

**ОПТИМИЗАЦИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ,
ПЕРЕДАВАЕМОЙ ПО ВОЗДУШНЫМ ЛИНИЯМ
НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ**

А.А. Gerkusov

**OPTIMIZATION OF THE LOSSES OF ELECTRICAL ENERGY PASSED
BY AIR LINES WITH VOLTAGE 110 KV AND MORE**

Рассмотрены и проанализированы существующие методы расчета условно-постоянных и нагрузочных потерь электроэнергии в воздушных линиях электропередачи общего назначения. Проведена оптимизация суммарных относительных потерь электроэнергии и определен ток при минимальных потерях в линиях. В качестве норматива технических потерь электроэнергии рекомендуется принимать значение относительных потерь, соответствующих этому току.

ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ; ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ; ТОК МИНИМАЛЬНЫХ ПОТЕРЬ; НОРМАТИВ ПОТЕРЬ; НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ.

In this paper classified are the technical losses by types. Examined and analyzed existent are the methods of calculation of conditionally-constant and loaded losses in the air lines of electrical transmission of common function. On the basis of the minimum relative energy losses obtained is a new objective function, conducted is optimization of the total comparative electrical energy and determined are the current minimum losses in lines. To motivate consumers and supply companies to provide the optimal planning and implementation of energy saving measures as a standard of technique electrical energy loss, it is recommended to adopt value relative losses applicable to this current. Conducted is the factor analysis of changes in relative energy losses depending on variable parameters and technical characteristics of a given transmission line.

LINES OF ELECTRICAL TRANSMISSION, TECHNIQUE LOSS OF ELECTRICAL ENERGY, THE CURRENT MINIMUM LOSSES, STANDARD OF LOSSES, NOMINAL VOLTAGE.

Введение

Одним из основных элементов электроэнергетических систем и систем электроснабжения (СЭ) народно-хозяйственных объектов являются воздушные и кабельные линии электропередачи, обеспечивающие транспорт электроэнергии от источников мощности до потребителей. Наибольший удельный вес в структуре электрических сетей занимают распределительные сети напряжением 110 кВ и ниже. Однако все чаще функции распределительных сетей вы-

полняют линии напряжением 220 и даже 330 кВ, что связано с ростом электрических нагрузок и межсистемных перетоков мощности [1].

Потери электроэнергии в электрических сетях — один из важнейших экономических показателей работы электросетевого предприятия. Они отражают техническое состояние и качество эксплуатации электрических сетей, уровень морального и технического старения систем сбора и учета информации, эффективность энерго-сбытовой деятельности.

Уменьшение потерь электроэнергии в электрических сетях различного назначения — одно из основных направлений реализации энергосберегающей политики в электроэнергетических системах страны [1–5].

Согласно [3] под нормативом N потерь понимают их приемлемый по экономическим критериям уровень, определяемый на основе расчета потерь и анализа возможности снижения в планируемом периоде каждой составляющей их фактической структуры; он представляет собой отношение заданной составляющей абсолютных фактических потерь ΔW_{Σ} к расходуемой электроэнергии W .

Нормирование потерь электроэнергии служит организационным инструментом мотивации энергоснабжающих организаций к проведению экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь и имеет целью снижение темпов роста тарифов на электроэнергию. Такое стимулирование необходимо в силу естественной монопольности энергоснабжения и, как следствие, невозможности задействовать для снижения тарифов эффективные рыночные механизмы [3, 4, 6, 7].

Однако, несмотря на то, что разработка методов расчета, анализа, нормирования потерь электроэнергии и выбора экономически обоснованных мероприятий по их снижению ведется уже более 30 лет, до настоящего времени методология определения нормативов потерь не установлена. Не определены до конца даже принципы нормирования потерь. Так, например, в связи с недостоверностью сведений о нагрузках и потерях в распределительных электрических сетях напряжением 6–20 кВ общепринятые расчетные методы определения и нормирования потерь дают значительные погрешности и искажения. Поэтому в таких СЭ актуальны обоснование норматива потерь, а также определение и оптимизация потерь во всех элементах СЭ. Мнения по поводу подхода к нормированию лежат в широком диапазоне — от желания иметь установленный твердый норматив в виде процента потерь до контроля за «нормальными потерями» с помощью постоянно проводимых расчетов по схемам сетей с использованием соответствующего программного обеспечения.

Норматив потерь на регулируемый период определяется в настоящее время на основе ра-

счета технологических потерь электроэнергии за базовый (отчетный год, предшествующий году расчета) и на регулируемый (год, следующий за годом расчета) периоды по фактическим и прогнозным показателям баланса электроэнергии [4]. Рассчитываемый таким способом норматив потерь электроэнергии не мотивирует потребителей и электроснабжающие организации к планированию и проведению мероприятий по снижению и оптимизации потерь электроэнергии. В связи с этим необходима разработка методики нормирования потерь электроэнергии, альтернативной существующей.

Цель настоящей работы: ориентируясь на минимум относительных потерь электроэнергии, наметить новую функцию цели, определяющую зависимость суммарных относительных потерь электроэнергии от объемов электроэнергии, передаваемой по линиям электропередач различных номинальных напряжений; разработать методику и внести предложения по изменению принципа нормирования относительных потерь электроэнергии.

Виды технических потерь электроэнергии в линиях и методы их расчета

Согласно [3, 4] технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных и нагрузочных потерь.

Нагрузочные (переменные) потери — это потери на нагрев в продольных элементах от электроэнергии, передаваемой по ним потребителям. К ним относятся: потери в линиях электропередачи (воздушных и кабельных), шинпроводах, силовых трансформаторах и токоограничивающих реакторах.

Условно-постоянные потери — это часть технических потерь электроэнергии в элементах электрических сетей, не зависящая от передаваемой по ним мощности, а именно: потери в поперечных ветвях схем замещения.

Три составляющие условно постоянных потерь относятся к климатическим, т. е. к потерям, зависящим от погодных условий. Для воздушных линий электропередачи согласно [3, 4] к климатическим потерям относят: потери на корону в проводах ВЛ (ΔW_k); от токов утечки по изоляторам ВЛ ($\Delta W_{из}$); на плавку гололеда (ΔW_r).

Допущение. Согласно [3] для отдельно взятой ВЛ сечением 95–330 мм² расчетный расход элек-

троэнергии на плавку гололеда составляет 24–74 кВт·ч/км, то есть примерно 0,2 % от суммарных климатических потерь. Поэтому составляющая расхода электроэнергии на плавку гололеда в дальнейших расчетах не учитывается.

Нагрузочные потери ΔW_n электроэнергии в воздушной линии длиной L определяются по формуле

$$\Delta W_n = 3I_{нб}^2 r_0 L \tau, \quad (1)$$

где $I_{нб}$ — ток при максимальной нагрузке ВЛ, А; r_0 — удельное активное сопротивление линии, Ом/км; τ — время максимума потерь, ч, определяемое по эмпирической формуле [1–4, 8]

$$\tau = (0,124 + 10^{-4} T_{нб})^2 \cdot 8760. \quad (2)$$

Здесь $T_{нб}$ — время использования максимума нагрузки, ч.

Потери электроэнергии на корону в линиях ΔW_k согласно [3–5] определяется на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в справочной технической литературе [3, 9, 10], и о продолжительности видов погоды в течение расчетного периода по формуле

$$\Delta W_k = L \sum_{i=1}^4 \Delta P_{ki} T_{pi} k_{икор}, \quad (3)$$

где T_{pi} — продолжительность i -го вида погоды, ч; ΔP_{ki} — удельные потери мощности на корону при i -м виде погоды, кВт/км; $k_{икор}$ — поправочный коэффициент на рабочее напряжение линии, определяемый согласно [3] как

$$k_{икор} = 4,65 U_{отн}^{2*} - 3,65 U_{отн}^*, \quad (4)$$

где $U_{отн}^*$ — отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

Основным фактором, определяющим потери на корону в воздушных линиях, является отношение напряженности электрического поля на поверхности проводов к начальной напряженности короны, которое зависит от рабочего напряжения, сечения и количества проводов в фазе, типа опоры и электрической характеристики воздуха. При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону в линии определяются в зависимости от региона расположения линии по среднегодовым значениям потерь мощности $\Delta P_{к ср}$ [1, 3, 4, 9, 10].

$$\Delta W_k = 8760 L \Delta P_{к ср}. \quad (5)$$

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ. В нормальном эксплуатационном режиме по изоляторам течет так называемый фоновый ток утечки. Длительный фоновый ток утечки в условиях увлажнения изоляторов практически одинаков для линий любого класса напряжения и составляет 0,5–1 мА.

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам для ВЛ $\Delta W_{из}$ согласно [3] определяются по формуле

$$\Delta W_{из} = \frac{U_{ном}^2}{3R_{из} N_{из}} T_{вл} L N_{гир}, \quad (6)$$

где $T_{вл}$ — продолжительность влажной погоды в расчетном периоде, ч; $N_{гир}$ — число гирлянд изоляторов, шт/км; $R_{из}$ — сопротивление изоляторов в зависимости от уровня СЗА — степени загрязненности атмосферы (для принятого третьего уровня СЗА $R_{из} = 915$ кОм); $N_{из}$ — число изоляторов в фазе линии.

В оценочных расчетах при определении числа гирлянд согласно [3] рекомендуется использовать их средние целые значения (на 1 км) для ВЛ различных классов напряжений, а именно.

Напряжение ВЛ, кВ	$N_{гир}$, шт/км
500	11,3
220	9,8
150	11,2
110	12,9
35	23,4
6–20	46,8

Годовые суммарные относительные потери электроэнергии $\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W}$ в заданной ВЛ определяются выражением

$$\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W} = \frac{\Delta W_n + \Delta W_k + \Delta W_{из}}{W} = \frac{3I_{нб}^2 r_0 L \tau + 8760 L \Delta P_{к ср} + \frac{U_{ном}^2}{3R_{из} N_{из}} T_{вл} L N_{гир}}{\sqrt{3} U_n I_{нб} T_{нб} \cos \varphi}. \quad (7)$$

Таким образом, зависимость (7) $\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W} = f(I_{нб}, r_0, \tau, L, U_n, \Delta P_{к ср}, R_{из}, N_{из}, N_{гир}, T_{вл}, \cos \varphi)$ концентрирует в себе целую серию технических параметров как самой линии, так и ее режима, изменяя которые можно добиться «настройки»

рассматриваемой линии на передачу электроэнергии с минимальными относительными потерями.

По результатам проведенного на ЭВМ по формуле (7) расчета построена зависимость $\Delta W_{\Sigma}/W = f(I_{\text{нб}})$, являющаяся, по сути, математической моделью относительных потерь электроэнергии в воздушных линиях при следующих исходных данных: номинальное напряжение $U_{\text{н}} = 220$ кВ, время использования максимума нагрузки $T_{\text{нб}} = 3000$ ч, длина линии $L = 120$ км. ВЛ эксплуатируется в 3-м районе по СЗА ОЭС Центра и выполнена проводами марки АС при сечениях $F = 240; 300; 400; 500$ мм² (рис. 1).

Из рис. 1 следует, что величина суммарных относительных потерь ($\Delta W_{\Sigma}/W$) имеет выраженный минимум при некотором токе $I_{\text{опт}}$, который назовем током минимума потерь. При увеличении сечения провода значение тока $I_{\text{опт}}$ смещается вправо, а при увеличении времени $T_{\text{нб}}$ — влево.

Взяв первую частную производную $\frac{\partial(\Delta W_{\Sigma}/W)}{\partial I}$ и приравняв ее к нулю, получаем

$$A - \left(\frac{B+C}{I_{\text{нб}}^2} \right) = 0. \quad (8)$$

Решая данное уравнение относительно $I_{\text{нб}}$, получаем

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{B+C}{A}}, \quad (9)$$

где $A = \frac{\sqrt{3}r_0\tau L}{U_{\text{н}}T_{\text{нб}}\cos\varphi}$ — именованная величина, имеющая размерность A^{-1} .

$$B = \frac{5057,74\Delta P_{\text{к ср}}k_{\text{и кор}}L}{U_{\text{ном}}T_{\text{нб}}\cos\varphi};$$

$C = \frac{U_{\text{н}}LT_{\text{вл}}N_{\text{гир}}}{5,197N_{\text{из}}R_{\text{из}}T_{\text{нб}}\cos\varphi}$ — именованные величины, имеющие размерность A .

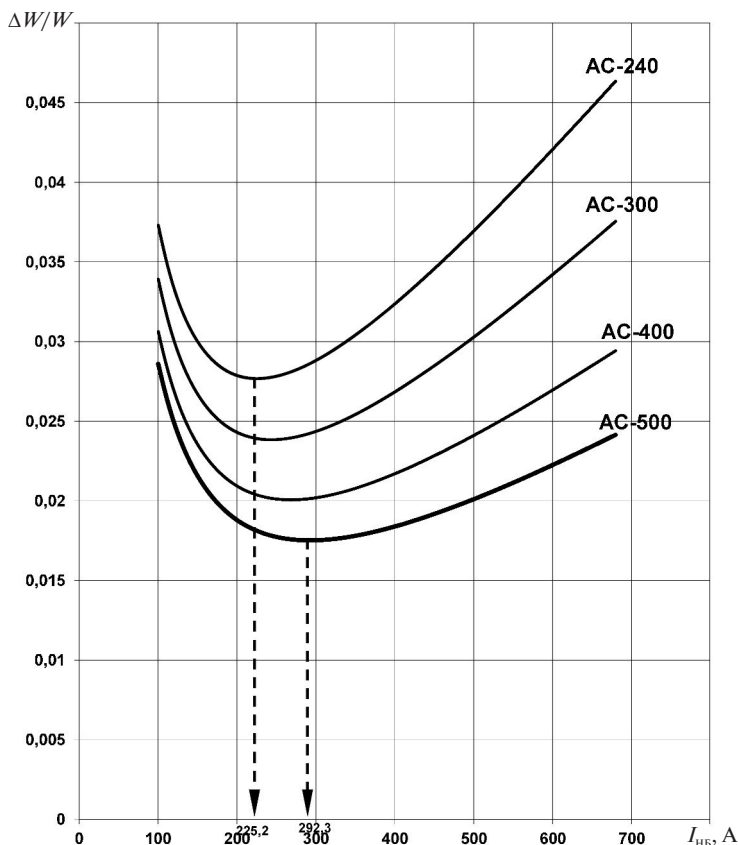


Рис. 1. Зависимость относительных потерь электроэнергии от тока нагрузки ВЛ-220 кВ, проходящей в 3-м районе по СЗА ОЭС Центра, при $\tau = 1575$ ч

Или, выражая в амперах значение оптимального тока, соответствующего минимальным относительным потерям электроэнергии в линии, имеем

$$I_{\text{опт}} = 10,54 \times \sqrt{\frac{26285,07 N_{\text{из}} R_{\text{из}} \Delta P_{\text{ксп}} k_{\text{укор}} + U_{\text{н}}^2 T_{\text{ВЛ}} N_{\text{гир}}}{N_{\text{из}} R_{\text{из}} r_0 \tau}} \quad (10)$$

Таким образом, токовая нагрузка линии, соответствующая $I_{\text{опт}}$, обеспечивает минимум суммарных относительных потерь электроэнергии в заданной ВЛ и называется *током минимальных потерь*, который зависит как от технических параметров самой воздушной линии, так и от параметров ее режима.

По результатам проведенного на ЭВМ расчета для ВЛ-220 кВ, расположенной в 3-м районе по СЗА ОЭС Центра, по формуле (10) построим зависимость $I_{\text{опт}} = f(T_{\text{нб}})$ (рис. 2).

Затем, подставляя полученные по формуле (10) результаты расчетов в (7), построим зависимость $\left(\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W}\right) = f(I_{\text{опт}})$ (рис. 3).

Из построений, выполненных на рис. 2, следует, что увеличение времени использования максимума нагрузки $T_{\text{нб}}$ ведет к снижению оп-

тимального тока нагрузки линии $I_{\text{опт}}$ и одновременно, как показывают произведенные на ЭВМ расчеты, возрастает полезное энергопотребление W . Из построений, выполненных на рис. 3, следует, что нелинейно зависящие от тока $I_{\text{опт}}$ минимальные суммарные относительные потери электроэнергии $\Delta W_{\Sigma}/W$ с увеличением этого тока будут также возрастать.

Минимизация суммарных относительных потерь электроэнергии $\Delta W_{\Sigma}/W$ в эксплуатируемых и проектируемых электрических сетях требует нового подхода к вопросам нормирования потерь электроэнергии.

Норматив потерь для каждой электроснабжающей организации и крупных потребителей имеет индивидуальное значение, определяемое на основе схем и режимов электрических сетей, особенностей учета поступления и отпуска электроэнергии.

До принятия Минпромэнерго РФ положения, порядка и методики «Об организации в министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передачи по электрическим сетям» № 267 от 04.10.2005 норматив потерь в электрических сетях определялся так:

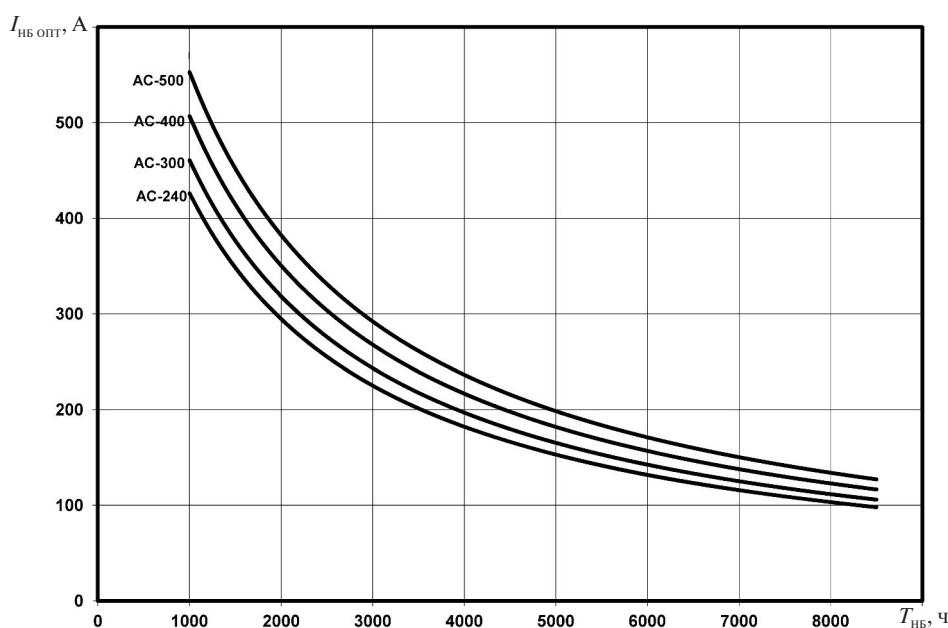


Рис. 2. Зависимость оптимального тока нагрузки (тока минимальных потерь) от времени использования ее максимума для ВЛ-220 кВ, расположенной в 3-м районе СЗА ОЭС Центра

$$N, \% = \frac{\Delta W_{\Sigma}}{W} \cdot 100, \quad (11)$$

где ΔW_{Σ} — алгебраическая сумма технологических потерь электроэнергии [3, 4].

Опубликованные значения норматива потерь N носили лишь рекомендательный характер, однако многие региональные сетевые комиссии использовали их как императив [3].

В настоящее время порядок определения нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям устанавливается приказом Минпромэнерго РФ

от 30.11.2007. Утвержденный норматив технологических потерь является составляющей тарифа на электроэнергию [6, 7, 11]. Согласно [3, 4] норматив технологических потерь электроэнергии $N_{\text{НТПЭр}}$ при ее передаче по электрическим сетям определяется, в процентах, в целом по сети по формуле

$$N_{\text{НТПЭр}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭр}}}{W_{\text{ОСр}}} \cdot 100, \quad (12)$$

где $\Delta W_{\text{ТПЭр}}$ — абсолютные технологические потери электроэнергии за регулируемый период. Они определяются так:

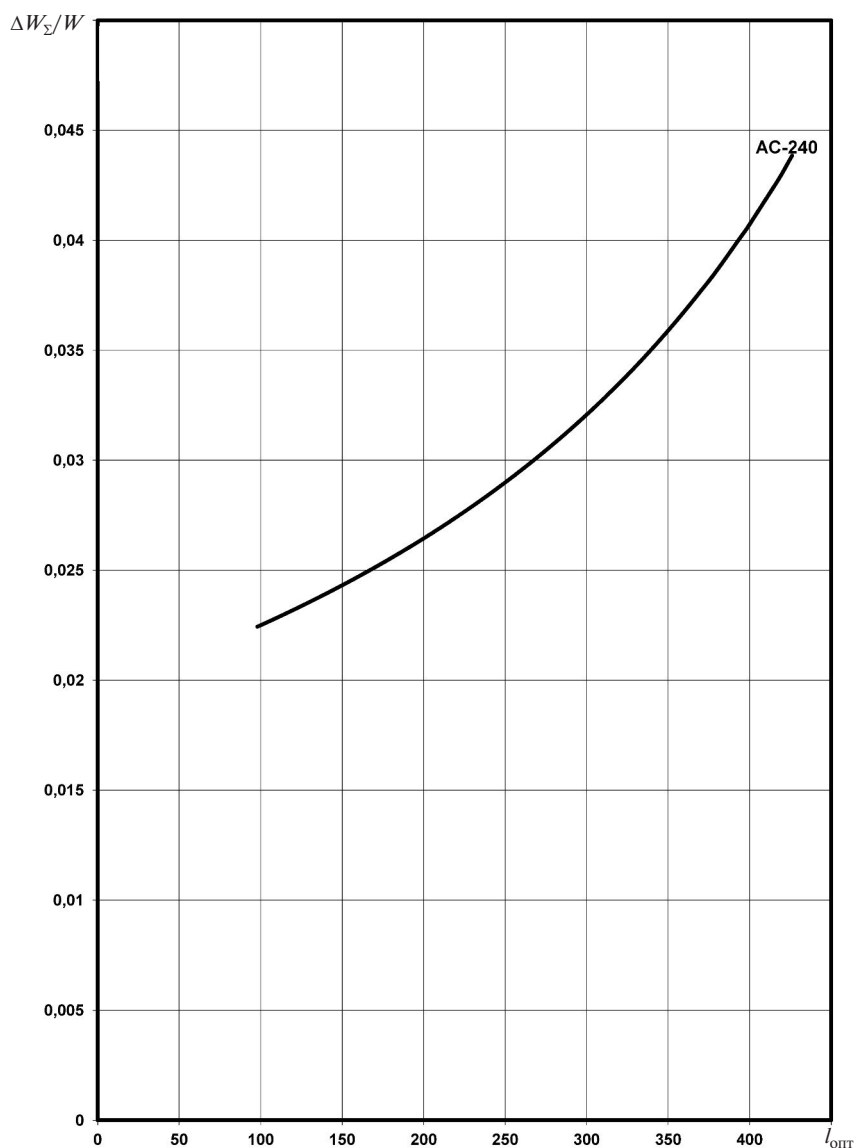


Рис. 3. Засисимость нормативных относительных потерь электроэнергии от оптимальной токовой нагрузки (ток минимальных потерь) для ВЛ-220 кВ, расположенной в 3-м районе СЗА ОЭС Центра, выполненной проводами марки АС-240

$$\Delta W_{\text{ТПЭр}} = \Delta W_{\text{упр}} + \Delta W_{\text{нр}} + \Delta W_{\text{погрр}} \quad (13)$$

Здесь $\Delta W_{\text{упр}}$ — условно-постоянные потери за регулируемый период (потери на корону, в линейной изоляции ВЛ, на плавку гололеда); $\Delta W_{\text{нр}}$ — нагрузочные потери электроэнергии на регулируемый период; $\Delta W_{\text{погрр}}$ — потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии на регулируемый период.

В связи с тем, что рассчитываемый таким способом норматив технологических потерь электроэнергии $N_{\text{НТПЭр}}$ не мотивирует энергоснабжающие организации и потребителей к дальнейшему снижению технологических потерь, то предлагается в качестве норматива потерь электроэнергии принимать значения минимальных относительных потерь электроэнергии, полученные по вышеразработанной методике.

Для этого необходимо по формуле (10) определить оптимальный ток $I_{\text{опт}}$ для заданной линии. Далее, подставляя значение этого тока в выражение (7), определить относительные потери электроэнергии в данной ВЛ, которые и следует принять за норматив потерь.

Для более полной реализации предложенной в настоящей работе методики рекомендуется внедрить в практику нормирования потерь электроэнергии соответствующее программное обеспечение, позволяющее определять оптимальные относительные потери электроэнергии в заданной ВЛ, которые и следует принимать за норматив потерь. Для чего необходимо:

создать базу данных всех находящихся в эксплуатации ВЛ напряжением 110 кВ и выше;

для каждой такой ВЛ по формуле (10) построить зависимость оптимального тока нагрузки от времени использования ее максимума $I_{\text{опт}} = f(T_{\text{нб}})$ (рис. 2);

по формуле (7) построить зависимость принятых за норматив минимальных относительных потерь электроэнергии от рассчитанного выше оптимального тока нагрузки $N = f(I_{\text{опт}})$ (рис. 3).

Для определения норматива технических потерь электроэнергии в заданной ЛЭП по рис. 2 определяется оптимальный ток нагрузки $I_{\text{опт}}$, который затем откладывается по горизонтальной оси зависимости $\left(\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W}\right) = f(I_{\text{опт}})$ (рис. 3).

После чего визуально по кривой рис. 3 определяется значение норматива технических потерь электроэнергии в данной ВЛ на базовый период.

Примечание. Поскольку величина относительных потерь электроэнергии непосредственно входит в формулу расчета тарифа на отпущенную электроэнергию, а достичь абсолютно точного математического минимума тока минимальных потерь технически невозможно, то для принятой величины норматива потерь необходимо ввести пятипроцентную зону равноэкономичности, допускающую отклонения от математического минимума влево и вправо по горизонтальной оси.

Выводы

Таким образом в настоящей работе выполнено следующее:

смоделирована и построена целевая функция, определяющая зависимость суммарных годовых относительных потерь электроэнергии в линии от тока ее нагрузки, и установлен оптимальный ток линии, соответствующий минимальным относительным потерям электроэнергии в данной ВЛ, который был назван током минимальных потерь;

с целью мотивации энергоснабжающих организаций и промышленных предприятий к планированию и проведению энергосберегающих мероприятий разработана оригинальная методика, предполагающая в качестве норматива потерь электроэнергии использовать значения минимальных относительных потерь электроэнергии, что в свою очередь приводит к снижению тарифов на используемую электроэнергию;

предлагаемая методика нормирования потерь в качестве экспериментальной внедрена в Красноперекопском отделении энергосбыта ОАО «Крымэнерго» и на Красноперекопском заводе «Сода» Республики Крым.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Идельчик В.И.** Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989 г. 592 с.
2. **Зуев Э.Н.** Техничко-экономические основы проектирования электрических сетей: Учебное пособие. М.: Изд-во МЭИ, 1988.
3. **Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В.** Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Изд-во НЦ «ЭНАС», 2005. 277 с.
4. **Железко Ю.С., Шаров Ю.В., Зарудский Г.К., Сипачева О.В., Шведов Г.В.** Потери электроэнергии

в электрических сетях: основные сведения, расчет и нормирование. Уч. пособие. М.: ЗАО «Издательский дом МЭИ», 2007. 128 с.

5. **Федотов А.И., Геркусов А.А.** Проблема энергосбережения при выборе сечений проводов воздушных линий 110–500 кВ // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2000. № 11–12. С. 54–61.

6. **Максимов Б.К., Молоднюк В.В.** Основы формирования тарифов на электрическую энергию на рынках России. М.: Изд-во МЭИ, 1998. 44 с.

7. **Максимов Б.К., Молоднюк В.В.** Электроэнергетика России на современном этапе ее развития //

Вестник МЭИ. 1998. №2. С. 63–69.

8. **Зуев Э.Н., Ефентьев С.Н.** Задачи выбора экономически целесообразных сечений проводов и жил кабелей. М.: Изд-во МЭИ, 2005. 88 с.

9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотьяна и М.Н. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985.

10. Правила устройства электроустановок. 6-е издание М.: Энергоатомиздат, 1985. 630 с.

11. Экономика и управление энергетическими предприятиями / Под ред. Н.Н. Кожевникова М.: Изд-во «АКАДЕМА», 2004. 427 с.

REFERENCES

1. **Idelchik V.I.** Elektricheskiye sistemy i seti. [Electric systems and networks] М.: Energoatomizdat, 1989. 592 s. (rus.)

2. **Zuyev E.N.** Tekhniko-ekonomicheskiye osnovy proyektirovaniya elektricheskikh setey. [Technical-economic principles of design of electrical networks]. Uchebnoye posobiye. М.: Izd-vo MEI, 1988. (rus.)

3. **Zhelezko Yu.S., Artemyev A.V., Savchenko O.V.** Raschet analiz i normirovaniye poter elektroenergii v elektricheskikh setyakh. [Calculation analysis and valuation losses in electrical networks]. М.: Izd-vo NTs «ENAS», 2005. 277 s. (rus.)

4. **Zhelezko Yu.S., Sharov Yu.V., Zarudskiy G.K., Sipacheva O.V., Shvedov G.V.** Poteri elektroenergii v elektricheskikh setyakh: osnovnyye svedeniya, raschet i normirovaniye. [Losses in electrical networks: basic information, calculation and valuation]: Uch. posobiye. М.: ZAO «Izdatelskiy dom MEI», 2007. 128 s. (rus.)

5. **Fedotov A.I., Gerkusov A.A.** Problema energosberezheniya pri vybore secheniy provodov vozdushnykh liniy 110–500 kV. [The problem of energy conservation when choosing wire sections 110–500 kV overhead lines]. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*. 2000. № 11–12. S. 54–61. (rus.)

6. **Maksimov B.K., Molodnyuk V.V.** Osnovy formirovaniya tarifov na elektricheskuyu energiyu na rynkakh Rossii [Basis for the formation of tariffs for electricity in the markets of Russia]. М.: Izd-vo MEI, 1998. 44 s. (rus.)

7. **Maksimov B.K., Molodnyuk V.V.** Elektroenergetika Rossii na sovremennom etape yeye razvitiya. [Power Industry of Russia at the present stage of its development]. *Vestnik MEI*. 1998. №2. S. 63–69. (rus.)

8. **Zuyev E.N., Yefentyev S.N.** Zadachi vybora ekonomicheski tselesoobraznykh secheniy provodov i zhil kabeley. [Problem of the choice of cost-effective cross-sections of wires and cable conductors]. М.: Izd-vo MEI, 2005. 88 s. (rus.)

9. Spravochnik po proyektirovaniyu elektroenergeticheskikh sistem [Handbook on designing power systems.] / Pod red. S.S. Rokotyana i M.N. Shapiro. М.: Energoatomizdat, 1985. (rus.)

10. Pravila ustroystva elektroustanovok. 6-ye izdaniye. [Rules for Electrical 6th Edition] М.: Energoatomizdat, 1985. 630 s. (rus.)

11. Ekonomika i upravleniye energeticheskimi predpriyatiyami [Economy and management of energy enterprises] / Pod red. N.N. Kozhevnikova М.: Izd-vo «АКАДЕМА», 2004. 427 s. (rus.)

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

ГЕРКУСОВ Алексей Анатольевич — кандидат технических наук электромеханик Октябрьской железной дороги. 191040, Санкт-Петербург, Транспортный переулок, д. 2. E-mail: Gerkusov_Alex@mail.ru

AUTHOR

GERKUSOV Aleksei A. — Russian Railways. 191040, Sankt-Peterburg, Transportnyi pereulok, d. 2. E-mail: Gerkusov_Alex@mail.ru