



ЭКОНОМИЧЕСКАЯ КОРРЕКЦИЯ ПЛОТНОСТЕЙ ТОКА В ПРОВОДАХ ДЕЙСТВУЮЩИХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 110-220 КВ

А.А. Геркусов, Е.И. Габдулвалиева

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева-КАИ (КНИТУ-КАИ)

Резюме: В настоящей работе приводятся применяемые на сегодняшний день методики выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи с учётом не только нагрузочных потерь, но и потерь на корону в линейной изоляции ВЛ. Рассматривается метод экономической оптимизации электрических нагрузок и плотностей тока в действующих ВЛ, где в качестве целевой функции выступают удельные дисконтированные затраты на передачу одного кВт·ч электроэнергии.

Ключевые слова: Электроэнергетические системы, плотность тока, сечения проводов, затраты, потери на корону, дисконтирование, линии электропередачи, изоляция.

DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-9-10-25-33

Для цитирования: Геркусов А.А., Габдулвалиева Е.И. Экономическая коррекция плотностей тока в проводах действующих воздушных линиях 110-220 Кв // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2018. Т. 20. № 9-10. С. 25-33. DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-9-10-25-33.

ECONOMIC CORRECTION OF CURRENT DENSITIES IN THE WIRES OF THE EXISTING OVERHEAD LINES OF 110-220 KV

A.A Gerkusov. E. I. Gabdulvalieva

Kazan national research technical University A. N. Tupolev-KAI (KNRTU-KAI)

Abstract: In this article, we present the methods used to date, the choice of the cross-sections of the wires of overhead transmission lines, taking into account not only the losses from the load currents, but also the corona losses and linear insulation of overhead transmission lines. The method of economic optimization of electrical loads and current density in operating air lines is considered, where the target functions are the specific discounted costs for transmission of 1 kW. h of electric power

Keywords: Electric power systems, current density, wire sections, costs, losses on the crown, discounting, power lines, isolation.

For citation: A.A. Gerkusov. E.I. Gabdulvalieva Economic correction of current densities in the wires of the existing overhead lines of 110-220 kV // Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS 2018. vol. 20. № 9-10. pp. 25-33. DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-9-10-25-33.

Одним из основных направлений научно-технического прогресса в электроэнергетике является создание и освоение энергосберегающих технологий, в том числе осуществление мероприятий по снижению расхода электроэнергии на её транспорт и затрат на её передачу в электрических сетях энергосистем.

Воздушные и кабельные линии электропередачи (ЛЭП), обеспечивающие транспорт электроэнергии от источников мощности до потребителей, являются важнейшими элементами электроэнергетических систем и систем электроснабжения, а сечение проводов – важнейший параметр линии электропередачи. С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на её сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и стоимость их за год. До недавнего времени при проектировании электрических сетей, для сопоставления разрабатываемых проектных вариантов схемы, параметров сети и отдельных её элементов, в качестве функции цели использовалась функция приведённых затрат $Z(F)$:

$$Z(F) = I + E_n \times K + Y, \quad (1)$$

минимуму которой соответствует некоторое оптимальное решение конкретной инженерной задачи [1-3].

Здесь $E_n=0,12 \text{ год}^{-1}$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, являющийся достаточно стабильной во времени величиной, определяемой состоянием экономики страны и устанавливаемой её высшими экономическими и плановыми органами; K – единовременные капиталовложения в сооружаемые объекты; I – ежегодные эксплуатационные издержки; Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения.

Сечения проводов ЛЭП должны быть выбраны таким образом, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линии, растущими с увеличением сечения, и расходами, связанными с потерями энергии, уменьшающимися при увеличении сечений. Определение этого оптимального соотношения – весьма сложная задача, которая сводится к нахождению сечения провода, соответствующего наименьшим приведенным или суммарным дисконтированным затратам. Введение рынка электроэнергии также предполагает в качестве повышения конкурентоспособности энергоснабжающих организаций снижение собственных издержек на транспорт электроэнергии. Выбор экономически обоснованных сечений проводников и длин воздушных линий электропередачи способствует этому.

Основными методиками, служащими в практике проектирования для выбора оптимального сечения проводов в линиях межсистемных связей, являются *метод экономической плотности тока и метод экономических токовых интервалов*.

Эти методики основаны на минимизации функции приведенных затрат (1), одной из составляющих которой является экономический ущерб Y , возникающий от перерывов в электроснабжении. Поскольку показатели надёжности сталеалюминевых проводов всех марок приблизительно одинаковы, а сравниваемые варианты исполнения проектируемой ЛЭП различаются только сечением, то такие варианты считаются равнонадёжными, и составляющую ущерба в расчётах допустимо не учитывать.

В регламентируемой [1, 4, 10] методике выбора сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока отсутствуют конкретные рекомендации по определению той расчетной токовой нагрузки, по которой следует определять расчётное сечение, кроме общего указания о *необходимости учёта перспективы развития* на срок не менее пяти лет. Наибольшее применение, в силу своей простоты, в практике проектирования нашёл подход, закрепленный в работах [4–6, 10], где выбор сечения осуществляется по некоторому фиктивному значению расчетного тока, учитывающему прогнозируемое изменение нагрузки линии после ввода в эксплуатацию, путём введения поправочного коэффициента α_i (называемого коэффициентом динамики роста нагрузки) к наибольшему току на пятый год эксплуатации $I_{н5}(5)$, принятому в качестве базисного:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_i \times I_{\text{нб}(5)}. \quad (2)$$

Выбор $I_{\text{нб}(5)}$ в качестве базисного определяется сложившейся практикой проектирования схем развития электрических сетей и рекомендациями [4, 5]. Как правило, более обоснованно значения перетоков мощности по линии могут быть спрогнозированы лишь на первые пять лет её эксплуатации. Изменения нагрузки за пределами этого срока могут быть оценены лишь ориентировочно. Вместе с тем, анализ, проведенный в ряде работ [5-7], показывает, что нагрузка линии электропередачи 110–220 кВ достигает своего проектного значения, в среднем, за три года, причем начальная нагрузка линии составляет приблизительно 45% от расчётной. На современном этапе такого рода анализ не производился, поэтому при определении расчётной нагрузки ЛЭП *следует рассматривать различные варианты изменения* нагрузки, отличающиеся характером и темпами роста за определенный расчетный период.

Классический приём технико-экономического сопоставления сравниваемых вариантов проектируемых объектов и их режимов работы, различающихся по производительности, – это использование удельных показателей, рассчитанных на единицу объёма продукции. Применим этот подход для сопоставления токовых нагрузок ЛЭП при заданном сечении проводов, для чего рассчитаем удельные дисконтированные затраты на передачу 1 кВт·ч электроэнергии по ЛЭП любого класса напряжения и назначения:

$$Z_{\text{уд, д}} = \frac{Z_{\text{д}}}{\sum_{t=0}^{T_{\text{р}}} W_t (1 + E_{\text{ср}})^{-t}}, \quad (3)$$

где $Z_{\text{д}}$ – дисконтированные затраты за период $T_{\text{р}}$ строительства и эксплуатации ЛЭП, руб; W_t – отпуск электроэнергии по годам расчётного периода, кВт·ч; $E_{\text{ср}}$ – норма дисконтирования.

С учётом нагрузочных потерь электроэнергии, потерь на корону и в линейной изоляции выражение (3) для ВЛ единичной длины примет вид:

$$Z_{\text{уд, д}} = \frac{K_0 + \left[\sum_{t=0}^{50} \left(p_{\text{об,рем}} K_0 + 0,003 I_{\text{нб}}^2 r_0 \tau \Pi + 8760 \Delta P_{\text{кор}} \Pi + \frac{U_{\text{н}}^2 T_{\text{вл}} N_{\text{гир}}}{3 \times N_{\text{из}} R_{\text{из}}} \Pi \right) \times (1 + E_{\text{ср}})^{-t} \right]}{\sum_{t=0}^{50} \sqrt{3} U_{\text{н}} I_{\text{нб}} T_{\text{нб}} \cos(f) \times (1 + E_{\text{ср}})^{-t}} \quad (4)$$

или

$$Z_{\text{уд, д}} = \frac{K_0 + \left(p_{\text{об,рем}} K_0 + 0,003 I_{\text{нб}}^2 r_0 \tau \Pi + 8760 \Delta P_{\text{кор}} \Pi + \frac{U_{\text{н}}^2 T_{\text{вл}} N_{\text{гир}}}{3 \times N_{\text{из}} R_{\text{из}}} \Pi \right) \times D}{\sqrt{3} U_{\text{н}} I_{\text{нб}} T_{\text{нб}} \cos(f) \times D}, \quad (5)$$

где K_0 – удельные капиталовложения в сооружение воздушных линий, р/км; $\Delta P_{\text{кор}}$ – удельные потери мощности на корону в проводах ВЛ, кВт/км; $p_{\text{об,рем}}$ – амортизационные отчисления на обслуживание и ремонт ВЛ; $I_{\text{нб}}$ – максимальный ток нагрузки линии, А; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение линии, кВ; r_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км; $T_{\text{вл}}$ – среднее число часов влажной погоды в году, ч; $R_{\text{из}}$ – сопротивление одного

подвешеного изолятора в гирлянде, Ом; $N_{из}$ – число изоляторов в гирлянде, шт; $N_{гир}$ – число гирлянд на 1 км ВЛ, шт/км; Π – принятый средневзвешенный тариф на электроэнергию, р/кВт.ч; D – дисконтирующий множитель, представляющий собой безразмерную величину, определяемую по выражению

$$D = \frac{1 - (1 + E_{ср})^{-t}}{E_{ср}}; \quad (6)$$

$\cos(f)$ – коэффициент мощности; $T_{нб}$ – число часов использования максимума нагрузки, ч; τ – время максимума потерь, ч, определяемое по следующему эмпирическому выражению (формула Кезевича):

$$\tau = (0,124 + 10^{-4} T_{нб})^2 \times 8760. \quad (7)$$

Следовательно, выражения (4) и (5) представляют собой дискретную технико-экономическую модель сооружаемой ЛЭП и определяют зависимость удельных дисконтированных затрат на передачу 1 кВт.ч электроэнергии: от номинального напряжения ЛЭП U_n ; максимального тока нагрузки линии $I_{нб}$; числа часов использования максимума нагрузки $T_{нб}$; сечения и конструкции фазы; района прохождения трассы линии по гололёдности и СЗА; нормы дисконта $E_{ср}$; тарифа на электроэнергию Π и других технико-экономических параметров как самой ЛЭП, так и режима её работы, концентрируя, таким образом, учёт большого числа данных, изменяя которые можно добиться «настройки» рассматриваемой линии на режим передачи электроэнергии с минимальными относительными дисконтированными затратами.

В приведенных выражениях составляющие, входящие в числитель выражения $0,003 \times I_{нб}^2 \times r_0 \times \tau \times \Pi$; $8760 \times \Delta P_{кор} \times \Pi$; $\frac{U_n^2 T_{вл} N_{гир}}{3 \times N_{из} R_{из}} \Pi$, представляют собой, соответственно, стоимости нагрузочных потерь ЛЭП, потерь на корону и потерь в подвешенной изоляции линии [8].

Взяв в выражении (5) 1-ю производную $dZ_{д.уд}/dI$, приравняв её к нулю и решая полученное уравнение относительно $I_{нб}$, получаем оптимальный ток нагрузки ($I_{нб}^{опт}$), соответствующий минимальным удельным дисконтированным затратам, который является *током минимальных затрат*:

$$\left(I_{нб}^{опт} \right)' = \sqrt{\frac{\left(\frac{K_0}{D \times U_n} \right) + \left(\frac{8760 \times \Delta P_k \times \Pi}{U_n} \right) + \left(\frac{K_0 \times p_{об,рем}}{U_n} \right) + \left(\frac{U_n^2 T_{вл} N_{гир}}{3 \times N_{из} R_{из}} \Pi \right)}{\left(\frac{0,003 \times r_0 \times \Pi \times \tau}{U_n} \right)}}. \quad (8)$$

Далее, на основании рассчитанных на ЭВМ значений $\left(I_{нб}^{опт} \right)'$ и согласно принятым стандартным сечениям проводов, определяем *корректированную плотность тока* $J_{кор}$ в проводах воздушных линий по формуле

$$J_{кор} = \frac{\left(I_{нб}^{опт} \right)'}{F_{эк}}, \quad (9)$$

где $F_{эк}$ – выбранное экономическое сечение действующей линии. По результатам проведенных расчетов строим графические зависимости $J_{кор} = f(T_{нб})$ – рис. 1, 2.

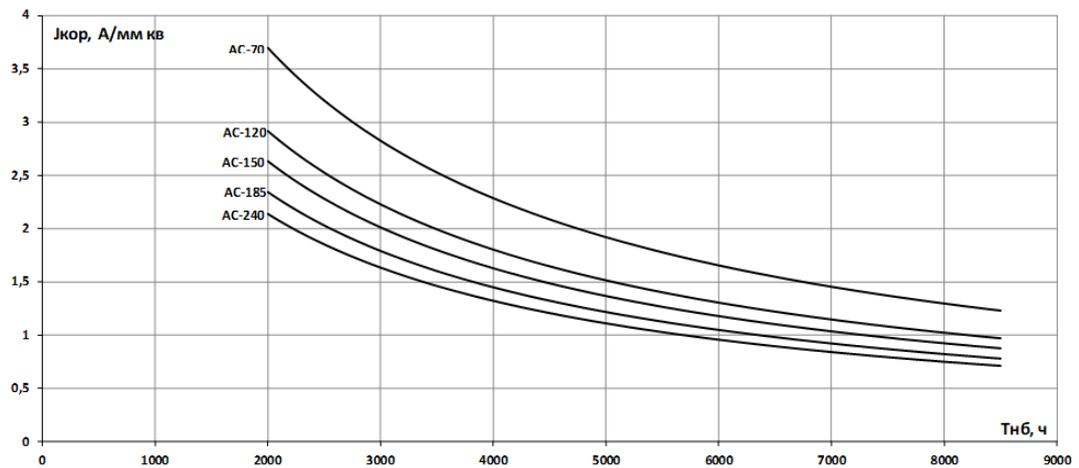


Рис. 1. Зависимость экономически оптимальной плотности тока $J_{кор}$ в проводах ВЛ-110кВ, сооружаемой на ж.б. опорах в 1-м и 2-м районах гололедности и 3-м районе по СЗА от продолжительности использования максимума нагрузки $T_{нб}$, ч.

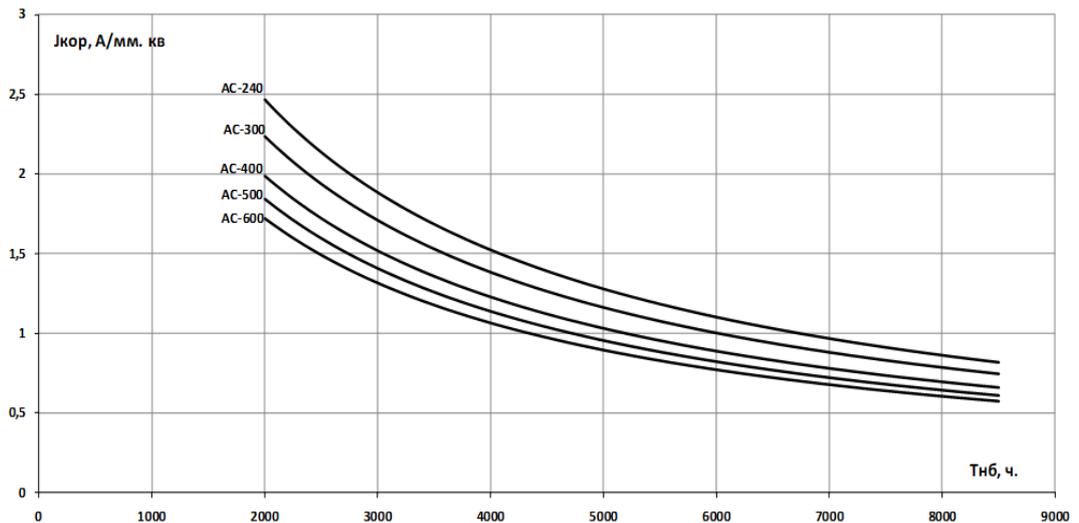


Рис. 2. Зависимость экономически оптимальной плотности тока $J_{кор}$ в проводах ВЛ-220 кВ, сооружаемой на ж.б. опорах в 1-м и 2-м районах гололедности в 3-м районе по СЗА от продолжительности использования максимума нагрузки $T_{нб}$.

Подставляя значение $(I_{нб}^{опт})'$ в выражение (5), получаем оптимизированные значения удельных дисконтированных затрат на передачу 1 кВт·ч электроэнергии по ВЛ-110-220 кВ. По результатам проведенных на ЭВМ расчетов строим зависимости $Z_{д. уд. опт.} = f(T_{нб})$ (рис. 3, 4), из которых следует, что с увеличением плотности графика нагрузки и сечения проводов F величина $Z_{д. уд. опт.}$ снижается. Это связано со снижением уровня нагрузочных потерь и потерь на корону в линии. Сравнительный анализ построенных зависимостей показывает, что удельные дисконтированные затраты в линию 110 кВ в среднем на 10–12% выше затрат в ВЛ-220 кВ. Тем не менее, оснований для отказа от сооружения линий напряжением 110 кВ и ниже нет, так как напряжение линии определяется не только экономическими, но и её техническими параметрами, и прежде всего: её назначением, полной длиной, пропускной способностью, передаваемыми объёмами электроэнергии, напряжением прилегающей энергосистемы.

Таким образом, зависимости $J_{кор} = f(T_{нб})$ позволяют, в весьма широких пределах, корректировать плотности тока для уже действующих линий с выбранным сечением проводов. Это приводит к снижению удельных дисконтированных затрат на передачу электроэнергии и оптимизации рабочего режима линии, что следует из приведенного ниже примера.

Воздушная линия, номинальным напряжением 220 кВ, сооружённая с применением фазных проводов марки АС-400, проходит во 2-м районе гололёдности и 3-м районе по СЗА. Число часов использования максимума нагрузки принято 2000, 4000 и 7000 ч; ток максимума нагрузки $I_{нб}$ варьируется от 100 до 1000 А, в связи с чем меняется и плотность тока в проводах ВЛ; среднее число часов влажной погоды в году $T_{вл} = 492$ ч, [9], сопротивление одного подвешенного изолятора в гирлянде $R_{из} = 915$ кОм; число изоляторов в гирлянде $N_{из} = 16$ шт; число гирлянд на 1 км ВЛ $N_{гир} = 9,8$ шт/км; удельные потери мощности на корону в проводах ВЛ; $\Delta P_{кор} = 0,924$ кВт/км [8]; принятый средневзвешенный тариф на электроэнергию $\Pi = 2$ р/кВт.ч; дисконтирующий множитель $D = 9,9148$.

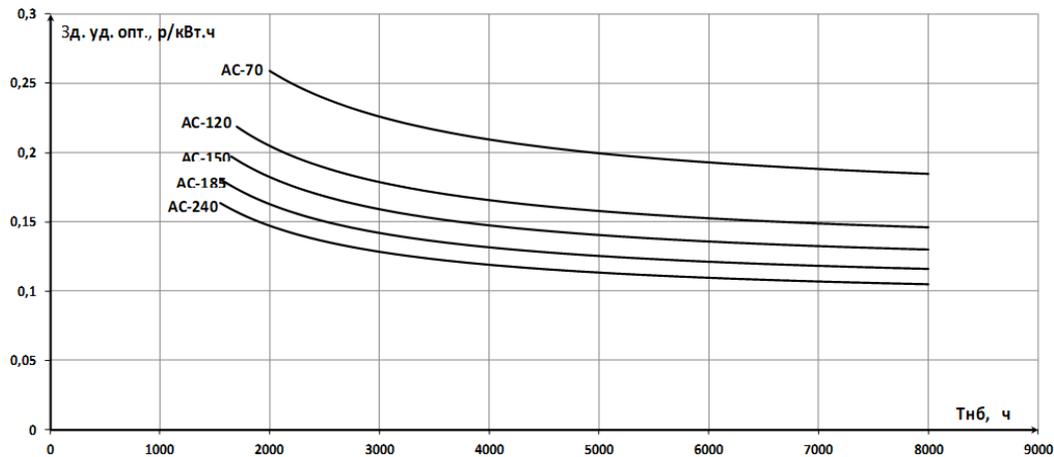


Рис. 3. Зависимости дисконтированных удельных оптимизированных затрат на передачу электроэнергии по ВЛ-110 кВ, развернутой длиной 80 км, проходящей в 1-м и 2-м районе гололедности и 3-м районе по СЗА от числа использования максимума нагрузки.

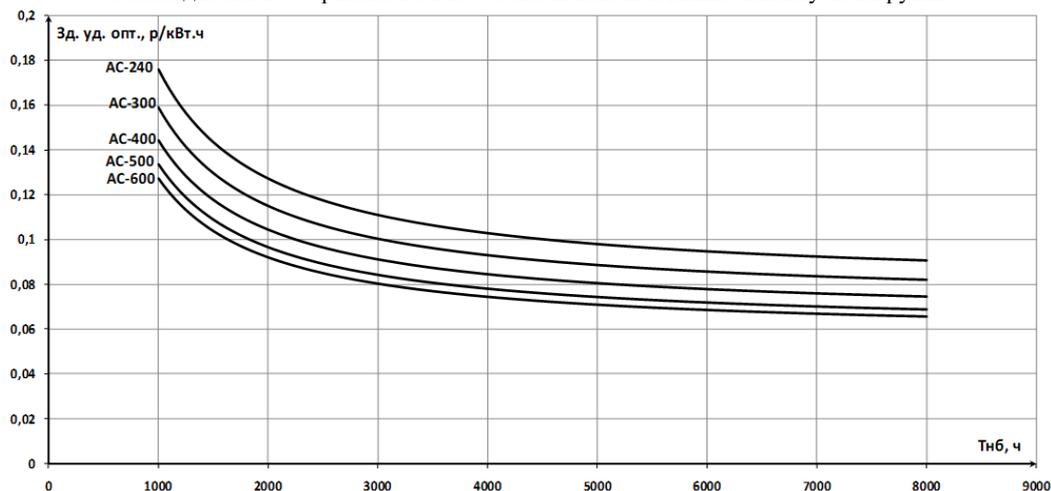


Рис. 4. Зависимость дисконтированных удельных оптимизированных затрат на передачу электроэнергии по ВЛ-220 кВ, развернутой длиной 120 км, проходящей в 1-м и 2-м районе гололедности и 3-м районе по СЗА от числа часов использования максимума нагрузки.

Сравним удельные дисконтированные затраты на передачу 1 кВт·ч электроэнергии с нормированной в ПУЭ экономической плотностью тока и при передаче электроэнергии с оптимизированной по выражению (9) плотностью тока. Из приведенных на рис. 5 зависимостей $Z_{уд.д.}/Z_{опт}=f(I_{нб})$ следует, что при передаче электроэнергии по линии с токовой нагрузкой $I_{нб}$ (а следовательно, и плотностью тока), отличной от оптимальной, удельные дисконтированные затраты на передачу электроэнергии значительно превышают удельные оптимизированные затраты как для слабозагруженных линий с низкой плотностью графика, так и для линий с полной загрузкой по току, создавая, таким образом, экономически неоптимальный рабочий режим работы ЛЭП. Для линий с невысокими плотностями графиков рекомендуется более значительная нагрузка по току максимума, чем для линий с более плотными графиками, так как для таких линий, даже при токах, значительно превышающих $(I_{нб}^{опт})'$, увеличение удельных дисконтированных затрат по отношению к минимальным не превышает единиц процентов (кривая 1, рис. 5).

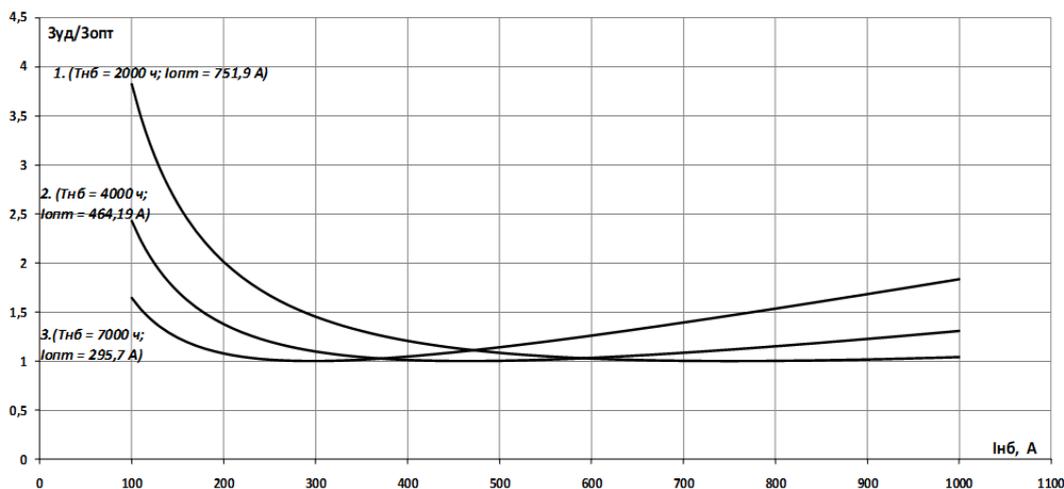


Рис. 5. Зависимость отношения удельных дисконтированных затрат на передачу 1 кВт·ч. электроэнергии при свободно варьируемой $I_{нб}$, к удельным дисконтированным затратам при оптимальном $I_{нб}$ от наибольшего тока нагрузки, для ВЛ-220 кВ, выполненной проводом АС-400 и проходящей в 1-м, 2-м районе гололедности и 3-м уровне СЗА.

Для «настройки» действующей ВЛ на экономически оптимальный по току нагрузки рабочий режим рекомендуется, путём соответствующего выбора оперативной схемы узловых подстанций, конфигурации сети, состава включённого оборудования, регулировать потоки мощности по ЛЭП таким образом, чтобы ток нагрузки соответствовал $(I_{нб}^{опт})'$ или отличался от него в пределах экономической погрешности (не более 5%).

Другими способами регулирования передаваемой по ЛЭП активной мощности являются:

- применение устройств И.Р.М. (источников реактивной мощности) в виде конденсаторных батарей, синхронных компенсаторов, подключаемых к сборным шинам подстанций и реакторов, подключаемых к приёмному концу ЛЭП через выключатель;
- применение устройств продольной компенсации реактивных параметров ЛЭП;
- включение фазоворотных устройств (ФПУ), позволяющих изменять величину угла фазового сдвига δ между напряжением источника и потребителя и, следовательно, управлять потоком электроэнергии [5].

Для более полной реализации рассмотренной методики предлагается построить технико-экономическую модель ЛЭП на основании удельных дисконтированных затрат с учётом наличия на приёмных подстанциях компенсирующих устройств реактивной мощности, а также для ЛЭП повышенной натуральной мощности.

Выводы

1. Построенная на основании удельных дисконтированных затрат экономико-математическая модель ЛЭП связывает проектные технические параметры ЛЭП с режимами её эксплуатации и позволяет проводить технико-экономическое сравнение вариантов сооружения ЛЭП, различающихся номинальными напряжениями, объёмами передаваемой электроэнергии и другими базовыми показателями.

2. Предлагаемая методика позволяет выбрать наиболее экономически оптимальный режим эксплуатации воздушной линии электропередачи.

3. Оптимизированная плотность тока зависит от номинального напряжения и сечения фазных проводов ЛЭП и имеет более широкий диапазон изменения по сравнению с экономической плотностью тока, регламентируемой в ПУЭ.

Литература

1. Таратин В.А. Стратегическое планирование в энергетике: учебное пособие. Санкт-Петербург: Издательство Политехнического университета, 2013. 101 с.

2. Барановский А.И., Кожевников Н.Н., Пирадова Н.В. и др. Экономика промышленности. Т. 1. Общие вопросы экономики. М.: Издательство МЭИ, 1997. 696 с.

3. Барановский А.И., Кожевников Н.Н., Пирадова Н.В. и др. Экономика промышленности. Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. М.: Издательство МЭИ, 1998. 296 с.

4. Зуев Э.Н. К вопросу об экономической плотности тока в современных условиях // Электро. 2000. № 1. С. 44–47.

5. Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем. М.: Издательство МЭИ, 2012. 335 с.

6. Федотов А.И., Геркусов А.А., Абдуллазянов Э.Ю. Экономические основы выбора сечений проводов и кабелей в рыночных условиях / Известия вузов. Проблемы энергетики. 2001. № 11-12. С. 87–100.

7. Зуев Э.Н. К вопросу об экономической плотности тока в современных условиях. Электро. 2000. № 1. С. 44–47.

8. Геркусов А.А. Макаров В.М. Техничко-экономическое обоснование выбора параметров и режимов работы проектируемых линий электропередачи // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2016. № 2. С. 66–73.

9. Александров Г.Н. и др. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения. СПб.: Энергоатомиздат, 1993. 560 с.

10. Геркусов А.А. Анализ методик для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2014. N3(202). С. 131–138.

Авторы публикации

Геркусов Алексей Анатольевич – канд. техн. наук, преподаватель Зеленодольского института машиностроения и информационных технологий (филиал КНИТУ-КАИ).

Габдувалиева Екатерина Ивановна – преподаватель Зеленодольского института машиностроения и информационных технологий (филиал КНИТУ-КАИ).

References

1. Taratin V.A. Strategic planning in the energy sector: Textbook. Saint-Petersburg: Polytechnical University publishing house, 2013. 101p.

2. Baranovskiy A.I., Kozhevnikov N.N., Piradova N. In., etc. Economy of industry. vol.1. General issues of the economy. M.: Publishing MEI, 1997. 696 p.

3. Baranovskiy A.I., Kozhevnikov N.N., Piradova N.In. etc. Economy of industry. vol. 2. Economy and management of power facilities. M.: Publishing house of MPEI, 1998. 296 p.

© *А.А. Геркусов, Е.И. Габдулвалиева*

4. Zuev E.N. On the issue of economic current density in modern conditions.// *Electro*. 2000. No. 1. P. 44–47.

5. Belov P.A., Rozanov Yu.K., Shakaryan Yu.G. Managing flows of electricity and improving the efficiency of electric power systems. Moscow : Publishing house of MEI, 2012. 335 with.

6. Fedotov A.I., Gerkusov A.A., Abdullazyanov E.Yu. Economic basis for the selection of sections of wires and cables in market conditions //Proceedings of universities. Energy problem. 2001. № 11-12. S. 87–100.

7. Zuev E.N. On the issue of economic current density in modern conditions.// *Electro*. 2000. No. 1. P. 44–47.

8. Gerkusov A.A. Makarov V.M. Techno-economic justification of the choice of parameters and modes of operation of the designed power transmission lines // *Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta*. 2016. No.2. C. 66–73.

9. Aleksandrov G.N. et al. Design of ultrahigh voltage transmission lines. SPb.: Energoatomizdat, 1993. 560 p.

10. Gerkusov A.A. Analysis of methods for selection of sections of wires of overhead power lines // *Scientific and technical sheets*. SPbGPU. 2014. N3 (202). C. 131–138.

Authors of the publication

Aleksey A Gerkusov – PhD tech. sciences, teacher Zelenodolsk Institute of mechanical engineering and information technologies (Branch of KAZAN state technical University).

Ekaterina I Gabduvalieva – teacher Zelenodolsk Institute of mechanical engineering and information technologies (Branch of KAZAN state technical University).

Поступила в редакцию

10 апреля 2018 г.