на поверхности провода для хорошей погоды при различных относительных плотностях воздуха δ .

терь мощности при хорошей погоде, последние сгруппированы по величине относительной плотности воздуха. Каждая группа δ охватывает диапазон изменения плотности воздуха не более $\pm 1\%$. Для каждой группы определены среднеарифметические значения P и δ (в группу входят 12—40 измерений).

Для выяснения возможности пересчета P по δ , данные пересчитаны в следующие координаты [2, 3 и 4].

$$P = f\left(\frac{E}{\delta}\right); P = f\left(\frac{E}{\delta^{3/5}}\right) \text{ и } P^* = \frac{P \epsilon_0}{U_0^2 \omega C^2} = f\left(\frac{U}{U_0}\right).$$

где P — потери мощности в $квт/км$ на один провод, U — напряжение на проводе в $кв. эфф$, E — величина электростатического градиента на поверхности провода в $квм/см$;

$$E = \frac{\sqrt{2} \cdot C}{2 \pi \varepsilon_0 r} \cdot U;$$

r — радиус провода в $см$, C — геометрическая емкость провода в $ф/км$,

U_0 — начальное напряжение короны в $кв/эфф$.

$$U_0 = \frac{E_0}{\alpha}$$

E_0 — начальный градиент короны в $квм/см$ по Пику, α — пересчетный коэффициент, $\alpha = \frac{\sqrt{2} C}{2 \pi \varepsilon_0 r}$

$$E_0 = 29,8 \delta m_1 m_2 \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r \delta}} \right)$$

m_1 — коэффициент поверхности провода, m_2 — коэффициент погоды.

Наилучшее схождение дают данные, пересчитанные в относительные координаты $P^* = f\left(\frac{U}{U_0}\right)$. При этом среднеквадратичные отклонения от среднеарифметических величин не превышают 12%. При пересчете в координаты $P = f\left(\frac{E}{\delta}\right)$ сходимость хуже и среднеквадратичные отклонения от среднеарифметических величин достигают около 20%. Пересчет в координаты $P = f\left(\frac{E}{\delta}\right)$ дает несравнимо больший разброс.

Для пересчета потерь мощности в высокогорных условиях по δ при одном и том же проводе и одинаковых габаритах линии, как следствие пересчета в относительные координаты, рекомендуется пересчет в координаты $\frac{P}{\delta^2} = f\left(\frac{E}{\delta}\right)$ (рис. 2), так как $U_0 \cong E_0 \cong \delta$ (для проводов большого диаметра, по-видимому, для расщепленных проводов при изменении δ в рассматриваемых пределах, изменение величины $\frac{0,301}{\sqrt{r \delta}}$ практически не влияет на величину E_0).

В этом случае пересчет проще, так как нет необходимости определения E_0 и равноценен пересчету в относительные координаты.

Подобные же результаты по методам пересчета потерь получены для провода АСУ—300. Обобщенная характеристика потерь мощ-

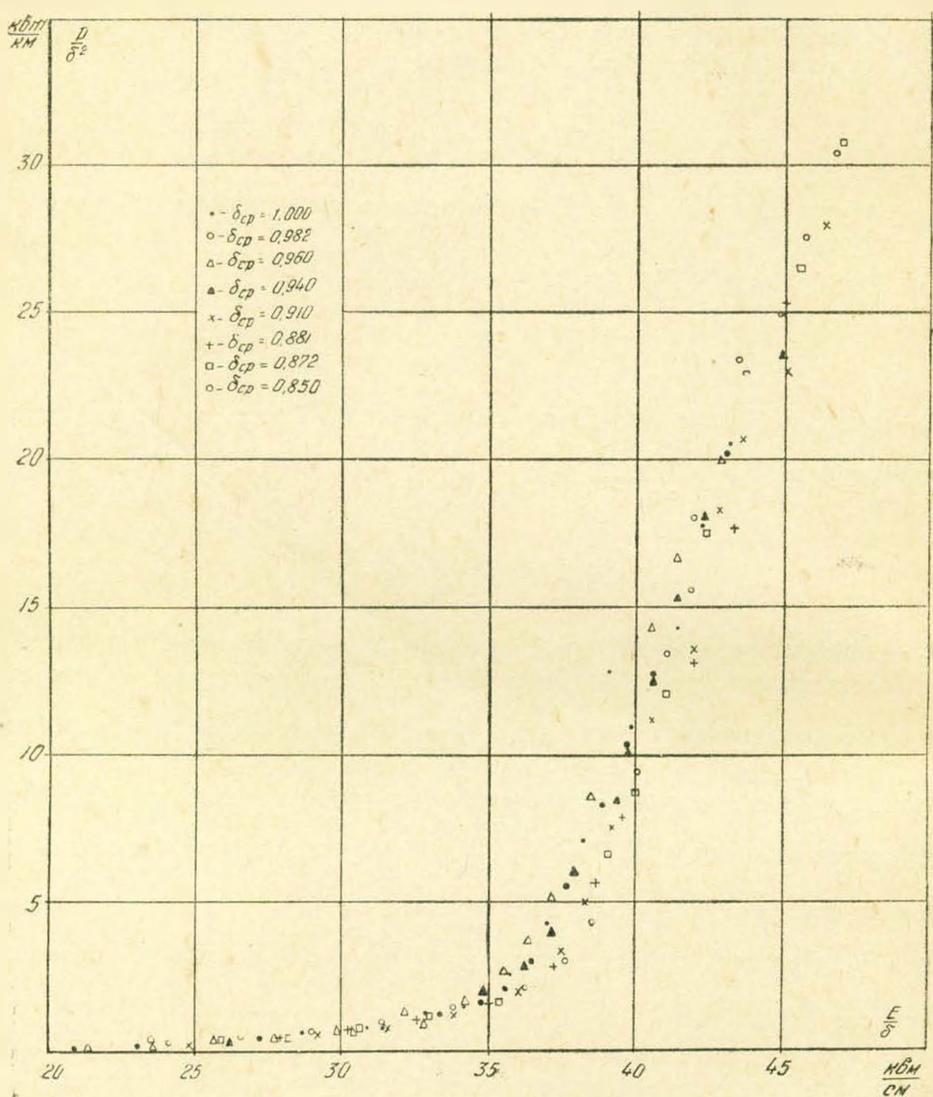


Рис. 2. Зависимость $\left(\frac{P}{\delta^2} = f\right) \frac{E}{\delta}$ (на одну фазу).

ности на корону в относительных координатах, полученная по данным измерения на проводах АС—150 и АСУ—300, приведена на рис. 3.

Таким образом, при отсутствии экспериментальных данных по потерям на корону для выбираемого провода, определение величины потерь на корону с учетом δ можно производить по кривой в относительных координатах. При наличии же данных по потерям мощности на корону для выбираемого провода при известной величине δ , пересчет целесообразно производить по кривой в коор-

динатах $\frac{P}{\delta^2} = f\left(\frac{E}{\delta}\right)$. Необходимо указать, что удовлетворительные результаты при пересчете в относительные координаты для различных проводов можно получить в том случае, если правильно учтено состояние поверхности проводов. Например, характеристики

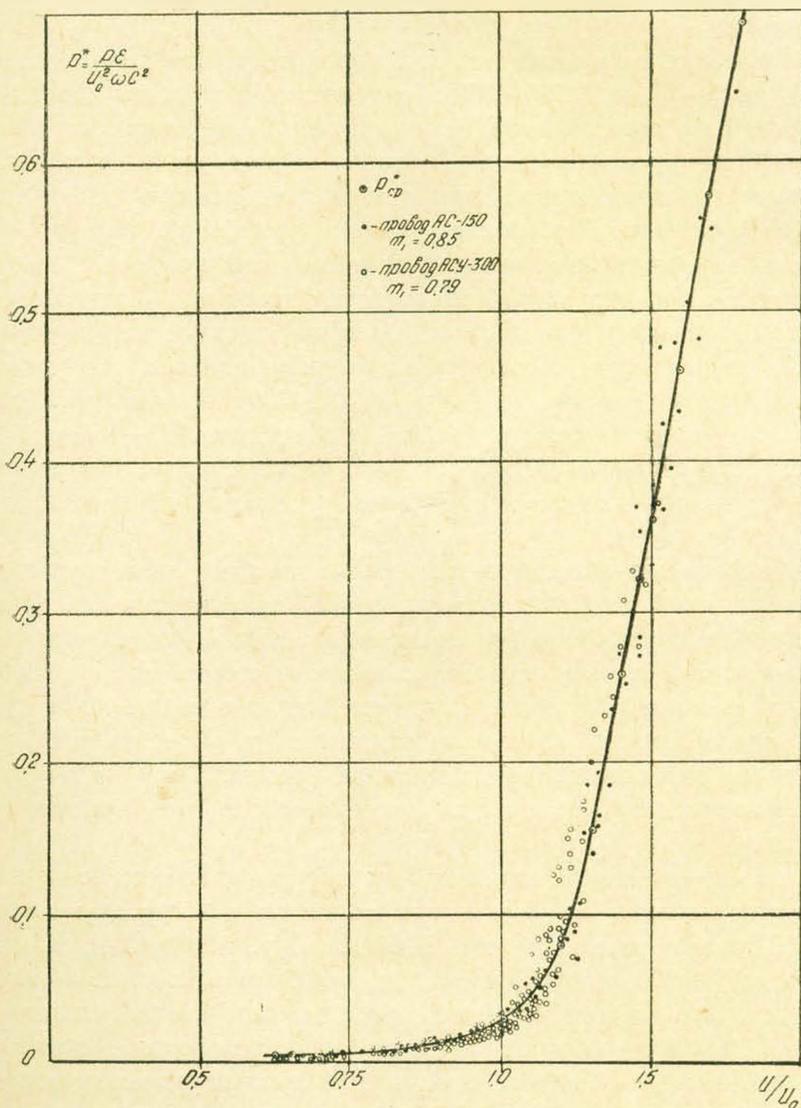


Рис. 3. Зависимости потерь мощности на корону в относительных координатах.

$P^* = f\left(\frac{U}{U_0}\right)$ для проводов АС-150 и АСУ-300 совпадают только при $m_1 = 0,85$ для АС-150 и $m_1 = 0,79$ для АСУ-300 (рис. 3). Указанное обстоятельство должно быть учтено при определении потерь мощно-

сти на корону для проводов различных марок, так как изменение коэффициента m_1 на несколько процентов может привести к изменению потерь мощности на сотни процентов. Поэтому должны быть с достаточной точностью определены коэффициенты поверхностей различных марок проводов с учетом всех факторов, влияющих на этот коэффициент. В противном случае пересчет становится сугубо ориентировочным.

В нашем случае такая разница в коэффициентах поверхности для проводов АС—150 и АСУ—300 объясняется, по-видимому, в основном технологией их производства, так как при изготовлении провода АСУ—300 использована смазка, которая периодически выступает на поверхность провода, способствуя тем самым снижению начального напряжения короны. Эта разница между коэффициентами поверхности проводов может быть вызвана еще тем, что процесс „старения“ не одинаково повлиял на характеристики проводов. В процессе длительного „старения“ при $E_m = 31$ кВ/см характеристика провода АС—150 стабилизировалась, в то время как при тех же условиях „старения“ характеристика провода АСУ—300 не подверглась существенному изменению. Ввиду того, что провод АС—150 подвергся сильному „старению“, использование его характеристик, на наш взгляд, можно ограничить выявлением влияния относительной плотности воздуха.

Пересчет при плохой погоде. В результате исследований был получен опытный материал, охватывающий практически все виды интересующей нас плохой погоды, а именно: дождь различных интенсивностей, сухой и мокрый снег, изморозь и туман. Изменения относительной плотности воздуха, как и следовало ожидать, для каждой группы плохой погоды на данной отметке н. у. м. небольшие, поэтому на основании этих данных детальное рассмотрение влияния δ на потери мощности на корону при плохой погоде не представляется возможным.

С целью выявления влияния δ на потери мощности при плохой погоде использованы данные потерь мощности на корону на проводе АС—150, измеренные на высоте 1100 м н. у. м. (рис. 4), и данные провода АСУ—300, измеренные на высоте 2000 м н. у. м. при одинаковых условиях погоды. Пересчет этих данных в относительные координаты, таким же образом как и при хорошей погоде, показывает, что относительные мощности потерь (P^*) на корону, измеренные при меньших значениях δ (АСУ—300), имеют меньшую величину, чем таковые при больших значениях δ (АС—150). Сходимость характеристик для проводов АС—150 и АСУ—300 не имела места как при равных коэффициентах $m_1 = 0,85$, так и при коэффициентах $m_1 = 0,85$ для АС—150, а $m_1 = 0,79$ для АСУ—300.

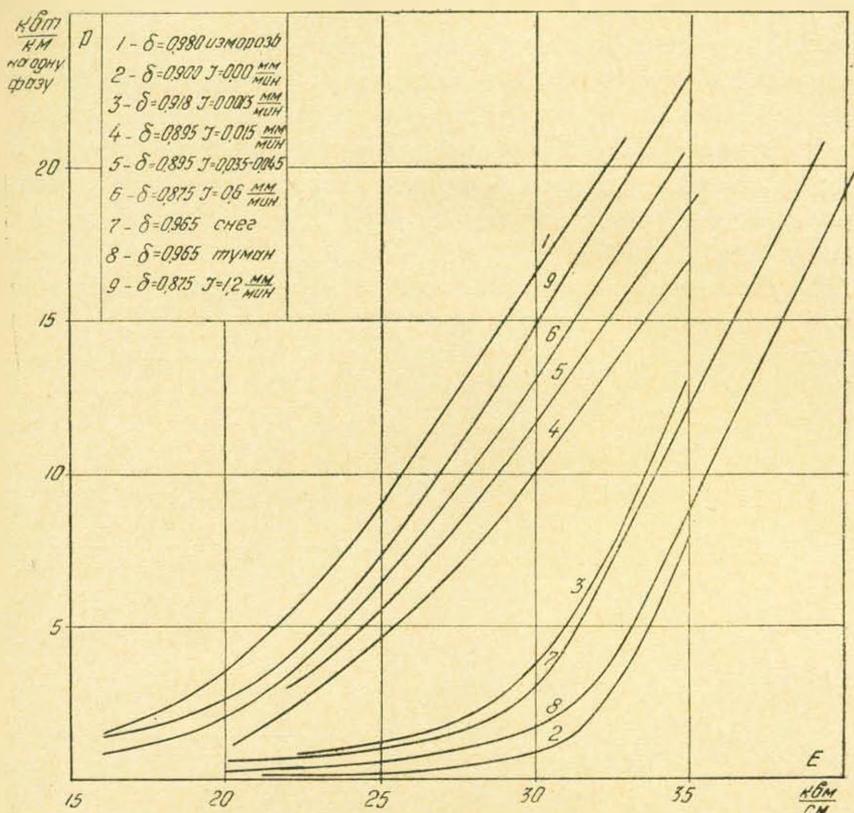


Рис. 4. Зависимости потерь мощности на корону в квт/км (на одну фазу) от градиента на поверхности провода для изморозь, дождя разных интенсивностей, снега и тумана.

Пересчеты данных в координаты $P = f\left(\frac{E}{\delta^2}\right)$ и $\frac{P}{\delta^2} = f\left(\frac{E}{\delta}\right)$ с

учетом разных диаметров $P_1 = P_2 \left(\frac{r_1}{r_2}\right)^2$ также не дали удовлетворительных результатов.

Таким образом, во всех случаях пересчета данных отдельных групп плохой погоды, потери на проводе АС—150 превышали таковые на проводе АСУ—300. Это обстоятельство показывает, что учет влияния δ при плохой погоде нельзя производить таким же образом, как при хорошей погоде.

Для дождя и изморозь данные были пересчитаны только по диаметру проводов без учета δ . Такой пересчет дает приемлемую сходимость данных (рис. 5, 6). Это дает основание считать, что влияние δ при рассмотренных группах плохой погоды значительно меньше, чем при хорошей погоде.

По пересчету данных по мокрому и сухому снегу и туману не удалось прийти к какому-либо заключению.

Учитывая, что в высокогорных условиях основная доля потерь при плохой погоде имеет место при дожде и изморози*, расчет потерь при плохой погоде, кроме потерь при тумане (которые могут быть присоединены к группе хорошей погоды), можно производить без учета изменения относительной плотности воздуха. Такой подход к пересчету потерь при плохой погоде является ориентировочным до обстоятельного изучения вопроса на нескольких типах проводов при различных δ .

Для учета особенностей высокогорных районов, при расчете потерь электроэнергии на корону, в общем случае трасса ЛЭП разде-

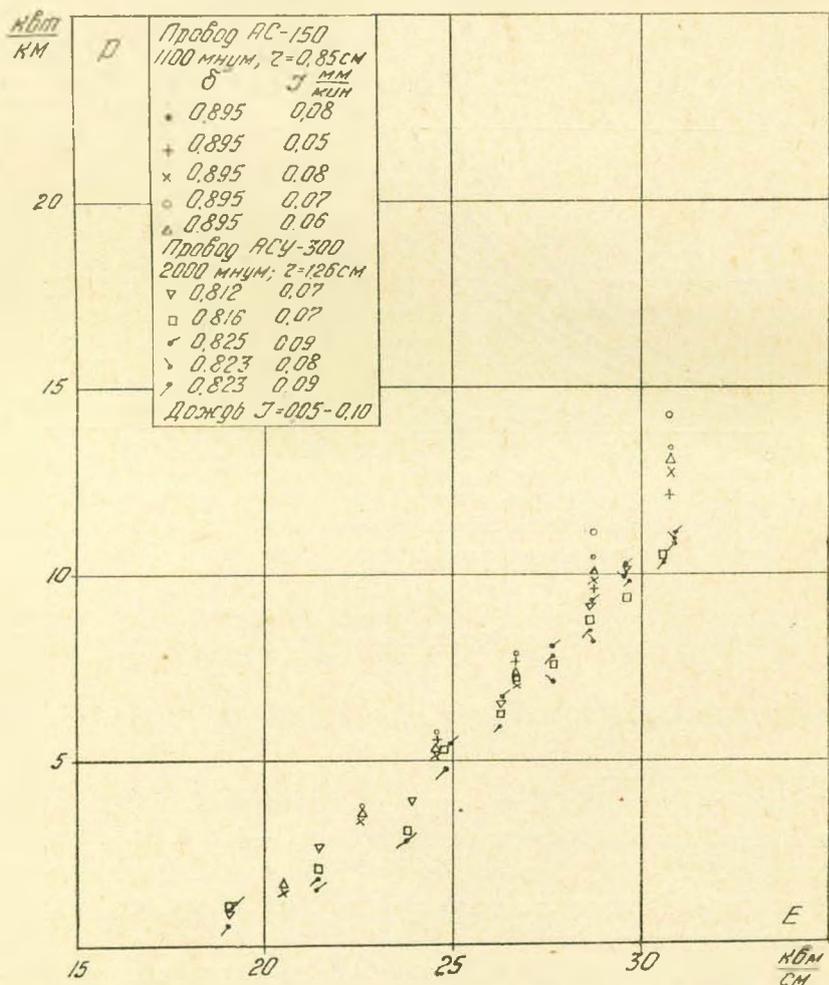


Рис. 5. Зависимости потерь мощности на корону в квт/км (на одну фазу) от градиента на поверхности провода в кв.м/см для проводов АС—150 и АСУ—300 для дождя в пределах интенсивности $J=0,05-0,1$ мм/мин. Потери на проводе АСУ—300 приведены к радиусу провода АС—150.

* Вопросы образования изморози, мокрого и сухого снега на реальной ЛЭП подлежат изучению.

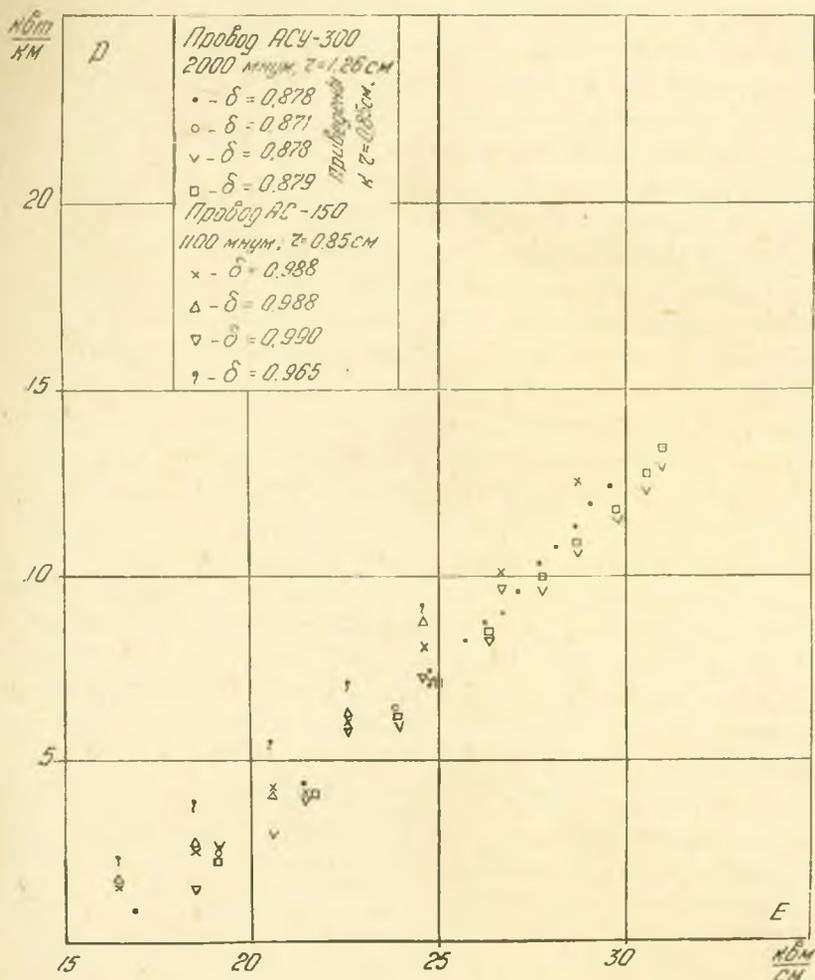


Рис. 6. Зависимости потерь мощности на корону в квт/км (на одну фазу) от градиента на поверхности провода для проводов АС—150 и АСУ—300 при изморози. Потери провода АСУ—300 приведены к радиусу провода АС—150.

ляется на зоны и участки. Разбивка трассы на зоны производится по водоразделам с учетом расположения метеостанций, так как климатические районы в основном определяются водоразделами. При большой протяженности трассы между водоразделами и наличии в этом районе нескольких метеостанций, трасса между этими водоразделами делится на несколько зон по метеостанциям. Если отметки трассы в зоне между водоразделами изменяются в больших пределах, то трассу ЛЭП в зоне можно разбить на участки, путем проведения на профиле трассы горизонталей, соответствующих определенным отметкам н. у. м. В зависимости от величины рабочего градиента на поверхности провода E и от желаемой точности расчета, расстояние между горизонтальями можно выбирать 200—500 м. При хорошей погоде, если величина E соответствует начальной, пологой части характеристики по-

терь на корону, расстояние между горизонталями целесообразно брать больше, а в крутой части характеристики—меньше. За длину участка ЛЭП принимается расстояние между точками пересечения трассы ЛЭП с соседними точками горизонталей.

Расчет годовых потерь электроэнергии на корону при хорошей погоде. Продолжительность числа часов хорошей погоды в году составляет в среднем 0,85—0,90 T_r (где $T_r = 8760$ часов) и не находится в определенной связи с высотой. Поэтому доля потерь электроэнергии на корону при хорошей погоде в высокогорных районах больше, чем в низменных районах. Для ЛЭП 220 и 330 кв Армянской ССР годовые потери электроэнергии на корону при хорошей погоде составляют основную долю общегодовых потерь. Указанное обстоятельство ставит необходимость более тщательного рассмотрения потерь электроэнергии на корону при хорошей погоде.

Метеорологические данные для всех участков данной зоны (продолжительность хорошей погоды, количество и продолжительность дождя, снега и т. д.), кроме относительной плотности воздуха, принимаются одинаковыми и берутся на основании метеорологических наблюдений метеостанций, расположенных в районе трассы ЛЭП данной зоны. Для каждого участка определяется средняя отметка над уровнем моря и соответствующая ей $\delta_{\text{ср}}$ по кривой зависимости средней многолетней относительной плотности воздуха от высоты над уровнем моря $\delta_{\text{ср. м.л.}} = f(H)$ [5].

При расчете потерь электроэнергии на корону при хорошей погоде учитывается изменение δ на данной высоте н. у. м. в течение года. Закономерность изменения относительной плотности воздуха на данной высоте во времени, выраженная в долях от $\delta_{\text{ср. м.л.}}$, не зависит от высоты [5].

Для упрощения учета изменения δ во времени можно рекомендовать табл. 1, составленную по зависимости $\frac{h_i}{h} = f\left(\frac{\delta_i}{\delta_{\text{ср. м.л.}}}\right)$

[5]. Кривая разделена на интервалы по оси $\frac{\delta}{\delta_{\text{ср. м.л.}}}$, для каждого интервала определена его среднеарифметическая величина, обозначаемая $K_{\text{ср.}}$.

Таблица 1

$K_{\text{ср.}}$	0,95	0,98	1,01	1,04	1,07	1,10
Продолжительности $\delta/\delta_{\text{ср. м.л.}}$ в долях от числа часов в году	0,021	0,366	0,300	0,195	0,096	0,022

При расчете потерь электроэнергии на корону для хорошей погоды можно принять, что закон распределения δ во времени в процентах соответствует таковому для полного года, так как число часов плохой погоды относительно небольшое.

Таким образом, расчет потерь электроэнергии при хорошей погоде на данном участке ЛЭП производится следующим образом:

$$A_{\text{уч.}} = l_{\text{уч.}} h_{\text{х.п.}} \sum_{i=1}^{i=n} P_{\delta i} \left(\frac{h}{h_{\text{ч}}} \right),$$

где $A_{\text{уч.}}$ — потери электроэнергии на корону при хорошей погоде в *квтч*; $l_{\text{уч.}}$ — длина участка в *км*; $h_{\text{х.п.}}$ — число часов хорошей погоды зоны, где находится данный участок; $P_{\delta i}$ — мощность потерь на корону при данной $P_{\delta i}$ в *квт/км*, определенная по зависимости $P^* = f\left(\frac{U}{U_0}\right)$,

или $\frac{P}{\delta^2} = f\left(\frac{E}{\delta}\right)$ путем пересчета;

$$\delta_i = \delta_{\text{ср. м.л.}} K_{\text{ср. } i},$$

где $K_{\text{ср. } i}$ — берется из табл. 1; $\delta_{\text{ср. м.л.}}$ — средняя многолетняя относительная плотность воздуха, соответствующая отметке данного участка по кривой рис. 2 [5].

$\frac{h}{h_{\text{ч}}}$ — продолжительность данной $K_{\text{ср. } i}$ в долях от числа часов в году, определяемая по таблице 1;

$i = 1 \div n$ — номер столбца таблицы или участка: n — равно 6 по предлагаемой таблице 1.

Годовые потери на корону для ЛЭП при хорошей погоде равны сумме потерь отдельных участков.

При упрощении расчетов потерь на корону при хорошей погоде, изменение δ во времени для данного участка можно не учитывать, а расчет вести по средней многолетней величине δ .

Расчет годовых потерь электроэнергии на корону при плохой погоде пока можно производить приближенно таким же образом, как и для ЛЭП, трасса которых проходит по низменным отметкам без учета влияния δ . Расчет следует производить для каждой зоны в отдельности по данным числа часов плохой погоды и по метеорологическим данным этой зоны.

Институт электротехники
АН Армянской ССР

Поступило 9.V 1959

Բ. Ա. ԿՐԶԵԼՅԱՆ, Մ. Մ. ԿԱՐԱՊԵՏՅԱՆ, Ն. Պ. ՍՏԵՓԱՆՅԱՆ, Ա. Ա. ԹՈՐՈՍՅԱՆ

ԲԱՐՁՈՒՆԻՔԱՅԻՆ ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱԿԱՆ ԳԾԵՐԻ ՊՍԱԿԻ
ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՏԱՐԵԿԱՆ ԿՈՐՈՒՄՏԵՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՄԱՆ
ԱՌԱՆՁՆԱՀԱՏԿՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ

Ա մ փ ո փ ո լ մ

Բարձունքային էլեկտրահաղորդման գծերի պսակի էլեկտրաէներգիայի տարեկան կորուստների հաշվարկումը ունի իր առանձնահատուկ շունչը

կապված օգի հարաբերական խտութիւնն փոքրացման հետ և այն բանի հետ, որ գծի տարրեր մասերը պահվում են ծովի մակերևութից տարրեր բարձրութունների վրա տարրեր միջնուլորտային պայմաններում:

Էլեկտրատեխնիկայի լարորատորիայում կատարված պսակի երևույթների հետազոտման արդյունքների հիման վրա հոգվածում բերվում է բարձունքային էլեկտրահաղորդման գծերի պսակի էլեկտրաէներգիայի տարեկան կորուստների հաշվարկման մեթոդ:

Պսակի կորուստների հոդութիւնն հաշվարկումը կատարվում է «լավ» և «վատ» եղանակների համար առանձին: «Լավ» եղանակի դեպքում հաշվարկման համար զիտված են գոյութիւն ունեցող մի քանի մեթոդներ: Հոգվածում առաջարկվում է պսակի կորուստների վերահաշվարկի մեթոդ ըստ օգի հարաբերական խտութիւնն:

«Վատ» եղանակի դեպքում պսակի կորուստների մեծութիւնն փորձնական տվյալների սահմանափակվածութիւնն պատճառով առաջարկվում է առաջված կորուստների վերահաշվարկը կատարել անտեսելով օգի հարաբերական խտութիւնը:

Պսակի էլեկտրաէներգիայի տարեկան կորուստների հաշվարկման համար առաջարկվում է մեթոդ, որը հաշվի է առնում բարձունքային էլեկտրահաղորդման գծերի տրասսայի օգերեւութարանական պայմանները՝ մասնավորապես օգի հարաբերական խտութիւնն փոփոխութիւններն ըստ տեղի բարձրութիւնն և ըստ ժամանակի, տվյալ տեղում:

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Ք. Ա. Գրձեալյան, Ա. Մ. Բսայան, Մ. Մ. Կարապետյան, Ն. Ս. Տեպանյան և Ա. Տ. Կորոսյան. Некоторые результаты исследования потерь мощности на корону переменного тока в высокогорных условиях. Известия АН Армянской ССР (серия технических наук), № 2, 1959.
2. W. S. Peterson. Дискуссия к статье J. S. Caroli, B. Cozzens. Corona loss measurement for the designs of transmission lines to operate at voltage between 220—330 kv. Tr. AIEE, ol. 52, 1933, March, p. 62—63.
3. Коронный разряд переменного тока. Исследование механизма короны переменного тока. Технич. отчет энергетического института им. Г. М. Кржижановского АН СССР, 1955.
4. А. В. Воробьев и Н. Н. Тиходеев. О физическом моделировании характеристик короны, ЖТФ, 1955, вып. 11, стр. 2008.
5. Ս. Ս. Տեպանյան. К вопросу влияния на корону и внешнюю изоляцию электроустановок некоторых метеорологических факторов высокогорных районов. «Известия АН Армянской ССР» (серия технических наук), № 6, 1959.