

Выбор экономически обоснованного сечения проводов и жил кабелей линий электропередачи при проектировании



В.П. Фрайштетер, к.т.н., А.С. Мартьянов
(ОАО «Гипротюменнефтегаз»)

The choice of economically sound section of wires and cable conductors of power lines during the design

V.P. Frayshteter, A.S. Martjanov (Giprotyumenneftegaz OAO)

A computer program allowing to use any of the proposed methods for calculating economically sound sections of wires and cables is developed. It is noted that the accounting of real economic environment in the design of cable networks and overhead transmission lines increases the validity of accepted decisions and power efficiency of transportation of electricity in oil-field power lines.

Ключевые слова: сечение проводов и жил кабелей, экономическая плотность тока, экономические токовые интервалы, потери энергии в ЛЭП, электрические нагрузки, цена электроэнергии.
Адрес для связи: fray@gtnf.ru

Традиционный метод экономически обоснованного выбора сечения проводов и кабелей основан на показателях экономической плотности тока (ЭПТ) и экономических токовых интервалах (ЭТИ). Принятый для проектирования в 50-х годах двадцатого века метод выбора сечения проводов и кабелей по ЭПТ был передовым, так как при этом впервые учитывались экономические факторы. Рекомендации по применению метода ЭПТ изложены, например, в работе [1]. Таблица нормативных значений ЭПТ для разных условий и рекомендации по выбору сечения проводников по экономической плотности тока приведены в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ).

Очевидно, что в настоящее время приведенные в ПУЭ нормы ЭПТ устарели. Рассчитанные четверть века назад, нормативные значения ЭПТ не соответствуют современным экономическим условиям по целому ряду причин.

Предложения по совершенствованию методики технико-экономического обоснования выбора сечений проводников на основе современных стоимостных показателей публиковались неоднократно. Исходные условия для экономического обоснования сечения проводов и кабелей ЛЭП очевидны: с увеличением сечения возрастает стоимость ЛЭП, но снижаются потери электроэнергии и соответственно затраты на потерянную электроэнергию. Таким образом, сечение выбирается по критерию минимума суммарных затрат на сооружение линии и потери в течение определенного периода ее эксплуатации. Исходя из методики дисконтированных затрат в общем случае получаем

$$Z = K + \sum_{t=t_0}^{T_p} I \cdot (1+E)^{-t} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где K – капитальные вложения на сооружение ЛЭП (CAPEX), тыс. руб.; T_p – расчетный период, годы; t_0 – год ввода объекта в эксплуатацию относительно начала расчетного периода; I – эксплуатационные издержки, или операционные затраты (OPEX), включая стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год; E – ставка дисконта.

В методическом плане принципиальных отличий формулы (1) от ранее существовавших [1–3] нет. Основное отличие нового подхода к оценке эффективности заключается в отсутствии нормативных показателей экономической эффективности и срока окупаемости, а также в составе эксплуатационных затрат.

При расчетах капитальных вложений в сооружение ЛЭП их, как правило, моделируют линейной функцией, содержащей две составляющие: не зависящую от сечения; пропорциональную сечению,

$$K = bL + aSL = (b + aS)L, \quad (2)$$

где L – длина ЛЭП, км; b – коэффициент, тыс. руб/км; a – часть удельных капитальных вложений, пропорциональная сечению провода, тыс. руб/км · мм²; S – сечение провода (кабеля), мм².

Для кабельных ЛЭП стоимость строительства кабельных эстакад или траншейной прокладки кабелей практически не зависит от сечения кабелей, особенно для ближайших смежных сечений, о которых идет речь при экономическом обосновании выбора. Зависимость стоимости кабеля от его сечения может быть получена интерполяцией фактических значений цены кабелей различного сечения с дифференциацией по их конструктивному исполнению. Методический подход к построению этой зависимости может быть принят, например, из работы [4], но с поправкой на стоимость кабелей.

Сложнее формируется зависимость (2) для воздушных линий (ВЛ) электропередачи: при изменении сечения провода могут изменяться конструктивные параметры ВЛ: длины пролетов, число, закрепление опор и др. Таким образом, стоимость строительства ВЛ в большей степени, чем кабельных, зависит от сечения проводов.

Эксплуатационные издержки I в выражении (1) включают в общем случае затраты на техническое обслуживание и ремонт ЛЭП, также стоимость потерь электроэнергии. Последние могут быть рассчитаны с использованием времени потерь электроэнер-

гии τ , которое в свою очередь определяется в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки T_m по известной формуле (при необходимости более точного расчета потерь τ можно воспользоваться графиками, приведенными, например, в работе [5])

$$\tau = (0,124 + T_m \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \text{ ч.} \quad (3)$$

Амортизационные отчисления в состав операционных затрат в отличие от методики расчета, изложенной в работах [2, 3], включать не следует, так как они не являются оттоком денежных средств. Учет в составе операционных затрат амортизационных отчислений, пропорциональных капитальным вложениям, существенно искажает реальное распределение денежных потоков: завышает величину эксплуатационных издержек и соответственно смещает экономически обоснованное сечение в область меньших значений.

Одна из методически сложных задач – учет изменения графика электрической нагрузки по годам расчетного периода. В ПУЭ отсутствуют общие рекомендации по определению расчетной нагрузки, на основе которой определяется экономически выгодное сечение проводников. Рекомендовано для ВЛ 35 кВ в сельской местности расчетную нагрузку при выборе сечений проводов принимать на перспективу 5 лет, считая от года ввода ВЛ в эксплуатацию. Ориентироваться на наибольшую нагрузку в пятый год эксплуатации с введением поправочного коэффициента предлагается также, например, в работе [2]. Методические рекомендации по учету изменения во времени нагрузки ЛЭП приведены в ряде работ, в частности, в работе [6]. Однако эти рекомендации ориентированы на электрические сети и электрические нагрузки энергоснабжающих организаций. Электрические нагрузки нефтяных месторождений имеют свои особенности и закономерности формирования [7, 8]. С точки зрения рационального выбора сечений проводов и жил кабелей ЛЭП нефтепромысловые потребители электроэнергии могут быть разделены на две группы:

- отдельные электроприемники, например, электродвигатели насосных установок, блочные технологические установки и др.;
- месторождение в целом, участки месторождения, крупные технологические площадки и комплексы.

Для первой группы потребителей электрическая нагрузка определяется достаточно точно по технологическим параметрам работы установки и практически не меняется в процессе разработки месторождения. Электроснабжение таких потребителей выполняется, как правило, на напряжении 0,4 или 6 (10) кВ по одной кабельной линии электропередачи, экономически обоснованное сечение которой можно выбрать по расчетному току питаемой электроустановки.

Закономерности формирования электрических нагрузок на нефтяное месторождение достаточно хорошо исследованы, например, в работе [7]. Изложенные в работе [8] методы позволяют рассчитывать электрические нагрузки на месторождения на основании технологических показателей его разработки. Нефтяные месторождения, нефтепромыслы, технологические площадки являются потребителями первой категории по надежности электроснабжения, поэтому электроснабжение нефтяных месторождений осуществляется, как правило, на напряжении 110–35 кВ, а распределение электроэнергии на напряжении 35–6 (10) кВ по двум цепям воздушных линий электропередачи. Питание двухтрансформаторных подстанций 6 (10)/0,4 кВ технологических площа-

док выполняется по двум кабельным линиям. Таким образом, при выборе экономически обоснованного сечения питающих проводов и кабелей следует учитывать, что в нормальном режиме токовая нагрузка проводников не превышает 50 % допустимой, причем этот уровень достигается только на этапе максимальных электрических нагрузок. На остальных этапах нагрузка проводников существенно ниже, т.е. специфика графика электрических нагрузок на нефтяное месторождение обуславливает относительно низкий уровень загрузки, а следовательно, и низкий уровень потерь электроэнергии в ЛЭП.

Определение стоимости потерь электроэнергии в ЛЭП для нефтедобывающих предприятий имеет свои особенности. Распределительные сети, часто и питающие ВЛ нефтяных месторождений принадлежат нефтяной компании, покупка электроэнергии осуществляется на шинах питающей подстанции сетевой компании. Поэтому все потери электроэнергии в собственных сетях нефтяники оплачивают по полному тарифу покупки электроэнергии в отличие от сетевых компаний, где в расчетах учитываются затраты (нормируемые или регулируемые) на возмещение потерь электроэнергии. Аналогично оплата потерь электроэнергии по полному тарифу получается при питании от собственных электростанций.

С 2011 г. предприятия переходят полностью на рыночные отношения в области формирования цены электроэнергии, оценка прогнозного роста цен на электроэнергию в этих условиях становится еще более неопределенной. Существуют различные методики прогнозирования оптовых цен на электроэнергию, например [9]. Можно воспользоваться прогнозом, приведенным в «Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года», размещенной на сайте Минэкономразвития, или использовать другие методы прогноза, обоснованные проектировщиком и принятые инвестором.

Аналитически оптимальное сечение по критерию минимума суммарных затрат на сооружение и эксплуатацию ЛЭП может быть получено дифференциацией выражения (1). Решив уравнение $dZ/dS=0$ с учетом рассмотренных выше факторов, получим искомого формулу экономически обоснованного сечения проводника

$$S_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{3\rho \cdot 10^{-4} \sum_{t=t_0}^{T_p} \tau \cdot I_{\text{расч}}^2 \cdot \beta \cdot (1+E)^{-t}}{a \cdot (1 + \sum_{t=t_0}^{T_p} a_3 \cdot (1+E)^{-t})}}, \quad (4)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток нагрузки, А; ρ – удельное сопротивление материала провода, Ом·мм²/м; β – стоимость потерь электроэнергии, руб/(кВт·ч); a_3 – коэффициент затрат на текущий ремонт.

Если не учитывается изменение тока по годам эксплуатации, то коэффициент ЭПТ можно определить из выражения

$$J_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{S_{\text{эк}}} = \sqrt{\frac{a(1 + \sum_{t=t_0}^{T_p} a_3 \cdot (1+E)^{-t})}{3\rho \cdot 10^{-4} \cdot \sum_{t=t_0}^{T_p} \tau \cdot \beta \cdot (1+E)^{-t}}}. \quad (5)$$

Для сравнения с нормативными показателями ЭПТ, приведенными в ПУЭ, рассчитаны значения ЭПТ при современных стоимости кабельных ЛЭП и цене электроэнергии, принятых по показателям сметной стоимости строительства за проектированных объектов. Расчеты выполнены без учета неопределенности нагрузки и прогноза цены на электроэнергию при следующих значениях параметров формулы (5): $T_p = 10$ лет; $t_0=1$, т.е. строительство завершается за первый год; $a_3=0$, расчет проводим без учета затрат на ремонт и эксплуатацию линии; значения β принимались равными 1; 1,5 и 2 руб/(кВт·ч). Результаты расчетов ЭПТ для $\beta = 1,5$ руб/(кВт·ч) представлены в табл. 1, из которой видно, что рассчитанные значения ЭПТ существенно отличаются от нормативов ПУЭ. Низкие значения дисперсии позволяют пользоваться усредненными величинами ЭПТ, возможно объединение кабелей в группы номинальным напряжением 0,66 и 1 кВ, 6 и 10 кВ.

Подобным образом рассчитаны ЭПТ для $\beta=1$ и $\beta=2$ руб/(кВт·ч). Результаты приведены на рис. 2, из которого видна значительная разница в значениях ЭПТ по ПУЭ и рассчитанных при современных стоимости кабельных ЛЭП и цене электроэнергии. Существующая тенденция к увеличению цены на электроэнергию, в том числе расчет с учетом прогнозной цены на электроэнергию, еще более снижает ЭПТ, оправдывая применение больших сечений для эффективного использования электроэнергии.

Таблица 1

Изоляция кабеля	Метод определения ЭПТ	ЭПТ для кабеля из					
		меди			алюминия		
		при $T_m, ч$					
		1000-3000	3000-5000	>5000	1000-3000	3000-5000	>5000
Резиновая и пластмассовая изоляция	По ПУЭ	3,5	3,1	2,7	1,9	1,7	1,6
ПВХ	Расчет (0,66 кВ)	4,04	2,50	1,61	1,46	0,90	0,58
	Расчет (1 кВ)	4,22	2,61	1,68	1,39	0,86	0,55
	Расчет (6 кВ)	4,01	2,48	1,60	1,47	0,91	0,59
Сшитый полиэтилен	Расчет (1 кВ)	3,98	2,46	1,59	1,38	0,85	0,55
	Расчет (6 кВ)	4,70	2,90	1,87	1,79	1,11	0,71
Среднее рассчитанное для современных условий значение ЭПТ		4,22	2,61	1,68	1,50	0,93	0,60
Дисперсия		0,08	0,03	0,01	0,03	0,01	0,003

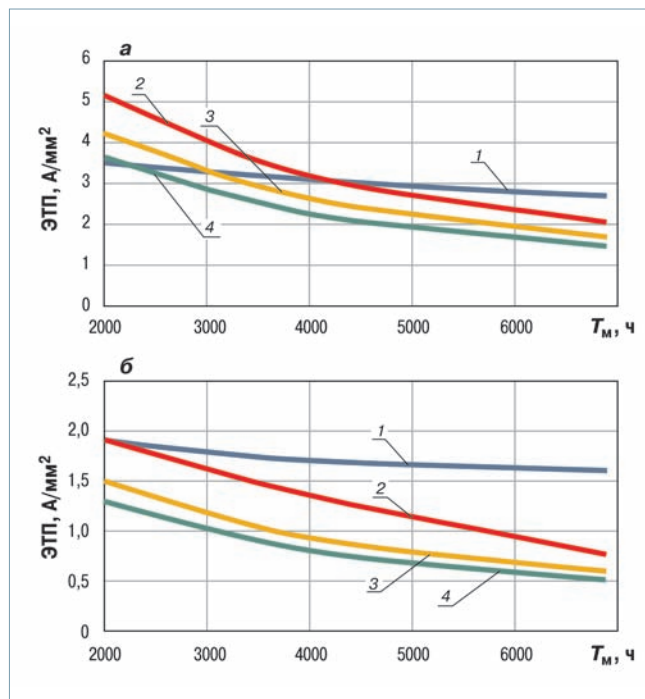


Рис. 2. Зависимость ЭПТ от годового числа часов использования максимума нагрузки T_m для медных (а) и алюминиевых (б) кабелей: 1 – значение ЭПТ по ПУЭ; 2, 3, 4 – рассчитанные значения ЭПТ при цене электроэнергии соответственно 1; 1,5 и 2 руб/(кВт·ч)

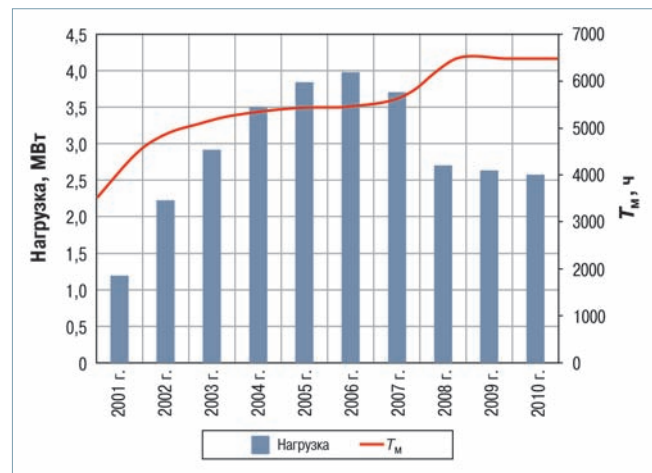


Рис. 3. Характерный график электрических нагрузок нефтяного месторождения

Учет неопределенности электрических нагрузок по годам расчетного периода, как показывают проведенные расчеты, изменяет значение экономически целесообразного сечения, переводя его на одну – две ступени вверх или вниз в зависимости от характера изменения нагрузки. Пример таких расчетов, выполненных для графика нагрузок, приведенного на рис. 3 и характерного для относительно небольшого нефтяного месторождения, дан в табл. 2.

Анализ электрических нагрузок на различные месторождения показывает существенное влияние характера изменения нагрузок и электропотребления по годам расчетного периода на экономически эффективное сечение кабеля. При этом с учетом специфики формирования графиков электрических нагрузок нефтяных месторождений различные интегральные методы (усредненная электрическая нагрузка, нагрузка перспективного года и др.) могут давать ошибочные результаты. Так, в приведенном примере с фактическими показателями, определенными по ежегодным расчетным нагрузкам, совпали результаты расчетов по усредненной расчетной нагрузке. Однако это совпадение обусловлено динамикой электрических нагрузок конкретного графика. При другой динамике нагрузок результаты расчетов различаются.

Таблица 2

Метод расчета	Ток, А	ЭПТ, А/мм ²	Сечение, мм ²		Суммарные затраты по реальному графику, тыс. руб/км, согласно	
			по показателям ПУЭ	по методу ЭПТ в современных условиях	ПУЭ	современным условиям
По усредненной расчетной нагрузке	121,6614	0,799	70	150	1127	914
По нагрузке пятого года	159,5271	0,80	70	185	1127	923
По ежегодному расчету потерь	-	0,78	-	150	914	

Для использования традиционных методик выбора экономически обоснованного сечения проводов и кабелей на основе экономической плотности тока должны быть пересчитаны таблицы показателей ЭПТ для различных вариантов исходных данных. Однако неопределенность большинства технических и экономических показателей, влияющих на экономически обоснованное значение сечения проводников, постоянное изменение стоимости кабельно-проводниковой продукции и строительства ЛЭП, цены на электроэнергию не позволяют рассчитать ЭПТ так, чтобы они были актуальны в течение достаточно длительного периода. Периодически эти таблицы должны обновляться в соответствии с изменением исходных данных и условий. Но это – неединственный недостаток метода определения ЭПТ. Нормирование тока на единицу площади сечения проводника безотносительно к его сечению без учета конструктивного исполнения ЛЭП, класса напряжения ЛЭП и других условий не всегда корректно. Ограниченность метода ЭПТ, не позволяющая учесть в единых нормативах все разнообразие влияющих факторов, всегда отмечалась ведущими специалистами [5]. С учетом этого в ПУЭ в дополнение к таблице нормативных значений ЭПТ содержится целый ряд дополнительных условий для применения данного метода, а в справочниках, например, [1], даются рекомендации об отступлении от экономического решения, принятого по нормативам.

Несколько более гибким методом выбора экономически обоснованного сечения является метод ЭТИ, также основанный на минимуме суммарных затрат на строительство и эксплуатацию ЛЭП, но в отличие от единой таблицы с нормативами ЭПТ в нем предлагаются графики и номограммы для ЛЭП определенных конструктивного исполнения, марок кабелей и др. Существуют различные варианты графической интерпретации метода ЭТИ, например, универсальные номограммы [10]. Однако современные значения предельных экономических токовых нагрузок и экономических токовых интервалов для ВЛ также значительно отличаются от соответствующих значений, приведенных в справочниках старых изданий и требуют корректировки [10].

Расчеты ЭТИ в современных экономических условиях были выполнены для медного трехжильного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6 кВ и приведены на рис. 4. В расчетах цена электроэнергии принята рав-

ной 1,8 руб/(кВт·ч) без прогноза ее роста в расчетный период. Пересечение на рис. 4 кривых смежных сечений определяет экономически обоснованную границу перехода на другое сечение кабеля. Например, для указанного кабеля сечением 185 мм² диапазон оптимальных токовых нагрузок составляет 276 – 364 А (см. рис. 4). Метод ЭТИ более нагляден и гибок в применении по сравнению с методом ЭПТ, но также требует регулярных обновлений номограмм и таблиц по мере изменения экономических условий.

Очевидно, что наиболее правильным методическим подходом к выбору экономически обоснованного сечения проводников ЛЭП является прямое технико-экономическое сопоставление конкурирующих вариантов. Непосредственное экономическое сравнение вариантов всегда рекомендовалось ПУЭ и технической литературой, например [2, 3], при проектировании дорогостоящих, нестандартных объектов. Однако в практике проектирования ЛЭП выбор сечения проводников осуществляется не по сравнению вариантов технико-экономических расчетов в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям. Это обусловлено тем, что полноценное технико-экономическое сопоставление требует большого объема исходной информации и числа вариантных расчетов. В настоящее время проектирование базируется на информационных технологиях, выполнение этих расчетов не вызывает затруднений.

Поиск оптимального решения может быть выполнен путем непосредственного сравнения суммарных дисконтированных затрат по формуле (2) по вариантам смежных сечений кабелей. Методика вычислений аналогична методике расчета денежных потоков при расчетах экономической эффективности. В этом случае можно отказаться от искусственного показателя ЭПТ и графиков ЭТИ, а также значительно упростить учет изменяющихся во времени факторов: расчеты выполняются по годам расчетного периода в текущих показателях каждого года. При этом нет необходимости моделировать график электрических нагрузок за весь расчетный период, так как в расчетах учитываются нагрузки каждого года и соответственно по годам рассчитываются потери электроэнергии в ЛЭП. Ежегодная стоимость этих потерь определяется по прогнозной цене электроэнергии. Алгоритм расчетов заключается в следующем. Определяется минимально допустимое сечение проводника по допустимой токовой нагрузке. Для нескольких смежных сечений, больших минимально допустимого, рассчитываются стоимость потерь электроэнергии для каждого варианта сечений по годам расчетного периода. Вычисляются суммарные дисконтированные затраты Z по фор-

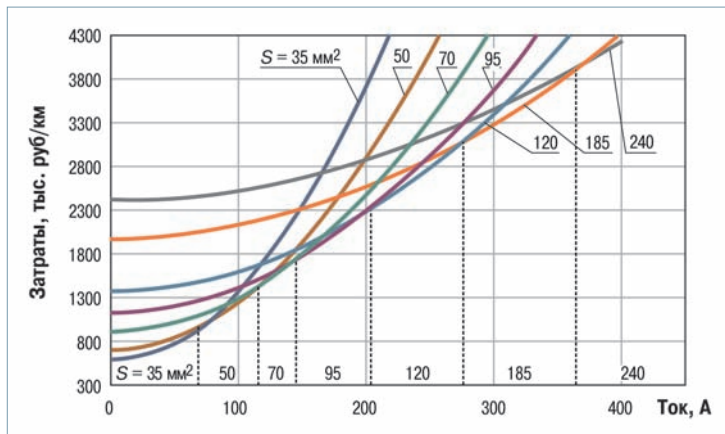


Рис. 4. Экономические токовые интервалы для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6 кВ

муле (1) и за экономически обоснованный принимается вариант с минимальным значением Z . Перебор вариантов смежных сечений выполняется по возрастанию, начиная с минимально допустимого по токовой нагрузке, до тех пор, пока не будет достигнут локальный минимум суммарных дисконтированных затрат, т.е. при очередном увеличении сечения значение Z не станет больше значения, полученного по предыдущему расчету.

При такой методике расчетов для кабельных ЛЭП в составе САРЕХ может учитываться только стоимость кабелей, а в составе ОРЕХ – только стоимость потерь электроэнергии. Для смежных значений сечений не требуется учитывать стоимость строительства кабельной ЛЭП и затраты на ее эксплуатацию, поскольку эти значения для смежных значений сечений одинаковы. Результаты расчетов по предлагаемой методике при цене на электроэнергию 1,8 руб/(кВт·ч) для нескольких вариантов исходных условий приведены на рис. 5 (пунктиром отмечены сечения, которым соответствует минимум суммарных затрат по формуле (1)). Полученные результаты показывают, что при современных ценах на электроэнергию и стоимости кабелей данного типа экономически эффективное сечение кабеля на 3-4 ступенях превышает минимально допустимое по токовой нагрузке. С ростом тока цена на кабель экономически эффективного сечения увеличивается быстрее, чем снижаются затраты на возмещение потерь (см. рис. 5, кривые 2, 3, 5). Для более дорогих кабелей из шитого полиэтилена экономически выгодные сечения близки к предельно допустимым по току. Если в расчетах учесть прогнозный рост цены электроэнергии, то более эффективным является кабель большего сечения (см. рис. 5, кривые 2 и 5).

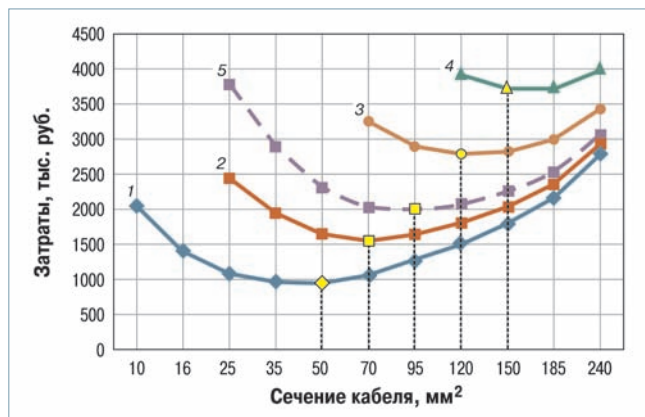


Рис. 5. Зависимость суммарных затрат на кабельную линию от сечения жил медного трехжильного кабеля с пластмассовой изоляцией:
 1-4 – ток равен соответственно 75, 125, 225 и 300 А при неизменной цене электроэнергии; 5 – ток равен 125 А при прогнозном ежегодном росте цены электроэнергии на 10 %

В ОАО «Гипротюменнефтегаз» разработана компьютерная программа, позволяющая использовать любую из предложенных методик расчета экономически обоснованного сечения проводов и кабелей. Учет реального экономического окружения при проектировании кабельных сетей и воздушных линий электропередачи повышает обоснованность принятых решений и эффективность использования электроэнергии в нефтепромысловых ЛЭП.

Список литературы

1. Гительсон С.М. Экономические решения при проектировании электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1971. – 256 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов (и др.)/ Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
3. Денисов В.И. Техничко-экономические расчеты в энергетике. Методы экономического сравнения вариантов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 216 с.
4. Зуев Э.Н. Экономическая плотность тока в кабельных линиях 6-10 кВ в современных условиях//ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2004. – №5. – С. 43-46.
5. Электрические системы. В кн. Электрические сети. Т. 2// Под ред. В.А.Веникова. Учебн. пособие для электроэнерг. вузов. – М.: Высшая школа, 1971. – 440 с.
6. Зуев Э.Н. Учет во времени нагрузки линии электропередачи при выборе сечений проводов и жил кабелей//ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2003. – №4. – С. 20-25.
7. Исследование и анализ закономерностей развития и формирования электрических нагрузок и электропотребления нефтяных месторождений Западной Сибири// Государственный научно-исследовательский проектный институт нефтяной и газовой промышленности, 1990. – 100 с., <http://www.runiokr.info/niokr/issledovanie-i-analiz-zakonomernostey-razvitiya-i-formirovaniya-elektricheskikh-nagruzok-i-elektropotreblyeniya-neftyanyh-mestorozhdeniy-zapadnoy-sibiri.html>.
8. Кудряшов Р.А. Фрайштетер В.П. Совершенствование расчетов электропотребления и электрических нагрузок при проектировании электроснабжения месторождений//Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С. 56-58.
9. Вилесов И., Конов Г. Решение задачи прогнозирования узловых цен в конкурентном секторе ОПЭ. Методические аспекты //ЭнергоРынок. – 2004. – № 10. – С. 20-32.
10. Ефентьев С.Н., Зуев Э.Н. Экономические токовые интервалы сечений проводов воздушных линий – вчера, сегодня, завтра//ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2005. – №3. – С. 43-48.