



СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В АКТИВНО-АДАПТИВНОЙ СЕТИ

Иванов И.Ю., Новокрещенов В.В., Иванова В.Р.

Казанский государственный энергетический университет,
г. Казань, Россия
novokreshchenov.vv@kgeu.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Провести анализ влияния устройств продольной компенсации на режимы работы линий электропередачи. Выявить проблемы функционирования комплексов релейной защиты и автоматики при применении их на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации. *МЕТОДЫ.* Проводится анализ литературных данных и данных международного информационного обмена. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье описана актуальность темы, рассмотрены основные элементы электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью; раскрыто текущее состояние дел по применению элементов активно-адаптивной сети в Единой энергетической системе России, а также перспективы дальнейшего внедрения этих элементов в Единую энергетическую систему Российской Федерации. Показана область применения устройств продольной компенсации индуктивного сопротивления для их размещения на линиях электропередачи, и оптимальные расстояния между устройствами продольной компенсации, а также оптимальные параметры ёмкостного сопротивления относительно сопротивления сети. Раскрыты проблемы функционирования разных видов релейной защиты и автоматики на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Использование на линии устройства для продольной компенсации реактивного сопротивления создаёт проблемы функционирования для всех видов устройств релейной защиты и автоматики, а именно: токовой, дистанционной, дифференциальной и автоматики повторного включения. В настоящий момент для перечисленных типов и видов защит имеются научные разработки по решению указанных проблем с присущими им достоинствами и недостатками. Наиболее остро эти недостатки обозначены у дифференциальной релейной защиты.

Ключевые слова: *активно-адаптивные сети; FACTS; УПК; ЛЭП; релейная защита.*

Для цитирования: Иванов И.Ю., Новокрещенов В.В., Иванова В.Р. Современное состояние проблем функционирования комплексов релейной защиты и автоматики, применяемых в активно-адаптивной сети // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2022. Т.24. № 6. С. 102-123. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-6-102-123.

CURRENT STATE OF THE PROBLEMS OF FUNCTIONING OF RELAY PROTECTION AND AUTOMATION COMPLEXES USED IN AN ACTIVE ADAPTIVE NETWORK

IYu. Ivanov, VV. Novokreshchenov, VR. Ivanova

Kazan State Power Engineering University Kazan, Russia
novokreshchenov.vv@kgeu.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* To analyze the influence of series compensation devices on the operating modes of power transmission lines. To identify problems of functioning of relay protection and automation complexes when they are used on power transmission lines with a series compensation device. *METHODS.* The analysis of literature data and data of international information exchange is carried out. *RESULTS.* The study describes the relevance of the topic, considers the main elements of an electric power system with an active adaptive network; reveals the current state of affairs on the use of elements of an active adaptive network in the Unified Energy System of Russia, as well as prospects for further implementation of these elements in the

Unified Energy System of the Russian Federation. The study shows the scope of application of series compensation devices with the inductive resistance for their placement on power transmission lines, and the optimal distance between series compensation devices, as well as the optimal parameters of the capacitive resistance relative to the resistance of the network. The study discloses problems of functioning of various types of relay protection and automation on power transmission lines with a series compensation device. CONCLUSION. The use of a reactance series compensation device on the line causes problems of functioning for all types of relay protection and automation devices, namely: current, remote, differential and reclosing automation. At the moment, for the listed types and kinds of protection, there are scientific developments to solve these problems with their inherent advantages and disadvantages. The study indicates the most acute disadvantages of the differential relay protection.

Key words: *active adaptive network; FACTS; series compensation devices; power transmission lines; relay protection*

For citation: Ivanov IYu., Novokreshchenov VV., Ivanova VR. Current state of the problems of functioning of relay protection and automation complexes used in an active adaptive network. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2022;24(6):102-123. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-6-102-123.

Введение

В конце 20-го века в связи с развитием силовой электроники за рубежом стали появляться отдельные технические решения, направленные на решения задач по повышению «гибкости» электроэнергетических систем. Предпосылками для этого послужил ряд нерешённых проблем в электроэнергетике, существующих на тот момент, например, повышение динамической устойчивости ЭЭС, повышение пропускной способности ЛЭП, оптимальное управление потокораспределением передаваемой электрической мощности и т.д. По мере увеличения качества и количества этих технических решений это направление получило единый вектор под названием FACTS, что в дословном переводе означает «гибкие системы передачи переменного тока». В нашей стране для обозначения этих систем был введён термин «активно-адаптивные сети».

По мере реализации активно-адаптивных сетей на практике, а так же на стадии проектирования стали выявляться проблемы с устойчивостью функционирования устройств релейной защиты и автоматики в этих сетях. В основном эти проблемы обусловлены изменчивостью параметров активно-адаптивной сети. Но, как известно, во всех правилах есть исключения. В качестве такового примера могут послужить устройства регулирования параметров сети, подключаемые в сети последовательно, – продольные компенсаторы, которые даже в статическом режиме работы вносят погрешности в правильную работу РЗА. При этом их динамическое изменение не вносит дополнительной погрешности в работу некоторых защит, в частности дифференциальной защиты линии.

Актуальность исследования обусловлена тем, что в настоящее время проработка алгоритмов функционирования устройств релейной защиты и автоматики в условиях внедрения в электроэнергетической системе элементов активно-адаптивной сети представляется недостаточной, отсутствует теоретическая база для принятия обоснованных решений в части релейной защиты и автоматики для полноценной интеграции элементов активно-адаптивной сети в состав электроэнергетической системы [1].

Целью настоящей работы является теоретическое обобщение научной проблемы, связанной с функционированием комплексов релейной защиты и автоматики, применяемых в активно-адаптивной сети.

Поставленная цель достигается решением следующих задач:

1. Рассмотрение основных элементов электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью и определение наиболее востребованной для Российской Федерации FACTS-технологии.
2. Анализ проблем функционирования комплексов релейной защиты и автоматики при применении их на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации.
3. Определение перспективных направлений совершенствования алгоритмов функционирования устройств релейной защиты продольно-компенсированных линий электропередачи.

Литературный обзор

Элементы активно-адаптивной сети можно разделить на следующие группы [2]:

- 1) Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности и напряжения, подключаемые к сетям параллельно, – поперечные компенсаторы.
- 2) Устройства регулирования параметров сети (сопротивление сети), подключаемые в сети последовательно, – продольные компенсаторы.
- 3) Устройства, сочетающие функции первых двух групп, – устройства продольно-поперечного включения или комбинированные компенсаторы.
- 4) Устройства ограничения токов КЗ.
- 5) Накопители электрической энергии.
- 6) Преобразователи рода тока.

Первые три группы устройств относятся к технологии управляемых систем электропередачи переменного тока – *FACTS*. Отдельные типы устройств и технологии *FACTS* используются также в группах устройств 4, 5 и 6 [3]. *FACTS* — это аббревиатура от *Flexible AC Transmission System*, используемая *Electric Power Research Institute (USA, California)* (далее *EPRI*) в своей научно-технической литературе, начиная с 1987 года. В основе технологии регуляторов *FACTS* используются силовые полупроводники, которые обеспечивают более быструю реакцию по сравнению с системами, использующими электромеханическую базу.

До появления систем *FACTS* альтернатива силовой электронике была ограничена системами *SVC* (аббревиатура от английских слов *Static Var Compensator*), которые в основном использовались для контроля напряжения на промышленных объектах [4]. Нефтяные эмбарго 1974 и 1979 годов резко изменили ситуацию, потому что высокая стоимость нефти повлияла на стоимость электроэнергии в районах, которые получали питание от электростанций, использующих в качестве топлива нефтепродукты. Гораздо более высокая стоимость энергии также привела к тому, что стоимость стали, произведенной с помощью старых, энергонеэффективных сталелитейных технологий, используемых в США, стала неконкурентоспособной по сравнению с более энергоэффективными сталелитейными заводами в других странах. В результате производство стали в США было остановлено. Наряду с нефтяными электростанциями, себестоимость электроэнергии на которых стала существенно дороже, в США на среднем западе на тот момент так же эксплуатировались и угольные электростанции, в избыточном количестве производившие по себестоимости более дешёвую электроэнергию. Отсюда была выдвинута идея организовать передачу электроэнергии по существующим электрическим связям таким образом, чтобы более дешёвая электроэнергия от угольных станций поставлялась в районы, где электрическая энергия значительно подорожала. Это потребовало бы огромного количества оборудования для компенсации реактивной мощности, а также добавления систем, которые можно было бы использовать для увеличения потоков мощности в цепях высокого напряжения. Также потребовались бы средства для обработки сбоев или нарушений в системе, если какая-либо линия высокой мощности будет отключена что бы системные аварийные ситуации не могли привести к коллапсу энергосистемы. Это привело к разработке амбициозного плана *EPRI* по разработке технологий, которые можно использовать для управления потоками активной мощности в системе переменного тока, а также для управления реактивной мощностью, генерируемой потоками высокой мощности на существующих линиях переменного тока. Идея заключалась в том, чтобы по максимуму использовать имеющуюся термическую пропускную способность существующих линий электропередачи для перетока мощности из регионов с избыточной мощностью в регионы со спросом на более дешёвую электроэнергию. Так возник проект *EPRI* по разработке гибкой системы передачи переменного тока (*FACTS*) куда так же вошли уже существующие системы *SVC*.

Как уже упоминалось выше, первыми устройствами *FACTS* стали статические компенсаторы реактивной мощности (*SVC*), которые были разработаны в 1970-х годах для решения проблем динамического поддержания уровня напряжения в узлах электрической сети на строго заданном уровне. Первым экспериментальным применением системы *SVC* был совместный проект *EPRI, Minnesota Power & Light (USA, Minnesota)* и *Westinghouse (USA, Pennsylvania)*, введенный в эксплуатацию в 1978 году. Система, установленная *MP&L* на подстанции *Shannon (USA, Minnesota)*, позволила увеличить мощность, передаваемую от Манитобы до Миннесоты на 80 МВт (с 320 до 400 МВт). На тот момент системы *SVC* представляли собой 3 разновидности: реактор с тиристорным переключением, реактор с тиристорным управлением и конденсатор с тиристорным переключением (см. рис. 1), общей чертой которых являлось использование тиристорных элементов, посредством которых осуществлялось подключение реакторов или конденсаторов к сети (несмотря на то, что впоследствии появились и другие статические устройства компенсации

реактивной мощности, использующие элементы силовой электроники, исторически так сложилось, что за термином SVC так и остались только три этих устройства).

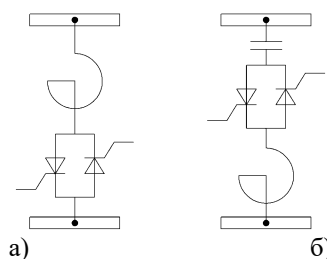


Рис. 1. Статические компенсаторы реактивной мощности: а – реактор с тиристорным переключением (или управлением); б – конденсатор с тиристорным переключением. Однолинейная принципиальная электрическая схема

Fig.1. Static Var Compensator (SVC): а – Thyristor-Switched (-Controlled) Reactor; б – Thyristor-Switched Capacitor

Реакторы с тиристорным переключением (или управлением) применялись и применяются для регулируемого поглощения реактивной мощности. Они представляют собой реактор, подключённый к шинам подстанции параллельно потребителю через управляемые полупроводниковые элементы – тиристоры [5, 6]. Отличие реактора с тиристорным переключением от реактора с тиристорным управлением заключается в способе управления полупроводниками: у реактора с тиристорным переключением регулирование осуществляется дискретно, путём открытия тиристоров при угле напряжения 90° (полностью включено) или 180° (полностью выключено) [7]; у реактора с тиристорным управлением регулирование осуществляется путём изменения угла открытия тиристоров [8, 9].

Для компенсации дефицита реактивной мощности применяется конденсатор с тиристорным переключением (см. рис. 1 б) который представляет собой электрическую ёмкость, подключённую к сети параллельно через тиристорный ключ. Коммутация конденсатора осуществляется дискретно — либо полностью включено, либо полностью отключено. Для ограничения токов коммутации в схеме дополнительно используется токоограничивающий реактор [10, 11].

По мере совершенствования силовой электронной базы стало возможным появление такой разновидности поперечных компенсаторов как *STATCOM* – статического компенсатора. Первые промышленные заделы на этом поприще использовали *GTO* (от англ. *Gate Turn-Off* – тиристор с запираемым затвором) и *IGCT*-тиристоры (от англ. *Integrated Gate-Commutated Thyristor* – тиристор с коммутируемым затвором). Однако с конца 1990-х годов биполярные транзисторы с изолированным затвором (*IGBT*) начали достигать технического совершенства современного уровня, что послужило причиной замены элементной базы статических компенсаторов с тиристорной на транзисторную [12]. Таким образом, современный статический компенсатор представляет собой статическое высоковольтное электронное устройство осуществляющее компенсацию реактивной мощности, путём циркуляции переменного тока с регулируемым опережающим или отстающим углом за счёт высокоскоростного переключения транзисторов методом широтно-импульсной модуляции (см. рис. 2).

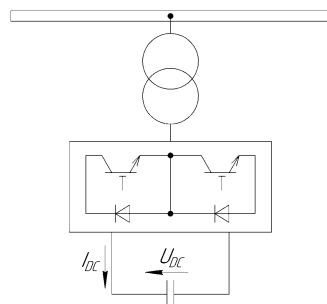


Рис. 2. Статический синхронный компенсатор. Схема электрическая принципиальная однолинейная

Fig.2. Static Synchronous Compensator (STATCOM)

Примерно в то же время, а именно в 1999 году, в современном виде появилась на свет ещё одна разновидность поперечных компенсаторов – магнитоуправляемый шунтирующий реактор (МШР). Он представляет собой мощное трехфазное продолжение магнитного усилителя с встречно-параллельным соединением обмоток управления, как показано на рис. 3. Шунтирующий реактор с магнитным управлением имеет стальной магнитопровод и две обмотки. Одна из обмоток, а именно силовая обмотка, подключена к электрической сети высокого напряжения ($U_{ВН}$), а вторая обмотка, обмотка управления, подключена к источнику постоянного напряжения регулируемой величины (U_y). Силовая и управляющая обмотки соединены встречно-параллельно, и два сердечника не имеют прямой электромагнитной связи [13].

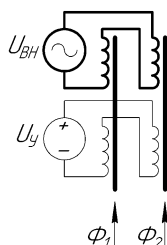


Рис. 3. Принципиальная электрическая схема одной фазы шунтирующего реактора с магнитным управлением

Fig.3. Magnetically controlled electrical reactor phase

Обмотка управления питается от выпрямителя, управляемого силовой электроникой, обеспечивающего регулируемый постоянный ток намагничивания. Принцип работы реактора основан на создании управляющей обмоткой постоянного подмагничивающего потока управляемой величины, который смещает переменный поток в область насыщения кривой намагничивания, что приводит к изменению индуктивности устройства.

Управляемые шунтирующие реакторы, будучи российской разработкой, доказали свою эффективность в повышении надежности сети Единой энергетической системы (ЕЭС) России благодаря их способности нормализовать условия работы линий электропередачи и генераторов. Внедрение МШР началось в 1997 году, когда был изготовлен его опытный образец в варианте РТУ-25000/110-У1. В 1998 году он прошел комплексные испытания и, впоследствии, поступил в опытную эксплуатацию на полигоне ВЭИ НТЦ в Тольятти. После этого реактор был отправлен в Северные электрические сети, Пермэнерго (Российская Федерация) и установлен на ПС 110 кВ «Кудымкар». В сентябре 1999 года он был введен в эксплуатацию вместе с существующими статическими шунтирующими конденсаторами емкостью 52 МВАр. Это был первый успешный опыт промышленной эксплуатации МШР.

МШР (110 кВ 25 000 кВА), установленный на подстанции «Кудымкар» Пермэнерго, эксплуатируется уже более 22 лет (Брянцев и др., 2006). Фактически был реализован управляемый источник реактивной мощности с параллельным включением МШР и конденсаторной батареи для обеспечения плавного регулирования реактивной мощности как в режиме поглощения (в пределах номинальной мощности реактора), так и в режим генерации (в пределах номинальной мощности конденсаторов).

К настоящему времени в России и некоторых других странах (Казахстане, Белоруссии, Литве, Анголе) введено в эксплуатацию большое количество управляемых шунтирующих реакторов общей мощностью более 8000 МВАр. Большинство МШР общей мощностью более 6200 МВАр установлено в России.

Ограничения возможности передачи электроэнергии в системе переменного тока могут быть также устранены путем включения конденсаторов последовательно с воздушной линией передачи. Одним из первых крупных применений емкостной последовательной компенсации была система передачи 400 кВ, построенная в конце 1940-х годов для передачи мощности от гидроэлектростанций в Северной Швеции к центрам нагрузки в средней и южной частях страны [14]. В начале 1950-х годов, в нашей стране в связи с сооружением гигантских гидроэлектростанций на Волге — Куйбышевской ГЭС и Сталинградской ГЭС для передачи их мощности в Москву были построены две двухцепные линии электропередачи, проектной мощностью по 1 000...1 200 тыс. кВт каждая. Для обеспечения столь высокой пропускной способности каждая цепь каждой линии была снабжена 4-мя равномерно распределёнными по длине линии устройствами продольной компенсации (далее УПК).

В 1960-х годах коммутируемая схема последовательной компенсации была применена в системе 500 кВ *Pacific AC Intertie (USA)* для решения аварийных ситуаций, таких как отключение одной из двух параллельных линий переменного тока, используемых для соединения энергосистем между гидроэлектростанциями вдоль реки Колумбия на северо-западе страны и электроэнергетическими системами на севере и юге Калифорнии. Данная инновация позволяла восполнить пропускную способность в этой межсистемной связи, когда отключалась одна из линий. Эта система также использовалась для увеличения потоков мощности по линиям переменного тока в случае отключения линии постоянного тока высокого напряжения, проходящей параллельно.

В марте 1970 года на смену УПК работающим на ЛЭП Куйбышев – Москва, которые были демонтированы вместе с линией из-за пуска в европейской части страны атомных электростанций, пришло новое нерегулируемое устройство продольной компенсации мощностью 576 МВАр. Оно было использовано для увеличения пропускной способности существующей линии электропередач 500 кВ Братск-Иркутск, что позволило отказаться от строительства второй цепи этой линии.

Как и любое техническое решение, врезка в линию устройств продольной компенсации помимо достоинств обладает также и недостатками. Одним из этих недостатков является возможность появления подсинхронного электромеханического резонанса турбогенераторов, приводящего к поломке валов их роторов. Данное явление впервые проявилось в начале 1970-х годов на генераторах *Mohave Power Station (USA, Nevada)* [15]. Данный факт в последующем воспрепятствовал широкому применению последовательных конденсаторов в регионах с крупными паротурбинными электростанциями. Однако можно предотвратить возникновение подсинхронных колебаний, если ввести достаточное демпфирование колебательных мод в подсинхронной области частот. Эта проблема также поспособствовала появлению управляемых устройств продольной компенсации.

На сегодняшний день существует четыре разновидности управляемых УПК: последовательный конденсатор с тиристорным переключением, последовательный конденсатор с управлением на запираемом тиристоре, последовательный конденсатор с тиристорным управлением и статический синхронный продольный компенсатор. Последовательный продольный компенсатор представляет собой конденсатор неизменной емкости, шунтированный тиристорным переключателем, который включаясь, шунтирует ёмкость C , таким образом, исключая её влияние на сеть (см. рис. 4) [16].

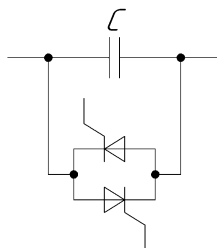


Рис. 4. Последовательный конденсатор с тиристорным переключением (односекционный)

Fig.4. Thyristor-Switched Series Capacitor (TSSC)

Для ступенчатого регулирования такие конденсаторы включаются в последовательную цепочку (см. рис. 5).

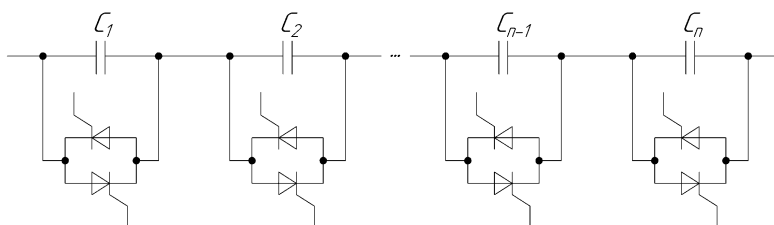


Рис. 5. Последовательный конденсатор с тиристорным переключением (многосекционный)

Fig.5. Multisection TSSC

Последовательный конденсатор с управлением на запираемом тиристоре состоит из тех же элементов, что и последовательный (продольный) конденсатор (добавочная емкость) с тиристорным переключением, изображённый на рисунке 4 с тем лишь отличием, что позволяет плавно регулировать подключаемую ёмкость за счёт угла открытия тиристора

[17, 18], что позволяет его использовать так же и для демпфирования колебаний в энергосистеме, в том числе для подавления подсинхронного резонанса.

Последовательный (продольный) конденсатор (добавочная емкость) с тиристорным управлением представляет собой устройство для плавного (бесступенчатого) регулирования сопротивления сети (см. рис. 6) [19].

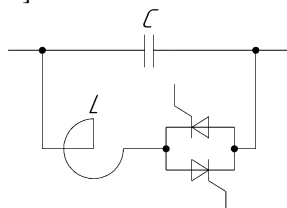


Рис. 6. Последовательный конденсатор с тиристорным управлением

Fig.6. Thyristor-Controlled Series Capacitor (TCSC)

Помимо этого, за счёт имеющейся индуктивности L , он позволяет регулировать сопротивление линии электропередачи как в меньшую так и в большую сторону. Это может быть востребовано для управления потоками активной мощности в энергосистеме. Однако, его применение ограничено существенным недостатком – невозможностью плавного перехода между емкостным и индуктивным режимами работы. Этого недостатка лишён статический синхронный продольный компенсатор (см. рис. 7). При подключении внешнего накопителя он также способен подпитывать линию активной мощностью [20, 21].

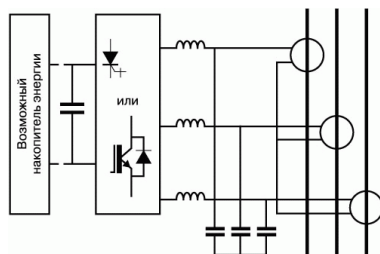


Рис. 7. Статический синхронный продольный компенсатор. Схема электрическая принципиальная

Fig.7. Static Synchronous Series Compensator (SSSC)

Достижение поперечным и продольным статическими синхронными компенсаторами технической зрелости позволило объединить эти два устройства в одно, тем самым объединив их достоинства и частично нивелируя недостатки. Так появилось устройство под названием унифицированный регулятор потокораспределения мощности. Как уже было проанонсировано выше, оно состоит из двух статических синхронных компенсаторов – поперечного и продольного, соединённых между собой посредством звена постоянного тока (см. рис. 8) [22, 23]. Такой симбиоз обеспечивает комплексный подход к увеличению пропускной способности линии электропередачи [24, 25].

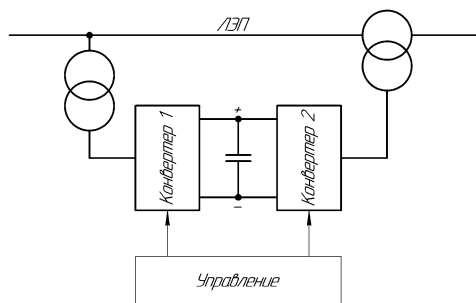


Рис. 8. Унифицированный регулятор потокораспределения мощности

Fig.8. Unified Power Flow Controller (UPFC)

Возможно для некоторых применений более дешёвым аналогом может оказаться устройство под названием Межлинейный регулятор потокораспределения мощности. Он предназначен для распределения активной и реактивной мощности между параллельными

линиями [26, 27]. Представляет собой несколько SSSC-устройств (статических синхронных продольных компенсаторов) объединённых через звено постоянного тока (см. рис. 9) [28, 29].

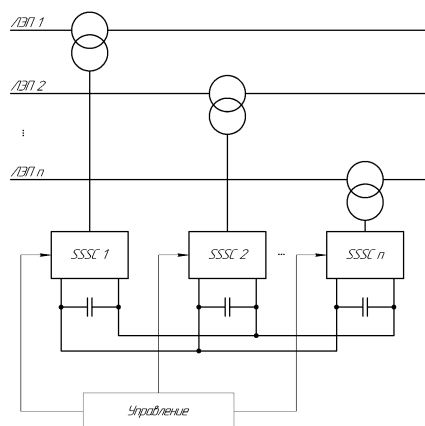


Рис. 9. Межлинейный регулятор потокораспределения мощности

Fig.9. Interline Power Flow Controller (IPFC)

Отметим, что использование нерегулируемых устройств продольной компенсации приводит к увеличению токов короткого замыкания, что является серьёзной проблемой для подавляющего большинства силового оборудования. Как было сказано в начале этого раздела, отдельные типы устройств и технологии FACTS, так же используются для задач ограничения токов КЗ. Перечислим наиболее популярные из них.

Для ограничения токов короткого замыкания используются следующие методы:

- метод оптимизации структуры и параметров сети (схемные решения);
- метод оптимизации режима заземления нейтралей элементов электрических сетей;
- стационарного или автоматического деления сети;
- использования токоограничивающих устройств;
- изменения схем электрических соединений обмоток трансформаторов и автотрансформаторов.

В качестве средства ограничения токов короткого замыкания, соответственно, используются или могут быть использованы:

- устройства автоматического деления сети;
- токоограничивающие реакторы;
- трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения;
- трансформаторы с повышенным напряжением КЗ;
- безынерционные токоограничивающие устройства различного типа (резонансные, реакторно-вентильные, со сверхпроводящими элементами и т.п.);
- токоограничивающие коммутационные аппараты;
- токоограничивающие резисторы;
- автотрансформаторы, нормально выполненные без третичной обмотки, соединенной в треугольник;
- разземление нейтралей части трансформаторов;
- заземление нейтралей части трансформаторов и автотрансформаторов через реакторы, резисторы или иные токоограничивающие устройства;
- замена на связях распределительных устройств различного напряжения автотрансформаторов на трансформаторы;
- автоматическое размыкание в аварийных режимах третичных обмоток автотрансформаторов;
- специальные схемы соединения обмоток трансформаторов блоков;
- вставки постоянного тока;
- вставки переменного тока не промышленной частоты.

Из выше перечисленных средств отношение к гибким линиям электропередачи имеют следующие устройства: резонансные безынерционные токоограничивающие устройства, токоограничивающие устройства трансформаторного типа, токоограничивающие устройства реакторно-вентильного типа, вставки постоянного тока.

Работа резонансных токоограничивающих устройств основана на расстройке резонанса при наступлении аварийного режима из-за чего происходит повышение сопротивления цепи и, соответственно, снижение токов короткого замыкания [30]. В настоящее время известно более ста вариантов реализации схемы этих устройств. В схемах с применением FACTS-технологии расстройка резонанса осуществляется за счёт использования силовых полупроводниковых элементов – тиристоров (см. рис. 10).

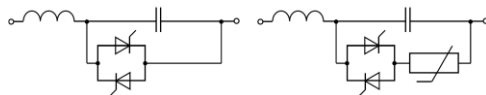


Рис. 10. Схемы резонансных токоограничивающих устройств с использованием FACTS-технологии

Fig.10. Schemes of resonant current-limiting devices using FACTS technology

Основным элементом токоограничивающих устройств трансформаторного типа является трансформатор, первичная обмотка которого включена последовательно, а вторичная замкнута накоротко через тиристоры (см. рис. 11). В случае возникновения короткого замыкания вторичная обмотка размыкается и в первичной цепи возникает эффект токоограничения. Для снижения потерь напряжения в первичной обмотке, во вторичную включают конденсатор (см. рис. 12). Тиристорный ключ в этом случае служит для регулировки сопротивления первичной обмотки, а для ограничения ударных токов служит размыкатель ОТ.

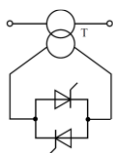


Рис. 11. Токоограничивающее устройство трансформаторного типа (без емкостной компенсации)

Fig.11. Current-limiting device of transformer type (without capacitive compensation)

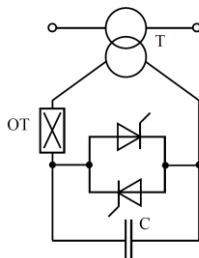


Рис. 12. Токоограничивающее устройство трансформаторного типа (с емкостной компенсацией)

Fig.12. Current-limiting device of transformer type (with capacitive compensation)

Основным элементов токоограничивающих устройств реакторно-вентильного типа является сдвоенный реактор с высоким коэффициентом магнитной связи между половинками ректора. Возможны два основных исполнения этого устройства. На рисунке 13,б изображена схема в которой тиристорный ключ включён только в одну из ветвей реактора. Такое схемное решение позволяет использовать тиристоры с меньшим номиналом по току. При наступлении аварийного режима (короткое замыкание) тиристорный ключ размыкается. При этом во второй ветви возникает значительное токоограничение. Далее короткое замыкание отключается внешним электромеханическим выключателем. В схеме, изображённой на рисунке 13,а тиристорные ключи включаются в обе ветви. Один из них способствует значительному токоограничению во второй ветви, а другой размыкает цепь, когда ток проходит через ноль.

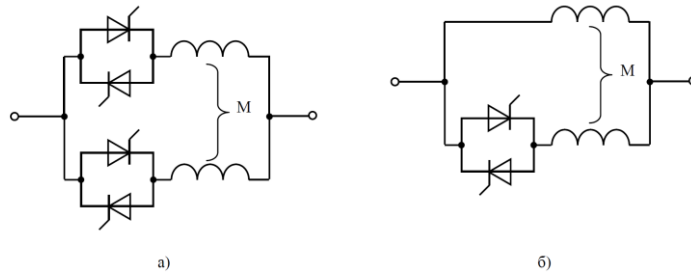


Рис. 13. Схемы токоограничивающих устройств реакторно-вентильного типа

Fig.13. Schemes of current-limiting devices of the reactor-valve type

Для ограничения токов КЗ так же могут использоваться вставки постоянного тока. Они состоят как правило, из следующих элементов (см. рис. 14): выпрямителя В и инвертора И, связанных между собой коротким отрезком линии электропередач W ; для обеспечения гальванической развязки между системами применяются два трансформатора – T_1 (со стороны выпрямителя) и T_2 (со стороны инвертора) [31, 32, 33].

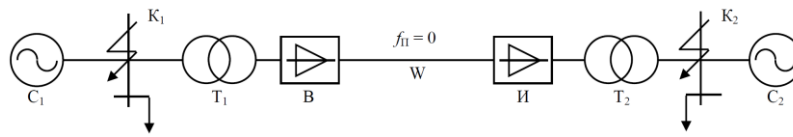


Рис. 14. Пример вставки постоянного тока
Fig.14. High-Voltage Direct-Current Transmission (HVDC)

Подобная система на основе преобразователей тока мощностью 1420 МВт была реализована в 1980-х годах для экспорта электроэнергии из России в Финляндию на подстанции 330/400 кВ Выборгская. Для создания несинхронной связи энергосистем Сибири и Востока, в настоящее время работающих раздельно ООО «НПЦ Энерком-Сервис» разрабатывает оборудование вставки постоянного тока мощностью 200 МВт, которая позволит объединить энергосистему России в единое целое.

Вставки постоянного тока так же позволяют решать задачу увеличения пропускной способности линии электропередачи. В этом случае она представляет собой систему с распределёнными параметрами, т.е. вместо короткого отрезка используется длинная линия электропередачи. В настоящее время известно несколько топологий этого технического решения, а именно существует три типа HVDC-вставок (от англ. *High-Voltage Direct-Current transmission*) [34, 35, 36]:

- однополярная (однополюсная) вставка (рисунок 15);
- двухполярная (двухполюсная) вставка (рисунок 16);
- униполярная вставка (рисунок 17).

Однополярная вставка состоит из одного проводника имеющего, как правило, отрицательную полярность. В качестве обратного проводника может использоваться земля или металлический провод.

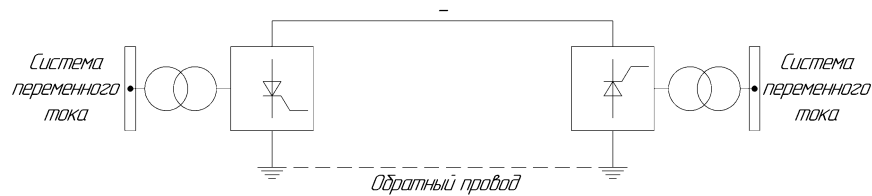


Рис. 15. Однополярная вставка HVDC

Fig.15. Monopolar HVDC link

Двухполярная вставка состоит из двух каналов разной полярностью с независимым управлением. При отказе одного из звеньев (выпрямитель или инвертор) данный элемент шунтируется обходными коммутационными аппаратами. Так же в этом случае в качестве обратного проводника может использоваться заземление.

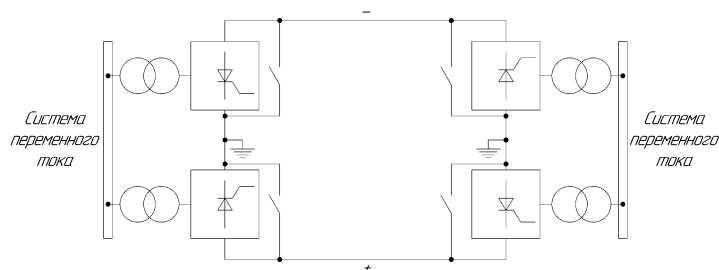


Рис. 16. Двухполярная вставка HVDC

Fig.16. Bipolar HVDC link

Униполярная вставка имеет два или более проводников отрицательной полярности. В качестве обратного провода используется заземление. В случае выхода из строя одного из элементов (выпрямитель, инвертор, провод) их нагрузку берёт на себя другой канал способный передавать мощность выше номинальной [37].

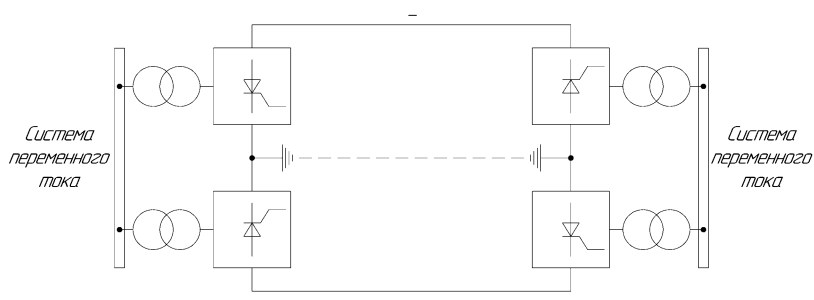


Рис. 17. Униполярная вставка HVDC

Fig.17. Monopolar HVDC link

Доказано, что FACTS-системы работают эффективней, если в их составе используются накопители электрической энергии (например, см. рис. 7). Такими накопителями могут быть:

- аккумуляторные батареи большой емкости (АББЭ);
- накопители энергии на основе молекулярных конденсаторов;
- накопители энергии на основе низкотемпературных (охлаждение жидким гелием) сверхпроводников;
- накопители энергии на основе топливных элементов [38];
- синхронные машины с преобразователями частоты в первичной цепи с маховиками на валу;
- асинхронизированные машины с маховиками на валу.

Наиболее перспективными считаются электростатические накопители (первые четыре пункта) так как они потенциально могут запастись большее количество энергии при меньших затратах (при соответствующем развитии технологии). Кроме того, они лишены вращающихся и трущихся частей, а эксплуатационные издержки по сравнению с электромашинными накопителями (последние два пункта) в перспективе будут стремиться к нулю. К сожалению в России в качестве задела по этому направлению имеется только лишь эскизный проект маховикового накопителя на основе асинхронизированной машины вертикального исполнения мощностью 200 МВт.

Материалы и методы

Методы исследования основаны на положениях системного анализа, теоретической электротехники, теоретических основ релейной защиты. По данным открытой печати и обсуждений проводится анализ влияния устройств продольной компенсации на режимы работы линий электропередачи. При исследовании проблем функционирования комплексов релейной защиты и автоматики компенсированной ЛЭП рассматривается теоретическая модель продольно-компенсированной электрической сети.

Схема модели продольно-компенсированной электрической сети (рис. 18) включает в себя:

- 1) идеальные источники трёхфазного синусоидального напряжения;
- 2) идеальные конденсаторы C ;
- 3) секции воздушной ЛЭП;

4) точки КЗ в различных участках продольно-компенсированной электрической сети.

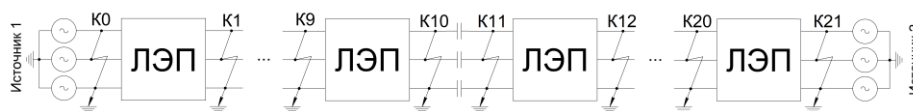


Рис. 18. Схема модели продольно-компенсированной электрической сети

Fig.18. Scheme of the series-compensated electrical network model

Согласно теоретическим основам электротехники, 100% компенсация продольного индуктивного сопротивления контура достигается тогда, когда последовательно включённые индуктивное и ёмкостное сопротивление равны (по модулю) между собой, т.е. когда:

$$|X_L| = |X_C| \quad (1)$$

$$\text{или} \\ |j\omega L| = \left| \frac{1}{j\omega C} \right|, \quad (2)$$

где X_L – индуктивное сопротивление, X_C – ёмкостное сопротивление, j – мнимая единица, ω – угловая частота, L – индуктивность, C – ёмкость.

Так как за счёт того, что индуктивное и ёмкостное сопротивление имеют разные знаки, при их последовательном сложении результирующее сопротивление равно нулю. Соответственно, когда их модули неравны, происходит либо неполная компенсация (недокомпенсация), либо перекомпенсация (когда ёмкостное сопротивление больше индуктивного).

Основные результаты и обсуждение

В рамках изложенного выше литературного обзора можно сделать вывод, что в нашей стране (в Российской Федерации) в контексте FACTS-технологий сделан хороший задел относительно управляемых устройств поперечной компенсации. Применение других известных FACTS-технологий имеется только в планах. На наш взгляд, ввиду большой протяжённости нашей страны наиболее востребованными для России FACTS-технологиями являются УУПК и HVDC. Это подтверждается опубликованными планами на сайте ФСК ЕЭС [39, 40]. При этом из этих двух технологий наибольшее предпочтение отдаётся именно УУПК как более дешёвой технологии увеличения пропускной способности ЛЭП.

Как уже было сказано ранее установка на линии электропередач устройств продольной компенсации позволяет решить следующие проблемы:

- 1) увеличение пропускной способности линии за счёт компенсации индуктивного сопротивления;
- 2) повышение статической и динамической устойчивости между системами за счёт демпфирования электромеханических колебаний (в случае применения управляемого УПК);
- 3) управление потоками активной мощности нескольких параллельных линий (в случае применения управляемого УПК хотя бы на одной из линий).

Как правило, установка устройств продольной компенсации целесообразна на линиях с соотношением индуктивного сопротивления к активному сопротивлению более 15 – 20 [41]. Для зарубежных стандартов такими параметрами обладают линии от 400 кВ. В России такими линиями являются ЛЭП с напряжением 500 – 750 кВ [41].

Продольная компенсация бывает сосредоточенная и распределённая. Распределённая компенсация выполняется при степени компенсации индуктивного сопротивления более 50%. Во всех остальных случаях она выполняется сосредоточенной.

Как показывают математические выкладки и многочисленные исследования, например [42], устройство сосредоточенной продольной компенсации целесообразней устанавливать в середине линии. Это обеспечивает максимально возможную пропускную способность (при прочих равных условиях) и при этом наименьшее значения перенапряжения на выводах УПК. В случае использования двух и трёх УПК на линии, то их оптимальное расположение зависит от длины ЛЭП. С точки зрения пропускной способности для ЛЭП до 500 км расположение УПК значения не имеет. Для ЛЭП длиной более 500 км наибольшая пропускная способность наблюдается (в пределе 100% компенсации) при наиболее равномерном расположении УПК по длине линии. С точки

зрения перенапряжений на выводах конденсаторов, то перенапряжения минимальны, если устройства продольной компенсации так же располагаются равномерно (для линий длиной до 1000 км). Для линий длиной 1000 км и более в случае использования двух УПК наименьшие перенапряжения наблюдаются при расположении УПК по концам линии, однако, это оказывается в ущерб пропускной способности. Для решения этой проблемы предлагается располагать УПК асимметрично относительно центра линии – в начале и в середине [43].

Теоретическим пределом продольной компенсации является тот случай, когда емкостное сопротивление УПК равно индуктивному сопротивлению линии электропередач. На практике данный режим едва достижим по ряду факторов. Во-первых, как уже было сказано выше, и как это следует из закона электрофизики, на большем сопротивлении при прочих равных условиях возникает большая разность потенциалов. В данном случае эта разность потенциалов приводит к перенапряжениям на выводах компенсирующих конденсаторов. Как уже отмечалось выше, эта проблема имеет решение, заключающееся в распределении компенсирующей ёмкости вдоль линии. Отметим, что при большей степени продольной компенсации и при большей длине линии требуется большее количество УПК. Но при увеличении количества пунктов УПК стоимость всего проекта пропорционально увеличивается и при всём при этом из-за увеличения количества элементов снижается надёжность ЛЭП. Во-вторых, степень компенсации более 50% приводит к неправильной работе всех известных видов защит. Это связано, в частности, с возникновением на таких линиях при внешних и внутренних коротких замыканиях таких явлений как: инверсия тока, инверсия напряжения, возникновение низкочастотных колебаний после отключения короткого замыкания и т.д. Все эти явления приводят к неправильной работе релейной защиты и автоматики. Обсудим эти проблемы более подробно.

Токовые отсечки. Ток к. з., на который реагирует отсечка,

$$I_K = \frac{E}{x_{AK}},$$

где x_{AK} – реактивное сопротивление сети от источника питания до точки к. з. (рис. 19, а).

При к. з. до УПК сопротивление x_{AK} растет при удалении точки к. з., в связи с чем ток I_K (рис. 19, б) уменьшается.

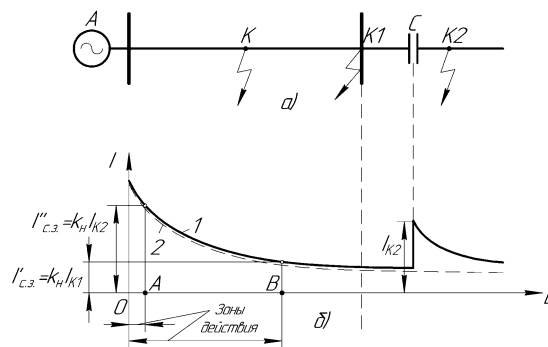


Рис. 19. Влияние устройства продольной емкостной компенсации (УПК) на работу токовой отсечки:

а – участок сети с УПК; б – характер изменения тока КЗ и зона действия отсечки при наличии и отсутствии УПК (кривые 1 и 2)

Fig.19. Influence of the Series Capacitor (SC) on the operation of the current cutoff:

а - section of the network with the SC; б - the character of the short-circuit current change and the cutoff coverage area in the presence and absence of the SC (curves 1 and 2)

В случае к. з. за УПК ток к. з. увеличивается скачком от I_{K1} до I_{K2} из-за компенсирующего действия емкости C УПК. По мере дальнейшего перемещения точки $K2$ ток I_K снова уменьшается за счет удлинения участка ЛЭП до точки короткого замыкания.

Ток срабатывания мгновенной отсечки выбирается так, чтобы она не действовала за пределами защищаемой линии. Из приведенных кривых 1 и 2 (рис. 19, б) видно, что при наличии УПК $I''_{с.з.} > I'_{с.з.}$, а зона действия отсечки соответственно меньше, чем при отсутствии УПК ($OA < OB$). Таким образом, продольная компенсация существенно снижает эффективность токовой отсечки и ограничивает возможность ее применения.

Аналогично влияет УПК и на токовые отсечки нулевой последовательности, но в меньшей степени, поскольку x_0 (т.е. сопротивление нулевой последовательности) линии в 2–3 раза больше x_1 , а x_0 и x_1 УПК одинаковы, поэтому емкостное сопротивление $x_{УПК}$ в меньшей степени снижает суммарное индуктивное сопротивление x_0 сети и линии от места установки защиты до точки к. з.

Дистанционная защита. На рис. 20 показан характер изменения сопротивления при удалении точки к. з. K от места установки дистанционной защиты P1. При к. з. до УПК это сопротивление растет пропорционально расстоянию до места к. з. При переходе точки к. з. за УПК (из K1 в K2) величина сопротивления резко уменьшается, поскольку батарея конденсаторов компенсирует определенную часть индуктивности линии. При дальнейшем удалении точки К (за точку K2) сопротивление участка снова нарастает, но закон пропорциональности между полным сопротивлением и расстоянием до места короткого замыкания, положенный в основу принципа действия дистанционных защит, оказывается нарушенным (см. рис. 20, б).

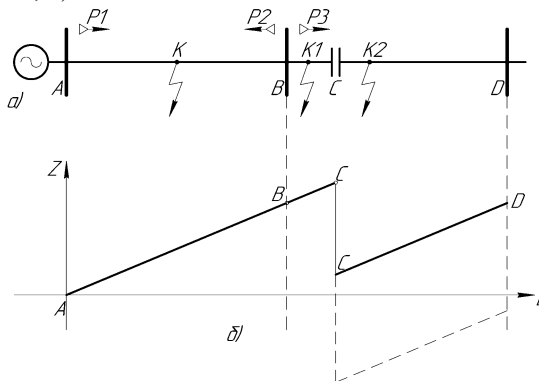


Рис. 20. Влияние ёмкости УПК на работу дистанционной защиты

Fig.20. Influence of the capacitance of the Series Capacitor on the operation of distance protection

Таким образом, далекое к. з., произошедшее на смежной линии BD , воспринимается защитой P1 как близкое к. з., расположенное на защищаемой линии AB , в результате защита может срабатывать неправильно с выдержкой времени первой зоны. Помимо искажения величины измеренного сопротивления z_p , $x_{УПК}$ (реактивное сопротивление устройства продольной компенсации) может исказить знак реактивной составляющей z_p , что приводит к нарушению направленности действия защиты. Такие условия возникают тогда, когда емкостное сопротивление УПК преобладает над индуктивным сопротивлением линии, от места установки защиты до места включения продольной компенсации. Например, для защиты P1 при $x_{УПК} > x_{AC}$ сопротивление z_{K2} в случае повреждения в точке K2 и за ней имеет емкостный характер, т. е. его индуктивная составляющая имеет отрицательный знак. Так как характеристика срабатывания реле включает в себя, как правило, по большей части зону положительных активно-индуктивных значений реле P1 не будет действовать, оно воспринимает это к. з. как повреждение до шин А.

Необходимо отметить, что и реле P3, находящееся у места к. з. (при повреждении в K2), отказывает в действии по той же причине, так как $x_{УПК} > x_{BC}$. В то же время реле P2 придет в действие, хотя по своему принципу оно не должно работать. При индуктивном сопротивлении участка BC (к. з. в K1) z_{P2} на реле P2 имеет отрицательный знак и располагается в III квадранте (в зоне отрицательных активных и реактивных сопротивлений), если же сопротивление BC станет емкостным (при к. з. в K2), то вектор сопротивления может попасть в другой квадрант, в ту часть, которая охвачена характеристикой реле, что приведёт к его неправильному срабатыванию. Из всего сказанного следует, что наличие УПК весьма существенно влияет на поведение дистанционных защит, искажая величину и знак z_p и приводит к неправильным действиям этих защит. Применение дистанционных защит в сети с УПК возможно при условии ограничения их зон действия и при относительно небольшом значении $x_{УПК}$.

Направленная защита (токовая). Наличие продольной компенсации может вызывать отказ и неправильное действие реле направления мощности в направленных защитах. Например, реле мощности, расположенное в P2 (рис. 20, а), из-за возникающей инверсии тока может неправильно работать при к. з. в точке K2 за УПК.

Дифференциальная защита линий. Дифференциально-фазная высокочастотная защита.

Рассмотрим случай, когда конденсаторная батарея расположена на одном из концов линии электропередачи. Если при коротком замыкании вблизи конденсаторов ёмкостное сопротивление последних достаточно велико для перекомпенсации индуктивности участка в сторону питающей системы, то применение дифференциально-фазных защит затруднено: ток короткого замыкания в перекомпенсированном участке получается опережающим, а на противоположном конце поврежденной линии – отстающим (дифференциально-фазная защита отказывает в действии). Такое положение наиболее вероятно в схеме рис. 21, а. В остальных случаях оно может иметь место при степени компенсации, большей 0,5. Следует заметить, что если конденсаторы продольной компенсации, послужившие причиной отказа релейной защиты, окажутся в результате повышения напряжения на их зажимах зашунтированными защитным разрядником, релейная защита подействует правильно [44].

Рассмотрим случай, когда конденсаторная батарея расположена в середине участка (рис. 21, б и 21, в). При этом варианте правильная работа высокочастотных защит обеспечивается при степени компенсации, не превышающей 0,5. При степени компенсации, большей 0,5 возможны отказы защит в действии по причинам, указанным выше.

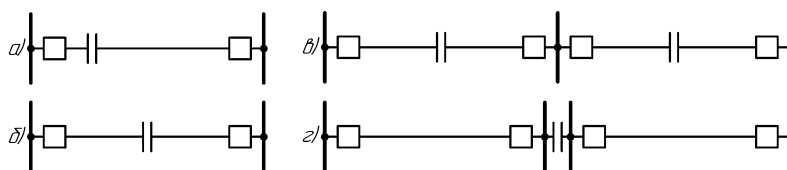


Рис. 21. Варианты расположения конденсаторов продольной компенсации

Fig.21. Series Capacitor Location Options

Рассмотрим вариант, когда конденсаторная батарея расположена между шинами переключательного пункта (рис. 21, г). Существенным преимуществом данного варианта, с точки зрения релейной защиты, является независимость в этом случае действия как направленной и дифференциально-фазной высокочастотных защит, так и поперечной защиты параллельных линий от работы разрядников, поскольку конденсаторы продольной компенсации в варианте рис. 3,г располагаются вне зон действия этих защит [44].

Наличие на линии устройств продольной компенсации также значительно усложняют работу автоматики повторного включения (АПВ) [45, 46, 47].

Из-за описанных выше проблем степень компенсации продольного сопротивления линии как правило составляет не более 50%. Тем не менее существуют научные разработки позволяющие частично решать описанные проблемы. В частности, выдающимся учёным и электроэнергетиком В. Г. Гарке был запатентован «быстродействующий релейный орган для дистанционной защиты линии с продольной компенсацией» позволяющий исключить из продифференцированного напряжения линии электропередачи первую производную напряжения на продольной ёмкости, тем самым повысив надёжность прототипа, взятого за основу [48].

Российским учёным Е. Н. Колобродовым предлагается разбивать защищаемую дистанционной защитой линию с продольной компенсацией на отдельные однородные по контролируемым электрическим параметрам участки [49].

Известен также «приём» с запоминанием вектора напряжения непосредственно до возникновения аварийного режима, позволяющего традиционной дистанционной защите правильно реагировать на короткие замыкания в зоне защищаемого объекта [50].

Известен метод искусственного ограничения зоны действия дистанционной защиты, когда при выходе точки короткого замыкания за устройство продольной компенсации, происходит блокировка ложного срабатывания. Для этого дополнительно вычисляется напряжение по следующей формуле и сравнивается с измеренным напряжением:

$$\bar{V}_{CALC} = \bar{Z}_{1L} \cdot (\bar{I}_A + k_0 \cdot \bar{I}_r) + (-jX_C) \cdot \bar{I}_A,$$

где:

- \bar{I}_A – ток фазы А в месте подключения реле;
- \bar{I}_r – ток нулевой последовательности в месте подключения реле;
- k_0 – компенсационный коэффициент нулевой последовательности;
- \bar{Z}_{1L} – сопротивление нулевой последовательности;
- X_C – сопротивление устройства продольной компенсации.

Если отношение рассчитанного напряжения V_{CALC} к измеренному V_{MEAS} оказывается больше единицы, то срабатывает блокировка (см. рис. 22) [50].

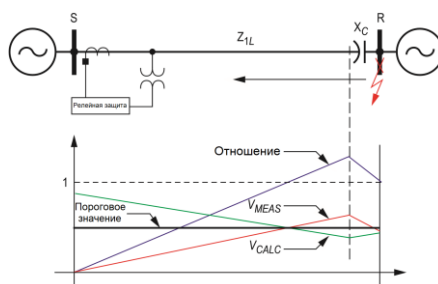


Рис. 22. Измеренное напряжение, расчетное напряжение и их соотношение меняются по мере перемещения места повреждения вдоль линии с последовательной компенсации

Fig.22. The measured voltage, the calculated voltage, and their ratio vary as the fault location moves along the series-compensated line

Существует решение и для дифференциальной релейной защиты. Оно заключается в переходе от одномерной плоскости к двумерной путём деления токов по концам линии друг на друга. Однако этот метод имеет один очень важный недостаток: если внутреннее короткое замыкание сопровождается подсинхронным резонансом время обнаружения внутреннего короткого замыкания может достигать 0,179 секунд [50]. Таким образом, на сегодняшний день применение дифференциальной защиты на ЛЭП ограничено появлением инверсии тока во время короткого замыкания, что в свою очередь ограничивает степень продольной компенсации ЛЭП и соответственно её пропускную способность. В мире существует несколько действующих проектов, где продольная компенсация составляет около 90% и при этом отсутствует явление инверсии тока при КЗ, что не мешает устойчивому функционированию дифференциальной релейной защиты, но это достигается за счёт большого количества распределённых вдоль линии устройств продольной компенсации, что, несомненно, ведёт к значительному удорожанию капитальных вложений.

Заключение

По результатам проведённого исследования, можно сделать следующие выводы:

1. Рассмотрены основные элементы электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Показано текущее состояние дел по применению элементов активно-адаптивной сети в ЕЭС России, а также перспективы дальнейшего внедрения этих элементов в ЕЭС России. Показано, что для Российской Федерации наиболее востребованной FACTS-технологией является компенсация реактивного сопротивления линии.
2. Освещены проблемы функционирования комплексов релейной защиты и автоматики при применении их на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации. Показано, что использование на линии устройства для продольной компенсации реактивного сопротивления создаёт проблемы функционирования для всех видов устройств релейной защиты и автоматики, а именно: токовой, дистанционной, дифференциальной и АПВ.
3. Существующие решения адаптации алгоритмов РЗА для защиты компенсированных ЛЭП в основном направлены на совершенствование дистанционной защиты. Так же имеется наработка в отношении дифференциальной релейной защиты, которая имеет существенный недостаток в определённых режимах функционирования – в режиме подсинхронного резонанса время реагирования на внутренне короткое замыкание может достигать 0,179 секунд. Таким образом, совершенствование алгоритмов функционирования дифференциальной релейной защиты, применяемой на ЛЭП с устройствами продольной компенсации, всё ещё остаётся актуальной задачей.

Научная новизна исследования состоит в теоретическом обобщении сложной научной проблемы, связанной с функционированием комплексов релейной защиты и автоматики, применяемых на компенсированных ЛЭП, что позволило разработать теоретическую базу для дальнейшего совершенствования алгоритмов функционирования различных видов релейной защиты при применении их на ЛЭП с устройствами продольной компенсации.

Литература

1. Нудельман Г.С., Подшивалин А.Н. Направления инновационного развития РЗА // Релейщик. 2015. № 3. с.18–22.
2. Глушкин И.З., Белотелов А.К., Косьянчук В.В., Сапожников А.В. Научно-технический отчет «Разработка концепции развития и применения систем релейной защиты и автоматики для интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью». Книга 1. М.: Общество с ограниченной ответственностью "Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ"; 2012. Работа выполнена по договору № 0710/2011.
3. СТАТКОМ [Интернет ресурс]. М: официальный сайт публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»). Доступно по: http://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/static_compensator_statcom/. Ссылка активна на 31 мая 2022.
4. Long W., Nilsson S.L. Introduction to flexible AC transmission systems (FACTS) controllers: a chronology. In: Andersen B. R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 3-12.
5. Bekri O. L., Fellah M. K. The Static Var Compensator (SVC) Device in the power systems Using Matlab/SimPowerSystems. In: International Conference on Electrical Engineering and its Applications «ICEEA'08»; 20-21 May 2008. Sidi Bel-Abbès; 2008. Available at: https://www.researchgate.net/publication/272294293_The_Static_Var_Compensator_SVC_Device_in_the_power_systems_Using_MatlabSimPowerSystems. Accessed: 24 Jul 2022.
6. Barrios-Martinez E., Ángeles-Camacho C. Technical comparison of FACTS controllers in parallel connection // Journal of applied research and technology. 2017. Vol.15, N1. pp. 36-44.
7. Mahapatra Sh., Goyal A., Kapil N. Thyristor Controlled Reactor for Power Factor Improvement // International Journal of Engineering Research and Applications. 2014. Vol. 4, N4. pp. 55–59.
8. Taktode K. C., Rojatkhar G. S., Raut Bh. T., et al. Reactive Power Control by Using Thyristor Switched Capacitor (TSC) and Thyristor Controlled Reactor (TCR) in FACTS // International Journal of Science and Research. 2019. Vol. 8, N4. pp. 61–64.
9. Miske S. A., Nozari F., Miller T., Moran R., Matraszek S. Static reactive power compensators for high voltage powersystems. Schenectady (NY): General Electric Company; 1982.
10. Lima M., Nilsson S.L. Technical Description of Static Var Compensators (SVC). In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 155-206.
11. Gelen A., Yalcinoz T. The behavior of thyristor switched capacitor (TSC) installed in an infinite bus system. In: The IEEE Region 8 Eurocon 2009 Conference; May 2009. Saint-Petersburg; 2009. Доступно по: https://www.researchgate.net/publication/224564356_The_behavior_of_Thyristor_Switched_Capacitor_TSC_installed_in_an_infinite_bus_system. Ссылка активна на 6 августа 2022.
12. Davidson C., de Oliveira M.M. Technical Description of Static Compensators (STATCOM). In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 207-251.
13. Smolovik S.V., Bryantsev A.M. Development of Magnetically Controlled Shunt Reactors in Russia. In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 401–421.
14. Jancke G., Åkerström K. The series capacitor in Sweden // Electrical Engineering. 1952. Vol. 71, N3. pp. 222-227.
15. Nilsson S.L., de Mattos Tenório A.R., Sen S., Taylor A., Xu S., Zhao G., Song Q., Lei B. Application Examples of the Thyristor Controlled Series Capacitor. In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 586–638.
16. Vandana, Verma S.N. Comparative Study of Different Facts Devices // International Journal of Engineering Research & Technology. 2014. Vol. 3, N6. pp. 1819–1822.
17. Ahmadi A., Gandoman F. H., Khaki B., et al. Comprehensive review of gate-controlled series capacitor and applications in electrical systems // IET Generation, Transmission & Distribution. 2017. Vol. 11, N5. pp. 1085–1093.

18. Kamalapur G. D., Sheelavant V. R. Simulation and Analysis of GCSC in Power System // Asian Journal of Convergence in Technology. 2018. Vol. 3, N3. Доступно по: <https://asianssr.org/index.php/ajct/article/view/274>. Ссылка активна на 9 августа 2022.
19. Maruf N. I., Mohsin, Shoeb A., et al. Study of thyristor controlled series capacitor (TCSC) as a useful FACTS device // International journal of engineering science and technology. 2010. Vol. 2, N9. pp. 4357–4360.
20. Aleem U. V., Mallareddy CH., Pitre S. S., et al. Static Synchronous Series Compensator (SSSC) as Stability Booster of a Power System // International Journal of Engineering Trends and Technology. 2017. Vol. 46, N6. pp. 316–319.
21. Nilsson S.L., de Oliveira M.M. Technical Description of Thyristor Controlled Series Capacitors (TCSC). In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 254–297.
22. Yin J., Chen G., Xu H., Li Q., Liu J., Li P. Unified Power Flow Controller Technology and Application. London: Academic Press; 2017.
23. Lee H.-J., Lee D.-Sh., Yoon Y.-D. Unified Power Flow Controller Based on Autotransformer Structure // Electronics. 2019, Vol. 8, N12.
24. Mailah N.F., Bashi S.M. Single Phase Unified Power Flow Controller (UPFC): Simulation and Construction // European Journal of Scientific Research. 2009. Vol.30, N4. pp. 677–684.
25. Baskar S., Kumarappan N., Gnanadass R. A Novel Configuration of Unified Power Flow Controller. In: Das V.V., Stephen J., Thankachan N. et al. editors. Power Electronics and Instrumentation Engineering. PEIE 2010: Proceedings of the International Conference; 7-9 Sep., 2010; Kochi, Kerala, India. Berlin, Heidelberg: Springer; 2010. pp. 15-19.
26. Hussein N, Eisa A, Rashad EE. Analyzing the interline power flow controller (IPFC) steady state performance in power systems. In: Proceedings of the 15th International Middle East Power Systems Conference «MEPCON'12», 23-25 Dec 2012. Egypt, Alexandria University; 2012. Доступно по: https://www.researchgate.net/publication/284032295_Analyzing_the_Interline_Power_Flow_Controller_IPFC_Steady_State_Performance_in_Power_Systems. Ссылка активна на 11 августа 2022.
27. Gyugyi L. Interline Power Flow Controller (IPFC). In: Eremia M., Liu Ch.-Ch., Edris A.-A., editors. Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence. Hoboken (NJ): John Wiley & Sons, Inc.; 2016. P. 629-650.
28. Vijayakumar Y.N., Dr. Sivanagaraju Application of interline power flow controller (IPFC) for power transmission system // International journal of innovative research in electrical, electronics, instrumentation and control engineering. 2014. Vol. 2, N10. pp. 2138–2142.
29. Hussein N., Mahmoud H., Shehata S., Othman E.-S., Eisa A. Interline Power Flow Controller (IPFC) Characterization in Power Systems // Majlesi Journal of Electrical Engineering. 2019. Vol. 13, N3. pp. 1656-1665.
30. Кузнецов А. В., Юренков Ю. П., Ситникова Ю. Д. Проблема ограничения токов короткого замыкания в энергосберегающих системах транспортировки и распределения электроэнергии // Вестник Ульяновского государственного технического университета. 2020. №1. с.36–41.
31. Jovcic D. High voltage direct current transmission: converters, systems and DC grids. 2nd ed. Hoboken (NJ): John Wiley & Sons; 2019.
32. Huq K.S.Sh., Huq K.R. A Technical Review on High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission // International Journal of Electrical Engineering. 2018. Vol. 11, N1. pp. 77–85.
33. Kumar A., Hussain D.M.A. HVDC (high voltage direct current) transmission system: a review paper // Gyancity Journal of Engineering and Technology. 2018. Vol. 4, N2. pp. 1–10.
34. Arrillaga J. High Voltage Direct Current Transmission. London, UK: Institution of Electrical Engineers; 1998.
35. Bertinato A., Torwelle P., Dantas de Freitas G., Colmenero M., Raison B. Pole-to-ground fault protection strategy for HVDC grids under symmetrical monopolar configuration In: 2019 IEEE Milan PowerTech: Proceedings of the 13th IEEE PowerTech conference; 23-27 Jun 2019; Milan, Italy. Доступно по: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8810909>. Ссылка активна на 13 августа 2022.
36. Goertz M., Wenig S., Beckler S., Hirsching C., Suriyah M., Leibfried T. Analysis of Cable Overvoltages in Symmetrical Monopolar and Rigid Bipolar HVDC Configuration // IEEE Transactions on Power Delivery. 2020. Vol. 35, N4, pp. 2097-2107.
37. Murty P.S.R. Electrical Power Systems. Boston (MA): Butterworth-Heinemann; 2017.

38. Филимонов А.Г., Филимонова А.А., Чичирова Н.Д., Чичиров А.А. Глобальное энергетическое объединение: новые возможности водородных технологий // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРGETИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 3-13.

39. Устройства продольной компенсации [Интернет ресурс]. М: официальный сайт публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»). Доступно по: https://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/series_compensation_device/. Ссылка активна на 29 июля 2022.

40. Вставки несинхронной связи [Интернет ресурс]. М: официальный сайт публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»). Доступно по: https://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/insert_asynchronous_communication/. Ссылка активна на 29 июля 2022.

41. Антонов А.В., Фокин В.К., Тузлукова Е.В. О применении устройств продольной емкостной компенсации в высоковольтных электрических сетях России // журнал ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ. 2017. №6(29). С. 26–41.

42. Bagriyanik M., Dag H. Determination of location of series compensation devices using fuzzy decision making // European Transactions on Electrical Power. 2001. Vol. 11, N4. pp. 241-245.

43. Некукар А.Р. Выбор расположения установок распределенной продольной емкостной компенсации на линии электропередачи // Вестник МЭИ 2010. №4. С. 5-11.

44. Атабеков Г. И. Вопросы релейной защиты линий электропередачи с продольной емкостной компенсацией // Журнал «Электричество». 1953. №8. с. 5–8.

45. Frimpong E.A., Okyere Ph.Y. A review of adaptive autoreclosure techniques // Indian Journal of Computer Science and Engineering. 2010. Vol. 1, N3. pp. 222–228.

46. Esztergalyos-Chairman J., Andrichak J., Colwell D.H., et al. Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines, IEEE committee report // Transactions on Power Delivery. 1992. Vol. 7, N1. pp. 182–192.

47. Zhalefar, F. Adaptive single-phase reclosing in transmission lines [dissertation]. London, Ontario, Canada; 2015. Доступно по: <https://core.ac.uk/download/pdf/61676356.pdf>. Ссылка активна на 15 августа 2017.

48. Гарке В. Г. Быстродействующий релейный орган для дистанционной защиты линии с продольной компенсацией. Патент СССР на изобретение №454628. 25.12.74. Бюл. №47. Доступно по: https://yandex.ru/patents/doc/SU454628A1_19741225. Ссылка активна на 15 августа 2022.

49. Булычев А.В., Колобродов Е.Н. Автоматика и защита линий электропередачи с управляемой продольной компенсацией в аварийных режимах // Энергетик. 2012. №12. с.19–24.

50. Altuve H.J., Mooney J.B., Alexander G.E. Advances in Series-Compensated Line Protection. In: Proceedings of the 63rd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference; 22-24 Apr 2009; Atlanta, Georgia; 2009. Доступно по: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6340_SeriesCompLineProt_JM_20081022_Web.pdf. Ссылка активна на 16 августа 2022.

Авторы публикации

Иванов Игорь Юрьевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» Казанского государственного энергетического университета.

Новокрещенов Виталий Викторович – старший преподаватель кафедры «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» Казанского государственного энергетического университета.

Иванова Виля Равильевна – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» Казанского государственного энергетического университета.

References

1. Nudel'man GS, Podshivalin AN. Napravleniya innovatsionnogo razvitiya RZA. *Releishchik*. 2015; 3:18-22. (In Russ).
2. Gluskin IZ, Belotelov AK, Kos'yanchuk VV, Sapozhnikov AV. Nauchno-tekhnicheskii ochet «Razrabotka kontseptsii razvitiya i primeneniya sistem releinoi zashchity i avtomatiki dlya intellektual'noi elektroenergeticheskoi sistemy s aktivno-adaptivnoi set'yu». Book 1. Moscow: "Design and research institute of power systems and networks «ENERGOSETPROJECT» limited; 2012. Contract № 0710/2011.
3. STATCOM [Internet]. Moscow: Official website of a public joint stock company «Federal'naya setevaya kompaniya Edinoi energeticheskoi sistemy». Available at: http://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/static_compensator_statcom/. Accessed: 31 May 2022.
4. Long W, Nilsson SL. *Introduction to flexible AC transmission systems (FACTS) controllers: a chronology*. In: Andersen BR, Nilsson SL, editors. *Flexible AC Transmission Systems*. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 3-12.
5. Bekri O. L., Fella M. K. The Static Var Compensator (SVC) Device in the power systems Using Matlab/SimPowerSystems. In: *International Conference on Electrical Engineering and its Applications «ICEEA'08»; 20-21 May 2008*. Sidi Bel-Abbès; 2008. Available at: https://www.researchgate.net/publication/272294293_The_Static_Var_Compensator_SVC_Device_in_the_power_systems_Using_MatlabSimPowerSystems. Accessed: 24 Jul 2022.
6. Barrios-Martinez E., Ángeles-Camacho C. Technical comparison of FACTS controllers in parallel connection. *Journal of applied research and technology*. 2017;15(1):36-44.
7. Mahapatra Sh., Goyal A., Kapil N. Thyristor Controlled Reactor for Power Factor Improvement // *International Journal of Engineering Research and Applications*. 2014; 4(4):55-9.
8. Taktode K. C., Rojatkar G. S., Raut Bh. T., et al. Reactive Power Control by Using Thyristor Switched Capacitor (TSC) and Thyristor Controlled Reactor (TCR) in FACTS. *International Journal of Science and Research*. 2019;8(4):61-4.
9. Miske SA., Nozari F., Miller T., Moran R., Matraszek S. *Static reactive power compensators for high voltage powersystems*. Schenectady (NY): General Electric Company; 1982.
10. Lima M, Nilsson SL. *Technical Description of Static Var Compensators (SVC)*. In: Andersen BR, Nilsson SL, editors. *Flexible AC Transmission Systems*. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 155–206.
11. Gelen A., Yalcinoz T. The behavior of thyristor switched capacitor (TSC) installed in an infinite bus system. In: *The IEEE Region 8 Eurocon 2009 Conference*; May 2009. Saint-Petersburg; 2009. Available at: https://www.researchgate.net/publication/224564356_The_behavior_of_Thyristor_Switched_Capacitor_TSC_installed_in_an_infinite_bus_system. Accessed: 6 aug 2022.
12. Davidson C, de Oliveira MM. *Technical Description of Static Compensators (STATCOM)*. In: Andersen BR, Nilsson SL, editors. *Flexible AC Transmission Systems*. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 207-251.
13. Smolovik SV, Bryantsev AM. *Development of Magnetically Controlled Shunt Reactors in Russia*. In: Andersen BR, Nilsson SL, editors. *Flexible AC Transmission Systems*. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 401–421.
14. Jancke G, Åkerström K. The series capacitor in Sweden. *Electrical Engineering*. 1952;71(3):222-7.
15. Nilsson SL, de Mattos Tenório AR, Sen S, Taylor A, Xu S, Zhao G, Song Q, Lei B. *Application Examples of the Thyristor Controlled Series Capacitor*. In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. *Flexible AC Transmission Systems*. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 586–638.
16. Vandana, Verma S.N. Comparative Study of Different Facts Devices. *International Journal of Engineering Research & Technology*. 2014;3(6):1819–22.
17. Ahmadi A., Gandoman F. H., Khaki B., et al. Comprehensive review of gate-controlled series capacitor and applications in electrical systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2017;11(5):1085–93.
18. Kamalapur G. D., Sheelavant V. R. Simulation and Analysis of GCSC in Power System. *Asian Journal of Convergence in Technology*. 2018;3(3). Available at: <https://asianssr.org/index.php/ajct/article/view/274>. Accessed: 9 Aug 2022.

19. Maruf N. I., Mohsin, Shoeb A., et al. Study of thyristor controlled series capacitor (TCSC) as a useful FACTS device. *International journal of engineering science and technology*. 2010;2(9):4357-60.
20. Aleem U. V., Mallareddy CH., Pitre S. S., et al. Static Synchronous Series Compensator (SSSC) as Stability Booster of a Power System. *International Journal of Engineering Trends and Technology*. 2017;46(6). pp. 316-9.
21. Nilsson SL, de Oliveira MM. *Technical Description of Thyristor Controlled Series Capacitors (TCSC)*. In: Andersen BR, Nilsson SL, editors. *Flexible AC Transmission Systems*. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 254–297.
22. Yin J., Chen G., Xu H., Li Q., Liu J., Li P. *Unified Power Flow Controller Technology and Application*. London: Academic Press; 2017.
23. Lee H.-J., Lee D.-Sh., Yoon Y.-D. Unified Power Flow Controller Based on Autotransformer Structure. *Electronics*. 2019;8(12). doi: 10.3390/electronics8121542
24. Mailah N.F., Bashi S.M. Single Phase Unified Power Flow Controller (UPFC): Simulation and Construction. *European Journal of Scientific Research*. 2009;30(4):677-84.
25. Baskar S., Kumarappan N., Gnanadass R. A Novel Configuration of Unified Power Flow Controller. In: Das V.V., Stephen J., Thankachan N. et al. editors. *Power Electronics and Instrumentation Engineering. PEIE 2010: Proceedings of the International Conference; 7-9 Sep., 2010; Kochi, Kerala, India*. Berlin, Heidelberg: Springer; 2010. pp. 15-19.
26. Hussein N., Eisa A., Rashad E. E. Analyzing the interline power flow controller (IPFC) steady state performance in power systems. In: *Proceedings of the 15th International Middle East Power Systems Conference «MEPCON'12», 23-25 Dec 2012*. Egypt, Alexandria University; 2012. Available at: https://www.researchgate.net/publication/284032295_Analyzing_the_Interline_Power_Flow_Controller_IPFC_Steady_State_Performance_in_Power_Systems. Accessed: 11 Aug 2022.
27. Gyugyi L. *Interline Power Flow Controller (IPFC)*. In: Eremia M., Liu Ch.-Ch., Edris A.-A., editors. *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*. Hoboken (NJ): John Wiley & Sons, Inc.; 2016. P. 629-50.
28. Vijayakumar YN, Dr. Sivanagaraju Application of interline power flow controller (IPFC) for power transmission system. *International journal of innovative research in electrical, electronics, instrumentation and control engineering*. 2014;2(10):2138-42.
29. Hussein N., Mahmoud H., Shehata S., Othman E.-S., Eisa A. Interline Power Flow Controller (IPFC) Characterization in Power Systems. *Majlesi Journal of Electrical Engineering*. 2019;13(3):1656-65. doi: 10.14419/ijet.v7i3.14894
30. Kuznetsov A. V., Yurenkov Yu. P., Sitnikova Yu. D. Problema ogranicheniya tokov korotkogo замыкaniya v energosberegayushchikh sistemakh transportirovki i raspredeleniya elektroenergii. *Vestnik Ul'yanovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2020;1:36–41.
31. Jovic D. *High voltage direct current transmission: converters, systems and DC grids*. 2nd ed. Hoboken (NJ): John Wiley & Sons; 2019.
32. Huq KSSh, Huq KR. A Technical Review on High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission. *International Journal of Electrical Engineering*. 2018;11(1):77-85.
33. Kumar A., Hussain D.M.A. HVDC (high voltage direct current) transmission system: a review paper. *Gyancity Journal of Engineering and Technology*. 2018;4(2):1-10.
34. Arrillaga J. *High Voltage Direct Current Transmission*. London, UK: Institution of Electrical Engineers; 1998.
35. Bertinato A, Torwelle P, Dantas de Freitas G, Colmenero M, Raison B. Pole-to-ground fault protection strategy for HVDC grids under symmetrical monopolar configuration In: *2019 IEEE Milan PowerTech: Proceedings of the 13th IEEE PowerTech conference; 23-27 Jun 2019; Milan, Italy*. Available at: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8810909>. Accessed: 13 Aug 2022.
36. Goertz M, Wenig S, Beckler S, Hirsching C, Suriyah M, Leibfried T. Analysis of Cable Overvoltages in Symmetrical Monopolar and Rigid Bipolar HVDC Configuration. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2020;35(4):2097-107. doi: 10.1109/TPWRD.2019.2960851.
37. Murty PSR. *Electrical Power Systems*. Boston (MA): Butterworth-Heinemann; 2017.
38. Filimonova AA, Chichirov AA, Chichirova ND, Filimonov AG. Global energy association: new opportunities of hydrogen technologies. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2021;23(2):3-13. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-3-13.
39. Series compensation device [Internet]. Moscow: Official website of a public joint stock company «Federal'naya setevaya kompaniya Edinoi energeticheskoi sistemy». Available at: [122](https://www.fsk-</div><div data-bbox=)

ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/series_compensation_device/. Accessed: 29 Jul 2022.

40. Insert asynchronous communication [Internet]. Moscow: Official website of a public joint stock company «Federal'naya setevaya kompaniya Edinoi energeticheskoi sistemy». Available at: https://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/insert_asynchronous_communication/. Accessed: 29 Jul 2022.

41. Antonov AV, Fokin VK, Tuzlukova EV. O primeneniі ustroystv prodol'noi emkostnoi kompensatsii v vysokovol'tnykh elektricheskikh setyakh Rossii. *Energy of Unified Grid, scientific and technical journal*. 2017; 6(29):26-41

42. Bagriyanik M, Dag H. Determination of location of series compensation devices using fuzzy decision making. *European Transactions on Electrical Power*. 2001;11(4):241-5. doi: 10.1002/etep.4450110405.

43. Nekukar A. R. Vybór raspolozheniya ustanovok raspredelennoi prodol'noi emkostnoi kompensatsii na linii elektroperedachi. *Bulletin of MPEI*. 2010; 4:5-11.

44. Atabekov GI. Voprosy releinoi zashchity linii elektroperedachi s prodol'noi emkostnoi kompensatsiei. *Zhurnal Elektrichestvo*. 1953; 8:5-8.

45. Frimpong EA, Okyere PhY. A review of adaptive autoreclosure techniques. *Indian Journal of Computer Science and Engineering*. 2010;1(3):222-8.

46. Esztergalyos-Chairman J, Andrichak J, Colwell DH, et al. Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines, IEEE committee report. *Transactions on Power Delivery*. 1992;7(1):182-92.

47. Zhalefar, F. *Adaptive single-phase reclosing in transmission lines* [dissertation]. London, Ontario, Canada; 2015. Available at: <https://core.ac.uk/download/pdf/61676356.pdf>. Accessed: 15 августа 2017.

48. Garke V. G. Bystrodeistvuyushchii releinyi organ dlya distantsionnoi zashchity linii s prodol'noi kompensatsiei. Patent USSR №454628. 25.12.74. Byul. №47. Available at: https://yandex.ru/patents/doc/SU454628A1_19741225. Accessed: 15 Aug 2022.

49. Bulychev AV, Kolobrodov EN. Avtomatika i zashchita linii elektroperedachi s upravlyаемoi prodol'noi kompensatsiei v avariinykh rezhimakh // *Energetik*. 2012; 12:19-24.

50. Altuve H.J., Mooney J.B., Alexander G.E. Advances in Series-Compensated Line Protection. In: *Proceedings of the 63rd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference; 22-24 Apr 2009; Atlanta, Georgia; 2009*. Available at: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6340_SeriesCompLineProt_JM_20081022_Web.pdf. Accessed: 16 Aug 2022.

Authors of the publication

Igor Yu. Ivanov - Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Vitaly V. Novokreshchenov - Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Viliya R. Ivanova - Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Получено 07.11.2022г.

Отредактировано 21.11.2022г.

Принято 28.11.2022г.