К ВОПРОСУ ВЫБОРА СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220–750 КВ

АВТОРЫ:

В.А. ШЛАЙФШТЕЙН,
К.Т.Н.,
НЕЗАВИСИМЫЙ ЭКСПЕРТ

В.А. КОСТЮШКО,
НЕЗАВИСИМЫЙ ЭКСПЕРТ

Л.В. ТИМАШОВА,
К.Т.Н.,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Выбор сечения фазного провода линий электропередачи является одной из основных проблем при проектировании. Оптимальное решение данной задачи способствует обеспечению рационального соотношения между капитальными вложениями в сооружение линии электропередачи и затратами при эксплуатации реальной линии. Параметры, определяющие выбор оптимального сечения, претерпевают изменения во времени, поэтому в реальных условиях время от времени возникает необходимость ревизии уровня оптимальных сечений проводов.

Ключевые слова: линии электропередачи; фазный провод; капитальные вложения; затраты на эксплуатацию; оптимальное сечение провода; потери электроэнергии; загрузка линий высших классов напряжения.

Выбор сечения фазного провода является важной задачей при проектировании линий электропередач

Одной из задач при проектировании воздушных линий (ВЛ) электропередачи является выбор сечения фазного провода. Оптимальное решение данной задачи способствует обеспечению рационального соотношения между капитальными вложениями в сооружение линии электропередачи и затратами при эксплуатации линии в перспективе.

Параметры, определяющие выбор оптимального сечения, такие как стоимость сооружения ВЛ, стоимость потерь электроэнергии, среднегодовая загрузка линий высших классов напряжения, претерпевают изменения во времени, в связи с чем периодически возникает необходимость ревизии уровня оптимальных сечений проводов.

Так, в начале 2000-х гг. при обсуждении российскими специалистами вопросов стратегии развития электрических сетей на перспективу высказывались мнения о целесообразности снижения нормативных значений плотности тока при выборе сечения токоведущей части ВЛ. Сомнения в необходимости введения таких изменений были высказаны в работе [1] на основе изучения фактических значений плотности тока в ВЛ энергосистем.

В последние годы вновь стала обсуждаться целесообразность перехода на повышенные сечения проводов [2, 3], что обосновывается более интенсивным ростом стоимости потерь электроэнергии по сравнению с ростом затрат на сооружение ВЛ, а также тем, что реальные потери на корону существенно превышают расчетные значения, которые принимались на основании «Руководящих указаний по учету...» [4].

Для экономически обоснованного выбора сечения провода были предложены методы нормирования экономической плотности тока и экономических токовых интервалов. Поскольку во всех случаях речь идет о минимизации дисконтированных затрат на сооружение и эксплуатацию линии, поиск оптимального решения может быть выполнен и путем непосредственного сопоставления суммарных дисконтированных затрат по вариантам ряда стандартных сечений провода.

Дисконтированные затраты за период эксплуатации линии (Зд) определяются, как известно, выражением:

$$З_д = \sum_{t=1}^{T_{эксп}} (K_t + И_t) \cdot (1 + E_н)^{1-t} \qquad (1)$$

где K_t — капитальные затраты в год t;

$И_t$ — эксплуатационные издержки в год t;

$E_н$ — норма дисконта;

$T_{эксп}$ — срок службы линии.

Оптимальным является техническое решение, соответствующее минимуму суммарных дисконтированных затрат. Эта формула для каждой конкретной линии позволяет учесть как распределение капиталовложений по годам, так и неравномерность по годам ее загрузки, в частности, постепенный вывод на номинальный режим работы. Поскольку в данной статье рассматриваются не отдельные конкретные линии, а некоторые средневзвешенные характеристики ВЛ тех или иных классов напряжения, можно воспользоваться более простой методикой оценки годовых приведенных затрат (З), описываемой формулой

$$З = E_н K + И, \qquad (2)$$

где K — укрупненные удельные показатели стоимости сооружения;

И — удельные годовые издержки.

Эксплуатационные издержки состоят из затрат на ремонт и обслуживание оборудования,

УСРЕДНЕННЫЕ УДЕЛЬНЫЕ ГОДОВЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА КОРОНУ ДЛЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220–750 КВ С УЧЕТОМ РАСЩЕПЛЕНИЯ ФАЗНОГО ПРОВОДА, ТЫС. КВТ•Ч/КМ

Марка провода	220 кВ (n=1)	500 кВ (n=3)	750 кВ (n=5)
АС 240/32	21	—	140
АС 300/39	19	72	120
АС 330/43	—	60	—
АС 400/51	13	52	95
АС 500/27	11	36,5	70
АС 600/72	9	20	45

Примечание: n — число проводов в фазе.

Таблица 1

а также расходов на возмещение условно-переменных (нагрузочных) потерь электроэнергии и мощности и условно-постоянных потерь — потерь на корону. При этом затраты на ремонт и обслуживание оборудования определяются в соответствии с нормативами как 0,8% от капитальных вложений в линию, расходы на возмещение потерь в соответствии с существующей практикой определяются закупаемыми ПАО «ФСК ЕЭС» на оптовом рынке необходимыми объемами электроэнергии и мощности в целях их компенсации.

Для расчета зависимости эксплуатационных издержек от уровня потерь определим среднегодовой эквивалентный тариф на суммарные потери электроэнергии и мощности (руб./кВт•ч). Из данных ПАО «ФСК ЕЭС» за 2013 г. известно следующее: суммарно за потери электроэнергии и мощности заплачено 12 284 588 150 руб., из которых за электроэнергию заплачено 5 297 653 966 руб., при этом среднегодовой тариф только на закупленную электроэнергию составил 0,935 руб./кВт•ч.

Рис. 1
Целесообразность перехода к повышенным сечениям проводов ВЛ высших классов напряжения неочевидна

Особенностью расчетов за потери электроэнергии и мощности является то, что если потери электроэнергии измеряются на протяжении года, то величина объема покупки мощности в целях компенсации потерь в ЕНЭС определяется исходя из утвержденного ФСТ России «Сводного прогнозного баланса электроэнергии (мощности)». В связи с этим экономия расходов на приобретение электрической энергии в целях компенсации потерь определяется, исходя лишь из средневзвешенной цены покупки электрической энергии на оптовом рынке без учета снижения объема закупаемой мощности в целях компенсации потерь в ЕНЭС. Такой подход не в полной мере отражает эффективность мероприятий, направленных на снижение потерь.

Для учета эффективности увеличения сечения проводов в целях снижения затрат на компенсацию потерь как электроэнергии, так и мощности, предлагается следующий подход. На основании вышеприведенных данных оценим уровень потерь электроэнергии:

5 297 653 966 / 0,935 = 5 665 940 071 кВт•ч.

Стоимость 1 кВт•ч потерь с учетом платы за потери мощности определим как $C_н$ = 12 284 588 150 / 5 665 940 070 = 2,17 руб./кВт•ч. Эту удельную стоимость будем относить к нагрузочным потерям, характеризующим режимы с выраженными максимумами потребления, применительно к которым производится оплата потерь мощности. Для условно-постоянных потерь на корону плату за потери мощности будем принимать в половинном размере, в результате чего эквивалентная стоимость этих потерь составит:

$C_к$ = 0,935 + (2,17 — 0,935) / 2 = 1,553 руб./кВт•ч.

Удельные капиталовложения ВЛ принимались в соответствии со сборником [5] с последующим пересчетом из базовых цен 2000 г. в цены 2013 г. с помощью индекса-дефлятора, равного 6,55 [6]. Удельная стоимость ВЛ для сечений фазного провода, отсутствующих в сборнике [5], рассчитывалась путем линейной аппроксимации. Норма дисконта принималась равной 10%.

Для рассмотренных конструкций опор одноцепных ВЛ были получены следующие характеристики удельных капитальных вложений в зависимости от сечения провода:

– 220 кВ, стальные свободностоящие:
$K_0^{220} = (6139{,}5+11{,}92\cdot F)\cdot 10^3$; (3)

– 500 кВ, стальные с оттяжками при расщеплении провода n=3:
$K_0^{500} = (15475{,}1+3\cdot 9{,}41\cdot F)\cdot 10^3$;(4)

– 750 кВ, стальные с оттяжками при расщеплении провода n=5:
$K_0^{750} = (31731{,}5+5\cdot 6.83\cdot F)\cdot 10^3$;(5)

где K_0^U — удельные капитальные вложения, руб./км; F — сечение провода, мм^2.

Повышающие территориальные коэффициенты к стоимости сооружения ВЛ в отдаленных районах страны не учитывались.

В табл. 1 представлены значения принятых в соответствии со справочником [7] в качестве базисных удельные усредненные годовые потери электроэнергии на корону с учетом линейной аппроксимации для сечений, по которым в справочнике [7] данные отсутствуют.

В ходе проведения расчетов значения потерь на корону принимались как на уровне базовых ($K_{пк}$ = 1), так и на уровне их удвоенных ($K_{пк}$ = 2) и утроенных значений ($K_{пк}$ = 3).

В качестве примера в табл. 2 показан расчет годовых приведенных затрат по ВЛ 750 кВ при базовом уровне потерь на корону.

ПРИВЕДЕННЫЕ ГОДОВЫЕ ЗАТРАТЫ ДЛЯ ВЛ 750 КВ

Р, МВт	Сечение проводов, мм^2	К, тыс. руб./км	$A_к$, тыс. кВтч/км	$A_н$, тыс. кВтч/км	$(C_к \times A_к) + (C_н \times A_н)$, тыс. руб./км	$З_{экспл}$, тыс. руб./км	З, тыс. руб./км
750	5 × 240	39 927	140,0	259,6	460,1	319,4	4772,3
	5 × 300	41 976	120,0	216,3	388,6	335,8	4922,1
	5 × 400	45 391	95,0	157,9	295,2	363,1	5197,5
	5 × 500	48 806	70,0	129,8	230,1	390,5	5501,2
	5 × 600	52 221	45,0	108,1	171,0	417,8	5810,9
1500	5 × 240	39 927	140,0	1038,2	1188,2	319,4	5500,3
	5 × 300	41 976	120,0	865,2	995,3	335,8	5528,8
	5 × 400	45 391	95,0	631,6	738,1	363,1	5640,3
	5 × 500	48 806	70,0	519,1	594,1	390,5	5865,2
	5x 600	52 221	45,0	432,6	474,4	417,8	6114,3
2000	5 × 240	39 927	140,0	1845,7	1943,2	319,4	6255,3
	5 × 300	41 976	120,0	1538,1	1624,5	335,8	6158,0
	5 × 400	45 391	95,0	1122,8	1197,4	363,1	6099,7
	5 × 500	48 806	70,0	922,9	971,6	390,5	6242,7
	5 × 600	52 221	45,0	769,1	789,0	417,8	6428,9

Примечание: $A_к$ и $A_н$ — среднегодовые потери электроэнергии от короны и нагрузочных токов; $C_н$ и $C_к$ — удельные стоимости потерь электроэнергии; $З_{экспл}$ — эксплуатационные расходы; З — годовые приведенные затраты.

Таблица 2

Как следует из таблицы, при среднегодовой загрузке линии на уровне 750 и 1500 МВт минимальные приведенные затраты соответствуют сечению 5 × 240 мм^2, при загрузке на уровне 2000 МВт — сечению 5 × 400 мм^2.

По аналогии с расчетами, приведенными в табл. 2, были выполнены расчеты для ВЛ напряжением 500 и 220 кВ. При выполнении этих расчетов в качестве минимального было принято сечение 300 мм^2. Результаты расчетов по ВЛ рассмотренных классов напряжения с варьированием уровня потерь на корону приведены в табл. 3.

На основе данных таблицы можно сделать вывод, что оптимальные значения сечений проводов ВЛ всех рассмотренных классов напряжения при широком варьировании их среднегодовой загрузки и уровня потерь на корону оказываются на уровне обычно используемых в отечественной практике. При этом учет повышенных потерь на корону не сказывается на уровне сечения при сравнительно невысоких загрузках ВЛ, при загрузках линий на протяжении года вблизи их натуральной мощности повышенный уровень этих потерь может приводить к необходимости увеличения сечений провода на одну ступень.

Усредненная в течение года по ЕЭС загрузка линий электропередачи по активной мощности, полученная на основе анализа почасовой загрузки ВЛ 220–750 кВ за 2010–2011 гг., по данным оперативно-измерительного комплекса (ОИК), составляет: для ВЛ 220 кВ — 65 МВт (или 48% от натуральной мощности ($P_{нат}$); для ВЛ 330 кВ — 145 МВт (или 40% от $P_{нат}$); для ВЛ 500 кВ — 280 МВт (или 31% от $P_{нат}$); для ВЛ 750 кВ — 690 МВт (или 33% от $P_{нат}$). Таким образом, для всех ВЛ высших классов напряжения она не превышает величину 0,5 $P_{нат}$.

ОПТИМАЛЬНЫЕ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ПО УСЛОВИЯМ МИНИМИЗАЦИИ ГОДОВЫХ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ

P, МВт	Коэффициент увеличения потерь на корону		
	$K_{пк}$ = 1	$K_{п}$к = 2	$K_{пк}$ = 3
	ВЛ 750 кВ		
750	5 × 240	5 × 240	5 × 240
1500	5 × 240(300)	5 × 300	5 × 300(400)
2000	5 × 400	5 × 400	5 × 400(500)
0,5$P_{нат}$ = 1050	**5 × 240**	**5 × 240**	**5 × 240(300)**
	ВЛ 500 кВ		
400	3 × 300	3 × 300	3 × 300
800	3 × 300	3 × 300(400)	3 × 400
1200	3 × 400(500)	3 × 500	5 × 300
0,5$P_{нат}$ = 450	**3 × 300**	**3 × 300**	**3 × 300**
	ВЛ 220 кВ		
100	300	300	300
125	300	300	300
150	400	400(500)	500
0,5$P_{нат}$ = 70	**300**	**300**	**300**

Таблица 3

Выбор оптимальных сечений проводов ВЛ для их среднегодовой загрузки на уровне 0,5 $P_{нат}$ выделен в табл. 3 жирным шрифтом. Как следует из таблицы, даже в условиях повышенных значений потерь электроэнергии на корону для обеспечения средневзвешенных режимов загрузки ВЛ не требуется увеличения сечения проводов свыше 300 мм^2. Вместе с тем существуют ВЛ, средневзвешенная загрузка которых оказывается действительно близка к натуральной мощности. Для таких ВЛ на основании проектных проработок должны быть рекомендованы более высокие сечения проводов, что и является нормой проектирования.

Указанным средневзвешенным перетокам при использовании конструкции фаз, выполненных на основе провода сечением 300 мм^2, соответствуют следующие средневзвешенные плотности тока российских ВЛ: для ВЛ 750 кВ — 0,28 А/мм^2; для ВЛ 500 кВ — 0,41 А/мм^2; для ВЛ 330 кВ — 0,5 А/мм^2; для ВЛ 220 кВ — 0,66 А/мм^2. В этих условиях снижение нормативной плотности тока привело бы к еще большему недоиспользованию сечений проводов.

При таких загрузках ВЛ, исходя из экономической плотности тока, можно было бы пойти даже на снижение сечения проводов, однако при их выборе необходимо учитывать возможность существенно более высокой загрузки проводов в ремонтных и послеаварийных режимах. В этой связи использование проводов сечением менее 300 мм^2 не рекомендуется.

Следует отметить, что мнения о целесообразности снижения нормативных значений плотности тока высказываются зачастую со ссылкой на зарубежный опыт применения больших сечений проводов на строящихся ВЛ. В этой связи сошлемся на статью Д.Л. Файбисовича, где делается вывод о том, что «современная практика линейного строительства за рубежом протяженных ВЛ 500 кВ ориентируется на использование сечений токоведущей части, которые достаточно близки к применяемым в России» [1]. Вместе с тем автор статьи обращает внимание на то, что «небольшая дальность передачи мощности и многократно замкнутая, хорошо резервируемая сеть в Европе позволяют иметь для части ВЛ в нормальном режиме загрузку, близкую к допустимой по нагреву. В таких условиях естественно использование больших сечений токоведущей части ВЛ» [1].

Более современная информация подтверждает изложенную в статье [1] позицию. Так, в статье В.В. Худякова [8] приведена информация о первой американской ВЛ 765 кВ с шестью проводами в фазе в штате Виргиния. Это линия, рассчитанная на нехарактерную для российских ВЛ этого класса напряжения передаваемую мощность 3680 МВт, в связи с чем сечение ее проводов определяется прежде всего оптимальной плотностью тока и составляет 6 × 795 kCM (провод ACSR 45/7 (Tern)) [9]. Как известно, в США сечения проводов выражаются в circular mils (cm), что соответствует площади круга диаметром 0,001 дюйма, или kilo-circular mils (kcm); 1 kcm = 0,507 мм^2. Таким образом, в данном случае речь идет об использовании проводов 6 × 403 мм^2 и максимальной плотности тока 1,15 А/мм^2.

В статье [8] также приводится информация о строящейся в США ВЛ 500 кВ в Калифорнии номинальной мощностью 1800 МВт с тремя проводами по 1590 kcm (806 мм^2) и плотностью тока 0,86 А/мм^2. Приведенные цифры не подтверждают мнения о низких плотностях тока в американских ВЛ.

В статье А.И. Тамазова [2] имеется указание еще на ряд случаев использования больших сечений проводов в зарубежных энергосистемах. По каждому из случаев следует выявлять причины принятого решения. Например, выбор конструкции фазы двухцепной ВЛ 1100 кВ в Японии в виде 8 × 810 мм^2 был обусловлен требованиями ограничения акустического шума и радиопомех до уровня, соответствующего ВЛ 550 кВ (<50 dBA и 60 dB соответственно) [10]. Но это уже проблемы экологии, выходящие за рамки выбора сечения проводов по условиям минимизации дисконтированных затрат.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный в статье анализ проблем был обусловлен предположениями о целесообразности перехода к повышенным сечениям проводов ВЛ высших классов напряжения, однако эти предположения не подтвердились. В связи с изложенным представляется целесообразным сохранить принятую в России методику выбора сечения проводов, изложенную, например, в Справочнике по проектированию электрических сетей [7] в разделе 3.1.2. «Выбор сечения проводов ВЛ» с учетом всех нормативных показателей.

В перспективе следует контролировать уровень средневзвешенной загрузки ВЛ рассматриваемых классов напряжения, а также соотношение между темпом изменения стоимости потерь и затрат на сооружение ВЛ, и в случае заметного изменения последних в сторону роста стоимости потерь вновь вернуться к проблеме оптимизации сечения проводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Файбисович Д.Л. Об уровне нормативной плотности тока в линиях электропередачи // Энергетик. 2003. № 9.
2. Тамазов А.И. Экономическая эффективность воздушных линий электропередачи в новых экономических условиях // Электро. 2008. № 1.
3. Тамазов А.И. Оптимизация конструкций воздушных линий в новых экономических условиях // Электро. 2009. № 2.
4. Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330–750 кВ и постоянного тока 800–1500 кВ. М.: СЦНТИ, 1975.
5. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ» (утв. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385).
6. Справочник КО-ИНВЕСТ «Индексы цен в строительстве». № 82. Январь 2013.
7. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: НЦ ЭНАС, 2007.
8. Худяков В.В. Проблемы энергосистем США // Электричество. 2006. № 6.
9. AEP Interstate Project: 765 kV or 345 kV // Transmission. April 24. 2007.
10. Nakamura A., Taniguchi H., Yokoyama A. 1100 kV AC Transmission Project in Japan. IEC/CIGRE UHV Symposium Beijing, 18–21 July 2007.