

Технико-экономическое обоснование выбора параметров и режимов работы проектируемых линий электропередачи

А.А. Геркусов¹, В.М. Макаров²

¹ СПб-Балтийская дистанция электроснабжения Октябрьской ж/д (ЭЧ-4),
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

² ФГАОУВО «Санкт-Петербургский государственный Политехнический университет Петра Великого»,
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация
E-mail: gerkusov_alex@mail.ru; vmmak51@mail.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: В настоящее время при выборе параметров проектируемых ЛЭП и, в первую очередь, их номинального напряжения специалистами широко используются эмпирические формулы, не отличающиеся точностью и не обеспечивающие принятия оптимальных проектных решений. Величина номинального напряжения существенно влияет на технические характеристики линий и на экономические показатели транспорта электроэнергии. В рыночных условиях экономические критерии выбора вариантов передачи энергии приобретают решающую роль. Руководящие нормативные документы в этой области, разработанные более 30 лет назад, которыми и по сей день вынуждены пользоваться специалисты-проектировщики ЛЭП, учитывают экономику транспорта электроэнергии, но исходят из совершенно других экономических реалий, чем сегодняшние, и используют менее развитый математический аппарат, ориентированный на несравнимо более низкие вычислительные мощности ВТ. Какие-либо значимые научные разработки и публикации в этой области за последние 25 лет нам не известны. В связи с этим актуальным является разработка экономико-математической модели, связывающей технические параметры сооружаемой ЛЭП, режимы ее работы с экономическими показателями; использование современных экономических критериев выбора оптимальных проектных решений; исследование влияния на эффективность передачи энергии принимаемых проектировщиками технических решений.

Материалы и методы: Используются методы экономико-математического моделирования, современного экономического анализа, а также некоторые существующие проектные нормативы и результаты исследований и эксплуатации линий электропередачи высоких напряжений.

Результаты: Разработана экономико-математическая модель, связывающая стоимостные характеристики, технические параметры и режимы работы ЛЭП любого класса напряжения и назначения. Обосновано использование показателя удельных дисконтированных затрат на передачу 1 кВт·ч электроэнергии в качестве критерия оптимальности проектных решений, позволяющего сравнивать варианты ЛЭП с разной пропускной способностью, различающиеся расчетными периодами и другими базовыми технико-эксплуатационными характеристиками. На основе разработанной модели предложена методика технико-экономического анализа и выбора экономически целесообразных технических параметров сооружаемых ЛЭП, в частности – сечений проводов. Разработана уточненная методика выбора номинального напряжения линии по ее полной длине, передаваемой мощности, числу часов использования максимума нагрузки и другим параметрам. При этом использован подход, основанный на категории «переходная экономическая мощность». Предложен новый подход для обоснования выбора номинальных напряжений ЛЭП, основанный на категории «переходное количество энергии», переданной по ЛЭП за период.

Выводы: Разработанные экономико-математическая модель и методики технико-экономического анализа проектируемых ЛЭП апробированы на данных Северо-западного региона. Доведение модели до уровня программного продукта позволило выполнить объемные оптимизационные расчеты. В результате: уточнены границы экономически оптимальных сечений проводов ЛЭП для линий разных классов напряжения и назначений, обоснован выбор экономически целесообразных вариантов номинальных напряжений ЛЭП. Применение методик, базирующихся на переходных экономических параметрах мощности и энергии, позволило получить более достоверные и обоснованные рекомендации для проектировщиков, что значительно облегчает проектирование новых и модернизацию существующих линий электропередачи, а также повышает экономическую эффективность электроснабжения потребителей. Модель и методики представляют интерес для проектировщиков ЛЭП и специалистов по их эксплуатации, а также для студентов университетов соответствующей специализации.

Ключевые слова: линия электропередачи, удельные дисконтированные затраты, норма дисконтирования, передаваемая мощность, максимальный ток нагрузки, номинальное напряжение, потери электроэнергии, тариф, стоимость.

Feasibility analysis of choosing parameters and operating modes of designed electricity transmission lines

A.A. Gerkusov¹, V.M. Makarov²

¹ St.Petersburg-Baltic electricity line, October Railways, Saint-Petersburg, Russian Federation

² Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russian Federation
E-mail: gerkusov_alex@mail.ru; vmmak51@mail.ru

Abstract

Background: Currently, while choosing the parameters of electricity transmission line (ETL) and, above all, their nominal voltage, experts widely use empirical formulae. But these formulae are not precise enough and cannot ensure optimal design solutions. The rated voltage value significantly affects the other technical characteristics of the lines and the economic performance of electricity transmission. In market economy, the economic criteria of energy transfer options are becoming crucial. The governing regulations in this area, developed more than 30 years ago, which experts-designers have to rely on to this day, take into account electricity transmission economy, but are based on entirely different economic realities from the modern ones and use a less developed mathematical apparatus, developed for incomparably lower computing capabilities. The authors are unaware of any meaningful research and publications in this area over the last 25 years, which makes it quite urgent to develop an economic-mathematical model, linking the technical parameters of an ETL, modes of its work to economic indicators; to use modern economic criteria for selecting optimal design solutions and to research into the influence of designers' technical decisions on the efficiency of energy transfer.

Materials and Methods: The study employed methods of economic-mathematical modeling, modern economic analysis, and some of the existing design standards and the results of research and exploitation of high-voltage transmission lines.

Results: An economic-mathematical model has been developed linking cost characteristics, specifications and operating modes of ETL of any voltage class and destination. The use of the specific discounted costs of 1 kWh electricity transfer as a design solution optimality criterion was justified. It allows us to compare ETL options with varying bandwidth, different calculation periods and other basic operating characteristics. Based on this model, we suggest a technique of feasibility analysis and selection of cost-effective technical parameters of ETL construction, in particular of cross sections. A more precise technique has been developed for the choice of nominal line voltage according to its full length, transmitted power, number of hours of maximum load use and other parameters. This approach is based on the category of «marginal economic power». A new approach has been suggested to justify nominal voltage selection of ETL based on the category of «the marginal amount of energy», transmitted by electricity lines in a certain period.

Conclusions: The developed economic-mathematical model and techniques of feasibility analysis of the projected power transmission lines were tested on data obtained from the Russian North-West region. Improving the model to the software level allows performing very big optimization calculations, which results in refined economically optimal boundaries of ETL wire cross sections for different voltage classes and values and makes it possible to choose justified economically viable ETL nominal voltage values. The application of techniques based on transient economic power and energy settings allowed obtaining more reliable and evidence-based recommendations for designers, which greatly facilitates the design of new and modernization of existing transmission lines, as well as increases the cost-effectiveness of electricity supply to consumers. The model and techniques are of interest to designers of ETL and their exploitation, as well as to university students.

Key words: electricity transmission line, specific discounted costs, discounting rate, transmitted power, maximum load current, nominal voltage, electric power losses, tariff setting, cost.

DOI: 10.17588/2072-2672.2016.2.066-073

Суммарные за период расчета дисконтированные затраты являются важнейшим критерием выбора оптимального варианта технического решения в любой отрасли народного хозяйства и, в частности, в электроэнергетике. Однако их применение часто вызывает затруднения, например, при сопоставлении вариантов энергетических объектов с различной производительностью (различными мощностями) или с различными расчетными периодами (сроками службы), что усложняет выбор наилучшего варианта и в условиях рыночной конкуренции увеличивает риски принятия неверного решения.

Так, например, не вполне корректно проводить технико-экономическое сравнение по минимуму дисконтированных затрат для линий разного номинального напряжения, так как эти ЛЭП различаются не только по величине удельных капиталовложений на единицу длины и уровню потерь электроэнергии в них, но и по объему передаваемой электроэнергии, значениям максимального тока нагрузки, тарифам на передачу энергии и т.д.

В связи с этим необходима разработка экономико-математической модели, связывающей технические параметры сооружаемой воздушной линии электропередачи, режимы ее работы с экономическими показателями и позво-

ляющей проводить технико-экономический анализ вариантов и экономическое обоснование принимаемых технических решений.

Объектом исследования стали проектируемые и реконструируемые воздушные линии электропередачи любого класса напряжения и различного назначения. Предметом исследования – сравнительная экономическая эффективность проектируемых и реконструируемых ЛЭП с различными значениями технических характеристик и параметров функционирования.

Проектируемые ЛЭП различаются по большому числу технико-экономических и эксплуатационных характеристик. Основными среди них являются: номинальное напряжение, сечение проводов, общая протяженность и пр. Однако цель и результат строительства ЛЭП – удовлетворение потребителя на рынке энергии. Для потребителя более значимо количество получаемой за расчетный период (обычно – за год) энергии и тариф за ее передачу. При этом понятно, что объем передаваемой энергии зависит от напряжения линии, токовой нагрузки, числа часов использования максимальной нагрузки и других параметров, а тариф определяется затратами на строительство и эксплуатацию и режимами работы ЛЭП. Налицо многофакторная за-

висимость результатов эксплуатации ЛЭП от ее характеристик.

Протяженность линии также влияет на выбор варианта ее исполнения при проектировании.

Классический прием технико-экономического сопоставления сравниваемых вариантов проектируемых промышленных объектов, различающихся по производительности, – использование удельных показателей, рассчитанных на единицу объема продукции. Применим этот подход для сопоставления проектируемых ЛЭП и рассчитаем удельные дисконтированные затраты на передачу 1 кВт·ч электроэнергии по ЛЭП любого класса напряжения и назначения [1]:

$$Z_{уд.д} = \frac{Z_d}{T_p \sum_{t=0}^{50} W_t (1 + E_p)^{-t}}, \quad (1)$$

где Z_d – дисконтированные затраты за период T_p строительства и эксплуатации ЛЭП, руб.; W_t – отпуск электроэнергии по годам расчетного периода, кВт·ч/год; E_p – норма дисконтирования отпуска электроэнергии.

Полученные значения $Z_{уд.д}$ достаточно полно отражают затраты на передачу энергии, поэтому их также можно сравнивать со средними тарифами на электроэнергию в регионе электро-снабжения проектируемой ЛЭП [1, 2]. В случае если величина $Z_{уд.д}$ превышает этот тариф, то при дефиците энергии и в условиях отсутствия

$$Z_{уд.д} = \frac{K_0 + \left[\sum_{t=0}^{50} \left(p_{об,рем} K_0 + 0,003 \cdot I_{нб}^2 r_0 \tau \zeta + 8760 \cdot \Delta P_{кор} \zeta + \frac{U_n^2 T_{вл} N_{гир} \zeta}{3 \cdot N_{из} R_{из}} \right) (1 + E_{cp})^{-t} \right]}{\sum_{t=0}^{50} \sqrt{3} \cdot U_n I_{нб} T_{нб} \cos \varphi (1 + E_p)^{-t}} \quad (2)$$

или

$$Z_{уд.д} = \frac{K_0 + \left(p_{об,рем} K_0 + 0,003 \cdot I_{нб}^2 r_0 \tau \zeta + 8760 \cdot \Delta P_{кор} \zeta + \frac{U_n^2 T_{вл} N_{гир} \zeta}{3 \cdot N_{из} R_{из}} \right) D}{\sqrt{3} \cdot U_n I_{нб} T_{нб} \cos \varphi D_p}, \quad (3)$$

где K_0 – удельные капиталовложения в сооружение воздушных линий, руб/км; $\Delta P_{кор}$ – удельные потери мощности на корону в проводах ВЛ, кВт/км; $p_{об,рем}$ – доля затрат на амортизационные отчисления, обслуживание и ремонт ВЛ по отношению к ее стоимости; $I_{нб}$ – максимальный ток нагрузки линии, А; U_n – номинальное напряжение линии, кВ; r_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км; $T_{вл}$ – среднее число часов влажной погоды в году, ч; $R_{из}$ – сопротивление одного подвесного изолятора в гирлянде, Ом; $N_{из}$ – число изоляторов в гирлянде, шт; $N_{гир}$ – число гирлянд на 1 км ВЛ, шт/км; ζ – принятый средневзвешенный тариф на электроэнергию, руб/кВт·ч; D – дисконтирующий множитель, представляющий собой полученную в результате преобразований безразмерную величину, определяемую по формуле суммы бесконечно убывающей геометрической прогрессии:

конкуренции можно поставить вопрос о пересмотре тарифов в сторону увеличения.

Знаменатель формулы показывает суммарный за период T_p дисконтированный отпуск электроэнергии, в величину которого заложено изменение ценности результата для потребителей при изменении времени его получения. Действительно, для реальных секторов экономики, например, важно быстрее получить электроэнергию, поскольку она – основа открытия любого нового предпринимательского проекта или расширения действующих проектов на новые территории, охваченные электрификацией; для домашних хозяйств и социальной сферы открывает возможность быстрее повысить качество жизни населения.

При сравнении двух или более вариантов доставки энергии потребителям критерием выбора оптимального варианта является минимум $Z_{уд.д}$. Таким образом, этот показатель может служить критерием выбора оптимального решения конкретной инженерной задачи (например, выбора сечения проводов и конструкции фазы воздушных линий, жил кабелей, номинального напряжения ЛЭП и т.д.), т. е. служит основой технико-экономической модели, используемой при проектировании ЛЭП.

С учетом потерь на корону и в линейной изоляции выражение (1) для воздушных линий (ВЛ) единичной длины примет вид

$$D = \frac{1 - (1 + E_{cp})^{-t}}{E_{cp}}; \quad (4)$$

D_p – коэффициент одновременности отпуска электроэнергии, также определяемый по формуле, аналогичной (4); $\cos(\varphi)$ – коэффициент мощности; $T_{нб}$ – число часов использования максимума нагрузки, ч; τ – время максимума потерь, ч, определяемое по следующему эмпирическому выражению (формула Кезевича):

$$\tau = (0,124 + 10^{-4} T_{нб})^2 \cdot 8760. \quad (5)$$

В выражении (3) слагаемые числителя в скобках представляют собой эксплуатационные издержки и выраженные в денежной форме следующие виды потерь, имеющие место при передаче энергии по ЛЭП [3, 4, 5]:

- нагрузочные потери – $0,003 \cdot I_{нб}^2 r_0 \tau \cdot \zeta$;
- потери на корону – $8760 \cdot \Delta P_{кор} \zeta$;

- потери в системе подвесной изоляции

$$\text{линии} - \frac{U_n^2 T_{вл} N_{гир}}{3 N_{из} R_{из}} \cdot \zeta.$$

Выражение (3) с учетом (4) и (5) представляет собой многофакторную экономико-математическую модель, которую будем использовать для технико-экономического анализа сооружаемых ЛЭП. Модель определяет зависимость удельных дисконтированных затрат на передачу 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 линии по гололедности и степени загрязнения атмосферы (СЗА), нормы дисконта $E_{ср}$, тарифа на электроэнергию ζ и ряда других технико-экономических параметров ЛЭП и режима ее работы.

В связи с тем, что практика проектирования линий электропередач предусматривает постепенный отказ от выбора сечений проводов методом экономической плотности тока [5] и переход к ме-

тодам оптимальных токовых интервалов и универсальных номограмм [3, 4, 5], для выбора оптимальных сечений проводов ВЛ предложим методику, использующую в качестве целевой функции функцию удельных дисконтированных затрат (3) [6].

Для этого исследуем с помощью модели вид зависимости $Z_{уд.д} = f(I_{нб})$ при различных сечениях провода ВЛ как параметра и фиксированных значениях: $T_{нб}$, $\cos(\varphi)$, ζ , района гололедности и СЗА для ВЛ-110 кВ. Для расчетов используем оригинальную программу, работающую в среде *Excel*, и исходные данные северо-западного региона. По результатам проведенных расчетов построим серию пересекающихся кривых; точки их пересечения определяют граничные токи, при которых целесообразен переход от одного сечения провода к другому (рис. 1, 2). Нижняя обводящая ломанная кривая является линией минимальных удельных дисконтированных затрат, т.е. соответствует оптимальному решению задачи – наивыгоднейшим сечениям проводов ВЛ при разных значениях тока.

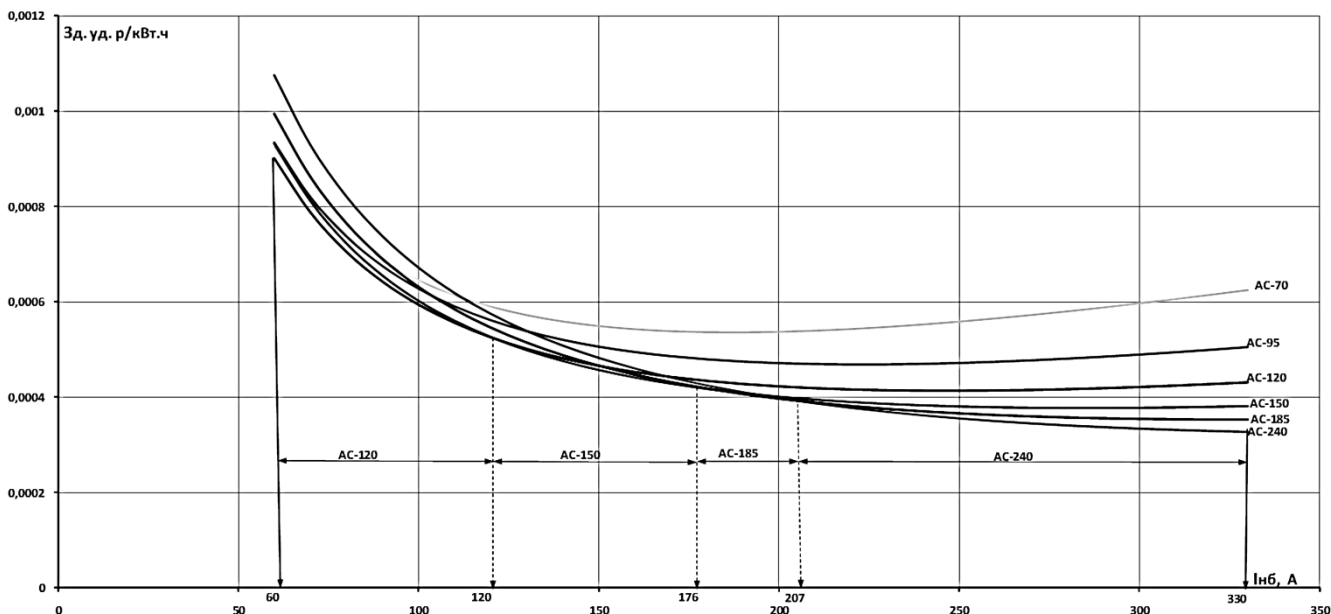


Рис. 1. Токовые удельные оптимальные интервалы для одноцепной ВЛ-110 кВ, сооружаемой проводами марки АС на ж/б опорах в 1-м районе гололедности и проходящей в 3-м районе по СЗА, при времени потерь $\tau = 1575$ ч

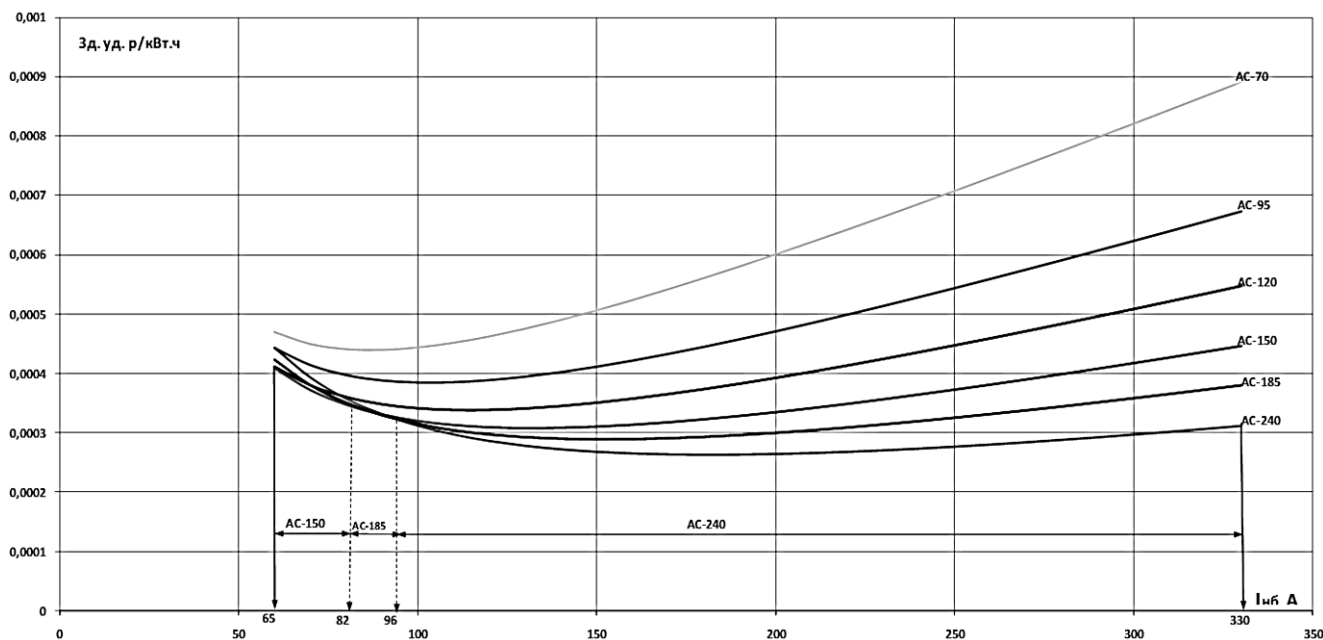


Рис. 2. Токвые удельные оптимальные интервалы для одноцепной ВЛ-110 кВ, сооружаемой проводами марки АС на ж/б опорах в 1-м районе гололедности и проходящей в 3-м районе по СЗА, при времени потерь $\tau = 7318$ ч

Как следует из выражения (3) и полностью подтверждается видом графиков (рис. 2), эти аналитические зависимости имеют вид

$$Z_{уд.д} = A \cdot I_{нб} + B / I_{нб},$$

где A и B – константы, не зависящие от $I_{нб}$.

Существенное увеличение времени максимума потерь (рис. 2) привело к тому, что доминирующее положение в оптимальном решении занял провод марки АС-240, что закономерно ведет к экономии дисконтированных затрат за счет снижения составляющей стоимости нагрузочных потерь электроэнергии.

Все расчеты и построения графиков повторены и для второго типового напряжения линий

электропередачи – 220 кВ. Сравнительный анализ полученных графиков (рис. 1, 2 и рис. 3, 4) показывает, что удельные дисконтированные затраты в линию меньшего напряжения ВЛ-110 кВ в среднем на 30–35 % 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 ее техническими параметрами и, прежде всего, ее назначением, полной длиной, пропускной способностью, передаваемыми объемами электроэнергии, напряжением прилегающей энергосистемы. Ниже этот вопрос будет рассмотрен подробнее.

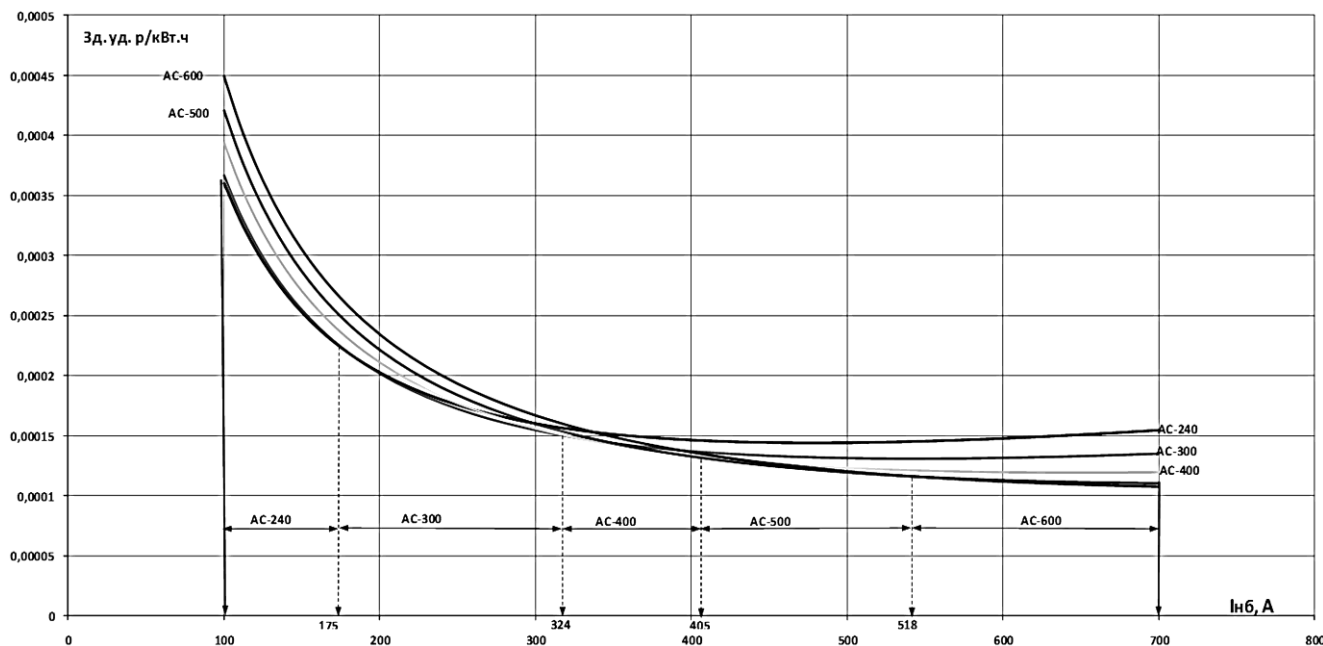


Рис. 3. Токвые удельные оптимальные интервалы для одноцепной ВЛ-220 кВ, сооружаемой проводами марки АС на ж/б опорах в 1-м районе гололедности и проходящей в 3-м районе по СЗА, при времени потерь $\tau = 1575$ ч

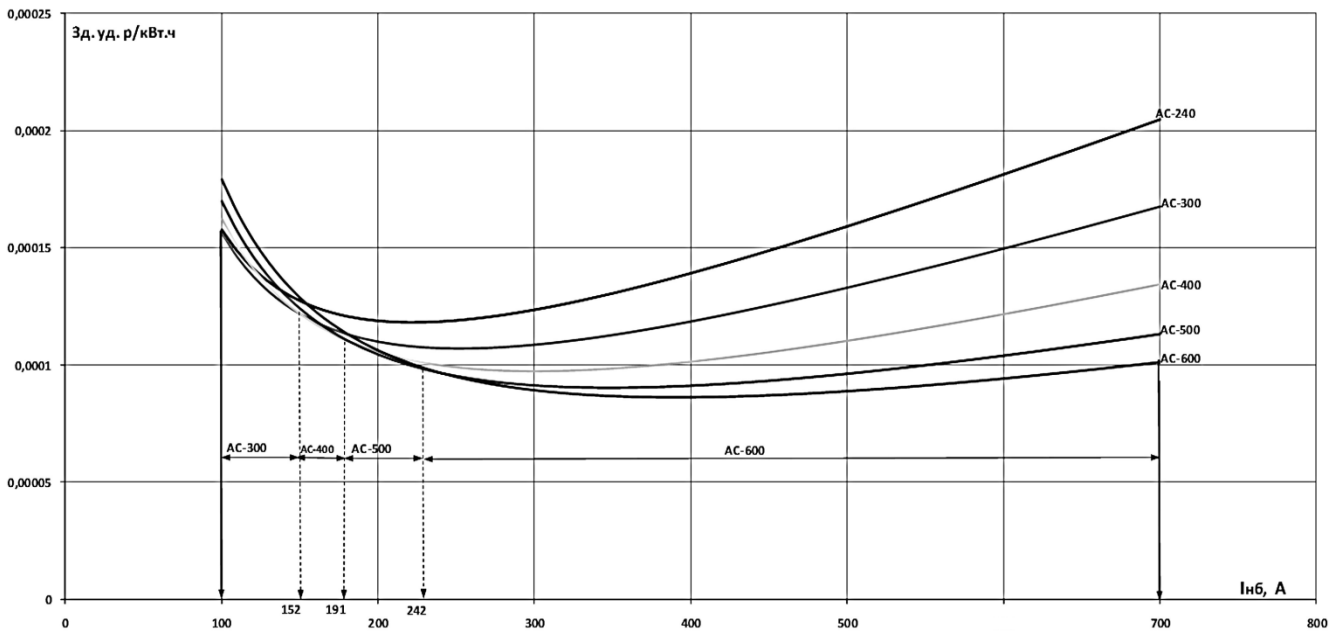


Рис. 4. Токосые удельные оптимальные интервалы для одноцепной ВЛ-220 кВ, сооружаемой проводами марки АС на ж/б опорах в 1-м районе гололедности и проходящей в 3-м районе по СЗА, при времени потерь $\tau = 7318$ ч

Второй вопрос, который может быть решен с помощью модели, это выбор номинального напряжения линии, величина которого существенно влияет как на технические характеристики ВЛ, так и на экономические показатели передачи электроэнергии¹. В настоящее время для этого широко используются эмпирические формулы А.М. Залесского:

$$U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})} \quad (6)$$

и Г.А. Илларионова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (7)$$

где P – передаваемая по линии мощность, МВт; L – полная длина линии, км.

Однако представленные формулы дают лишь ориентировочное значение рекомендуемого номинального напряжения линии. Кроме того, они используют только технические характери-

стики линии, не учитывая условия экономической целесообразности ее сооружения [5].

Обоснованный выбор экономически целесообразных номинальных напряжений ЛЭП с использованием разработанной модели требует дальнейшего детального технико-экономического анализа. Зададимся, например, вопросом, при какой присоединенной мощности потребителей будет экономически выгоднее сооружение линии ВЛ-110 кВ, а при какой ВЛ-220 кВ. Чтобы ответить на него предлагается приравнять правые части уравнения удельных дисконтированных затрат (3) для этих типовых ЛЭП с присущими им характеристиками (U_1, U_2 , протяженности L_1, L_2 и вытекающими из них стоимостными параметрами, величинами потерь и др.), после чего решить полученное уравнение относительно мощности.

Условие равенства удельных дисконтированных затрат на передачу электроэнергии для ВЛ разной длины и разных номинальных напряжений будет иметь вид

$$Z_{уд. д. u1}(P_{пер}) = Z_{уд. д. u2}(P_{пер}) \quad (8)$$

или

$$\frac{K_0^{U1} L_1 + p_{об,рем} K_0^{U1} D L_1 + \frac{P_{пер}^2 D r_0^{U1} L_1 \tau \zeta}{(U_1)^2 (\cos \varphi)^2} + 8760 \cdot \Delta P_{кор}^{U1} \zeta D L_1 + \frac{(U_1)^2 T_{ВЛ} N_{зир}^{U1} L_1 \zeta D}{3 \cdot N_{уз}^{U1} R_{уз}}}{P_{пер} T_{нб} D_p} = \frac{K_0^{U2} L_2 + p_{об,рем} K_0^{U2} D L_2 + \frac{P_{пер}^2 D r_0^{U2} L_2 \tau \zeta}{(U_2)^2 (\cos \varphi)^2} + 8760 \cdot \Delta P_{кор}^{U2} \zeta D L_2 + \frac{(U_2)^2 T_{ВЛ} N_{зир}^{U2} L_2 \zeta D}{3 \cdot N_{уз}^{U2} R_{уз}}}{P_{пер} T_{нб} D_p}, \quad (9)$$

где $P_{пер}$ – присоединенная мощность нагрузки линии электропередачи, при которой целесообразен переход на следующую ступень номиналь-

ного напряжения (переходная экономическая мощность).

В результате решения уравнения (9) относительно $P_{пер}$ получим

¹ ГОСТ 23366-78. Ряды номинальных напряжений постоянного и переменного тока. Утв. и введ. в действие Постановлением от 21.11.78 № 3061. Переизд. – декабрь 1991 г. с изменением № 1, утвержденным в феврале 1988 г. (Действующий).

$$P_{пер} = \sqrt{\frac{\left(K_0^{U_2} - K_0^{U_1} S \right) \left(1 + p_{об,рем} \right) + 8760 \cdot \Delta P_{кор}^{U_2} - \Delta P_{кор}^{U_1} S + \frac{\Delta D}{3} \left(\frac{U_2^2 T_{ВЛ} N_{из}^{U_2}}{N_{из}^{U_2} R_{из}} - \frac{U_1^2 T_{ВЛ} N_{из}^{U_1} S}{N_{из}^{U_1} R_{из}} \right)}{\left(\frac{\tau D \Delta r_0^{U_1} S}{U_1^2 \cos^2(\varphi)} - \frac{\tau D \Delta r_0^{U_2}}{U_2^2 \cos^2(\varphi)} \right)}, \quad (10)$$

где $S = L_1/L_2$ – отношение протяженностей альтернативных линий электропередач; U_1, U_2 – номинальные напряжения ВЛ; $r_0^{U_1}, r_0^{U_2}$ – удельные сопротивления проводов ВЛ с номинальным напряжением U_1 и U_2 соответственно; $K_0^{U_1}, K_0^{U_2}$ – удельные капитальные вложения в сооружение одного километра ВЛ соответственно с номинальным напряжением U_1 и U_2 ; $N_{из}^{U_1}, N_{из}^{U_2}$ – среднее число изоляторов в гирляндах ВЛ; $N_{гир}^{U_1}, N_{гир}^{U_2}$ – среднее число гирлянд изоляторов на 1 км ВЛ; $\Delta P_{кор}^{U_1}, \Delta P_{кор}^{U_2}$ – удельные среднегодовые потери мощности на корону.

Представляет интерес решение задачи нахождения переходной экономической мощности как функции числа часов использования максимума нагрузки линий: $P_{пер} = f(T_{нб})$. На рис. 5, 6 показаны графики этой зависимости при разных соотношениях протяженностей линий S и разных сечениях проводов.

Графическая зависимость $P_{пер} = f(T_{нб})$ является геометрическим местом точек, отделяющим области рационального применения двух ступеней номинального напряжения линий 110 и 220 кВ, в зависимости от числа часов использо-

вания максимума нагрузки $T_{нб}$. Если присоединенная мощность на приемном конце ЛЭП оказывается выше переходной экономической мощности, то в качестве источника электроснабжения следует принять более высокую ступень напряжения питающей линии.

При $S = L_1/L_2 = 1$ возникает частный случай, когда выбор источника электроснабжения потребителей сводится чисто к выбору номинального напряжения линии. Действительно, обычно длина линии, присоединенная мощность и число часов использования максимума нагрузки уже заданы в техническом задании на проектирование линии. Требуется выбрать только номинальное напряжение питающей ВЛ, что легко достигается применением разработанной выше методики.

Можно усложнить задачу, решаемую с применением разработанной выше методики, и в качестве предельного параметра принять не переходную мощность, а *переходный объем электроэнергии*, переданной по ЛЭП за год $W_{пер}$, для чего использовать выражение

$$W_{пер} = T_{нб} P_{пер}. \quad (11)$$

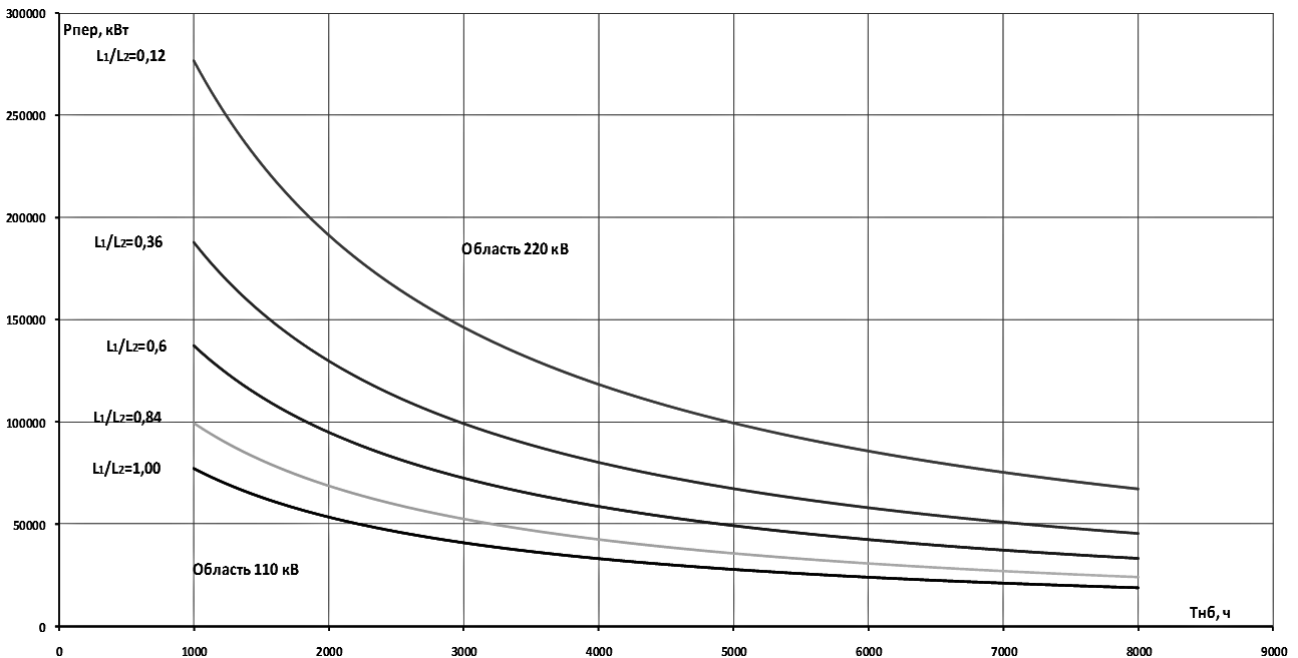


Рис. 5. Зависимости рекомендуемой мощности перехода $P_{пер}$ от числа часов использования максимума нагрузки $T_{нб}$ при выборе номинального напряжения конкурирующих ВЛ, сооружаемых проводами марки АС-240 напряжением 110 кВ и проводами марки АС-300 напряжением 220 кВ на ж/б опорах в 1-м районе гололедности и 3-м районе по СЗА при различных длинах конкурирующих ВЛ

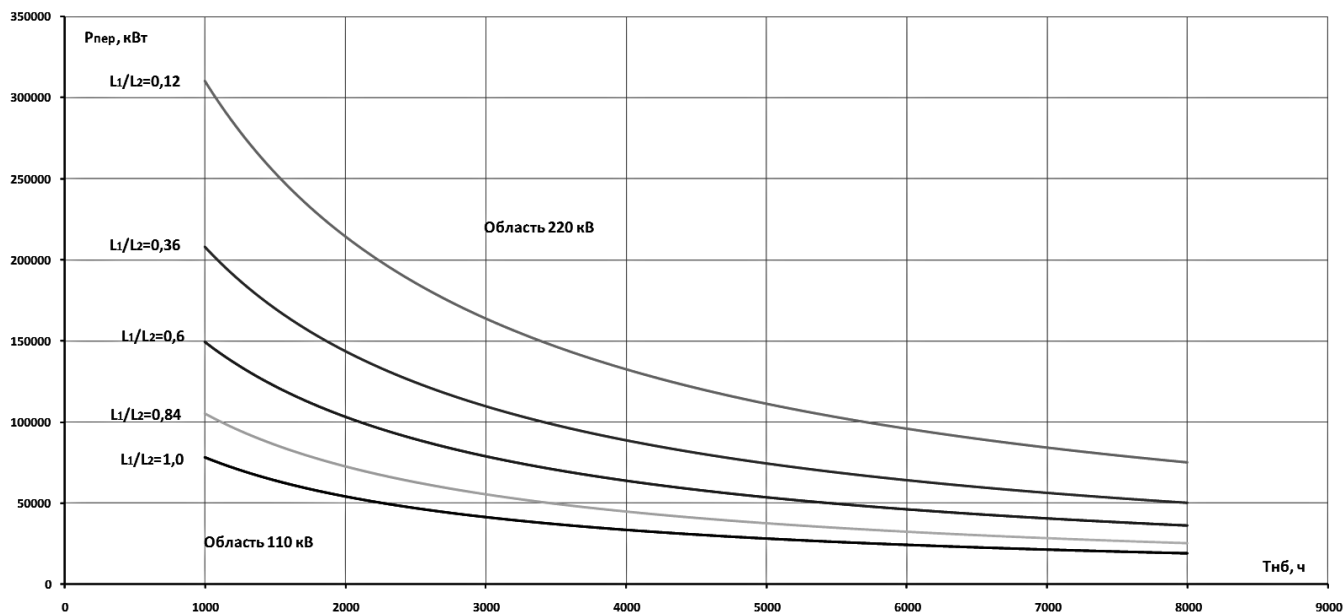


Рис. 6. Зависимости рекомендуемой мощности перехода $P_{пер}$ от числа часов использования максимума нагрузки $T_{нб}$, при выборе номинального напряжения конкурирующих ВЛ, сооружаемых проводами марки АС-300 напряжением 110 кВ и проводами марки АС-400 напряжением 220 кВ на ж/б опорах в 1-м районе гололедности и 3-м районе по СЗА при различных длинах конкурирующих ВЛ

В частности, такая задача возникает при решении вопроса о переводе питающей потребителей ЛЭП на более высокое напряжение. Рассчитанное по предлагаемой методике значение $W_{пер}$ представляет собой тот объем электроэнергии, переданной по питающей ЛЭП за отчетный период, при превышении которого реконструкция линии экономически целесообразна.

На основании выражения (11) и с учетом того, что $P_{пер} = f(T_{нб})$, построим графики зависимости $W_{пер} = f(T_{нб})$ при разных соотношениях S длин линий, как параметра (рис. 7). Их анализ

показывает, что при нарастании времени использования максимума нагрузки $T_{нб}$ растет и ордината точки перехода количества потребляемой электроэнергии в область рационального применения более высокого номинального напряжения ЛЭП. Таким образом, появляются основания для отказа от преждевременной реконструкции питающей сети до тех пор, пока присоединенная нагрузка не обеспечит требуемого объема потребления электроэнергии.

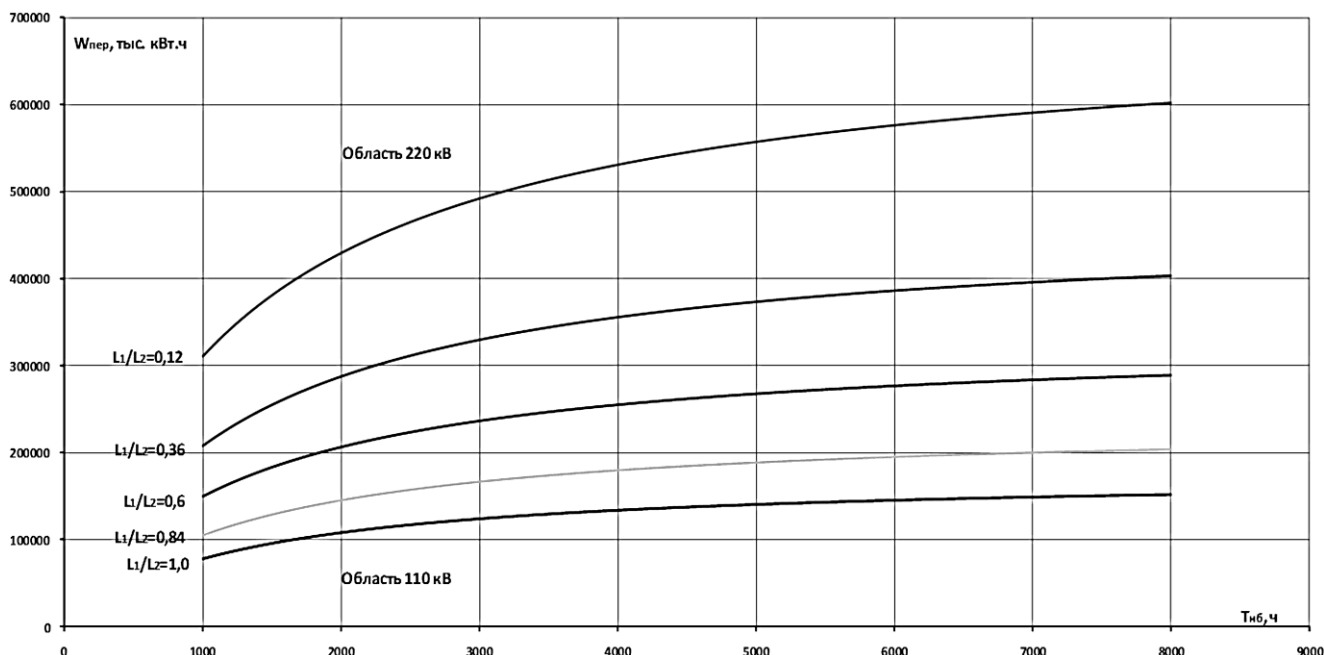


Рис. 7. Зависимости рекомендуемых объемов передаваемой электроэнергии от числа часов использования максимума нагрузки при выборе номинального напряжения конкурирующих ВЛ, сооружаемых проводами марки АС-300 напряжением 110 кВ и проводами марки АС-400 напряжением 220 кВ на ж/б опорах в 1-м районе гололедности и 3-м районе по СЗА при различных длинах конкурирующих ВЛ

В целях расширения областей использования предложенной методики необходимо в дальнейшем провести оптимизационные расчеты и построить кривые переходной экономической мощности и переданного количества электроэнергии для всех смежных применяемых на практике номинальных напряжений ЛЭП с учетом выбора сечения проводов и конструкции фазы. Также необходим расчет различных вариантов реконструкции и развития действующих энерго-систем и электроустановок электрических станций и подстанций.

Заключение

Построенная экономико-математическая модель позволяет связать технические параметры проектируемой ЛЭП, условия и режимы ее эксплуатации с экономическими характеристиками и провести технико-экономическое обоснование выбора экономически обоснованных значений ряда технических параметров ЛЭП.

Построенная на основе удельных дисконтированных затрат экономико-математическая модель позволяет проводить сравнение и выбор вариантов ЛЭП с разной производительностью, различающимися техническими параметрами, расчетными периодами и другими базовыми показателями ЛЭП.

Методики, использующие построенную модель:

а) выбора экономически оптимальных сечений проводов ВЛ для линий разных классов напряжения и назначений;

б) обоснования выбора экономически целесообразных вариантов номинальных напряжений ЛЭП как функции переходной экономической мощности;

в) обоснования выбора номинальных напряжений ЛЭП как функции переходного количества электроэнергии, переданной по ЛЭП, например, за 1 год, и апробированные путем выполнения расчетов с использованием программы, работающей в среде *Excel*, по исходным данным северо-западного региона, показали, что применение при выборе номинального напряже-

ния ЛЭП переходных экономических характеристик мощности и энергии обеспечивает достижение высоких экономических результатов проектирования и эксплуатации ЛЭП.

Список литературы

1. **Экономика** промышленности. Т. 1: Общие вопросы экономики / А.И. Барановский, Н.Н. Кожевников, Н.В. Пирадова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 1997. – 696 с.
2. **Экономика** промышленности. Т. 2: Экономика и управление энергообъектами / А.И. Барановский, Н.Н. Кожевников, Н.В. Пирадова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 1998. – 296 с.
3. **Карапетян И.Г., Файбисович Л.Д., Шапиро М.Н.** Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Л.Д. Файбисовича. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Изд-во ЭНАС, 2006.
4. **Справочник** по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и М.Н. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. **Электрические** системы. Электрические сети. Т. 2 / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. шк., 1986.
6. **Геркусов А.А.** Анализ методик для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Сер. Экономические науки. – 2014. – Вып. 3(202). – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2014. – С. 131–138.

References

1. Baranovskiy, A.I., Kozhevnikov, N.N., Piradova, N.V. *Ekonomika promyshlennosti. T. 1: Obshchie voprosy ekonomiki* [Industrial economics. Vol. 1: General economic questions]. Moscow, Izdatel'stvo MEI, 1997. 696 p.
2. Baranovskiy, A.I., Kozhevnikov, N.N., Piradova, N.V. *Ekonomika promyshlennosti. T. 2: Ekonomika i upravlenie energoob'ektami* [Industrial economics. Vol. 2: Economics and power facilities management]. Moscow, Izdatel'stvo MEI, 1998. 296 p.
3. Karapetyan, I.G., Faybisovich, L.D., Shapiro, M.N. *Spravochnik po proektirovaniyu elektricheskikh setey* [Handbook for designing electric networks]. Moscow, Izdatel'stvo ENAS, 2006.
4. Rokotyan, S.S., Shapiro, M.N. *Spravochnik po proektirovaniyu elektroenergeticheskikh sistem* [Handbook for designing electric power systems]. Moscow, Energoatomizdat, 1985.
5. Venikov, V.A. *Elektricheskie sistemy. Elektricheskie seti. T. 2* [Electric systems. Electric networks. Vol. 2]. Moscow, Vysshaya shkola, 1986.
6. Gerkusov, A.A. *Analiz metodik dlya vibora secheniy provodov vozdukhnykh liniy elektroperedachi* [Analysis of the methods of selecting wire cross-sections of overhead electricity transmission lines]. *Nauchno-tekhnicheskie vedomosti SPbGPU. Ser. Ekonomicheskie nauki*, 2014, issue 3(202). Saint-Petersburg, Izdatel'stvo Politekhnikeskogo universiteta, 2014, pp. 131–138.

Геркусов Алексей Анатольевич,

СПб-Балтийская дистанция электроснабжения Октябрьской ж/д (ЭЧ-4),

кандидат технических наук, электромеханик по оперативному обслуживанию тяговых подстанций ЭЧЭ-22/24,
e-mail: gerkusov_alex@mail.ru

Макаров Василий Михайлович,

ФГАОУВО «Санкт-Петербургский государственный Политехнический университет Петра Великого»,
доктор экономических наук, профессор кафедры экономики и менеджмента в энергетике,
e-mail: vmmak51@mail.ru