

Экономико-математическое моделирование воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше

ГЕРКУСОВ А.А.

Актуальность работы обусловлена тем, что суммарные дисконтированные затраты, являясь важнейшим динамическим критерием выбора оптимального варианта инвестиционного проекта, не определяют реальных затрат производства единицы продукции, например передачи 1 кВт·ч электроэнергии и не могут служить критерием для сопоставления вариантов с различными производительностями или с различным сроком расчетного периода, что в условиях конкурентного рынка электроэнергии увеличивает ценовые риски и препятствует оптимальному выбору поставщика электроэнергии. В связи с этим в данной работе предложена альтернативная экономико-математическая модель линии электропередачи, построенная на основе удельных суммарных дисконтированных затрат и дисконтированного переданного объёма электроэнергии с учётом нагрузочных потерь, потерь на корону и в линейной изоляции и представляющую собой зависимость удельных дисконтированных затрат на передачу электроэнергии от целого ряда технико-экономических параметров как самой ЛЭП, так и режима её работы. На основании данной альтернативной модели построены кривые токовых интервалов экономической целесообразности и предложена методика выбора оптимальных сечений проводов вновь сооружаемых воздушных линий электропередачи. Также предложена разработанная методика выбора номинального напряжения линии и источника электроснабжения электрифицируемого объекта и методика экономической режимной оптимизации плотности тока в проводах действующих воздушных линий.

К л ю ч е в ы е с л о в а: линия электропередачи, номинальное напряжение, потери электроэнергии, коэффициент мощности, экономико-математическая модель

Приведенные и суммарные дисконтированные затраты за расчетный период являются важнейшими критериями выбора оптимального варианта технического решения в любой отрасли народного хозяйства и, в частности, в электроэнергетике. Однако их применение вызывает затруднения, например при сопоставлении вариантов энергетических объектов с различной производительностью (мощностью) или с различными расчетными периодами (сроками службы), что затрудняет выбор оптимальных технических решений и в условиях рыночной конкуренции увеличивает риски принятия неверного решения [1, 2, 12].

Так например, не вполне корректно проводить технико-экономическое сравнение по минимуму дисконтированных затрат для линий электропередачи с разным номинальным напряжением, так как эти линии различаются не только по значению удельных капиталовложений на единицу длины и уровню потерь электроэнергии в них, но и по объёму передаваемой электроэнергии, значениям максимального тока нагрузки, тарифам на передачу энергии и т.д. В связи с этим необходима разработка иной экономико-математической модели, связывающей технические параметры сооружаемой воздушной линии электропередачи и режимы ее работы с удельными экономическими показателя-

ми и позволяющей проводить технико-экономический анализ и экономическое обоснование принимаемых технических решений.

Для решения поставленной задачи необходимо:

1) проанализировать существующие подходы к выбору технических характеристик проектируемых линий электропередачи и к экономической оценке проектных решений;

2) выбрать технические параметры линии и условия её эксплуатации, оказывающие существенное влияние на эффективность работы;

3) свести технические характеристики линии и параметры её режима к стоимостным показателям;

4) построить экономико-математическую модель линий на основе удельных дисконтированных затрат с учётом потерь электроэнергии за расчётный период и распространить принцип дисконтирования на отпуск энергии по годам расчетного периода;

5) осуществить с помощью предложенной модели выбор экономически обоснованных значений как параметров самой линии, так и параметров её режима;

6) выявить характер зависимости оптимальных параметров самой линии от параметров режима ее работы и внести предложения по их оптимизации.

Методология исследования. Для решения комплекса поставленных задач в рамках исследования

применялись совокупность методов экономической оценки инвестиционных проектов, экономико-математического моделирования, статистического анализа, а также существующие методики и результаты исследования технико-эксплуатационных параметров линий электропередачи напряжением 110–220 кВ.

Воздушные и кабельные линии электропередачи различаются большим числом технико-экономических и эксплуатационных параметров и характеристик. Основными среди них являются номинальное напряжение, ток максимальной нагрузки, число часов использования максимума нагрузки, сечение проводов и протяженность самой линии. Однако целью и результатом строительства линий электропередачи является удовлетворение потребителя на рынке энергии, а для потребителя – более значимое количество получаемой за расчетный период (обычно за год) электроэнергии и тариф на неё. Как известно, объем передаваемой энергии зависит от напряжения линии, токовой нагрузки, числа часов использования максимума нагрузки и других ее параметров, а тариф определяется затратами на строительство и эксплуатацию и режимами работы линий электропередачи. Таким образом, налицо многофакторная зависимость результатов эксплуатации линии от ее характеристик. Протяженность линии также имеет значение в вариантах выбора 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 линий и рассчитаем удельные дисконтированные затраты на передачу 1 кВтч электроэнергии по линии любого класса напряжения и назначения. Согласно [1, 2] формула расчета имеет вид:

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

где Z_d – дисконтированные затраты за расчетный период T_p строительства и срока службы линии, руб.; W_t – отпуск электроэнергии по годам расчетного периода, кВтч/год; F_{cp} – норма дисконтирования отпуска электроэнергии.

Полученные значения $Z_{уд.д}$ достаточно полно отражают затраты на передачу энергии по линии, поэтому их также можно сравнивать со средними тарифами на электроэнергию в районе сооружения проектируемой линии. В случае, если значение $Z_{уд.д}$ превышает этот тариф, при дефиците энергии

и в условиях отсутствия конкуренции может возникнуть вопрос о пересмотре тарифов в сторону увеличения.

В знаменателе (1) – суммарный за период T_p дисконтированный отпуск электроэнергии, в значение которого заложено изменение ценности результата для потребителей при изменении времени его получения. Действительно, для реальных секторов экономики важно, например, быстрее получить электроэнергию, поскольку она – основа открытия любого нового или расширения действующего проекта на новые территории, охваченные электрификацией; для жилого сектора и социальной сферы открывает возможность быстрее повышать качество жизни населения.

При сравнении двух или более вариантов проектирования и сооружения линий 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 и кабельных линий, номинального напряжения и т.д.), т.е. служить основой для технико-экономической модели, используемой при проектировании линии электропередачи.

Оптимизация поперечных сечений проводов воздушных линий электропередачи. Воздушные и кабельные линии являются важнейшими элементами электросетевого комплекса, а сечение проводов и жил кабелей – важнейший параметр линии электропередачи.

Сечения проводов линий 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. С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на её сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год. Определение этого оптимального соотношения – сложная задача, которая сводится к нахождению сечения провода, соответствующего наименьшим приведенным или суммарным дисконтированным затратам. Основными методами для выбора оптимального сечения проводов и жил кабелей до настоящего времени являются *метод экономической плотности тока* и *метод экономических токовых интервалов*, основанные на сопоставлении вариантов по критерию минимума приведенных либо суммарных дисконтированных затрат.

В связи с тем, что практика проектирования линий электропередачи предусматривает постепенный отказ от выбора сечений проводов методом

экономической плотности тока [3] и переход к методам оптимальных токовых интервалов и универсальных номограмм [3, 4], для выбора оптимальных сечений проводов ВЛ предложим методику, использующую в качестве целевой функции функцию *удельных дисконтированных затрат*.

Так при сроке службы линии $T=50$ лет и с учётом нагрузочных потерь, потерь на корону и линейной изоляции выражение (1) для воздушных линий (ВЛ) единичной длины примет вид:

$$Z_{уд.д} = \frac{K_0 + [\sum_{t=0}^{50} (p_{об.р} K_0 + \Delta W_{н} Ц + \Delta W_{к} Ц + \rightarrow \sum_{t=0}^{50} \sqrt{3} U_{н} I_{нб} T_{нб} \times \rightarrow \rightarrow \Delta W_{из} Ц)(1 + E_{ср})^{-t}] \times \cos \varphi (1 + E_{ср})^{-1}}{\rightarrow \rightarrow \rightarrow} \quad (2)$$

или

$$Z_{уд.д} = \frac{K_0 + [p_{об.р} K_0 + Ц(\Delta W_{н} + \Delta W_{к} + \Delta W_{из})] D}{\sqrt{3} U_{н} I_{нб} T_{нб} \cos \varphi D}, \quad (3)$$

где K_0 – удельные капиталовложения в сооружение воздушных линий, руб./км; $p_{об.р}$ – доля затрат на амортизационные отчисления, обслуживание и ремонт ВЛ по отношению к её стоимости; $\Delta W_{н}$ – нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ единичной длины; $\Delta W_{к}$ – потери электроэнергии в линии на корону; $\Delta W_{из}$ – потери электроэнергии в подвесной изоляции линии; $I_{нб}$ – максимальный ток нагрузки линии, А; $T_{нб}$ – число часов использования максимума нагрузки, ч; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности; $U_{н}$ – номинальное напряжение линии, кВ; $Ц$ – принятый средневзвешенный тариф на электроэнергию, руб./кВтч; D – дисконтирующий множитель, представляющий собой полученную в результате преобразований безразмерную величину, определяемую по формуле убывающей геометрической прогрессии:

$$D = \frac{1 - (1 + E_{ср})^{-T}}{E_{ср}}. \quad (4)$$

При принятом сроке службы линии электропередачи $T=50$ лет $D=9,9148$.

В (2) и (3) слагаемые числителя в скобках представляют собой эксплуатационные издержки и выраженные в денежной форме технические потери электроэнергии, имеющие место при передаче энергии по линии.

Рассмотрим подробнее виды технических потерь при передаче энергии по линиям и методы их расчёта. Согласно [5, 6] технические потери элек-

троэнергии состоят из условно-постоянных и нагрузочных потерь.

Нагрузочные или переменные потери – это потери электроэнергии на нагрев в продольных элементах при передаче нагрузки по ним. К ним относятся потери в воздушных и кабельных линиях, шинпроводах, силовых трансформаторах и токоограничивающих реакторах. Нагрузочные потери в воздушной линии единичной длины

$$\Delta W_{н} = 0,003 I_{нб}^2 r_0 \tau, \quad (5)$$

где r_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км; τ – время максимума потерь, ч, определяемое по эмпирическому выражению (формула Кезевича):

$$\tau = (0,124 + 10^{-4} T_{нб})^2 8760. \quad (6)$$

Условно-постоянные потери – это часть технических потерь электроэнергии в элементах электрических сетей (поперечных ветвях схем замещения), не зависящие от передаваемой по элементам сети мощности.

Три составляющие условно-постоянных потерь относятся к климатическим, т.е. к потерям, зависящим от погодных условий. Для воздушных линий электропередачи согласно [5] к климатическим потерям относят потери на корону в проводах ВЛ:

$$\Delta W_{к} = 8760 \Delta P_{к}, \quad (7)$$

где $\Delta P_{к}$ – среднегодовые потери мощности на корону кВт/км. Потери в подвесной изоляции линии от токов утечки по изоляторам ВЛ:

$$\Delta W_{из} = \frac{U_{н}^2}{3R_{из} N_{из}} T_{вл} N_{гир}. \quad (8)$$

Здесь $R_{из}$ – сопротивление одного подвесного изолятора в гирлянде, Ом; $T_{вл}$ – среднее число часов влажной погоды в году, ч; $N_{из}$ – число изоляторов в гирлянде, шт; $N_{гир}$ – число гирлянд на 1 км ВЛ, шт./км; $\Delta W_{г}$ – расход электроэнергии на плавку гололёда.

Д о п у щ е н и е: согласно [6] для отдельно взятой ВЛ сечением 95–330 мм² расчётный расход электроэнергии на плавку гололёда 24–74 кВтч/км, что составляет примерно 0,18% суммарных климатических потерь. Поэтому составляющая расхода электроэнергии на плавку гололёда в дальнейших расчётах не учитывается.

Выражение (3) с учетом (5) и (7) представляет собой многофакторную экономико-математическую модель, которая будет использоваться для дальнейшего технико-экономического анализа проектируемых и сооружаемых линий. Модель определяет зависимость удельных дисконтированных затрат на передачу электроэнергии от номинально-

го напряжения линий U_n , максимального тока нагрузки линии $I_{нб}$, числа часов использования максимума нагрузки $T_{нб}$, сечения и конструкции фазы, района по гололёдности и степени загрязнения атмосферы (СЗА), нормы дисконта $E_{ср}$, тарифа на электроэнергию C и ряда других технико-экономических параметров как самой линии электропередачи, так и режима её работы.

Используя модель (3), исследуем вид зависимости $Z_{уд.д} = f(I_{нб})$ при различных сечениях провода ВЛ (как параметра) и фиксированных значениях $T_{нб}$, $\cos\varphi$, C , районов гололёдности и СЗА для ВЛ 110 кВ. По результатам проведенных расчётов построим серию кривых, точки пересечения которых определяют граничные токи, при которых целесообразно переходить от одного сечения провода к другому (рис. 1, 2) (*токовые интервалы экономической целесообразности*). Нижние обводящие ломаные кривые $ABCDE$, построенные на рис. 1 и $ABCDEH$ – на рис. 3, являются линиями минимальных удельных дисконтированных затрат, т.е. соответствуют оптимальному решению задачи – наивыгоднейшим сечениям проводов ВЛ при различных значениях тока.

Как следует из выражения (3) и полностью подтверждается графиками, эти аналитические зависимости имеют вид: $Z_{уд.д} = AI_{нб} + B/I_{нб}$, где на рис. 2, в отличие от рис. 1, значительно увеличено время использования максимума нагрузки $T_{нб}$, а следовательно, в соответствии с (6) и время потерь τ . Это привело к тому, что доминирующее значение при выборе оптимального сечения имеет провод марки АС-240, что закономерно ведёт к экономии дисконтированных затрат за счёт снижения составляющей стоимости нагрузочных потерь электроэнергии.

Все расчеты и построения графиков повторены и для ВЛ номинального напряжения 220 кВ. Из сравнения рис. 1, 2 и 3, 4 следует, что удельные дисконтированные затраты в линию ВЛ 110 кВ в среднем на 30÷35% больше 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. Далее этот вопрос будет рассмотрен подробно на модели.

Как следует из выполненных расчётов, границы построенных на рис. 1–4 интервалов экономической целесообразности примерно соответствуют границам токовых экономических интервалов, приведенным в [4, 8], а наиболее влияющим параметром на положение границ токовых интервалов экономической целесообразности является число часов использования максимума нагрузки. Как видно из рис. 1–4, интервалы экономической целесообразности имеют при некотором токе нагрузки явно выраженный минимум удельных дисконтированных затрат, что даёт возможность, как будет рассмотрено далее, оптимизации тока нагрузки для уже находящихся в эксплуатации воздушных линий электропередачи.

Выбор номинального напряжения проектируемой воздушной линии. Другой вопрос, который может быть решен с помощью предлагаемой модели, – это выбор номинального напряжения линии, значение которого существенно влияет как на технические характеристики ВЛ, так и на экономические показатели передачи электроэнергии. В настоящее вре-

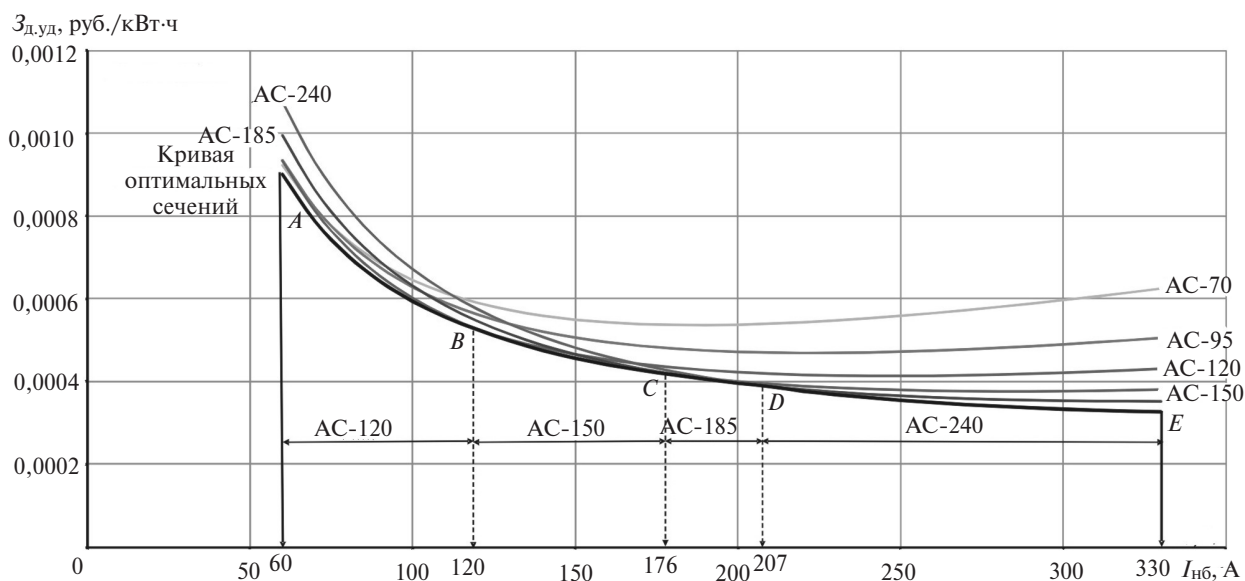


Рис. 1. Токовые удельные оптимальные интервалы для одноцепной ВЛ 110 кВ с проводами марки АС, сооружаемой на железобетонных опорах в 1-м районе гололёдности и проходящей в 3-м районе по СЗА (время потерь $\tau = 1575$ ч)

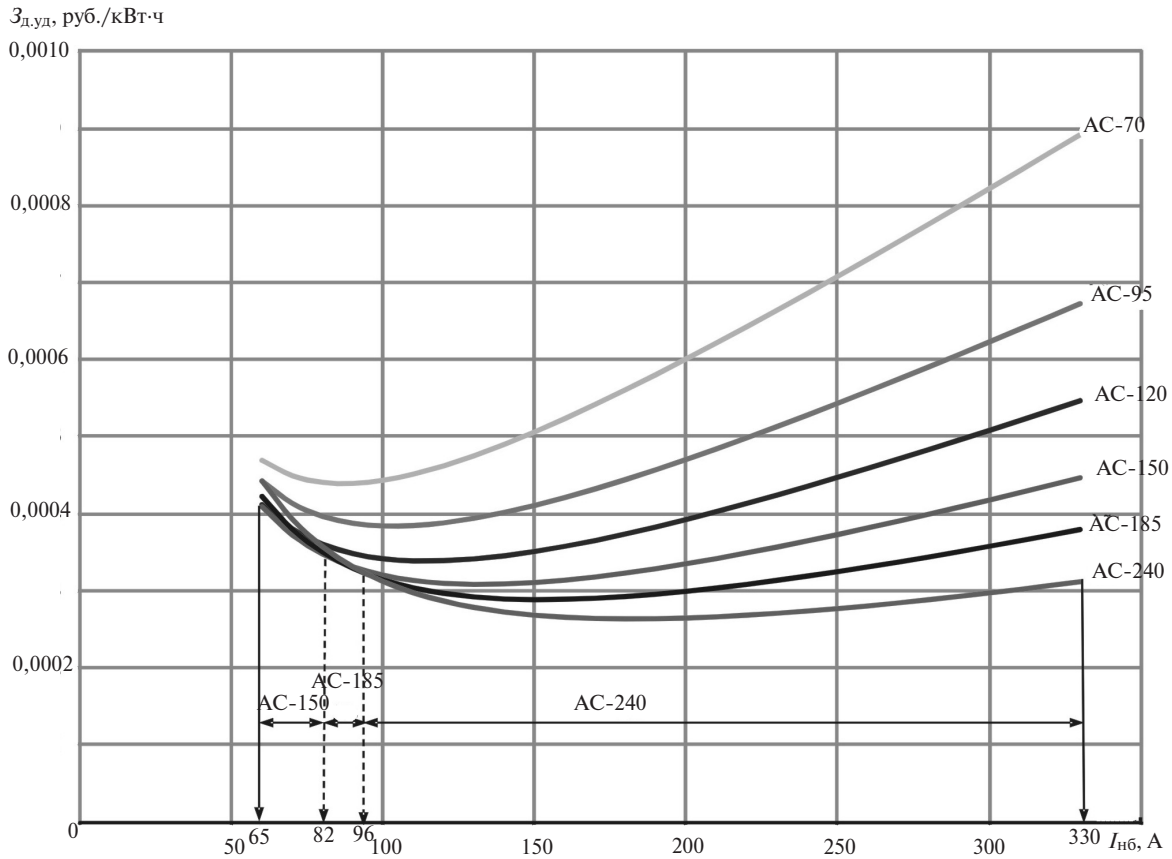


Рис. 2. Токвые интервалы экономической целесообразности для одноцепной ВЛ 110 кВ с проводами марки АС сооружаемой в 1-м районе гололедности и проходящей в 3-м районе по СЗА (время потерь $\tau = 7318$ ч)

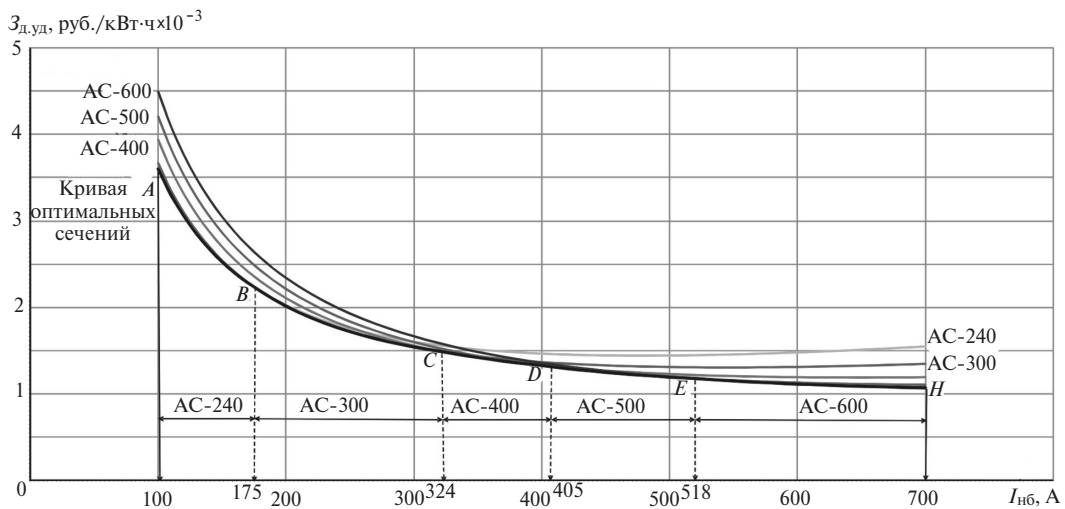


Рис. 3. Токвые удельные оптимальные интервалы для одноцепной ВЛ 220 кВ, сооружаемой проводами марки АС на железобетонных опорах в 1-м районе гололедности и проходящей в 3-м районе по СЗА (время потерь $\tau = 1575$ ч)

мя для этого широко используются эмпирические формулы А.М. Залесского:

$$U_H = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})} \quad (9)$$

и Г.А. Илларионова:

$$U_H = 1000 / \sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}, \quad (10)$$

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 характеристики линии, не учитывая условия экономической целесообразности ее сооружения [9, 10].

Обоснованный выбор экономически целесообразных номинальных напряжений линии электропередачи с использованием разработанной модели линии требует дальнейшего детального технико-

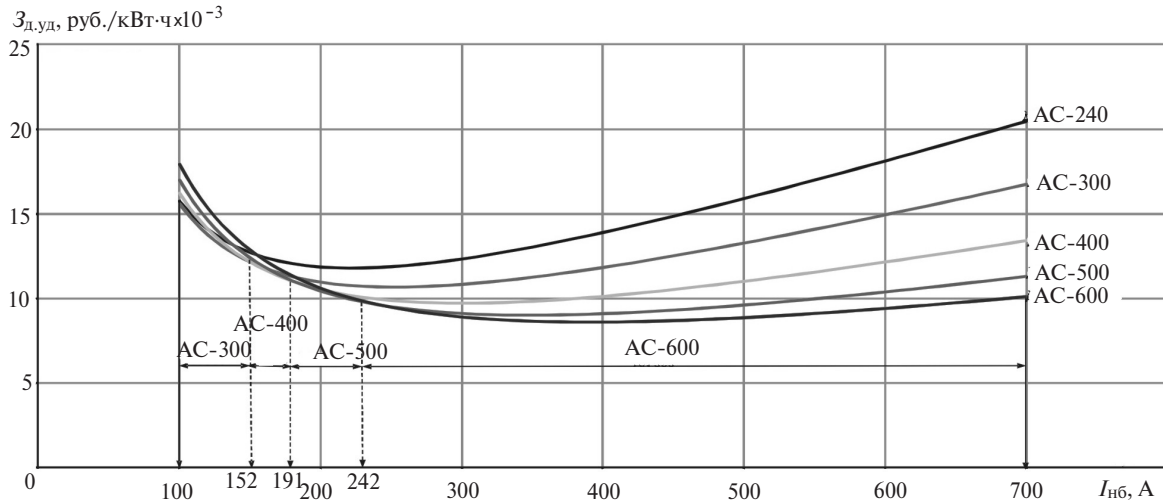


Рис. 4. Токовые интервалы экономической целесообразности для одноцепной ВЛ 220 кВ, сооружаемой проводами марки АС на железобетонных опорах в 1-м районе гололедности и проходящей в 3-м районе по СЗА (время потерь $\tau = 7318$ ч)

экономического анализа. Например, при какой присоединенной мощности потребителей $P_{пер}$ 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 линий с номинальными напряжениями $U_{1н}$, $U_{2н}$, протяженностью L_1 , L_2 и соответствующими им стоимостными показателями, значениями потерь на корону и в линейной изоляции и т.д., после чего решить полученное уравнение относительно мощности $P_{пер}$.

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

$$Z_{уд.дл1н}(P_{пер}) = Z_{уд.дл2н}(P_{пер}) \quad (11)$$

или

$$\frac{K_0^{U_1} L_1 + P_{об.рем} K_0^{U_1} D L_1 + \frac{P_{пер}^2 D r_0^{U_1} L_1 \tau \Pi}{U_{1н}^2 \cos^2 \varphi} + \frac{8760 \Delta P_{кор}^{U_1} \Pi D L_1 + \frac{U_1^2 T_{пл} D L_1 N_{гир}^{U_1} \Pi}{3 N_{из} R_{из}}}{P_{пер} T_{нб} D} \rightarrow$$

$$= \frac{K_0^{U_2} L_2 + P_{об.рем} K_0^{U_2} D L_2 + \frac{P_{пер}^2 D r_0^{U_2} L_2 \tau \Pi}{U_{2н}^2 \cos^2 \varphi} + \frac{8760 \Delta P_{кор}^{U_2} \Pi D L_2 + \frac{U_2^2 T_{пл} D L_2 N_{гир}^{U_2} \Pi}{3 N_{из} R_{из}}}{P_{пер} T_{нб} D} \rightarrow \quad (12)$$

где $P_{пер}$ – присоединенная мощность нагрузки линии электропередачи, при которой целесообразен переход на следующую ступень номинального напряжения, и называемая *переходной экономической мощностью*.

В результате решения полученного уравнения (9) имеем:

$$P_{пер} = \sqrt{\frac{(K_0^{U_2} - K_0^{U_1} S)(1 + P_{об.рем} D) + 8760 \Pi D \times \frac{\tau D \Pi r_0^{U_1} S}{U_{1н}^2 \cos^2 \varphi}}{\frac{\times (\Delta P_{кор}^{U_2} - \Delta P_{кор}^{U_1} S) + \frac{\Pi D}{3} \times \frac{\tau D \Pi r_0^{U_2}}{U_{2н}^2 \cos^2 \varphi}}{\times \left(\frac{U_{2н}^2 T_{пл} N_{гир}^{U_2}}{N_{из}^{U_2} R_{из}} - \frac{U_{1н}^2 T_{пл} N_{гир}^{U_1}}{N_{из}^{U_1} R_{из}} \right)}}} \quad (13)$$

где $S = L_1 / L_2$ – отношение длины конкурирующих линий электропередачи; $U_{1н}$, $U_{2н}$ – номинальные напряжения ВЛ; $r_0^{U_1}$, $r_0^{U_2}$ – удельные сопротивления проводов ВЛ с номинальным напряжением $U_{1н}$ и $U_{2н}$ соответственно; $K_0^{U_1}$, $K_0^{U_2}$ – удельные капитальные вложения в сооружение одного километра ВЛ с номинальным напряжением $U_{1н}$ и $U_{2н}$ соответственно; $N_{из}^{U_1}$, $N_{из}^{U_2}$ – среднее число изоляторов в гирляндах ВЛ; $N_{гир}^{U_1}$, $N_{гир}^{U_2}$ – среднее число гирлянд изоляторов на 1 км ВЛ; $\Delta P_{кор}^{U_1}$, $\Delta P_{кор}^{U_2}$ –

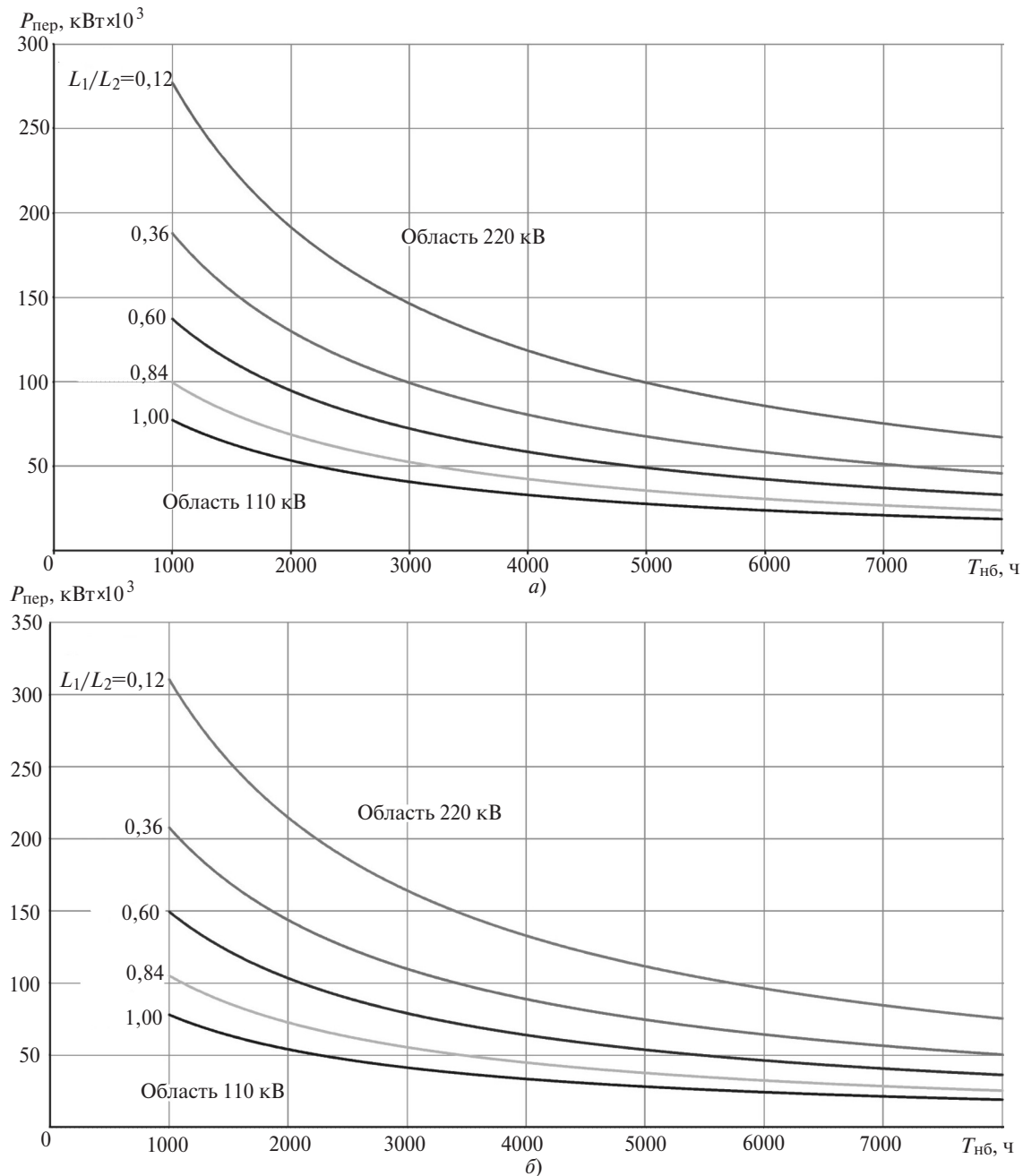


Рис. 5. Зависимости рекомендуемой мощности перехода $P_{\text{пер}}$ от числа часов использования максимума загрузки $T_{\text{нб}}$ при выборе номинального напряжения конкурирующих ВЛ, сооружаемых проводами марки АС-240, напряжением 110 кВ (а) и проводами марки АС-300 напряжением 220 кВ (б) на железобетонных опорах в 1-м районе гололёдности и 3-м районе по СЗА и различной длине рассматриваемых ВЛ

удельные среднегодовые потери мощности на конрону.

На рис. 5 показаны графики зависимости переходной экономической мощности как функции числа часов использования максимума нагрузки линий: $P_{\text{пер}} = f(T_{\text{нб}})$ при разных соотношениях протяженности линий S и разных сечениях проводов.

Построенные кривые $P_{\text{пер}} = f(T_{\text{нб}})$ являются геометрическим местом точек, отделяющим области рационального применения двух ступеней номинального напряжения 110 и 220 кВ в зависимости от числа часов использования максимума нагрузки $T_{\text{нб}}$. Если присоединённая мощность на

приёмном конце линии 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 к выбору номинального напряжения линии. Действительно, обычно длина линии, присоединённая мощность и число часов использования максимума нагрузки уже заданы в техническом задании на проектирование линии. Требуется выбрать только номинальное напряжение пи-

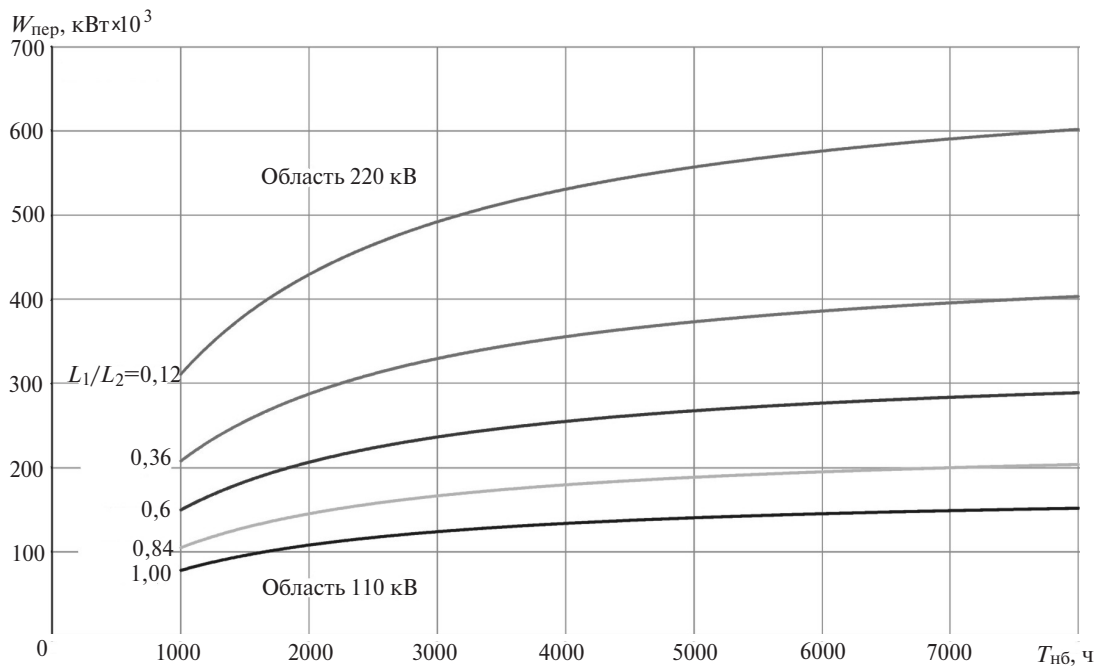


Рис. 6. Зависимости рекомендуемых объемов передаваемой электроэнергии от числа часов использования максимума нагрузки при выборе номинального напряжения конкурирующих ВЛ с проводами марки АС-300 напряжением 110 кВ и проводами марки АС-400 напряжением 220 кВ на железобетонных опорах в 1-м районе гололедности и 3-м районе по СЗА и различной длине конкурирующих ВЛ

тающей ВЛ, что легко достигается при использовании разработанной методики.

Задачу выбора номинального напряжения линии, решаемую с применением разработанной методики, можно модифицировать и в качестве предельного параметра принять не переходную мощность, а переходный объём электроэнергии, переданной по линии за год $W_{\text{пер}}$:

$$W_{\text{пер}} = T_{\text{нб}} P_{\text{пер}} \quad (14)$$

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

На основании выражения (14) и с учетом того, что $P_{\text{пер}} = f(T_{\text{нб}})$, построим графики зависимости $W_{\text{пер}} = f(T_{\text{нб}})$ при разных значениях S как относительного параметра длины линий (рис. 6). Из анализа графиков следует, что при нарастании времени использования максимума нагрузки $T_{\text{нб}}$ растёт и ордината точки перехода количества потребляемой электроэнергии в область рационального применения более высокого номинального напряжения линии электропередачи.

Таким образом, появляются основания для отказа от преждевременной реконструкции питающей сети до тех пор, пока присоединенная нагруз-

ка не обеспечит требуемого объема потребления электроэнергии.

Для расширения областей использования предложенной методики необходимо в дальнейшем провести оптимизационные расчёты и построить кривые переходной экономической мощности и переданного количества электроэнергии для всех смежных применяемых номинальных напряжений линий с учётом выбора сечения проводов, конструкции фазы и стоимости оборудования вводной ячейки приёмной подстанции. Также необходим расчет различных вариантов реконструкции и развития действующих энергосистем и электроустановок электрических станций и подстанций.

Экономическая режимная коррекция плотности тока в проводах действующих воздушных линий. 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 и потребителей.

Введение рынка электроэнергии также предполагает в качестве повышения конкурентоспособности энергоснабжающих организаций снижение собственных издержек на транспорт электроэнергии. Выбор экономически обоснованных параметров режимов работы воздушных и кабельных линий и в частности токовых нагрузок при выбранном сечении провода способствует этому.

Однако в регламентируемой [3, 4, 7, 11] методике выбора сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока отсутствуют конкретные рекомендации по определению оптимальной расчетной токовой нагрузки линии, по которой следует определять расчётное сечение, кроме общего указания *о необходимости учёта перспективы развития* на срок не менее пяти лет. В практике проектирования чаще используется подход [7, 8, 10, 11], где выбор сечения осуществляется по некоторому фиктивному значению расчетного тока, учитывающего 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 $I_{нб(5)}$, принятому в качестве базисного:

$$I_{рас} = \alpha_i I_{нб(5)}. \quad (15)$$

Выбор $I_{нб(5)}$ в качестве базисного определяется сложившейся практикой проектирования схем развития электрических сетей и рекомендациями [7, 11]. Как правило, более обосновано значение перетоков мощности по линии может быть спрогнозировано 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 [3, 11], показывает, что нагрузка линии электропередачи 110–220 кВ достигает своего проектного значения в среднем за три года, причём начальная нагрузка линии составляет приблизительно 45% расчётной. На современном этапе такого рода анализ не проводился, поэтому при определении расчетной нагрузки линии электропередачи *следует рассматривать различные варианты изменения нагрузки*, отличающиеся характером и темпами роста за определенный расчетный период.

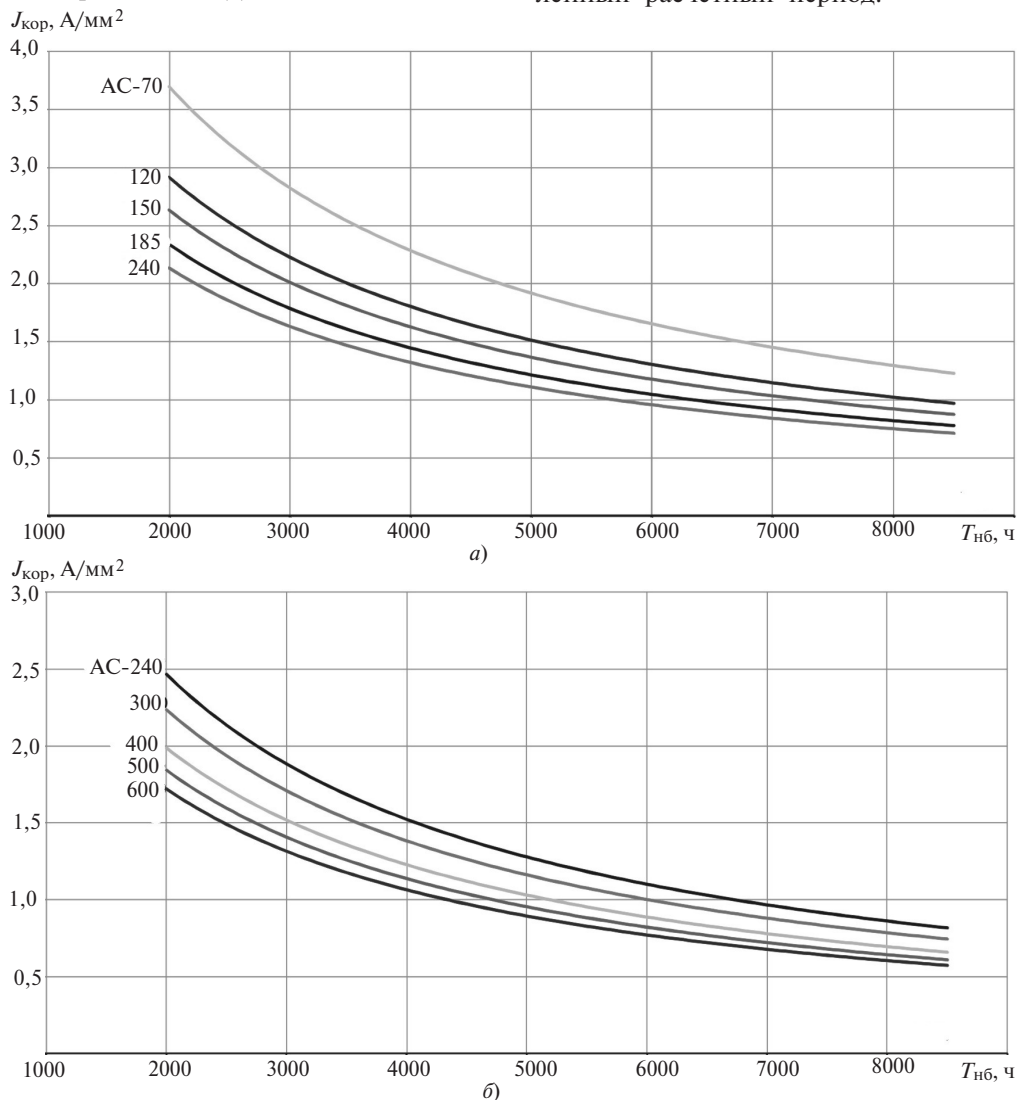


Рис. 7. Зависимости оптимальной скорректированной плотности тока $J_{кор}$ в проводах ВЛ, сооружаемой на железобетонных опорах в 1-м и 2-м районах гололедности и 3-м районе по СЗА, от продолжительности использования максимума нагрузки $T_{нб}$: а – 110 кВ; б – 220 кВ

Разработанную методику использования удельных дисконтированных затрат применим для сопоставления токовых нагрузок, находящихся в эксплуатации линий при заданном сечении проводов, для чего рассчитаем удельные дисконтированные затраты на передачу 1 кВтч электроэнергии по линии любого класса напряжения и назначения.

С учётом рассмотренных ранее нагрузочных потерь электроэнергии, потерь на корону и в линейной изоляции, подставляя в формулу удельных дисконтированных затрат (3) выражения (5), (7), (8) для ВЛ единичной длины получаем:

$$Z_{уд.д} = \frac{K_0 + (p_{об.рем} K_0 + 0,003 I_{нб}^2 r_0 \tau \Pi + 8760 \Delta P_{кор} \Pi + \frac{U_{нб}^2 T_{вл} N_{гир}}{3 N_{из} R_{из}} \Pi) D}{\sqrt{3} U_{нб} I_{нб} T_{нб} \cos \varphi D} \quad (16)$$

Приравняем к нулю первую производную $dZ_{уд.д} / dI$ и, решая полученное уравнение относительно $I_{нб}$, получаем оптимальный ток нагрузки, соответствующий минимальным удельным дис-

континированным затратам и называемым *оптимальным корректированным током*:

$$I_{кор}^{опт} = \sqrt{\frac{\left(\frac{K_0}{DU_{нб}} \right) + \left(\frac{8760 \Delta P_{кор} \Pi}{U_{нб}} \right) + \left(\frac{K_0 p_{об.рем}}{U_{нб}} \right) + \left(\frac{0,003 r_0 \tau \Pi}{U_{нб}} \right)}{\left(\frac{U_{нб}^2 T_{вл} N_{гир}}{3 N_{из} R_{из}} \Pi \right)}} \quad (17)$$

На основании рассчитанных значений $I_{кор}^{опт}$ и принятых стандартных сечений проводов определяем *оптимальную корректированную плотность тока* $J_{кор}$ в проводах воздушных линий:

$$J_{кор} = I_{кор}^{опт} / F_{ЭК}, \quad (18)$$

где $F_{ЭК}$ – выбранное экономическое сечение действующей линии.

По результатам проведенных расчетов построим графические зависимости $J_{кор} = f(T_{нб})$ (рис. 7).

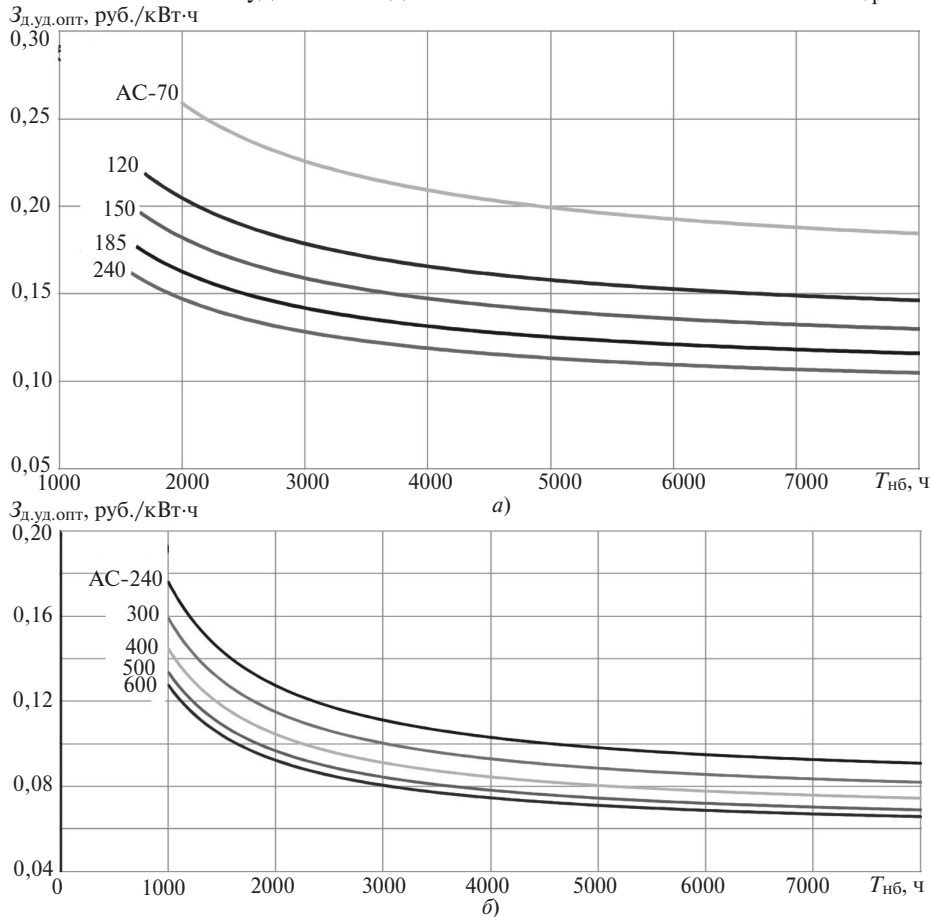


Рис. 8. Зависимости дисконтированных удельных оптимизированных затрат на передачу электроэнергии по ВЛ развернутой длиной 120 км, проходящей в 1-м и 2-м районах гололедности и 3-м районе по СЗА от числа часов использования максимума загрузки: а – 110 кВ; б – 220 кВ

Подставляя значение $I_{кор}^{опт}$ в (3), получаем оптимизированные значения удельных дисконтированных затрат на передачу 1 кВт·ч электроэнергии по ВЛ 110–220 кВ и по результатам проведенных расчетов строим зависимости $Z_{д.уд.опт} = f(T_{нб})$ (рис. 8), из которых следует, что с увеличением плотности графика нагрузки и сечения проводов F значение $Z_{д.уд.опт}$ снижается, что связано со снижением уровня нагрузочных потерь и потерь на корону в линии. Сравнительный анализ полученных на рис. 6 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 плотность тока для уже действующих линий с выбранным сечением проводов, что 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 втором районе гололёдности и третьем районе по СЗА. Число часов использования максимума нагрузки условно 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 [5], 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 [5]; принятый средневзвешенный тариф на электроэнергию $C = 2$ руб./кВт·ч; дисконтирующий множитель $D = 9,9148$.

Сравним удельные дисконтированные затраты на передачу 1 кВт·ч электроэнергии при нормированной в ПУЭ экономической плотности тока с затратами при передаче электроэнергии при оптимизированной по (18) плотности тока. Из приведенных на рис. 8,б 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 линий. Для линий с невысокой плотностью 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 $I_{кор}^{опт}$, увеличение удельных дисконтированных затрат по отношению к минимальным не превышает единиц процентов (кривая 1, рис. 9).

Для «настройки» действующей ВЛ на экономически оптимальный по току нагрузки рабочий режим рекомендуется соответствующим выбором оперативной схемы узловых подстанций, конфигурации сети, состава включённого оборудования ре-

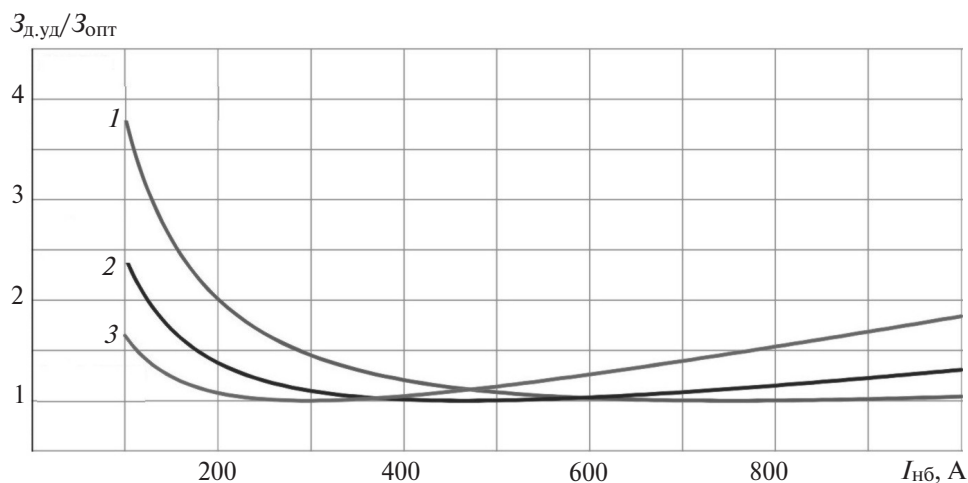


Рис. 9. Зависимости отношения удельных дисконтированных затрат на передачу 1 кВт·ч электроэнергии при свободно варьируемом $I_{нб}$, к удельным дисконтированным затратам при оптимальном $I_{нб}$ от наибольшего тока нагрузки для ВЛ 220 кВ (провод АС-400), проходящей в 1-м и 2-м районах гололедности и 3-м уровне СЗА: 1 – $T_{нб} = 2000$ ч, $I_{опт} = 751,9$ А; 2 – 4000 ч, $I_{опт} = 464,19$ А; 3 – 7000 ч, $I_{опт} = 295,7$ А

гулировать потоки мощности по линии таким образом, чтобы ток нагрузки соответствовал $I_{кор}^{опт}$ или

отличался от этого значения в пределах допустимой экономической погрешности (не более 5%).

Другие способы регулирования передаваемой по линии активной мощности:

применение устройств продольной компенсации реактивных параметров линий электропередачи;

включение фазоворотных устройств, позволяющих изменять значение угла фазового сдвига δ между напряжением источника и потребителя и, следовательно, управлять потоком электроэнергии.

Выводы. 1. Построенная на основе удельных дисконтированных затрат экономико-математическая модель линии электропередачи позволяет проводить технико-экономическое сравнение и обоснованный выбор вариантов исполнения линии с разными техническими и экономическими параметрами, расчетными периодами и другими базовыми показателями.

2. Разработанные методики выбора экономически оптимальных сечений проводов ВЛ разных классов напряжения и назначений, выбора экономически целесообразных номинальных напряжений линий электропередачи и источников электроснабжения сооружаемых конечных подстанций как функции переходной экономической мощности или электроэнергии дают более достоверные результаты.

3. Предлагаемая методика экономической режимной коррекции плотности тока позволяет выбрать для находящейся в эксплуатации воздушной линии электропередачи наиболее экономически оптимальный режим токовой нагрузки с учётом плотности её графика работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Барановский А.И., Кожевников Н.Н., Пирадова Н.В., Златопольский А.Н., Марфутов Л.А., Леонова Э.Г., Чинакаева Н.С., Соловьев А.Н., Амосов А.Г., Басова Т.Ф. Экономика промыш-

ленности. Т. 1. Общие вопросы экономики. М.: Изд-во МЭИ, 1997, 696 с.

2. Барановский А.И., Кожевников Н.Н., Пирадова Н.В., Златопольский А.Н., Марфутов Л.А., Леонова Э.Г., Чинакаева Н.С., Соловьев А.Н., Амосов А.Г., Басов Т.Ф. Экономика промышленности. Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. М.: Изд-во МЭИ, 1998, 296 с.

3. Федотов А.И., Геркусов А.А., Абдуллазянов Э.Ю. Экономические основы выбора сечений проводов и кабелей в рыночных условиях. – Изв. вузов. Проблемы энергетики, 2001, № 11–12, с. 87–100.

4. Зуев Э.Н. Определение границ экономических токовых интервалов на основе минимума дисконтированных затрат. – Вестник МЭИ, 2000, № 4, с. 75–77.

5. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005, 277 с.

6. Воротницкий В.Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях. Справочно-методическое издание. М.: Изд-во Теплоэнергетик, 2016, 328 с.

7. Карапетян И.Г., Файбисович Л.Д., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Л.Д. Файбисовича. М.: Изд-во ЭНАС, 2006, 314 с.

8. Геркусов А.А. Анализ методик для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи. – Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2014, № 3 (202), с. 131–138.

9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С.С. Рокотяна, М.Н. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985, 349 с.

10. Электрические системы. Электрические сети/Под ред. В.А. Веникова. Т. 2. М.: Высшая школа, 1986.

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

12. Improved Decision Aid Methods and Tools to Support Evaluation of Investment for Transport and Energy Networks in Europe. Deliverable 3.2. Methodological developments. 2008 [Электрон. ресурс] http://www.eva-tren.eu/Documenti/D3.2_final.pdf. (Дата обращения 15.03.2019).

[15.03.2019]

А в т о р: Геркусов Алексей Анатольевич окончил Ленинградский политехнический институт им. М.И. Калинина в 1980 г. В 2004 г. защитил кандидатскую диссертацию. Доцент Зеленодольского института машиностроения и информационных технологий.

Development of the Methodology for Economical-Mathematical Modeling of Overhead Power Lines for Rated Voltages of 110 kV and Higher

GUERKUSOV Aleksey A. (*Zelenodol'sk Institute Machinery Construction and Information Technology*) – Associate Professor, Cand. Sci. (Eng.)

The importance of this study is stemming from the fact that the total discounted expenditures, which are the most important dynamic criterion for selecting the optimal investment project version, do not determine the actual costs for making a unit product, e.g. transmission of 1 kW h of electricity, and cannot serve as a criterion for comparison of versions with different throughput capacities or with different calculated period

timeframes. Under the conditions of a competitive market of electric energy, this entails increased price risks and prevents making the optimal choice of electric energy supplier. In view of this, the article proposes an alternative economical-mathematical power line model constructed on the basis of specific total discounted expenditures and discounted amount of transmitted electric energy taking into account the load losses, corona losses, and losses in the line insulation. The proposed model is essentially a dependence of specific discounted expenditures for transmission of electric energy on a number of technical-economic parameters of the power line itself and on the parameters of its operation mode. Based on the proposed alternative model, the economic advisability curves of current intervals are drawn, and a procedure for selecting the optimal cross sections of the newly constructed overhead power line wires is proposed. The article also proposes a newly developed procedure for selecting the nominal voltage of the line and of the power supply source for a facility being electrified, as well as a procedure for operational economic optimization of current density in the wires of operating power lines.

Key words: *power line, electric energy losses, nominal voltage, power line impedance, power factor, economical-mathematical model*

REFERENCES

1. Baranovskiy A.I., Kozhevnikov N.N., Piradova N.V., Zlatopol'skiy A.N., Marfutov L.A., Leonova E.G., Chinakayeva N.S., Solov'yev A.N., Amosov A.G., Basova T.F. *Ekonomika promyshlennosti. T. 1. Obshchiye voprosy ekonomiki* (Economy of Industry. Vol. 1. General Questions of Economy). Moscow. Publ. of MPEI, 1997, 696 p.
2. Baranovskiy A.I., Kozhevnikov N.N., Piradova N.V., Zlatopol'skiy A.N., Marfutov L.A., Leonova E.G., Chinakayeva N.S., Solov'yev A.N., Amorov A.G., Basova T.E. *Ekonomika promyshlennosti. T. 2. Ekonomika i upravleniye energoob'yektami* (Economy of industry. Vol. 2. Economy and management by energyobjects). Moscow. Publ. of MPEI, 1998, 296 p.
3. Fedotov A.I., Guerkusov A.A., Abdullazyanov E.Yu. *Izv. vuzov. Problemy energetiki – in Russ. (News of higher education institutions. Problems of energy)*, 2001, No. 11–12, pp. 87–100.
4. Zuyev E.N. *Vestnik MEI – in Russ. (Bulletin of MPEI)*, 2000, No. 4, pp. 75–77.
5. Zhelesko Yu.S., Artem'yev A.V., Savchenko O.V. *Raschet, analiz i normirovaniye poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh* (Calculation, analysis and setting of norms of losses of electric power in electric networks). Moscow. Publ. ENAS, 2005, 277 p.
6. Vorotnitskiy V.E. *Energoberezheniye i povysheniye energeticheskoi effektivnosti v elektricheskikh setyakh. Spravochno-metodicheskoye izdaniye* (An energy-savings and increase of power efficiency are in electric networks. Certificate-methodical edition). Moscow, «Teplenergetik», 2016, 328 p.
7. Karapetyan I.G., Faibisovich L.D., Shapiro I.M. *Spravochnik po proektirovaniyu elektricheskikh setei/Pod red. L.D. Faibisovicha* (Reference book on planning of electric networks/Edit. by L.D. Faibisovich). Moscow, ENAS, 2006, 314 p.
8. Guerkusov A.A. *Nauchno-tekhnicheskoye vedomosti SPbSPU – in Russ. (Scientific and technical lists of the S.Petersburg State Polytechnic University)*, 2014, No. 3 (202), pp. 131–138.
9. *Spravochnik po proektirovaniyu elektroenergeticheskikh sistem.* (Reference book on planning of the electroenergy systems)/Edit. by S.S. Rokotyan and M.N. Shapiro. Moscow, Energoatomizdat, 1985, 349 pp.
10. *Elektricheskoye sistemy. Elektricheskoye seti* (Electric systems. Electric networks)/Edit. by V.A. Venikov. Vol. 2. Moscow, Vysshaya shkola, 1986.
11. Zuyev E.N. *Elektro – in Russ. (Electro)*, 2000, No. 1, pp. 44–47.
12. **Improved Decision Aid Methods and Tools to Support Evaluation of Investment for Transport and Energy Networks in Europe. Deliverable 3.2. Methodological developments. 2008** [Electron. Resurs] http://www.eva-tren.eu/Documenti/D3.2_final.pdf. (Data of appeal 15.03.2019).

[15.03.2019]