

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПАРАМЕТРОВ МЕЖСИСТЕМНЫХ СВЯЗЕЙ ПРИ ПЕРИФЕРИЙНОМ ОБЪЕДИНЕНИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Л. А. АЛУМЯЭ

Общие положения

Объединение электроэнергетических систем ставит своей целью создание наиболее экономичных условий производства и распределения электроэнергии и повышения при этом общей надежности электроснабжения.

Реализация этого положения требует сооружения линий межсистемных связей (ЛМС).

Связи между энергосистемами могут быть трех видов (1):

1. Связь энергосистем через какую-либо межсистемную электростанцию (рис. 1, а), мощность которой будет перераспределяться между этими системами в соответствии с потребностями каждой из них.

2. Центральная связь между двумя какими-либо крупными электростанциями объединяемых систем (рис. 1, б).

3. Связь периферийная, осуществляемая путем непосредственного электрического соединения обеих систем через одну или несколько периферийных электростанций или подстанций (рис. 1, в).

В настоящей статье рассматриваются вопросы определения параметров ЛМС только при связях энергосистем последнего вида, т. е. при периферийном объединении энергосистем.

Периферийные связи между энергосистемами могут быть осуществлены в результате постепенного и планомерного развития и сближения распределительных

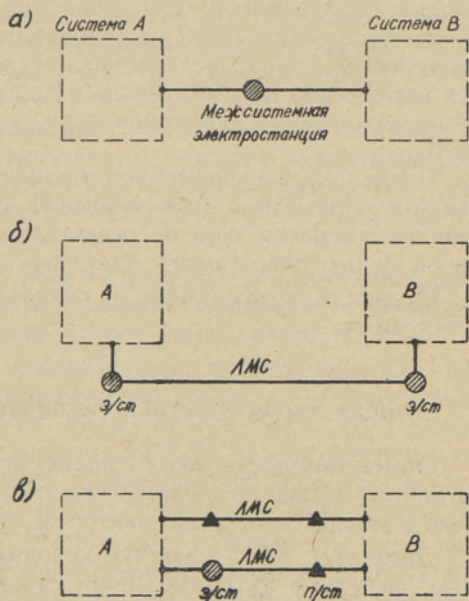


Рис. 1.

Виды объединения электроэнергетических систем: а — связь через межсистемную электростанцию; б — центральная связь; в — связь периферийная.

сетей основного напряжения соседних энергосистем — с одной стороны, и вследствие задач по осуществлению возможно более экономичного электроснабжения районов, в частности сельскохозяйственных районов, находящихся в непосредственной близости к трассам предполагаемых ЛМС, — с другой.

Очевидно, что подключение к ЛМС промежуточных подстанций (отборов мощности) для питания сельскохозяйственной и местной нагрузок дает возможность избежать сооружения дублирующих электрических сетей основного напряжения энергосистем.

Исходя из этого, ЛМС при периферийном объединении энергосистем могут быть предназначены как для межсистемного обмена мощности и энергии, так и для электроснабжения районов, прилегающих к трассам прохождения ЛМС.

Периферийные связи между энергосистемами имеют ряд характерных признаков, основными из которых являются следующие ⁽²⁾:

1) вследствие применения в большинстве случаев одноцепных линий и напряжения 110 кв, пропускные способности ЛМС невелики;

2) для обеспечения достаточной надежности электроснабжения потребителей каждая энергосистема имеет замкнутый энергобаланс; *

3) ЛМС имеет маневренный (реверсивный) режим работы, т. е. системы являются поочередно передающими и принимающими;

4) относительно низкие значения числа часов использования передаваемых по ЛМС максимальных мощностей;

5) число промежуточных отборов мощности, ввиду сближения распределительных сетей энергосистем, а также низкой удельной нагрузки — главным образом сельского хозяйства, — весьма ограничено и обычно не превышает двух; **

6) относительно равномерная территориальная распределенность нагрузки, питаемой из ЛМС, делает целесообразным подключение промежуточных подстанций к ЛМС через примерно равные расстояния;

7) сооружение ЛМС не требует осложнения в отношении технического выполнения линий электропередач; применение стандартных конструкций без каких-либо дополнительных мероприятий обеспечивает вполне приемлемые экономические показатели и условия технической эксплуатации ЛМС.

Поскольку в современной технической литературе вопросы о методах выбора параметров межсистемных связей при периферийном объединении энергосистем еще не освещались, автор настоящей статьи поставил своей целью разработать практически приемлемый метод.

Сущность этого метода и основные результаты исследования излагаются ниже.

Общая характеристика методики определения параметров ЛМС

Обмен мощности между энергосистемами предварительно определяется потенциальными возможностями объединяемых систем в многолетнем разрезе и является первым фактором при выборе параметров ЛМС.

Допустим, что в качестве исходных данных нам известны максимальные расчетные активные мощности P_A и P_B , которые будут передаваться

* Каждая система самобалансируется по генераторной и потребляемой мощности.

** Повышение числа промежуточных подстанций может быть обосновано целесообразностью электрификации магистральных железных дорог. В этом случае, однако, связи между энергосистемами в интересах надежности электроснабжения должны быть центральными, а не периферийными.

в ЛМС из обеих систем, и число часов использования их T_A и T_B (рис. 2, а). В общем случае P_A и P_B по времени не совпадают. Считаем известными и мощности промежуточных отборов \dot{w}_1 и \dot{w}_2 .

При этих исходных данных искомыми параметрами являются сечение проводов ЛМС и мощности компенсирующих устройств на промежуточных подстанциях. Кроме того, путем рационального распределения реактивных мощностей, протекающих по ЛМС и предназначенных для покрытия потребности промежуточных отборов в реактивной мощности и для покрытия потерь реактивной мощности в самой ЛМС, возможно довести до минимума потери активной мощности.

Сечения проводов линий электропередачи обычно выбираются по экономическим плотностям тока, рекомендуемым Техническим отделом Министерства электростанций СССР (МЭС) (3) и зависящим от материала проводов и от числа часов использования максимальной нагрузки в год.

Однако указанная шкала экономических плотностей тока имеет существенный недостаток — слишком большой диапазон возможного числа часов использования максимальных нагрузок при одном и том же значении рекомендуемой плотности тока.

Это положение особенно резко сказывается в диапазоне малого числа часов использования (до $T = 3000$ часов в год), которое характерно для маневренных ЛМС. Например, проверочные расчеты показывают, что действительная экономическая плотность тока при $T = 3000$ примерно в 1,9 раз меньше, чем при $T = 1000$.*

Далее, рекомендуемые плотности тока не учитывают возможные различия в стоимостях потерянной электроэнергии, в процентах отчисления на амортизацию и ремонт в зависимости от местных условий.

Кроме того, рекомендуемые МЭС плотности тока установлены на основании предположения, что нагрузка сооружаемой линии электропередачи возрастет до максимальной в течение ряда, обычно от 7 до 10, лет. Характер предполагаемой загрузки маневренной ЛМС в многолетнем разрезе в общем случае совершенно неясен и конкретизировать его можно только при проектировании каждого энергообъединения в отдельности.

Приведенные выше соображения убедительно показывают, что при выборе сечения проводов ЛМС по рекомендуемым плотностям тока мы не можем быть уверены в степени экономичности выбираемого сечения.

При маневренных ЛМС основным и обязательным средством регулирования напряжения являются регулируемые под нагрузкой трансфор-

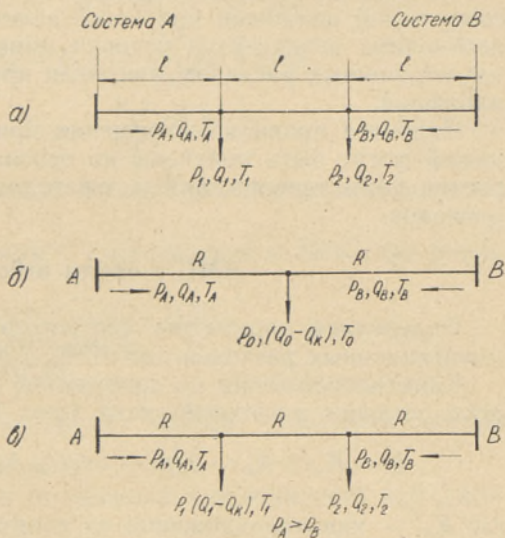


Рис. 2.

Расчетные схемы ЛМС: а — общая; б — в случае одного отбора мощности; в — в случае двух отборов мощности.

* Этот вывод вытекает из формулы Кельвина (4) при применении зависимости времен максимальной потерь от времен использования максимальной нагрузки (5, 6).

маторы. Тем самым установка компенсирующих устройств на промежуточных подстанциях может быть обоснована экономическими соображениями с целью уменьшения потерь.

Следует считать бесспорным, что выбор параметров энергетических сооружений возможен при сопоставлении различных вариантов, причем необходимо исходить из условия минимума ежегодных суммарных эксплуатационных расходов, учитывая при этом и эффективность капиталовложений.

Наиболее правильные решения при выборе параметров энергообъектов могут быть получены на основании детального анализа характеристик капиталовложений и ежегодных суммарных эксплуатационных расходов.

ЛМС с одним отбором мощности

Определяем параметры, соответствующие минимуму ежегодных эксплуатационных расходов для ЛМС с одним отбором мощности.

Капиталовложения на сооружение ЛМС и компенсирующего устройства, согласно расчетной схеме (рис. 2, б), можно выразить как

$$K = K_{\lambda} + K_k = 2(m + cs)l + b_k Q_k = 2 \left(m + c \frac{\rho l}{R} \right) l + b_k Q_k, \quad (1)$$

где K_{λ} — капиталовложения на сооружение ЛМС,

K_k — то же на сооружение компенсирующего устройства,

m — расходы на сооружение 1 км линии, не зависящие от сечения проводов (руб./км),

c — коэффициент, определяющий зависимость изменения расходов на сооружение 1 км линии от сечения проводов (руб./мм²),

ρ — удельное сопротивление материала проводов (ом/км мм²),

l — длина одного участка ЛМС (км),

R — активное сопротивление одного участка ЛМС (ом),

b_k — полная стоимость единичной мощности компенсирующего устройства (руб./тыс. ква),

Q_k — мощность компенсирующего устройства (тыс. ква).

Ежегодные суммарные эксплуатационные расходы, без учета расходов на обслуживание*, равны

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\lambda} + \mathcal{E}_k + \mathcal{E}_n = 2 \left(m + c \frac{\rho l}{R} \right) l \frac{P_{\lambda}}{100} + b_k Q_k \frac{P_k}{100} + \mathcal{E}_n, \quad (2)$$

где \mathcal{E}_{λ} — расходы на амортизацию и текущий ремонт ЛМС,

\mathcal{E}_k — то же в части компенсирующего устройства,

\mathcal{E}_n — стоимость потерянной энергии на линии и в компенсирующем устройстве,

P_{λ} — процент отчисления на амортизацию и текущий ремонт линии,

P_k — то же в части компенсирующего устройства.

Выражение (2) можно с достаточной точностью переписать в следующем виде:

$$\mathcal{E} = 2 \left(m + c \frac{\rho l}{R} \right) l \frac{P_{\lambda}}{100} + b_k Q_k \frac{P_k}{100} + \frac{R}{U_0^2} \beta \left\{ [P_A^2 + Q_A^2 + \right. \\ \left. + (P_A - P_{0,A} - \frac{P_A^2}{U_0^2} R)^2 + (Q_{0,A} - Q_k - Q_A - Q_b + \frac{P_A^2}{U_0^2} X)^2 \right\} \tau_A +$$

* Расходы на обслуживание практически не зависят от значений параметров ЛМС и ими можно пренебречь.

$$\begin{aligned}
& + [P_B^2 + Q_B^2 + (P_B - P_{0,B} - \frac{P_B^2}{U_0^2} R)^2 + (Q_{0,B} - Q_k - Q_B - Q_b + \\
& + \frac{P_B^2}{U_0^2} X)^2] \tau_B \} + \varepsilon Q_k \tau \beta = 2 \left(m + c \frac{\rho l}{R} \right) l \frac{P_A}{100} + b_k Q_k \frac{P_k}{100} + \varepsilon Q_k \tau \beta + \\
& + a \frac{R}{U_0^2} \beta \{ [P_A^2 + (P_A - P_{0,A} - \frac{P_A^2}{U_0^2} R)^2] \tau_A + \\
& + [P_B^2 + (P_B - P_{0,B} - \frac{P_B^2}{U_0^2} R)^2] \tau_B \}, \quad (3)
\end{aligned}$$

где $P_{0,A}$ и $P_{0,B}$ — активные мощности отбора при передаче мощностей соответственно P_A и P_B ,

Q_A и Q_B — реактивные мощности *, поступающие в ЛМС при режимах передачи P_A и P_B ,

Q_b — зарядная мощность одного участка ЛМС,

τ_A и τ_B — времена максимальных потерь,

β — стоимость потерянной энергии,

$\tau = \tau_A + \left(\frac{P_B}{P_A} \right)^2 \tau_B$ — приведенное время потерь (учитывает потери энергии в компенсирующем устройстве),

ε — процент активных потерь от номинальной мощности компенсирующего устройства,

X — индуктивное сопротивление одного участка ЛМС,

U_0 — среднее эксплуатационное напряжение ЛМС,

α — коэффициент, учитывающий увеличения потерь активной мощности от передачи реактивных мощностей **.

Неизвестными величинами в формуле (3) являются активное сопротивление R одного участка ЛМС, мощность компенсирующего устройства Q_k и передаваемые от энергосистем реактивные мощности Q_A и Q_B .

Если взять частные производные от \mathcal{E} относительно всех неизвестных и приравнять их к нулю, то получим четыре уравнения с четырьмя неизвестными, совместное решение которых и определяет значения параметров ЛМС, соответствующие минимуму ежегодных эксплуатационных расходов.

В результате активное сопротивление R одного участка ЛМС можно определить путем решения следующего кубического уравнения:

$$k_1 R^3 - k_2 R^2 + \frac{E_1}{\alpha} = 0, \quad (4)$$

где
$$k_1 = \frac{4}{U_0^2} [P_A^2 (P_A - P_{0,A}) \tau_A + P_B^2 (P_B - P_{0,B}) \tau_B], \quad (5)$$

$$k_2 = [P_A^2 + (P_A - P_{0,A})^2] \tau_A + [P_B^2 + (P_B - P_{0,B})^2] \tau_B, \quad (6)$$

$$E_1 = 2 \cdot \frac{U_0^2}{\beta} c \rho l^2 \frac{P_A}{100}. \quad (7)$$

* Q_A и Q_B содержат половину зарядной мощности одного участка ЛМС.

** Значения коэффициента α зависят, главным образом, от отношений $\frac{P_A}{Q_{0,A}}$ и $\frac{P_B}{Q_{0,B}}$

Численными значениями могут быть приняты:

$$\begin{array}{ll}
P/Q_0 < 1,5, & \alpha = 1,25, \\
P/Q_0 = 1,5 \dots 2,0, & \alpha = 1,2 \dots 1,1, \\
P/Q_0 > 2,0, & \alpha = 1,1 \dots 1,05.
\end{array}$$

Значения Q_k , Q_A и Q_B можно определить по следующим формулам:

$$Q_k = + \frac{\left(Q_{0,A} + \frac{P_A^2}{U_0^2} X\right) \tau_A + \left(Q_{0,B} + \frac{P_B^2}{U_0^2} X\right) \tau_B}{\tau_A + \tau_B} - \frac{D}{(\tau_A + \tau_B)R} - Q_b, \quad (8)$$

где
$$D = U_0^2 \left(\frac{b_k P_k}{\beta} \frac{100}{100} + \varepsilon \tau \right) \quad (9)$$

и
$$Q_A = \frac{1}{2} \left(Q_{0,A} - Q_k - Q_b + \frac{P_A^2}{U_0^2} X \right), \quad (10)$$

$$Q_B = \frac{1}{2} \left(Q_{0,B} - Q_k - Q_b + \frac{P_B^2}{U_0^2} X \right). \quad (11)$$

Значения параметров, определяемые по формулам (4) ... (11), должны быть приняты за основу при построении характеристик капиталовложений и ежегодных эксплуатационных расходов.

Мощность компенсирующего устройства Q_k получается наименьшей при R , соответствующем минимуму ежегодных расходов. Положительное значение для Q_k показывает, что его применение экономически оправдывается, отрицательное же значение свидетельствует о том, что от применения его следует отказаться; в последнем случае члены $b_k Q_k$ и $b_k Q_k \frac{P_k}{100}$

в формулах (1) и (2) отпадают.

ЛМС с двумя отборами мощности

Аналогичное определение параметров ЛМС с двумя отборами мощности (рис. 2, в), при предположении, что компенсирующее устройство может быть установлено только на одной промежуточной подстанции (проходящая по ЛМС мощность которой больше), привело к следующим расчетным формулам:

$$n_1 R^3 - n_2 R^2 + \frac{E_2}{\alpha} = 0, \quad (12)$$

где
$$n_1 = \frac{4}{U_0^2} \left[\left\{ (P_A - P_{1,A}) P_A^2 + (P_A - P_{1,A} - P_{2,A}) [P_A^2 + (P_A - P_{1,A})^2] \right\} \tau_A + \left\{ (P_B - P_{2,B}) P_B^2 + (P_B - P_{1,B} - P_{2,B}) [P_B^2 + (P_B - P_{2,B})^2] \right\} \tau_B \right], \quad (13)$$

$$n_2 = [P_A^2 + (P_A - P_{1,A})^2 + (P_A - P_{1,A} - P_{2,A})^2] \tau_A + [P_B^2 + (P_B - P_{2,B})^2 + (P_B - P_{1,B} - P_{2,B})^2] \tau_B, \quad (14)$$

$$E_2 = 3 \cdot \frac{U_0^2}{\beta} c q l^2 \frac{P_A}{100} \quad (15)$$

и
$$Q_k = \frac{2Q_{1,A} + Q_{2,A} - 3Q_b + \frac{X}{U_0^2} [2P_A^2 + (P_A - P_{1,A})^2]}{2(\tau_A + \tau_B)} \tau_A + \frac{2Q_{1,B} + Q_{2,B} - 3Q_b + \frac{X}{U_0^2} [P_A^2 + 2(P_B - P_{2,B})^2]}{2(\tau_A + \tau_B)} \tau_B - \frac{3}{4} \frac{D}{(\tau_A + \tau_B)R}, \quad (16)$$

$$Q_A = \frac{1}{3} \left\{ 2Q_{1,A} + Q_{2,A} - 2Q_k - 3Q_b + \frac{X}{U_0^2} [2P_A^2 + (P_A - P_{1,A})^2] \right\}, \quad (17)$$

$$Q_B = \frac{1}{3} \{Q_{1,B} + 2Q_{2,B} - Q_k - 3Q_b + \frac{X}{U_0^2} [2P_B^2 + (P_B - P_{2,B})^2]\}. \quad (18)$$

Пример определения параметров ЛМС с двумя отборами мощности.

Исходные данные следующие:

$$\begin{aligned} P_A &= 65 \text{ тыс. квт}, & Q_{1,B} &= 20 \text{ тыс. ква}, \\ P_{1,A} &= 30 \text{ тыс. квт}, & Q_{2,B} &= 15 \text{ тыс. ква}, \\ P_{2,A} &= 25 \text{ тыс. квт}, & U_0 &= 115 \text{ кв}, \\ \tau_A &= 1000 \text{ часов}, & l &= 80 \text{ км}, \\ Q_{1,A} &= 25 \text{ тыс. ква}, & \rho &= 31,4 \text{ ом/км мм}^2 \text{ (провод марки АС)}, \\ Q_{2,A} &= 20 \text{ тыс. ква}, & x &= 0,41 \text{ ом/км}, \\ P_B &= 50 \text{ тыс. квт}, & q_b &= 36 \text{ ква/км}, \\ P_{1,B} &= 25 \text{ тыс. квт}, & m &= 45\,000 \text{ руб./км}, \\ P_{2,B} &= 20 \text{ тыс. квт}, & c &= 160 \text{ руб./мм}^2, \\ \tau_B &= 1200 \text{ часов}, & p_A &= 10\%, \\ & & \beta &= 120 \text{ руб./тыс. квтч.} \end{aligned}$$

Решение уравнения (12) в зависимости от значения коэффициента α дает следующие результаты:

$$\begin{aligned} \text{если } \alpha &= 1,10, & \text{то } R &= 10,55 \text{ ом} & \text{и } s &= 238 \text{ мм}^2, \\ \text{,, } \alpha &= 1,15, & \text{,, } R &= 10,35 \text{ ом} & \text{,, } s &= 243 \text{ мм}^2, \\ \text{,, } \alpha &= 1,20, & \text{,, } R &= 10,10 \text{ ом} & \text{,, } s &= 249 \text{ мм}^2. \end{aligned}$$

Полученные для s значения показывают, что в точном значении коэффициента α нет надобности.

Если при установке статических конденсаторов на промежуточной подстанции 1 ориентировочно принять, что $\varepsilon = 0,004$, $b_k = 75\,000$ руб./тыс. ква и $p_k = 7,5\%$, то мощностью их (по формуле (16)) будет $Q_k = 13,6$ тыс. ква.

При предполагаемой установке синхронных компенсаторов, данные которых $\varepsilon = 0,03$, $b_k = 90\,000$ руб./тыс. ква и $p_k = 10\%$, получим $Q_k = -17,9$ тыс. ква, т. е. отрицательную мощность. Следовательно, в данном случае установку синхронных компенсаторов нельзя обосновать экономическими соображениями.

По данному примеру можно на промежуточной подстанции установить статические конденсаторы мощностью примерно в 15 тыс. ква.

В этом случае реактивные мощности Q_A и Q_B равны (по формулам (17) и (18)) соответственно 18,4 тыс. ква и 13,7 тыс. ква.

Характеристики капиталовложений и ежегодных эксплуатационных расходов в зависимости от марки проводов образуются следующим образом:

Марка проводов	Капиталовложения в млн. руб.			Относительные капиталовложения $K\%$
	На линию передачи K_A	На компенсирующее устройство K_K	Суммарные K	
АС-240	20,00	1,12	21,12	100,0
АС-185	17,90	,,	19,02	91,3
АС-150	16,56	,,	17,68	83,7
АС-120	15,40	,,	16,52	78,3
АС- 95	14,46	,,	15,58	73,7

Марка проводов	Ежегодные эксплуатационные расходы в млн. руб.				Относительные ежегодные расходы $\mathcal{E}\%$
	На линию передачи $\mathcal{E}_л$	На компенсирующее устройство $\mathcal{E}_к$	Стоимость потерь энергии $\mathcal{E}_п$	Суммарные \mathcal{E}	
АС-240	2,000	0,084	0,979	3,063	100,0
АС-185	1,790	"	1,255	3,129	102,2
АС-150	1,656	"	1,534	3,274	107,0
АС-120	1,540	"	1,920	3,544	115,8
АС- 95	1,446	"	2,329	3,859	125,4

Зависимости ежегодных эксплуатационных расходов, а также относительных капиталовложений от сечения проводов изображены на рис. 3.

Если принять за основу капиталовложения и ежегодные эксплуатационные расходы при сечении, соответствующем минимуму эксплуатационных расходов (АС-240), становится очевидным, что маркой проводов следует выбрать АС-150 или АС-120.

В первом случае имеем сокращение капиталовложений на 3,44 млн. руб. и увеличение ежегодных расходов на 0,211 млн. руб. в год. Следовательно, увеличение последних покрывается за счет уменьшения капиталовложений в течение примерно 16 лет.

Во втором случае (АС-120) соответствующие цифры составляют 4,60 млн. руб., 0,481 млн. руб. в год и 9 лет.

Последняя величина, по всей вероятности, вполне удовлетворительна.

Таким образом, базироваться следовало бы на марку АС-120.

Если выбрать сечение проводов по рекомендуемым МЭС плотностям тока, то следует взять провод марки АС-150 или АС-185. Первая соответствует эквивалентной плотности тока 1,5 а/мм². Однако по данному примеру, исходя из зна-

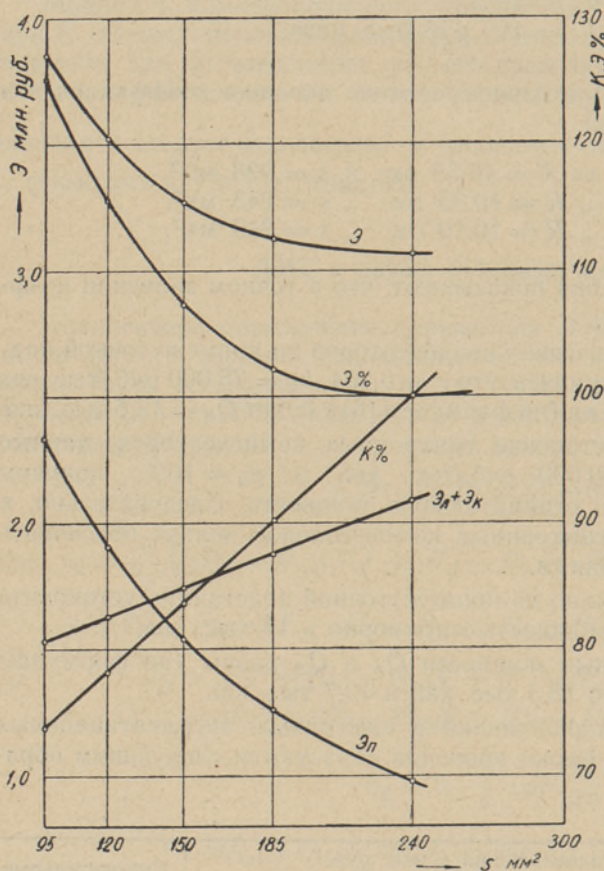


Рис. 3. Зависимости капиталовложений и ежегодных эксплуатационных расходов от сечения проводов ЛМС. \mathcal{E} — ежегодные суммарные эксплуатационные расходы; $\mathcal{E}_л + \mathcal{E}_к$ — ежегодные процентные отчисления на линию межсистемной связи и компенсирующее устройство; $\mathcal{E}_п$ — стоимость потерь энергии; $K\%$ — капиталовложения в %; $\mathcal{E}\%$ — ежегодные суммарные эксплуатационные расходы в %.

чений τ_A и τ_B , время использования максимальной передаваемой мощности превышает, по всей вероятности, 3000 часов и за плотность тока следовало бы принять 1,0 а/мм². Это приводит к марке проводов АС-185, выбор которой не является наилучшим решением поставленной задачи.

С целью иллюстрации отметим, что по данному примеру потери активной мощности при марке проводов АС-120 составляют соответственно $\Delta p_A = 14,3\%$ и $\Delta p_B = 11,0\%$, однако продолжительность этих потерь невелика.

При тех же данных, но при $\tau_A = \tau_B = 750$ час., разработанный вариант показывает, что минимум ежегодных эксплуатационных расходов достигается при $s = 201$ мм² и $Q_k = 10,3$ тыс. ква. Принимая во внимание, что в данном случае удельный вес потерь энергии меньше, чем в предыдущем варианте, выбор проводов марки АС-150 или АС-185 никак не может быть обоснован. Это приводит к заметному перерасходу цветного металла и увеличению капиталовложений.

Выводы

1. При выборе параметров маневренных ЛМС с отборами мощности следует исходить из условия минимума ежегодных суммарных эксплуатационных расходов.

2. Параметры ЛМС, соответствующие минимуму ежегодных эксплуатационных расходов, можно определить по расчетным формулам, предложенным в настоящей статье.

Дальнейшее уточнение параметров ЛМС, в частности сечения проводов, необходимо вести на основании анализа характеристик капиталовложений и ежегодных эксплуатационных расходов, вследствие чего выясняется несколько вероятных и равноценных вариантов. Поскольку выбор параметров энергетических сооружений зависит от весьма сложных экономических и ряда других факторов, то окончательный ответ в каждом отдельном случае должен давать орган, санкционирующий проект.

3. На выбор сечения проводов передаваемые по ЛМС реактивные мощности оказывают несущественное влияние, которое можно учитывать приближенно.

4. Рациональное двухстороннее питание ЛМС энергосистемами реактивной мощности позволяет при данном режиме передачи довести потери активной мощности до минимума.

Хотя в общем случае нет надобности в компенсации параметров ЛМС, рассмотрение вопроса об установке компенсирующих устройств на промежуточных подстанциях для уменьшения потерь активной мощности является обоснованным.

5. Многочисленные разработки со средними удельными показателями по элементам линий электропередачи с напряжением 110 кв позволяют установить, что:

а) выбор сечения проводов маневренных ЛМС по рекомендуемым МЭС плотностям тока не всегда обеспечит рациональное решение и, как правило, ведет к перерасходу цветного металла;

б) установка компенсирующих устройств на промежуточной подстанции в ЛМС с одним отбором мощности неперспективна по экономическим соображениям;

в) установка компенсирующих устройств на одной из промежуточных подстанций в ЛМС с двумя отборами мощности имеет некоторые перспективы, в частности, при применении статических конденсаторов вместо синхронных компенсаторов.

1. Н. Н. Крачковский, Передача электрической энергии на дальние расстояния, Изд. АН СССР, 1953.
2. Л. А. Алумяэ, Вопросы выбора схем и параметров межсистемных связей при периферийном объединении энергосистем, Рукопись Института энергетики АН ЭССР, 1955.
3. Правила устройства электротехнических установок, Энергоиздат, 1950.
4. А. А. Глазунов, Определение сечений проводов воздушных линий и жил кабелей, «Электричество», № 6, 1946.
5. А. А. Глазунов, Зависимость времени потерь от продолжительности использования максимума и коэффициента мощности нагрузки, «Электричество», № 2, 1947.
6. В. В. Кезевич, Зависимость числа часов потерь от использования максимума, «Электрические станции», № 9, 1948.

KÕRGEPIINGELIINIDE PARAMEETRITE MÄÄRAMISEST ENERGIASÜSTEEMIDE PERIFEERSEL ÜHENDAMISEL

L. ALUMÄE

Resümee

Energiasüsteemide perifeersel ühendamisel seostatakse kõrgepingeliinide kaudu vahetult naabersüsteemide põhipingega elektrivõrgud (harilikult 110 kV) (joon. 1, *v*).

Süsteemide perifeerse ühendamise eesmärgiks on suurendada elektrienergia tootmise ja jaotamise ökonoomsust ning luua soodsad tingimused süsteemidevaheliste kõrgepingeliinide läheduses asuvate rajoonide (sealhulgas ka põllumajanduslike) elektrifitseerimiseks. Viimasel juhul tuleb tarbija-alajaamad ühendada süsteemidevaheliste kõrgepingeliinide külge (joon. 2).

Süsteemidevaheliste kõrgepingeliinide töörežiimid erinevad tunduvalt tavaliste elektriülekanaliinide töörežiimidest. Sama kehtib ka nende tehnilis-konstruktiiivse teostamise kohta. Seetõttu ei ole ülekanaliinide parameetrite määramiseks kasutatav meetodika vaadeldaval juhul rakendatav. Tuleb märkida, et kõrgepingeliinide parameetrite valiku küsimusele süsteemide perifeersel ühendamisel ei ole vajalikku tähelepanu osutatud ei nõukogude ega ka välismaa vastava-alases kirjanduses.

Määratavateks parameetriteks on juhtmete ristlõige, kompenseerimisseadmete võimsus tarbija-alajaamades ja süsteemide poolt ühendusliini antavad reaktiivvõimsused (viimased vastavad võimsuskadude miinimumile).

Parimat lahendust iga konkreetse juhu kohta on võimalik leida kapitaal-mahutuste ja iga-aastaste summaarsete eksploatatsioonikulude karakteristikate detailsel analüüsil (joon. 3), kusjuures lõpliku otsuse peab andma projekti sanktsioneeriv organisatsioon.

Kapitaal-mahutuste ja eksploatatsioonikulude karakteristikate analüüsil on soovitatav lähtuda parameetrite väärtustest, mis vastavad eksploatatsioonikulude miinimumile ja on määratavad autori poolt väljatöötatud meetodika ja arvutusvalemite (4—18) järgi sõltuvalt süsteemidevahelise kõrgepingeliini oletatavast töörežiimist ning tehnilis-ökonomilistest näitajatest.

Kontrollarvutused näitavad, et esitatud meetodika rakendamine võimaldab paljudel juhtudel säästa defitsiitset juhtmematerjali — värvilist metalli.

Kahe tarbija-alajaama külgeühendamine süsteemidevahelisele kõrgepingeliinile loob perspektiivi staatiliste kondensaatorite ülesseadmiseks kompenseerimisseadmena ühes alajaamas.

ON THE DEFINITION OF PARAMETERS OF HIGH-VOLTAGE
TRANSMISSION BETWEEN SYSTEMS AT A PERIPHERY
INTERCONNECTION OF ENERGY SYSTEMS

L. ALUMÄE

Summary

The article explains the basic kinds of interconnections of energy systems. Characteristic indications are quoted of periphery high-voltage transmissions according to duties as well as to the requirements regarding the technico-constructive execution.

It is proposed to carry out the choice of parameters of high-voltage transmission between systems on ground of the characteristics of capital investments and annual total working expenses. Formulae are given for the definition of values of parameters, corresponding to the minimum of annual total working expenses.

*Academy of Sciences of the Estonian SSR,
Institute of Energetics*

Received
Dec. 31, 1955