

фильтра токов, а значит, к изменению токов, протекающих по исполнительным элементам. Два отдельных фильтра, в отличие от совмещенного, таким свойством не обладают. В-третьих, данный защитный аппарат может быть унифицирован для потребителей всех мощностей. Настройка на требуемую мощность в этом случае производится подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока. И, наконец, данный аппарат, защищая трехфазный электроприемник от комплекса аварийных режимов, способен заменить собой блок из нескольких аппаратов, таких как автоматический выключатель с электромагнитными и тепловыми расцепителями, тепловое реле и реле обрыва фаз. Все это позволяет сделать вывод о целесообразности применения фильтров токов симметричных составляющих, и в частности, совмещенных фильтров прямой и обратной последовательностей для защиты трехфазных электроприемников.

### **ВЫВОД**

Целесообразно применять совмещенные фильтры токов прямой и обратной последовательностей для защиты трехфазных приемников при различных нарушениях их нормальной работы.

### **ЛИТЕРАТУРА**

1. Вагнер, К. Ф. Метод симметричных составляющих / К. Ф. Вагнер, Р. Д. Эванс. – М.; Л.: ОНТИ НКТП СССР, 1936.

Представлена кафедрой  
электротехники и электроники

Поступила 8.08.2007

УДК 621.311

## **СРАВНЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕУПРАВЛЯЕМЫХ РЕАКТОРОВ С УСТАНОВКАМИ ПРОДОЛЬНОЙ ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ И УПРАВЛЯЕМЫХ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ НА ДАЛЬНИХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

**Канд. техн. наук ЛЕ ТХАНЬ БАК**

*Санкт-Петербургский государственный технический университет*

Для компенсации избыточной реактивной мощности и повышения пропускной способности линий электропередачи 500 кВ длиной 1488 км во Вьетнаме использованы шунтирующие реакторы с устройствами продольной компенсации (ШР с УПК) (рис. 1, табл. 1). Во Вьетнаме при применении ШР с УПК в системе электропередачи 500 кВ можно решить проблему ограничения повышения напряжения в конце линии при малых нагруз-

ках, причем пропускная способность линии больше, чем при применении только ШР. Однако при этом невозможно передать мощность, превышающую 500 МВт (натуральная мощность линии  $P_n = 930$  МВт) [1, 2], повышение мощности приводит к недостаткам [2, 3]:

- увеличению перепада напряжения по концам линии при больших нагрузках;
- росту потерь мощности в линиях;
- ток на нескольких участках линии может превышать номинальный ток УПК.

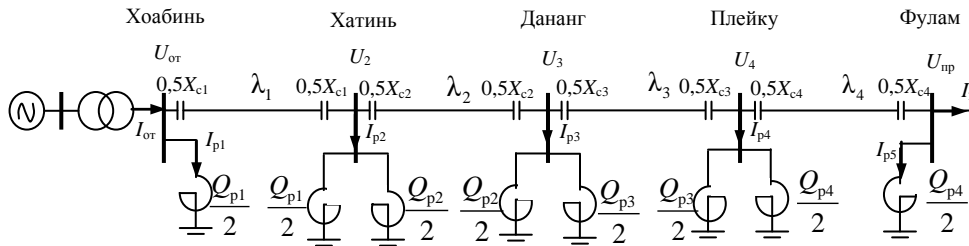


Рис. 1. Схема электропередачи 500 кВ Вьетнама и размещение устройств компенсации реактивной мощности

Таблица 1

Основные параметры участков линии 500 кВ Вьетнама

Номер участка $k$	Участок линии	$\lambda_k$	$R_k$ , Ом	$\eta_{ck} = \frac{X_{ck}}{X_{Lk}}$	$P_n \lambda_k$	$\beta = \frac{Q_{k.k}}{P_n \lambda_k}$	$X_k = X_{Lk} - X_{ck}$ , (Ом)	Номинальный ток УПК $I_{н.УПК}$ , А
1	Хатинь	0,357	9,44	0,63	332	0,771	35,06	1000
2	Дананг	0,409	10,82	0,554	380	0,673	49,1	1000
3	Плейку	0,271	7,19	0,59	252	0,722	30,1	1000
4	Фулам	0,52	13,78	0,592	483	0,72	57,19	1000

На рис. 1 и в табл. 1 обозначено:  $U_{от}$ ,  $U_{пр}$  – напряжение отправного и приемного концов линии;  $Q_p$  – мощность ШР;  $X_c$  – емкостное сопротивление УПК;  $I_{от}$ ,  $I_2$  – ток отправного конца и ток нагрузки;  $\lambda$  – волновая длина;  $R$  – активное сопротивление;  $\eta_c$  – степень компенсации;  $X_L$  – индуктивное сопротивление;  $Q_k$  – мощность компенсирующих устройств.

Управляемый шунтирующий реактор (УШР) является перспективным устройством для электропередач переменного тока. Благодаря его применению могут быть решены проблемы: повышения пропускной способности, уменьшения потерь энергии в линии, стабилизации напряжения на линии и ограничения перенапряжений [4–6]. В настоящее время УШР используют в электроэнергетических системах Индии и Китая для компенсации избыточной реактивной мощности линии сверхвысокого напряжения. Отличительными особенностями УШР являются: высокое быстродействие, широкий диапазон регулирования потребляемой реактивной мощности, практическая синусоидальность тока сетевой обмотки, возможность прямого подключения к линии [5].

Оценим сравнительную эффективность применения ШПР с УПК и УШР на конкретном примере дальней электропередачи 500 кВ Вьетнама.

При использовании ШПР с УПК ситуация несколько улучшается [1, 2]. В этом случае зависимости отношения модулей напряжения по концам линии  $U_{от}/U_{пр}$  и зависимости отношения потерь мощности  $\Delta P/P$  на линии 500 кВ от передаваемой мощности представлены на рис. 2 и 3 [1–3].

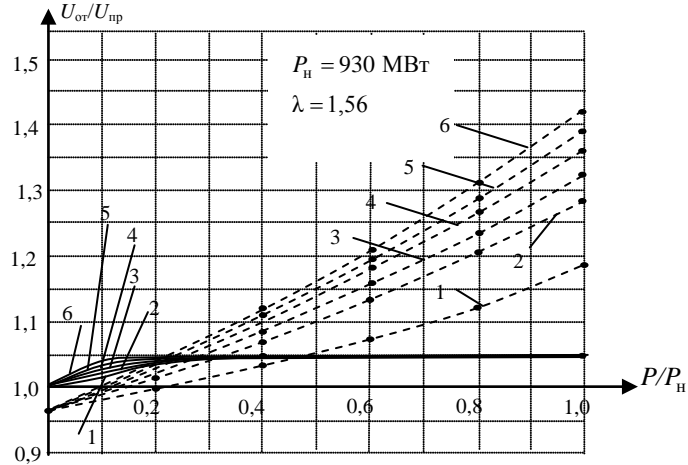


Рис. 2. Зависимости отношения  $U_{от}/U_{пр}$  от отношения  $P/P_n$  для линии 500 кВ с волновой длиной 1,56 рад при  $\cos \phi \geq 0,95$  и применении ШПР с УПК ( $\beta = Q_k/P_n \lambda$  и  $\eta_c = X_c/X_L$  согласно табл. 1 (штриховые линии)) с коэффициентами мощности нагрузки: 1 –  $\cos \phi = 1$ ; 2 – 0,99; 3 – 0,98; 4 – 0,97; 5 – 0,96; 6 – 0,95; при применении УШР с законом регулирования (табл. 2) для  $1 \leq U_{от}/U_{пр} \leq 1,05$  (сплошные линии)

Результаты расчетов показывают, что изменение степени предельной компенсации ( $\beta$ ,  $\eta_c$ ) не может решить проблему ограничения перепада напряжения вдоль линии 500 кВ.

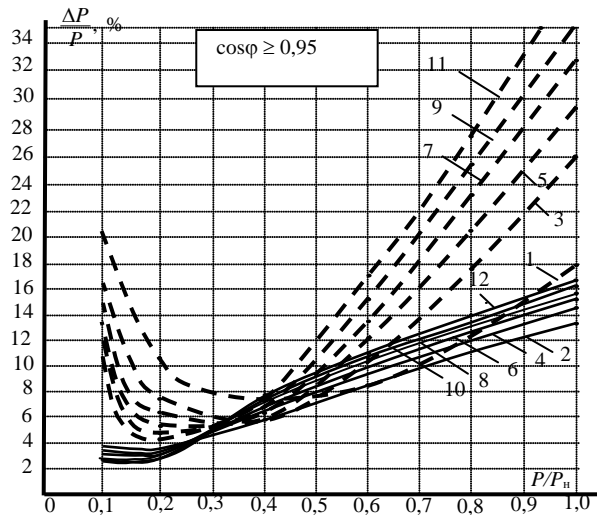


Рис. 3. Зависимости отношения потерь мощности  $\Delta P/P$  на линии 500 кВ от отношения  $P/P_n$  со степенями компенсации линии при: ШПР с УПК ( $\beta = Q_k/P_n \lambda$  и  $\eta_c = X_c/X_L$  согласно табл. 1) (кривые 1, 3, 5, 7, 9, 11); УШР с законом регулирования согласно табл. 2 при  $1 \leq U_{от}/U_{пр} \leq 1,05$  (кривые 2, 4, 6, 8, 12); различных коэффициентах мощности нагрузки:  $\cos \phi = 1$  (кривые 1, 2);  $\cos \phi = 0,99$  (кривые 3, 4);  $\cos \phi = 0,98$  (кривые 5, 6);  $\cos \phi = 0,97$  (кривые 7, 8);  $\cos \phi = 0,96$  (кривые 9, 10);  $\cos \phi = 0,95$  (кривые 11, 12)

При применении УШР (рис. 4) с законом регулирования согласно табл. 2 в системе электропередачи 500 кВ обеспечивается ограничение перепада напряжения по концам линии допустимыми пределами  $1 \leq U_{от}/U_{пр} \leq 1,05$  (рис. 2) во всех режимах работы линии без использования УПК [2], а также обеспечивается пропускная способность линии вплоть до ее натуральной мощности [2, 7].

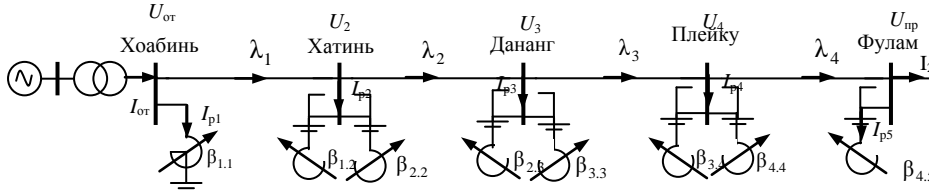


Рис. 4. Схема электропередачи 500 кВ при замене неуправляемых шунтирующих реакторов управляемыми

Таблица 2

Закон регулирования УШР для ограничения перепада напряжения по концам линии 500 кВ

Условие	Коэффициент мощности в конце линии $\cos\varphi$	Функция регулирования $\beta$ от $P = 0$ до $P = P_{пред}$	$\frac{P_{пред}}{P_n}$	Приближенные зависимости $\beta = f(P/P_n)$ от $P = P_{пред}$ до $P = P_n$
$1 \leq \frac{U_{от}}{U_{пр}} \leq 1,05$	1	$\beta = 1 - \left(\frac{P}{P_n}\right)^2 - \frac{P \operatorname{tg}\varphi}{P_n \lambda}$	0,33	$1,157 - 0,479(P/P_n) - 1,001(P/P_n)^2$
	0,99		0,18	$1,158 - 1,206(P/P_n) - 0,908(P/P_n)^2$
	0,98		0,16	$1,160 - 1,524(P/P_n) - 0,856(P/P_n)^2$
	0,97		0,14	$1,160 - 1,761(P/P_n) - 0,825(P/P_n)^2$
	0,96		0,13	$1,161 - 1,972(P/P_n) - 0,791(P/P_n)^2$
	0,95		0,12	$1,161 - 2,166(P/P_n) - 0,755(P/P_n)^2$

Необходимо отметить, что при использовании регулирования УШР в емкостном режиме к его компенсационной обмотке подключаются конденсаторы большой мощности. Например, при  $\beta = -1$  суммарная мощность конденсаторных батарей (КБ) фильтров больше номинальной индуктивной мощности УШР [4]. При  $\cos\varphi < 1$  по линии протекает большой индуктивный ток, вызывающий добавочные потери мощности в линии. Поэтому целесообразно не передавать индуктивный ток от нагрузки, а компенсировать его на месте либо непосредственно у потребителя, либо на распределительной подстанции с номинальным напряжением 20 кВ.

При этом потребуется минимальная мощность конденсаторных батарей, причем на самом низком напряжении питающей сети. Мощность этих конденсаторных батарей должна обеспечивать полную компенсацию максимальной индуктивной составляющей нагрузки. А для компенсации избыточной емкости конденсаторных батарей при снижении нагрузки

у потребителей целесообразно установить один дополнительный реактор на подстанции 220 кВ, подсоединив его непосредственно к шинам 220 кВ (рис. 5).

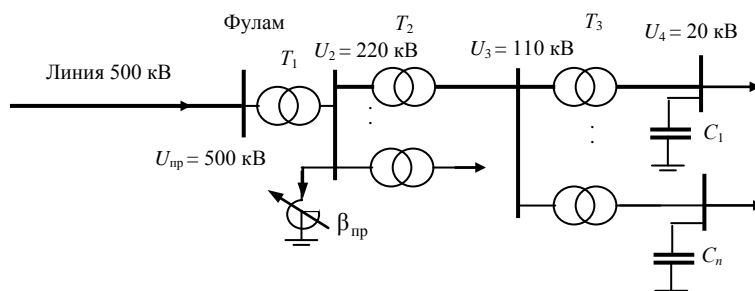


Рис. 5. Схема применения управляемого шунтирующего реактора в сочетании с конденсаторными батареями для компенсации индуктивной нагрузки линии 500 кВ

В этом случае полностью исключается передача по линии индуктивной составляющей нагрузки ( $\cos\varphi = 1$ ), обеспечивая таким образом максимальную пропускную способность линии вплоть до ее натуральной мощности.

При передаче натуральной мощности от отправного конца линии при  $\cos\varphi = 1$  на приемном конце из-за потерь мощности в линии максимальная мощность нагрузки составляет 789 МВт (рис. 3). При коэффициенте мощности нагрузки  $\cos\varphi$  максимальная индуктивная составляющая мощности нагрузки  $\Sigma Q_{\text{инд}} = 789 \text{tg}\varphi$  Мвар.

Для полной компенсации индуктивной составляющей нагрузки на приемном конце линии суммарная мощность конденсаторных батарей должна быть равна суммарной мощности индуктивной нагрузки:  $\Sigma Q_{\text{к.б}} = \Sigma Q_{\text{инд}}$ .

Согласно приведенному в [1] суточному графику нагрузки, минимальная нагрузка в ночное время примерно вдвое меньше максимальной. Соответственно вдвое меньше индуктивная составляющая нагрузки. При этом суммарная мощность конденсаторных батарей оказывается избыточной (примерно половина мощности конденсаторных батарей). Эта мощность должна быть компенсирована УШР на шинах 220 кВ на приемной подстанции 500/220 кВ.

Сумма мощностей конденсаторных батарей  $\Sigma Q_{\text{к.б}}$  и их емкостей  $\Sigma C$  при установке на шинах напряжением 20 кВ приведены в табл. 3.

Таблица 3

#### Параметры конденсаторных батарей

cosφ	Мощность нагрузки в конце линии				$\Delta Q = Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}}$ , Мвар	Мощность УШР, МВ·А	$\Sigma C$ , мФ
	$P_{\text{max}}$ , МВт	$\Sigma Q_{\text{к.б}} = Q_{\text{max}}$ , Мвар	$P_{\text{min}}$ , МВт	$Q_{\text{min}}$ , Мвар			
0,95	789	250,6	394,5	125,3	125,3	125,3	1,995
0,96		223,9		112,0	112,0	112,0	1,783
0,97		193,8		96,9	96,9	96,9	1,543
0,98		158,0		79,0	79,0	79,0	1,258
0,99		111,7		55,8	55,8	55,8	0,889

При использовании варианта УШР в сочетании с КБ в конце линии для обеспечения  $\cos\varphi \approx 1$  можно передавать мощность вплоть до натуральной. Увеличение капитальных вложений в конденсаторные батареи и УШР (по данным табл. 3) составляет:

- в конденсаторные батареи:  $10000 \text{ USD/Мвар} \cdot 250 \text{ Мвар} = 2500000 \text{ USD}$ ;
- в УШР (220 кВ):  $20000 \text{ USD/Мвар} \cdot 125 \text{ Мвар} = 2500000 \text{ USD}$ .

Замена ШР на УШР в системе электропередачи 500 кВ Вьетнама может решить проблему стабилизации напряжения в системе: обеспечивается ограничение перепада напряжения по концам линии допустимыми пределами  $1 \leq U_{от}/U_{пр} \leq 1,05$  во всех режимах работы линии без использования УПК при  $\cos\phi \geq 0,95$  (рис. 2).

Кроме того, при применении УШР:

- уменьшаются потери мощности в линии электропередачи 500 кВ Вьетнама значительно больше, чем в варианте ШР с УПК (рис. 3);
- повышается пропускная способность линии электропередачи 500 кВ вплоть до натуральной мощности линии 930 МВт;
- исключается использование УПК на линии и устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов 500 кВ в конце линии;
- наиболее целесообразным способом компенсации индуктивной составляющей нагрузки является установка нерегулируемых конденсаторных батарей в непосредственной близости у потребителей на стороне 20 кВ (рис. 5). При этом линия разгружается от передачи индуктивной составляющей нагрузки ( $\cos\phi = 1$ ) и ее пропускная способность максимальная [2, 7];
- необходимая суммарная мощность конденсаторных батарей у потребителей на стороне 20 кВ значительно меньше, чем при их подключении к компенсационной обмотке УШР.

Необходимо отметить, что при передаче натуральной мощности с отправного конца линии при  $\cos\phi = 1$  (установка КБ в непосредственной близости у потребителей на стороне 20 кВ) по сравнению с вариантом применения ШР с УПК на приемном конце из-за потерь мощности в линии максимальная мощность нагрузки составляет 763 МВт (рис. 3), при этом перепад напряжения по концам линии  $U_{от}/U_{пр} = 1,18$  (рис. 2), и требуются трансформаторы с РПН.

Оценим сравнительную экономичность двух вариантов при применении ШР с УПК и УШР (табл. 4).

Таблица 4

Вариант	Вид оборудования	$U_{ном}$ , кВ	$I_n$ , А	Суммарная мощность, Мвар	Стоимость, USD/(МВ·А)	Сумма вложений Ц, млн дол. США
I	ШР	500 кВ		1042	10000	10,42
	УПК		1000	744	10000	7,44
	РПН	30 % цены трансформаторов 500 кВ – 2×450 МВ·А			10000	2,70
II	УШР	500 кВ		1450	20000	29,00

Разница капитальных вложений в двух вариантах:

$$\begin{aligned} \Delta Ц &= Ц_{(II)} - Ц_{(I)} = 29,00 \cdot 10^6 - (10,42 + 7,44 + 2,7) \cdot 10^6 = \\ &= 8,44 \cdot 10^6 (\text{USD}) = 8,44 \text{ млн дол. США.} \end{aligned}$$

На рис. 6 приведен суточный график нагрузки линии 500 кВ.

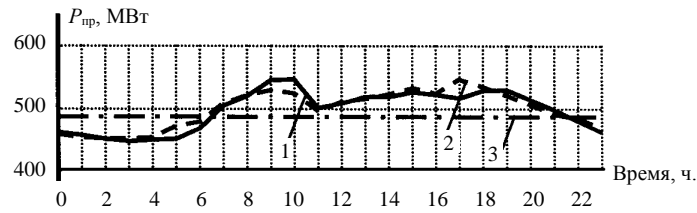


Рис. 6. Суточный график нагрузки системы электропередачи 500 кВ: 1 – летом (28/06/2005); 2 – зимой (14/11/2005) [1]; 3 – при средней нагрузке

Из рис. 6 следует, что средняя мощность нагрузки системы составляет 490,5 МВт. В табл. 5 приведены потери электроэнергии и стоимость потерь на линии 500 кВ Вьетнама в год при применении ШП с УПК и УШР при одной и той же мощности на приемном конце линии  $P = 490,5$  МВт. Из-за различия потерь мощности в линии в рассматриваемых вариантах мощности на отправном конце линии различны. Если коэффициент мощности нагрузки  $\cos\varphi = 0,98$ , то мощность в начале линии 500 кВ при применении ШП с УПК  $P_{от} = 0,6P_n = 558$  МВт (рис. 3), а при использовании УШР (рис. 4)  $P_{от} = 543$  МВт.

Таблица 5

**Потери электроэнергии и стоимость потерь для различных вариантов линии**

Вариант	Передаваемая по линии мощность, МВт		Потери мощности $\Delta P$ , %	Передаваемая по линии электроэнергия в год $W_{год}$ , МВт·ч	Потери электроэнергии в год $\Delta W$ , МВт·ч	Удельная стоимость потерь, USD/(кВт·ч)	Стоимость потерь в год $\Delta\Pi$ , млн USD
	$P_{от}$	$P_{пр}$					
I-ШП с УПК	558	490,5	12,1	4888080	591457,68	0,05	29,57
II-УШР	543	490,5	9,6	4756680	456641,28	0,05	22,83
Изменение потерь электроэнергии в год					134816,40	0,05	6,74

Различие потерь электроэнергии на линиях 500 кВ в вариантах УШР и ШП с УПК в год составляет

$$\Delta W = \Delta W_I - \Delta W_{II} = 591457,68 - 456641,28 = 134816,40 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Соответственно уменьшение стоимости потерь электроэнергии в год при применении УШР

$$\Delta\Pi = \Delta\Pi_I - \Delta\Pi_{II} = 29,57 \cdot 10^6 - 22,83 \cdot 10^6 = 6,74 \text{ млн дол. США.}$$

Следовательно, увеличение стоимости компенсирующего оборудования в варианте УШР может быть компенсировано уменьшением затрат на потери энергии в линии. Продолжительность работы электропередачи  $T$  для компенсации увеличенных капитальных затрат в варианте I по сравнению с вариантом II  $\Delta C$  определяется отношением  $\Delta C$  к разности стоимости потерь электроэнергии за год  $\Delta\Pi$

$$T = \frac{\Delta Ц}{\Delta П} = \frac{8,44}{6,74} = 1,25 \text{ года.}$$

Таким образом, снижение потерь энергии в линии окупает увеличение стоимости компенсационного оборудования всего за 1,25 года.

При применении ШР с УПК при коэффициенте мощности  $\cos\varphi = 1$  и передаваемой мощности на отправном конце линии 500 кВ  $P_{от} = P_n = 930$  МВт, максимальная мощность нагрузки в конце линии равна 763 МВт (рис. 3). При мощности нагрузки 763 МВт для варианта использования УШР из-за уменьшения потерь мощности ( $\Delta P \% = 12,6$ ) мощность в начале линии равна 874 МВт.

В табл. 6 приведены потери электроэнергии и стоимость потерь на линиях 500 кВ Вьетнама в год при применении ШР с УПК и УШР при одинаковой мощности на приемном конце линии (при одинаковом производственном эффекте).

Таблица 6

**Потери электроэнергии для различных вариантов линии при передаче одинаковой мощности**

Вариант	Передаваемая по линии мощность, МВт		Потери мощности $\Delta P, \%$	Передаваемая по линии электроэнергия в год $W_{год}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}$	Потери электроэнергии в год $\Delta W, \text{ МВт}\cdot\text{ч}$	Удельная стоимость потерь, USD/(кВт·ч)	Стоимость потерь в год $\Delta П, \text{ млн дол.}$
	$P_{от}$	$P_{пр}$					
I-ШР с УПК	930	763,0	17,9	8146800	1458277,2	0,05	72,91
II-УШР	874	763,0	12,6	7656240	964686,2	0,05	48,23
Снижение потерь электроэнергии в год					493591,0	0,05	24,68

Различие потерь электроэнергии на линии 500 кВ Вьетнама между вариантами УШР с КБ и ШР с УПК в год составляет

$$\Delta W = \Delta W_I - \Delta W_{II} = 1458277,2 - 964686,2 = 493591,0 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Соответственно изменение стоимости потерь электроэнергии в год

$$\Delta П = \Delta П_I - \Delta П_{II} = 72,91 \cdot 10^6 - 48,23 \cdot 10^6 = 24,68 \text{ млн дол. США.}$$

Следовательно, при передаче увеличенной мощности по сравнению с существующей ситуацией продолжительность работы электропередачи для компенсации капитальных вложений на установку УШР составит

$$T = \frac{\Delta Ц}{\Delta П} = \frac{8,44}{24,68} = 0,34 \text{ года.}$$

Таким образом, при применении УШР в сочетании с КБ в конце линии 500 кВ Вьетнама (для обеспечения  $\cos\varphi \approx 1$ ) дополнительные капитальные вложения на установку УШР вместо ШР с УПК окупаются за четыре месяца за счет значительного уменьшения потерь энергии. Следовательно,



применение УШР позволяет получить значительный экономический эффект в энергосистеме за счет снижения потерь энергии в линии 500 кВ.

## ВЫВОДЫ

1. Применение ШР с УПК в системе электропередачи 500 кВ Вьетнама позволяет решить проблему ограничения увеличения напряжения на линии при малых нагрузках, но приводит к увеличению перепада напряжения по концам линии при больших нагрузках. Применение УШР может обеспечить ограничение перепада напряжения по концам линии  $1 \leq U_{от}/U_{пр} \leq 1,05$  (при  $\cos\varphi \geq 0,95$ ) во всех режимах работы линии без использования УПК. УШР является эффективным средством стабилизации напряжения в системе электропередачи 500 кВ Вьетнама.

2. Применение ШР с УПК в системе электропередачи 500 кВ Вьетнама приводит к чрезвычайно большим потерям мощности. Применение УШР позволяет значительно уменьшить потери мощности на линии по сравнению с вариантом ШР с УПК (в два раза при передаче натуральной мощности). Такое уменьшение потерь мощности в линии обеспечивается вследствие устранения реактивного тока в линии, потребляемого ШР.

3. Результаты расчетов показывают, что чем меньше коэффициент мощности нагрузки или чем больше передаваемая мощность по линии электропередачи 500 кВ Вьетнама, тем эффективнее применение УШР по сравнению с вариантом ШР с УПК.

4. Применение УШР позволяет повысить пропускную способность линии вплоть до ее натуральной мощности ( $P_n = 930$  МВт). Для передачи натуральной мощности по линии 500 кВ Вьетнама нужно воспользоваться емкостным диапазоном регулирования тока УШР. Наиболее целесообразно использование УШР в сочетании с КБ для компенсации индуктивной составляющей нагрузки (для обеспечения  $\cos\varphi \approx 1$ ). В этом случае УШР может стабилизировать напряжение вдоль линии в пределах  $1,05U_{ном}$ , понижаются потери мощности в линии ( $\Delta P \% = 13,3 \%$  при  $P = P_n = 930$  МВт). При этом повышается пропускная способность системы электропередачи 500 кВ Вьетнама вплоть до натуральной мощности.

5. Значительное снижение потерь мощности в линии 500 кВ при применении УШР позволяет обеспечить быструю компенсацию затрат на переоборудование линии. При передаче по линии мощности на современном уровне затраты на установку УШР вместо ШР с УПК окупаются за 1,25 года, а при увеличении передаваемой мощности до 763 МВт – за четыре месяца.

6. Применение УШР в системе электропередачи Вьетнама может повысить ее технико-экономическую эффективность и позволит быстро компенсировать дополнительные капитальные вложения. Надежность работы электроэнергетической системы с УШР значительно возрастет из-за обес-

печения оптимальных условий эксплуатации электроэнергетического оборудования.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Александров, Г. Н. Система электропередачи 500 кВ Вьетнама – опыт эксплуатации и предлагаемое решение проблемы регулирования напряжения / Г. Н. Александров, Ле Тхань Бак // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2006. – № 2. – С. 63–72.
2. Александров, Г. Н. Оценка эффективности стабилизации напряжения и уменьшения потерь мощности при применении УШРТ в системе электропередачи 500 кВ Вьетнама / Г. Н. Александров, Ле Тхань Бак // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2006. – Т. 1, № 6. – С. 45–54.
3. Александров, Г. Н. Эффективность применения управляемых реакторов: стабилизация напряжения дальних линий электропередачи / Г. Н. Александров, Ле Тхань Бак // Электричество. – 2006. – № 12. – С. 2–8.
4. Александров, Г. Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи / Г. Н. Александров. – СПб.: РАО «ЕЭС» России, 2002. – 138 с.
5. Александров, Г. Н. Эффективность применения управляемых компенсаторов реактивной мощности на линиях электропередачи / Г. Н. Александров // Изв. РАН. Энергетика. – 2003. – № 2. – С. 103–110.
6. Пекелис, В. Г. К вопросу об эффективности применения управляемых шунтирующих реакторов большой мощности / В. Г. Пекелис, С. Ю. Чашкина // Электротехника. – 2003. – № 1. – С. 13–18.
7. Александров, Г. Н. Эффективность применения управляемых реакторов для уменьшения потерь мощности в дальних линиях электропередачи / Г. Н. Александров, Ле Тхань Бак // Электричество. – 2007. – № 3.

Представлена кафедрой ЭИМК

Поступила 22.02.2008