

*Дюкин Ильяс Рафаилович, магистр 1 курс, Электротехнический факультет
Вятский Государственный университет, Россия, г. Киров*

ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ FACTS

Аннотация: В статье приводится обзор основных особенностей работы Единой электроэнергетической системы России, недостатки существующих методов регулирования режима энергосистемы, а также классификация и особенности устройств гибких систем передачи переменного тока для продольного, поперечного и продольно-поперечного регулирования напряжения и реактивной мощности в электроэнергетических системах. Производится оценка технико-экономических показателей эффективности применения управляемых шунтирующих реакторов на дальних линиях электропередач: чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, срок окупаемости, индекс доходности. Приводятся полученные зависимости чистого дисконтированного дохода от пропускной способности линий и от разности тарифов на электроэнергию в энергосистемах.

Ключевые слова: управляемые системы передачи переменного тока, регулирование, чистый дисконтированный доход.

Annotation: The article provides an overview of the main features of the Unified Electric Power System of Russia, the disadvantages of existing methods of regulating the power system, as well as the classification and features of flexible AC transmission systems for longitudinal, transverse and longitudinal-transverse voltage regulation and reactive power in electric power systems. The assessment of technical and economic indicators of the effectiveness of the use of controlled shunting reactors on long-distance power lines is carried out: net discounted income, internal rate of

return, payback period, profitability index. The obtained dependences of net discounted income on the capacity of lines and on the difference in electricity tariffs in power systems are given.

Keywords: flexible AC transmission systems, regulation, net discounted income.

В настоящее время основными особенностями ЕЭС России можно считать [1]:

- большое число параллельных линий нескольких классов напряжения;

- недостаточная пропускная способность межсистемных и системообразующих линий электропередачи, недоиспользование сетей (ОЭС Северо-Запада – линии 330/220/110 кВ, ПАО Мосэнерго – линии 500/220/110 кВ и т.д.), ограничение возможностей удовлетворения требований рынка (ОЭС Сибири – Европейская часть ОЭС, Тюмень – Урал, ОЭС Центра – ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Сибири – ОЭС Востока и др.). Пропускная способность ограничивается: для линий 220 кВ и 330 кВ как нагревом, так и устойчивостью. Для линий 500 кВ и 750 кВ – в основном устойчивостью;

- ограничения по выдаче мощности ряда электростанций (Печорская ГРЭС, Кольская АЭС, энергосистемы Бурятии, Читы и др.), что приводит к неоптимальному потокораспределению и увеличением потерь мощности;

- важной проблемой является слабая управляемость сети из-за недостаточного количества устройств регулирования напряжения, как следствие повышенные до опасных значений напряжения в периоды суточного и сезонного снижения нагрузки;

- недостаточная степень устойчивости (ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Сибири и др.).

Одним из способов решения этих проблем является сооружение дополнительных параллельных линий для повышения пропускной способности в данном сечении, однако это приводит к немалому увеличению издержек на

обслуживание и ремонт линии и значительных капитальных затрат.

Основными недостатками существующих регулирующих способов и устройств являются:

- ограниченная возможность управления потоками мощности и повышения пропускной способности линий электропередач;
- невозможность быстрого изменения мощности в линиях при различного рода аварийных режимах;
- перераспределение потоков мощности по параллельным линиям электропередачи возможно в ограниченных пределах и только в стационарном режиме.

Такие особенности наблюдаются по причине того, что в энергосистеме регулируется только величина напряжения (скалярное регулирование).

В современных рыночных условиях функционирования электроэнергетики требуется наиболее полно использовать пропускную способность ЛЭП, в связи с этим, становится необходимым эксплуатация уже существующих линий электропередач с применением перспективных электросетевых технологий и средств управления режимом электроэнергетических систем и регулирования его параметров.

Устройства FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) – управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока, оснащенные устройствами современной силовой электроники, позволяют трансформировать электрическую сеть из пассивного устройства транспортирования электроэнергии в активное устройство, с помощью которого осуществляется управление режимами работы ЭЭС. Данная технология предоставляет возможным решить широкий круг вопросов [3]:

- увеличение пропускной способности линий высокого напряжения до заданного уровня, в том числе до теплового предела по нагреву проводов. Так, пропускная способность для линий 220 кВ ограничивается нагревом и устойчивостью, а для линий 500 кВ – в основном устойчивостью (рисунок 1);

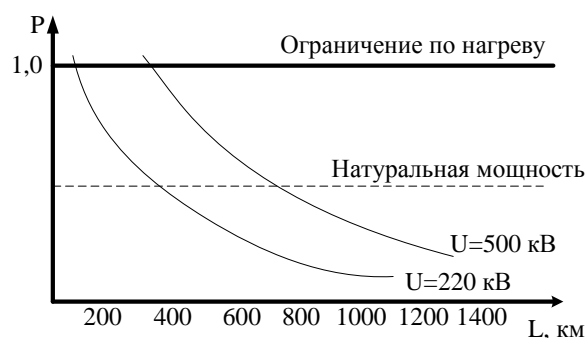


Рисунок 1. Зависимость предела передаваемой мощности от длины для линий различных классов напряжения [1]

- обеспечение принудительного распределения активной мощности между параллельными линиями в соответствии с требованиями диспетчера электрических сетей. С этой целью осуществляется изменение угла напряжения по концам линии, чем достигается вытеснение мощности в линию более высокого класса напряжения (рисунок 2);

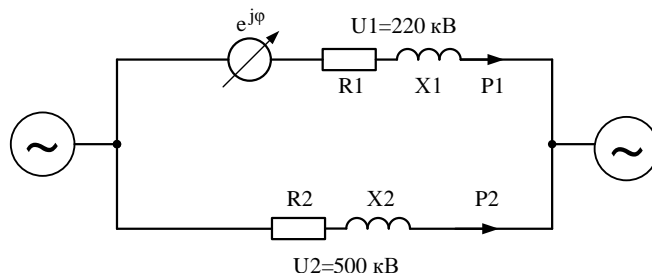


Рисунок 2. Регулирование пропускной способности двух параллельных линий различных классов напряжения

- снижение потерь активной мощности за счет оптимизации потокораспределения;
- повышение экономичности работы ЭЭС;
- поддержание необходимого значения напряжения (повышение или ограничение уровня напряжения) в узлах ЭЭС;
- снижение токов коротких замыканий при проектировании и реконструкции подстанций и электрических сетей;
- в ряде случаев устройства FACTS могут послужить альтернативным вариантом строительства дополнительных параллельных линий для повышения

надежности и увеличения пропускной способности по сечению в распределительных и системообразующих сетях ЭЭС;

- обеспечение устойчивой работы энергосистемы при различных возмущениях;
- в случае существования избыточных энергосистем с более низкими тарифами, возможна передача электроэнергии в дефицитные с вытеснением в них наименее экономичных источников энергии;
- повышения генерации активной мощности на электростанциях, за счёт повышения максимально допустимых перетоков мощности, что может позволить отложить срок ввода генерирующих мощностей и строительства новых ЛЭП с целью увеличения пропускной способности линий, также возможен отказ от этих мероприятий. При этом генерирующая компания может получить дополнительную выручку на электростанциях от продажи электроэнергии, а сетевая компания - экономию затрат на строительство и эксплуатацию новых ЛЭП, а также дополнительную выручку за предоставляемые транспортные услуги по передаче электроэнергии в дефицитные районы.

Устройства FACTS первого поколения включают устройства, с помощью которых обеспечивается регулирование напряжения и реактивной мощности, осуществляющие достижение требуемой степени компенсации реактивной мощности в электрических сетях. К устройствам FACTS I относят [2]:

- СТК – статический компенсатор реактивной мощности;
- ШР и УШР – шунтирующие и управляемые шунтирующие реакторы с тиристорным управлением;
- ВРГ – реакторные группы, коммутируемые выключателями;
- БСК – батареи статических конденсаторов;
- УПК – устройство продольной компенсации с тиристорным управлением.

Устройства FACTS второго поколения способны осуществлять векторное регулирование – регулирование не только по величине но по фазе угла

напряжения), позволяющее в полном объеме оптимизировать режим энергосистемы: увеличение предела передаваемой по ЛЭП мощности до теплового предела по нагреву проводов, создание принудительного потокораспределения активной мощности в линии с более высоким классом напряжения в соответствии с требованиями диспетчера, регулировать напряжения в широких пределах. К устройствам FACTS II относят [2]:

- СТАТКОМ – статический компенсатор реактивной мощности;
 - ССПК – синхронный статический продольный компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения;
 - ОРПМ – объединённый регулятор потоков мощности;
 - ВПТ – вставка постоянного тока;
 - ВПТН – вставка постоянного тока на основе СТАТКОМов;
 - ФПУ – фазоповоротное устройство;
 - ФВТ – фазовращающий трансформатор;
 - ФРТ – фазорегулирующий трансформатор;
- АСМ – асинхронизированные машины:
- АСК – асинхронизированный синхронный компенсатор, в том числе с маховиком;
 - АСГ – асинхронизированный генератор;
 - АС ЭМПЧ – асинхронизированный синхронный электромеханический преобразователь частоты [2].

Для оценки технико-экономической эффективности применения УШР в электропередаче 500 кВ ПС0-ПС1-ПС2 рассматривается следующая методика [4]. Электроснабжение потребителей дефицитной ОЭС1 осуществляется от электростанций ОЭС2.

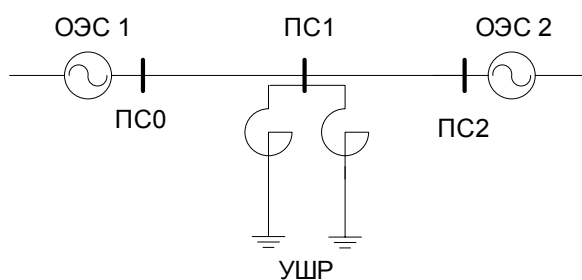


Рисунок 3. Схема электропередачи 500 кВ ПС0 – ПС1 – ПС2 [4]

Для компенсации зарядной мощности линии на ПС1 устанавливается два линейных шунтирующих реактора, один из которых подключается к ВЛ ПС0 – ПС1, а другой к ПС1 – ПС2. Применение УШР на ПС1 позволит повысить пропускную способность электропередачи 500 кВ ПС0 – ПС1 – ПС2.

Экономическая эффективность дополнительных затрат на УШР оценивается на основании факторов технического эффекта, изложенных в [4].

ЧДД от применения УШР определяется по формуле:

$$\text{ЧДД}_{\text{УШР}} = -\Delta K_{\text{УШР}} + \sum_{t=1}^T (R_{\text{УШР}}^{(t)} - \Delta Z_{\text{УШР}}^{(t)}) \frac{1}{(1+E)^t},$$

где $T = 25$ лет – длительность эксплуатации устройства,

$E = 0,12\%$ - норма дисконта,

$\Delta K_{\text{УШР}}$ – дополнительные капиталовложения в УШР 500 кВ 180 МВА по сравнению с ШР определяются по формуле:

$$\Delta K_{\text{УШР}} = (K_{\text{УШР}} + K_{\text{УШР}}^{\text{СМР}}) - (K_{\text{ШР}} + K_{\text{ШР}}^{\text{СМР}}),$$

где $K_{\text{УШР}}$, $K_{\text{ШР}}$ – стоимости линейных УШР и ШР, которые по данным заводов-изготовителей оцениваются в размере 51,352 и 41,078 млн. руб. соответственно [5],

$K_{\text{УШР}}^{\text{СМР}}$, $K_{\text{ШР}}^{\text{СМР}}$ – строительно-монтажные работы по установке УШР и ШР.

Из расчета 40 % от стоимости оборудования

$$K_{\text{УШР}}^{\text{СМР}} = 20,541 \text{ млн. руб.},$$

$$K_{\text{ШР}}^{\text{СМР}} = 16,431 \text{ млн. руб.}$$

С учетом повышающего территориального коэффициента в зоне ОЭС1 1,2 [6] дополнительные капиталовложения в УШР составляют:

$$\Delta K_{\text{УШР}} = 1,2 \cdot [(51,352 + 20,541) - (41,078 + 16,431)] = 17,261 \text{ млн. руб.}$$

$\Delta Z_{\text{УШР}}^{(t)}$ – дополнительные годовые затраты на амортизацию и обслуживание УШР оцениваются ориентировочно в размере 8,4 % от дополнительных капитальных вложений по формуле:

$$\Delta Z_{\text{УШР}}^{(t)} = \alpha_{\text{УШР}} \cdot \Delta K_{\text{УШР}} = 0,084 \cdot 17,261 = 1,45 \frac{\text{млн.руб.}}{\text{кВА}},$$

где $R_{\text{УШР}}^{(t)}$ – годовой суммарный экономический результат от применения УШР от более полного использования пропускной способности электропередачи ПС0 – ПС1 – ПС2. Этот эффект выражается в возможности передачи дополнительной электроэнергии из ОЭС2 с вытеснением в ОЭС1 выработки неэкономичных электростанций. Годовой суммарный экономический результат от применения УШР определяется по формуле:

$$R_{\text{УШР}}^{(t)} = P \cdot T_{\text{max}} \cdot \Delta\text{Ц},$$

где P – увеличение использования пропускной способности электропередачи при применении УШР, $T_{\text{max}} = 4000$ ч – годовое число часов использования дополнительной передаваемой мощности, $\Delta\text{Ц}$ – разница тарифа на электроэнергию в ОЭС1 и ОЭС2. В расчетах эта величина варьируется от 0,2 до 0,4 руб./кВт*ч.

В таблицах 1 – 3 приведены экономические показатели эффективности дополнительных затрат в УШР в зависимости от повышения величины пропускной способности P электропередачи: чистый дисконтированный доход, срок окупаемости, индекс доходности, внутренняя норма доходности, определяемые по формулам:

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \cdot \sum_{t=0}^T (R^{(t)} - Z_F^{(t)}) \cdot \frac{1}{(1 + E)^t}$$

Внутренняя норма доходности, позволяющая оценить привлекательность инвестиций, определяется как решение уравнения

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R^{(t)} - Z_F^{(t)})}{(1 + \text{ВНД})^t} = K$$

В общем случае срок окупаемости устройств FACTS с использованием дисконтирования может быть определен по формуле:

$$\tau = \frac{-1}{\ln(1 + E)} \ln \left(1 - \frac{K}{\text{Э}} \frac{E}{1 + E} \right)$$

где K – суммарные дисконтированные капиталовложения в устройства FACTS или в альтернативный вариант оборудования, Э – суммарный

общесистемный эффект, на одном шаге расчета.

В таблицах 1 – 3 представлены результаты расчёта экономических показателей при различных значениях величины пропускной способности P электропередачи.

Таблица 1 – экономические показатели эффективности внедрения УШР при $P=35$ МВт

Показатели	Разница тарифа $\Delta C, \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$		
	0,2	0,3	0,4
ЧДД, млн. руб.	162,343	272,147	381,951
Срок окупаемости, лет	40,924	9,525	6,031
ИД	0,585	1,336	1,814
ВНД, %	9,7	17,5	25,7

Таблица 2 – экономические показатели эффективности внедрения УШР при $P=45$ МВт

Показатели	Разница тарифа $\Delta C, \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$		
	0,2	0,3	0,4
ЧДД, млн. руб.	225,088	366,264	507,441
Срок окупаемости, лет	12,978	6,358	4,291
ИД	1,131	1,746	2,361
ВНД, %	14,1	24,5	36,4

Таблица 3 – экономические показатели эффективности внедрения УШР при $P=55$ МВт

Показатели	Разница тарифа $\Delta C, \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$		
	0,2	0,3	0,4
ЧДД, млн. руб.	287,833	460,382	632,931
Срок окупаемости, лет	8,778	4,809	3,34
ИД	1,404	2,156	2,908
ВНД, %	18,6	32,2	49,0

На рисунке 3 изображена зависимость чистого дисконтированного дохода при различных значениях ΔC и P .

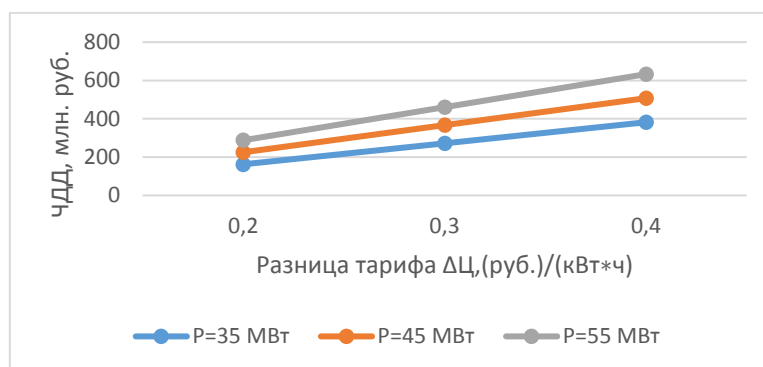


Рисунок 4. Зависимость показателя ЧДД от ΔC и P

Из таблиц 1 – 3 делается вывод о том, что в приведенном оценочном расчете экономические показатели эффективности применения УШР существенно зависят от разности тарифов на электроэнергию в ОЭС 1 и ОЭС 2 и от повышения пропускной способности электропередачи при применении УШР. Дополнительные затраты в УШР на ПС1 можно считать достаточно эффективными при разности указанных тарифов более 0,2 руб./кВт*ч.

Выводы:

Использование устройств FACTS в ЭЭС вносит ряд существенных технико-экономических эффектов, которые позволяют повысить управляемость режимом работы энергосистемы, скомпенсировать реактивную мощность до установленной величины, вытеснить поток активной мощности в сеть с более высоким классом напряжения. Так, эксплуатация устройств FACTS способствует наиболее полному использованию пропускной способности ЛЭП, улучшению статической и динамической устойчивости режима работы ЭЭС, повышению качества электроэнергии и создаются возможности для усовершенствования и оптимизации автоматического регулирования параметров режима энергосистемы. В некоторых случаях устройства FACTS служат альтернативой строительства дополнительных цепей ЛЭП. Техно-экономический результат от использования устройств FACTS имеет

общесистемный характер и проявляется одновременно как у потребителей электроэнергии, так и в генерирующих и сетевых компаниях.

Библиографический список:

1. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики. Сборник лекций: учебное пособие для вузов / Под ред. Ю.В. Шарова — М.: Машиностроение, 2014. — 380 с., ил. Управляемые («гибкие») линии. Ю. Г. Шакарян, научный руководитель ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», доктор техн. наук, профессор.
2. Шакарян Ю.Г. Классификация и характеристика устройств управляемых систем электропередачи переменного тока [Текст] / Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л., Сокур П.В., Новиков А.Н. // Электрические станции. – 2018. – №9. – с.30-36.
3. Тихонов А.В. Моделирование устройств FACTS при оценивании состояния современных ЭЭС: диссертация кандидата техн. наук: 05.14.02. Иркутск, 2017. 178 с.
4. СТО 56947007-XX.XXX.XX.XXX-200X. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»: Проект. М., 2009.
5. СТО 56947007- 29.240.124-2012. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС»: Дата введения: 09.07.2012. М., 2012.
6. Приказ Министерства регионального развития РФ от 4 октября 2011 г. № 481 “Об утверждении Методических рекомендаций по применению государственных сметных нормативов - укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры” [Электронный ресурс]. - Доступ из системы ГАРАНТ // ЭПС "Система ГАРАНТ" Дата обновления: 18.10.2011.