



**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ
СІКОРСЬКОГО”**

Кафедра електричних мереж та систем

АНАЛІЗ ТА СИНТЕЗ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для студентів
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Київ 2020

Аналіз та синтез систем передачі електричної енергії постійного струму [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електричні системи і мережі» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В.В. Кирик. – Електронні текстові дані (1 файл: 3,4 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 59 с.

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
(протокол № 5 від 14.01.2021 р.)
за поданням Вченої ради Факультету електроенерготехніки та автоматики
(протокол № 5 від 28.12.2020 р.)*

Електронне мережне навчальне видання

АНАЛІЗ ТА СИНТЕЗ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

Укладач: *Кирик Валерій Валентинович*, доктор техн. наук, проф.

Відповідальний
редактор *Чижевський В. В.*, канд. техн. наук, доц.

Рецензент *Бардик Є.І.*, канд. техн. наук, доц., доцент кафедри відновлюваних
джерел енергії КПІ ім. Ігоря Сікорського

Навчальний посібник містить матеріали лекцій з дисципліни «Аналіз та синтез систем передачі електричної енергії постійного струму» для студентів, які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньою програмою «Електричні системи і мережі».

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ HVDC.....	7
1.1 Характеристика HVDC.....	7
1.2 Переваги та недоліки електропередач постійного струму, порівняння з системами змінного струму.....	11
РОЗДІЛ 2 ІНТЕГРАЦІЯ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ В ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	14
2.1 Інтеграція систем DC з AC.....	14
2.2 Порівняння систем постійного струму LCC та VSC.....	19
2.3. Гармонічний склад струму в системах LCC HVDC конверторах.....	30
РОЗДІЛ 3 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ HVDC.....	37
3.1 Аналітичні моделі HVDC.....	37
3.2 Моделювання та управління випрямлячами HVDC.....	44
3.3. Моделювання та управління інверторами HVDC.....	48
РОЗДІЛ 4 ЗАХИСТ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ.....	53
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	58

ВСТУП

Аналізуючи історію розвитку і впровадження систем електропередач напруги постійного струму, прослідковується багатоетапний шлях їх модернізації і вдосконалення. З моменту застосування першої передачі постійного струму (ППС) з використанням перетворювача "генератор-двигун", запропонованого швейцарським інженером Рене Тюрі в 1889р., по сьогоднішній час було розроблено і впроваджено ряд нових методів перетворення змінного струму в постійний і навпаки, а саме: 1920 - 1975рр. - застосування ртутних вентилів; 1975-2000 рр. - використання силових тиристорів в перетворювачах струму з лінійною комутацією; 2000-2016 рр. - застосування повністю керованих силових транзисторів в перетворювачах, що працюють за принципом контролю напруги.

Очевидно, що при зміні конфігурацій схем перетворення, експлуатаційні характеристики використання ППС в складі систем змінної напруги також змінюються. Відтак, в даному посібнику значна увага приділяється огляду і аналізу електропередач, що використовують транзисторні перетворювачі напруги.

Системи постійного струму високої напруги (HVDC, ВНПС) є альтернативним методом передачі електроенергії з одного місця в інше з деякими властивими перевагами перед системами передачі змінного струму. Ефективність та номінальна потужність несучої лінії постійного струму в значній мірі залежить від перетворювача, який використовується для перетворення струму з однієї форми в іншу (змінного струму в постійний і навпаки). Системи електропередачі високої напруги постійного струму можна класифікувати на основі наступних показників: вартість, гнучкість та експлуатаційні вимоги.

Найпростішою ППС є вставка постійного струму, яка має два перетворювачі і не має жодних ліній електропередач. Такі типи ППС застосовуються для з'єднання двох різних енергосистем змінного струму.

Монополярні (або уніполярні) лінії електропередач з'єднують дві перетворювальні підстанції за допомогою одного провідника і землі (в якості зворотного зв'язку). Найбільш поширені ППС – це біполярні, де перетворювальні станції з'єднуються за допомогою двох провідників ($\pm$), кожен з яких має власний зворотній зв'язок по землі. Багатополюсні ППС містять більше ніж дві перетворювальні підстанції, які можуть бути з'єднані послідовно або паралельно.

В системах змінного струму з великою кількістю електростанцій існує проблема підтримки синхронної роботи всіх генераторів. Стійкий стан таких систем в нормальних режимах роботи визначається технічними параметрами, що забезпечують здатність системи протистояти режимам збурення. Особливого значення набуває проблема стійкості синхронної (паралельної) роботи декількох енергосистем, об'єднаних міжсистемними зв'язками. Недостатня пропускна здатність міжсистемних зв'язків (з малим запасом стійкості) в ситуаціях різкого скачку навантаження, короткого замикання, раптового відключення генеруючих і передавальних елементів системи може призвести до порушення статичної стійкості (при малих збуреннях) і динамічної стійкості (при різких і глибоких порушеннях нормального режиму). Дійсно, на Міжнародній науково-практичній конференції ПСЕ-2016 неодноразово значна увага приділялася питанням стійкості електроенергетичних систем. А з огляду на те, що створення нових міжсистемних зв'язків, а також нарощування частки ВДЕ в загальній генерації є пріоритетними завданнями на сьогодні, використання ППС є чи не єдиним можливим вирішенням подолання вищезгаданих проблем.

Вставки постійного струму (ВПС) забезпечують розв'язку енергосистем по частоті, напрузі і потужності короткого замикання при високій керованості передачі енергії за величиною і напрямком в одну або іншу енергосистему. В Японії вставки постійного струму використовують для зв'язку енергосистем, що працюють на частоті змінного струму 50 і 60 Гц. Одна з потужних ВПС споруджена в Росії (м. Выборг) для зв'язку двох

найбільших енергооб'єднань - ЄЕС Росії та NORDEL (об'єднання енергосистем країн Північної Європи) .

Застосування ВПС доцільно:

- для секціонування великих об'єднаних електроенергетичних систем (ОЕС);
- для керування потоками потужності, забезпечення стійкості роботи слабких міжсистемних зв'язків;
- зв'язку ОЕС з різними стандартами частоти;
- забезпечення комерційного експорту або імпорту електроенергії між ОЕС різних країн.

ППС є невід'ємною складовою концепції Smart Grid, яка в свою чергу в світовій сфері енергетики стала ідеологією.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ HVDC

1.1 Характеристика HVDC

Швидкий розвиток силової електроніки на основі нових потужних напівпровідникових пристроїв призвів до певних інновацій, зокрема сприяв розвитку HVDC систем, які можна застосовувати і для передачі, і для розподілу електричної енергії. Традиційна HVDC система побудована на лінійних комутованих перетворювачах, тобто на тиристорах.

Конфігурація HVDC передбачає передачу потужності між двома точками двох окремих систем. HVDC може бути "моно-" або "біполярною". У випадку монополярності використовується лише один високовольтний провідник. Другий провідник заземлено, рис. 1.1.

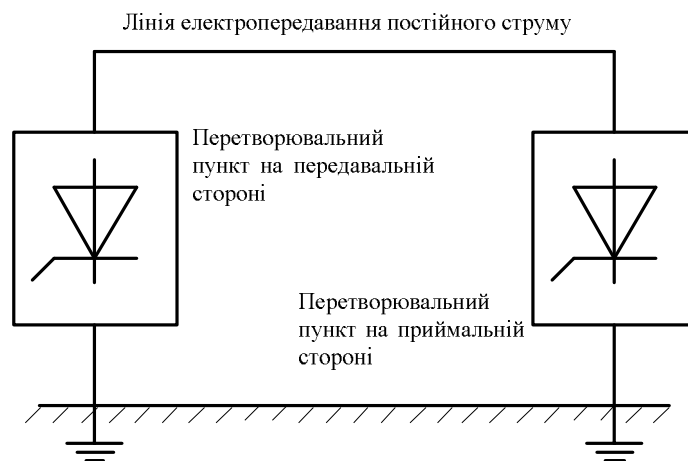


Рис. 1.1. Монополярна HVDC

Це вигідно з економічної точки зору, але значні струми в землі викликають корозію трубопроводів та інших металевих об'єктів. Через зазначений негативний вплив в деяких країнах така система під заборонаю.

Біполярна система використовує два провідники, додатної та від'ємної полярності, середня точка є заземленою. За нормальної роботи струм циркулює двома провідниками високої напруги, струм у заземленні відсутній, рис. 1.2.

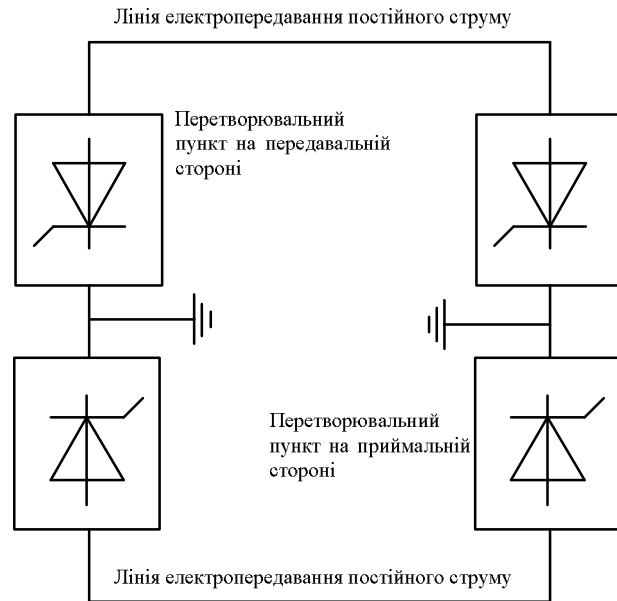


Рис. 1.2. Біполярна HVDC

У разі відмови одного з провідників, система може передавати половину потужності в монополярному режимі, однак даний режим має обмеження в часі.

Типова структура електропередачі системи постійного струму високої напруги представлена на рис. 1.3.

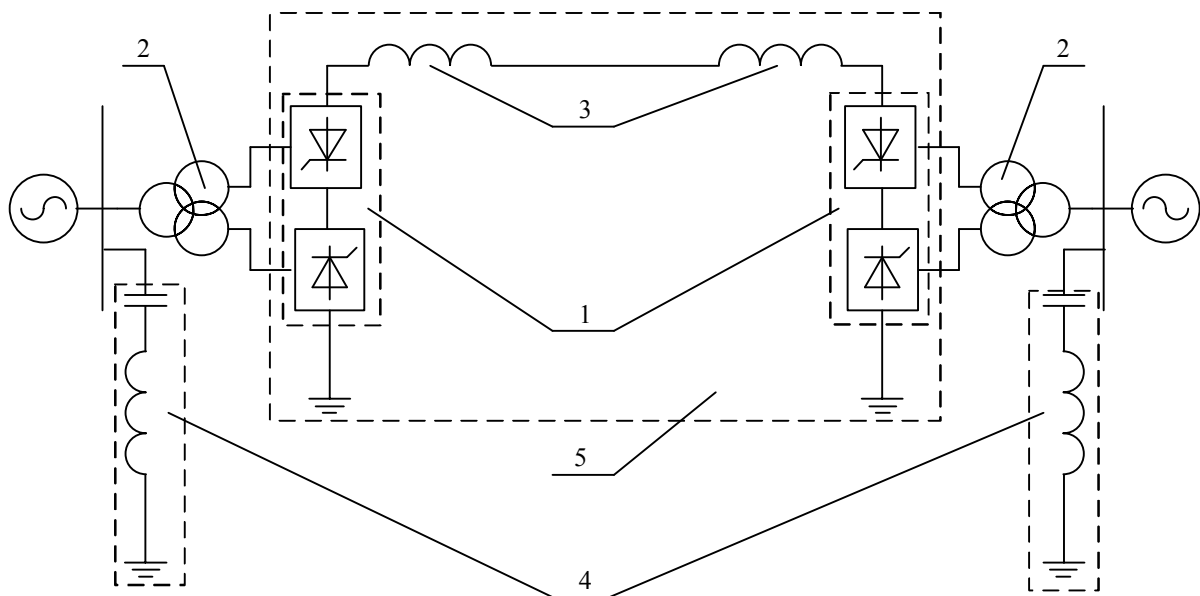


Рис. 1.3. Типова структура системи HVDC

Типові складові системи HVDC:

1 – ключі на основі тиристорів, рис. 1.4 *а, в*, або біполярних транзисторів з ізольованим затвором IGBT (Insulated-gate bipolar transistor), рис. 1.4 *б, г*, які встановлено на випрямлячах або інверторах по кінцях передачі. Кожен ключ є комбінацією послідовного та паралельного з'єднання тиристорів або IGBT;



Рис. 1.4. Напівпровідникові елементи: *а, в* – тиристор; *б, г* – транзистор IGBT

2 – перетворювальні трансформатори, які піднімають напругу системи до рівня, прийнятного для роботи випрямляча/інвертора;

3 – згладжувальний реактор, який демпфує коливання струму, обмежує значення струмів КЗ та запобігає резонансним явищам;

4 – гармонійні фільтри, розташовані зі сторони системи АС, які поглинають згенеровані гармоніки випрямляча/інвертора та слугують джерелом реактивної потужності;

5 – коло постійного струму, до складу якого входять лінія електропередавання постійного струму повітряного чи кабельного виконання, високошвидкісні перемикачі постійного струму та заземлювальні електроди, рис. 1.3;

6 – пристрої релейного захисту та керування, обмежувачі перенапруги (на рис. 1.3. не представлені).

Традиційна система HVDC призначена для передачі значних об'ємів транзиту потужності. Так, за транзиту менше 20 МВт система HVDC взагалі є недоцільною.

Усереднені показники вартості HVDC:

- 50 МВт транзиту, робоча напруга 100 кВ, тиристорний перетворювач. Орієнтовна вартість становить 500 EUR/кВт;
- 50 МВт транзиту, робоча напруга +/- 84 кВ, IGBT-перетворювач. Орієнтовна вартість становить 150 EUR/кВт;
- силовий трансформатор 50MVA, класи напруги 69 кВ/138 кВ. Орієнтовна вартість становить 7,5 EUR/кВА.

Для біполярної системи вартість лінії становить 190000 EUR/км, конверторна підстанція оцінюється до 190 млн EUR. У випадку двофазової передачі змінного струму, ціна 190000 EUR/км, підстанції змінного струму та повздовжня компенсація (для довжини понад 600 км) оцінюються в 60 млн. EUR.

Власне, лінія електропередавання HVDC менш кошторисна в порівнянні з АС за однакових об'ємів транзиту потужності. Менша вартість провідників та зменшені габарити земельної ділянки для відчуження. Кінцеві підстанції HVDC дорожчі через необхідність у конвертації струму. Величина втрат у системі HVDC вища, але її зміна не залежить від відстані.

Стверджується, що оптимізована система HVDC характеризується меншою величиною втрат потужності в порівнянні з АС системою аналогічної потужності. Менші втрати в лініях повітряного чи кабельного виконання, величини втрат на кінцевих підстанціях становлять 0,6 % від об'єму транзиту і, як наслідок, загальні втрати в системі HVDC виходять нижчими.

Іноді важко або неможливо забезпечити зв'язок між двома системами АС. Зв'язок не проходить за умовами стійкості або АС системи

характеризуються різними значеннями робочої частоти. HVDC є тим єдиним способом забезпечення зв'язку між двома системами.

Вважається, що керування активною потужністю легше саме для систем HVDC. Також будова самої системи HVDC не є сприятливою для розвитку аварійних ситуацій, викликаних замиканням фази на землю як в самій HVDC, так і в суміжній AC системі.

1.2 Переваги та недоліки електропередач постійного струму, порівняння з системами змінного струму

У сучасній промисловій електроенергетиці у зв'язку з лібералізацією сфери енергетики та посиленням заходів, спрямованих на захист навколишнього середовища, рішення щодо використання ППС стали більш доцільними з наступних причин:

- екологічні переваги;
- економічність (найдешевше або єдино можливе рішення);
- асинхронні підключення;
- ефективне управління перетоками потужності;
- додаткові вигоди від передачі (стійкість, якість електроживлення).

Однак спорудження перетворювальних підстанцій все ж супроводжується деякими екологічними аспектами: використання землі в монополярних електропередачах, в якості зворотного шляху; електромагнітна сумісність; візуальний вплив і акустичний шум на перетворювальних підстанціях.

Переваги ППС над передачами змінного струму:

- можливість передачі більшого об'єму потужності при тих же перерізах;
- більш проста лінійна конструкція і менші опори;
- вузька полоса відчуження;

- необхідна кількість ізоляторів скорочується на $1/3$ в порівнянні з лініями ЗС;
- приблизна економія на спорудження лінії складає 30%;
- земля може бути використана в якості зворотного шляху;
- кожен провід може працювати як незалежне коло;
- відсутній зарядний струм в усталеному режимі роботи;
- відсутній скін-ефект;
- нижчі втрати в лінії;
- немає потреби в синхронному режимі роботи;
- протяжність лінії не обмежується стабільністю роботи;
- лінія не вимагає компенсації реактивної потужності;
- можливість об'єднання системи змінного струму різних частот;
- на передачі високої напруги постійного струму (ВНПС) не накладаються жодні фізичні обмеження на відстань або рівень потужності як для підземних, так і для підводних КЛ;
- підводні кабельні лінії ВНПС (підводні кабельні лінії змінного струму неефективні через втрати на струми Фуко в солоній воді);
- у мережі немає реактивної (паразитної) потужності i , отже, витрат на боротьбу з нею;
- стабілізація мережі за рахунок того, що високовольтна передача постійного струму (ВППС) не призводить до збільшення струмів КЗ об'єднаних електромереж при виникненні аварії в одній з них;
- можливість синхронізації мереж, з великою долею відновлюваної електроенергії;
- кабельні лінії можуть працювати при більш високому градієнті напруженості (так як немає струмів Фуко);
- легко здійснюється контроль за перетоками потужності.

Недоліки ППС :

- значна вартість перетворювачів;
- перетворювачі потребують чимало реактивної енергії;
- перетворювачі генерують високочастотні гармоніки, отже необхідні фільтри;
- складність створення багатостанційних систем (системи з безліччю споживачів).

РОЗДІЛ 2

ІНТЕГРАЦІЯ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ В ЕНЕРГОСИСТЕМИ

2.1 Інтеграція систем DC з AC

Зазвичай системи HVDC функціонуватимуть для забезпечення необхідного об'єму транзиту активної потужності між двома підстанціями AC системи. Також система HVDC постачає реактивну потужність незалежно на кожен підстанцію AC системи. Додаткові функції управління реалізовуватимуться в якості основного рівня елементів керування, який модулює опорний сигнал для потужності.

Конвертор системи HVDC можна використовувати для сприяння підключенню і регулюванню AC системи. Мають місце наступні можливості та випадки:

- підтримка системою HVDC стабільності слабких сигналів або демпфірування коливань потужності. Коливання потужності зазвичай виникають внаслідок електромеханічних взаємодій між потужною синхронною машиною та AC мережею відносно середнього розміру. Інколи в таких випадках кажуть про "регіональне" явище, тобто, коли одна машина протиставляється усій AC мережі. Тут низькочастотні коливання займають частоти від 0,1 Гц до 10 Гц. Феномен субсинхронного резонансу трапляється на дещо більших частотах, а саме 20...50 Гц. Систему HVDC можна налагодити на демпфірування коливань потужності в зазначених діапазонах шляхом вимірювання локальної змінної. До локальної змінної можна віднести потужність, струм або фазовий кут, в залежності від того, що характеризується більшою чутливістю до коливального процесу. Цей сигнал належним чином фільтрується і передається до додаткової схеми управління, яка розраховує і встановлює уставку потужності для системи HVDC.

- система HVDC і її роль у підтримці стабільності частоти. Статичне відхилення частоти виникне за недотримання в AC системі балансу потужності між навантаженням та генерацією. З метою вирішення вказаної проблеми управління системою, HVDC можна налаштувати таким чином, здійснювався обмін потужністю з віддаленою AC системою у відповідь на відхилення частоти. Зазначений варіант реалізується звичайним зворотнім зв'язком, отриманий відгук відхилення частоти дещо відрізняється і є вже міжрегіональним явищем, що має місце у великих AC системах. Зазначений випадок характеризується часовими межами понад 10 с, або частотним діапазоном 0,01 – 0,1 Гц. У цьому разі сигнал щодо рівня частоти або швидкості синхронної машини надходить на регулятори системи HVDC і за належної обробки вхідної величини та фазового кута, система управління виражує і встановлює уставку потужності для системи HVDC.

- регулювання інерційності AC системи. У дуже малих системах, які мають машини з низькою інерцією, відхилення частоти у відповідь на зміну навантаження може бути значним. У таких випадках уставку потужності системи HVDC можна налагодити таким чином, щоб змусити HVDC реагувати як генератор з певною величиною інерції. На практиці поведінка контролерів буде аналогічною до вищезазначеного варіанту з підтримкою рівня частоти.

- підтримка рівня напруги системою HVDC. Стабілізація рівня напруги – математично явище описується кривою PU, яка ілюструє межу між стійкою та нестійкою робочими областями та відображає коливання рівня напруги при коливанні потужності навантаження. Рівень напруги реагує на потік реактивної потужності, а здатність обміну реактивною потужністю VSC HVDC має вирішальне значення для стабільності напруги. Ця проблема тісно пов'язана із коефіцієнтом короткого замикання. Слід також підкреслити, що кожна з підстанції системи HVDC може працювати і регулювати реактивну потужність за відсутності транзиту активної потужності в системі HVDC.

- система HVDC в якості брандмауера. Каскадні аварійні збої є дуже рідкісним явищем, але їх поява призведе до широкомасштабних відключень. В основі проблеми - притаманна потужностям навантажень АС ліній реакція на протікання збільшеного значення струму внаслідок зниження частоти та рівнів напруги, що в свою чергу послідовно перевантажує одну систему за іншою. Система HVDC поводить себе неначе ідеальне джерело напруги і, в дуже вузьких межах, але може слугувати уставкою значення струму або потужності незалежно від фактичного рівня частоти або напруги. Зазначена поведінка запобігає розповсюдженню аварії системою через HVDC.

- запуск з нуля. Мова йде про здатність запустити повністю вимкнену мережу або окреме навантаження. Зазвичай система HVDC синхронізується за напругою АС системи під час підключення. За наявності конвертора VSC, керування яким здійснюється напругою, цілком можливо запустити повністю вимкнену мережу. Це пояснюється наявністю у VSC конвертора власного генератора, який здатен задавати уставки. У випадку конвертора LCC, керування яким здійснюється струмом, запуск з нуля буде неможливим.

- система HVDC в якості уставки частоти. Постійний струм може генерувати стабільний опорний сигнал для уставки частоти, який забезпечує необхідну змінного струму в точці загального з'єднання. З такої точки може житися повністю пасивне АС навантаження, а інші генератори можуть фіксувати напругу, що генерується від системи HVDC. Значення частоти не обмежено 50/60 Гц.

- система HVDC в якості контролера швидкості машини в широкому діапазоні частот. HVDC також може працювати як великий привод зі змінною швидкістю. Тут інвертор HVDC контролює швидкість машини, використовуючи векторне управління магнітним потоком або іншим методом в широкому діапазоні швидкостей. У таких випадках VSC конвертор системи HVDC функціонує зі змінною частотою.

На рис. 2.1 показано однолінійну схему енергосистеми, де система HVDC вбудована всередині єдиної АС системи обмеженого розміру. За

такого варіанту, система HVDC не може допомогти з проблемою небалансу потужностей. Також має місце нездатність забезпечення необхідної інерційності системи або стабілізацію частоти, оскільки з обох боків системи HVDC частота однакова, а в самій HVDC немає накопичення енергії. Однак HVDC може забезпечити демпфірування коливань потужності, забезпечення бажаного рівня напруги або запуск з нуля. Залежно від реальної топології та системи релейного захисту, система HVDC може допомогти у запобіганні розповсюдження каскадних відключень. Система HVDC в такому варіанті також може запобігати паразитним циркуляціям потужності, що може опосередковано впливати на перетоки потужності, визначені ринковими відносинами між споживачами і генерацією.

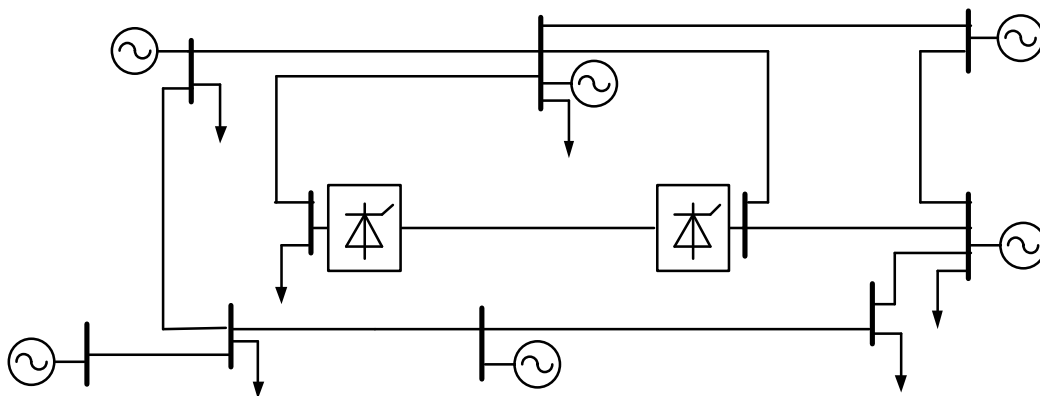


Рис. 2.1. Система HVDC, вбудована в AC мережу

На рис. 2.2 показано систему HVDC, що використовується для зв'язку двох окремих AC систем. Зазначені системи не синхронізовані і тому HVDC може передавати потужність до однієї з систем з метою допомоги у вирішенні проблеми зі стійкістю у функціонуванні, тобто підтримки частоти чи рівня напруги. За такого варіанту можлива роль конвертора для виконання усіх вищезазначених завдань та можливостей.

На рис. 2.3 показано систему HVDC паралельно з міжсистемним AC зв'язком. Систему HVDC тут було додано задля збільшення пропускну здатності, підвищення надійності міжсистемного зв'язку або з інших причин.

За нормальних умов роботи, система HVDC просто є вбудованою у велику AC систему, але цілком ймовірно, що матимуть місце деякі експлуатаційні обмеження. Система HVDC може працювати як генератор на одній кінцевій підстанції і як постійне навантаження на іншій кінцевій підстанції.

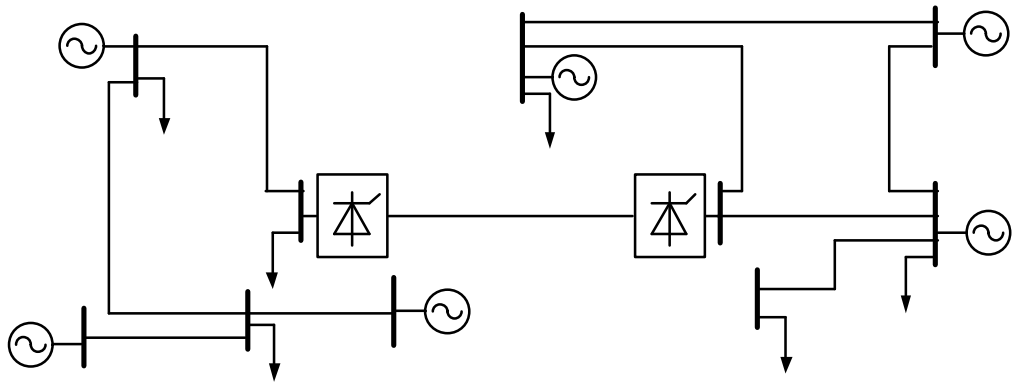


Рис. 2.2. Система HVDC між двома відокремленими AC системами

Також транзит потужності є невід’ємною складовою запобігання перевантаження паралельного міжсистемного AC зв’язку. За виходу з роботи міжсистемного AC зв’язку система HVDC переходить до варіанту, зображеного на рис. 2.2. Якщо одна з систем характеризується низькими показниками по потужностям або працює в режимі енергоострову, то можна налаштувати контролери кінцевих підстанцій системи HVDC на підтримку частоти або на режим роботи в якості шини нескінченної потужності.

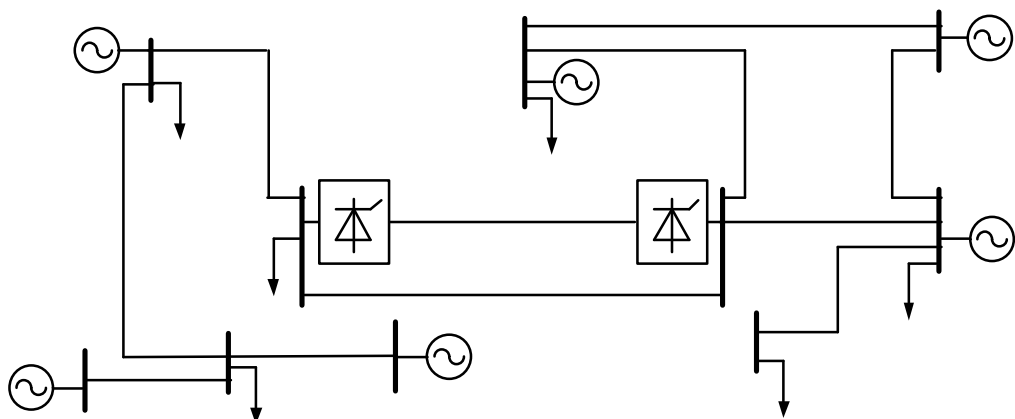


Рис. 2.3 – Паралельна робота системи HVDC з міжсистемним AC зв’язком

2.2 Порівняння систем постійного струму LCC та VSC

Системи HVDC і FACTS є важливими технологіями, які підтримують надійну і безперервну роботу сучасних енергосистем. На сьогодні існує близько 100 систем передачі ВППС у всьому світі (діючих або в проектах на найближче майбутнє) сумарною потужністю більше ніж 80 ГВт, що використовують дві різні технології: LCC та VSC

ППС з перетворювачами струму з лінійною комутацією (ПСЛК), line commutated converter (LCC). Системи з ПСЛК (так звані класичні або традиційні) на сьогодні являють собою добре вивчену, досліджену технологію, яка, як правило, використовує тиристорні вентиля (рис. 2.4). Ця технологія добре пристосована для великих систем з одиничною потужністю перетворювачів до 1000 МВт. Найбільший проект був реалізований в Бразилії сумарною потужністю ППС - 6300 МВт.

Однак дана технологія характеризується деякими значними недоліками. Одна з проблем в тому, що системи з ПСЛК завжди споживають реактивну потужність як в режимі випрямляча, так і в режимі інвертора. Залежно від кутів керування, реактивна споживана потужність перетворювальної підстанції становить приблизно 50 - 60% від переданої активної потужності.

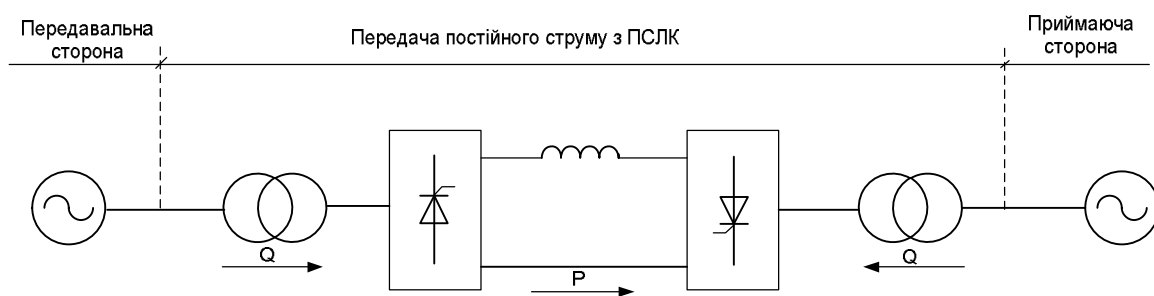


Рис.2.4. Система високої напруги постійного струму за технологією ПСЛК (LCC)

Споживання реактивної потужності вимагає компенсації шляхом підключення потужних фільтрів змінного струму / конденсаторів на перетворювальних підстанціях. Таким чином в ППС з ПСЛК, фільтри/

конденсатори не тільки збільшують затрати, але й займають велику площу на перетворювальній підстанції. Крім того, останні також призводять до тимчасових перенапруг (ТПН) і проблем гармонік низького порядку, при підключенні ППС до малопотужних енергосистем.

Іншою відомою проблемою систем ПС з ПСЛК є поява комутаційних провалів на перетворювальній підстанції, як правило, викликаних порушеннями в системах змінного струму. Пониження амплітуди напруги або зменшення фазового кута змінної напруги може зменшити затухання вольт-часової області інверторного вентиля.

ППС з перетворювачами на повністю керованих напівпровідниках, voltage source converter (VSC) з живленням від джерела напруги, в яких використовуються GTO-тиристори або біполярні транзистори з ізолюваним затвором (рис. 2.5). Дана технологія себе добре зарекомендувала для середніх рівнів потужності 400-600 МВТ. Технологія VSC є порівняно новою і характеризується рядом переваг над класичною, зокрема: передача потужності до систем, які не містять генераторів; швидкий одночасний і незалежний контроль потоків активної і реактивної потужності, що дозволяє двонапрявлену її передачу, через зміну напрямку постійного струму; висока частота комутації; менший гармонійний склад.

Перетворювачі, як правило, керуються за допомогою синусоїдальної широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) і гармонійні складові струму і напруги на виході пов'язані виключно з частотою перемикання кожного плеча перетворювача.



Рис.2.5. Система високої напруги постійного струму за технологією VSC

Однією з модифікацій VSC - є багаторівневі перетворювачі (Multi Modular Converter - MMC), які розширюють відомі переваги перетворювачів на повністю керованих напівпровідниках низької і середньої потужності для використання у високовольтних потужних передачах. В концепції MMC перетворювач може бути сконструйований на будь-який рівень напруги встановленням додаткових модулів в кожній групі. Якщо каскадно з'єднати значну кількість модулів (приблизно 100 загальних модулів для кожної фази), кожен модуль, теоретично, повинен вмикатись і вимикатись раз за період, що значно знижує комутуючі втрати вентилів. Тим не менш, попередні дослідження показують, що частота комутації необхідна дещо вища.

Технології, що ґрунтуються на використанні VSC, долають більшість недоліків класичних ППС. Крім того, VSC здатні генерувати/споживати реактивну потужність, підтримуючи тим самим стійку роботу систем змінного струму. Як і у випадку класичної технології, VSC можуть швидко варіювати потоки активної потужності для забезпечення живлення системи змінного струму, а також в аварійному режимі можуть миттєво виконувати реверс потужності, що передається.

У системах на базі перетворювачів напруги немає необхідності в будь-якій компенсації реактивної потужності, споживаної самим перетворювачем, і гармоніки струму на стороні змінної напруги пов'язані виключно з частотою керування (широтно-імпульсна модуляція). Тому кількість фільтрів в цьому типі ППС значно менша в порівнянні з класичною технологією.

На сьогоднішній день лідерами в сфері розробки, виробництва і введення в експлуатацію ППС на повністю керованих напівпровідниках є компанія ABB з їх технологією "HVDC Light", а також компанія Siemens, з технологією MMC під назвою "HVDC PLUS".

Випрямлячі та інвертори, керування якими здійснюється джерелами напруги (VSC), базуються на ключах, виконаних на біполярних

транзисторах з ізольованим затвором (IGBT), які мають ряд переваг порівняно з тиристорами. Використання зазначених ключів дозволяє застосовувати імпульсну модуляцію (ШІМ), тобто частота сигналу керування становить понад 1000 Гц. Використовуючи ШІМ, випрямляч та інвертор системи VSC може синтезувати повністю керовану напругу змінного струму, що дозволяє точно контролювати активну та реактивну потужності. Напруга, що підтримується, є синусоїдальною, управління є дуже швидким, через більш високі частоти комутації амплітуди гармонічних складових є низькими, а тому вимоги до фільтрів менш жорсткі.

До основних переваг випрямлячів та інверторів, керування якими здійснюється джерелами напруги (VSC), порівняно з аналогічними, але керування якими здійснюється струмом (LCC), можна віднести наступне:

1) незалежне керування активною та реактивною потужністю, незалежно від рівня активної потужності, реактивна потужність може бути як ємнісною, так і індуктивною. Кінцеві підстанції можна використовувати для забезпечення бажаного рівня напруги для суміжних АС мереж під час передачі будь-якого рівня активної потужності без додаткових витрат;

2) за відсутності транзиту активної потужності кінцеві підстанції працюють як два незалежні статичні синхронні компенсатори (STATCOM) для регулювання напруги в суміжних АС мережах;

3) використання ШІМ з частотою комутації в діапазоні 1–2 кГц є достатньою для відокремлення основної частоти напруги від смуги побічних частот гармонійних складових, а також для зменшення їх амплітудних значень. Як наслідок, фільтри вищих гармонік необхідні лише для високих частот і тому мають невеликі розміри, та характеризуються невеликими втратами та витратами на обслуговування;

4) зміна напрямку потоку потужності, навіть без зміни полярності, відбувається за 50 – 100 мс;

5) висока реакція на аварії в приєднаних АС мережах, оскільки інвертор VSC активно керує напругою та струмом на кінцевих підстанціях.

Внесок такого перетворювача у струм короткого замикання зі сторони суміжних АС систем обмежується номінальним струмом або навіть контролюється на більш низьких рівнях. Випрямляч та інвертор можуть залишатися в роботі задля підтримання бажаного рівня напруги в суміжних АС системах під час та після збурень;

6) можливість запуску з нуля - це можливість запуску або відновлювання живлення в повністю вимкненій АС мережі, яка взагалі не містить генераторних блоків. Даною здатністю виключається потреба в додаткових генераторах для забезпечення найменшої потужності, необхідної для запуску з нуля;

7) система може бути налаштована на забезпечення швидшої підтримки частоти або демпфірування частоти для АС мереж через модуляцію активної потужності;

8) можливість підключення до пасивних АС систем. З використанням VSC можна генерувати змінний струм, використовуючи внутрішній незалежний імпульсний генератор. Це полегшує перехід від мережі до енергоострова і навпаки, як того потребує концепція інтелектуальних мереж. Деякі VSC HVDC використовуються для керування постійним навантаженням за відсутності генерації активної потужності;

9) зазначена система більше підходить для паралельного приєднання на стороні DC (розвиток мультитермінальної HVDC системи та DC мережі) через сталість полярності DC напруги та кращий контроль;

10) полегшення у розробці модульної концепції з використанням стандартних комірок зазначеної сталої напруги. Зокрема, в останніх багаторівневих модульних конверторах (БМК) використовуються стандартні комірки низької напруги з конденсаторами.

Стосовно обмежень та недоліків системи HVDC з VSC:

1) Покращений контроль досягається за рахунок збільшення втрат у перетворювачах потужності. Збільшення втрат є результатом:

- використання високочастотних комутаторів призводить до збільшення втрат у цих комутаторах;
- комутатори на IGBT характеризуються значно більшим спадом напруги в порівнянні з тиристорами для аналогічного рівня напруги.

Для заданого рівня потужності це призведе до збільшення втрат;

- 2) Вища вартість в порівнянні з LCC. VSC вимагає більшої кількості напівпровідників, зокрема, з використанням модульних систем, загальна кількість комутаторів є більшою, в порівнянні з LCC;
- 3) комутатори на IGBT мають меншу потужність в порівнянні з існуючими тиристорними пакетами, оскільки площа поверхні напівпровідника є більшою, що призводить до збільшення кількості компонентів;
- 4) IGBT мають меншу здатність до перевантаження в порівнянні тиристорами;
- 5) в місцях приєднання AC до DC можуть виникати місцеві високошвидкісні перехідні процеси, що може призвести до деяких проблем з кабелями через переважаючий вплив ємності останніх. Також можлива поява електромагнітних завад;
- 6) несправності зі сторони DC є серйозною проблемою, оскільки VSC поводить себе як неконтрольований діодний міст. Необхідним є надлишок діодів, а сама аварія нейтралізується за допомогою силових вимикачів зі сторони AC системи. Повторне підключення перетворювача VSC після відключення змінного струму може зайняти тривалий час;
- 7) розробка мультитермінальних HVDC систем та DC мереж вимагає наявності швидкодіючих DC вимикачів;
- 8) за наявності розімкненого кола IGBT, зазвичай, просто виходять з ладу. У випадку короткого замикання причиною виходу з ладу є ускладнення конструкції комутатора на IGBT в порівнянні з аналогічним на тиристорах.

Випрямлячі та інвертори, керування якими здійснюється джерелами струму (LCC) є забезпеченням практичних рішень з використанням надійних пристроїв та добре перевірених схем. За значних об'ємів транзиту, понад

2 ГВт, переважаючим є використання саме LCC систем. Повітряні лінії електропередавання системи DC характеризуються низькою надійністю і, як наслідок, частими аваріями, тому саме LCC системи є переважаючими через свою гарну керованість в таких випадках. Система LCC характеризується меншою вартістю, тому її використання переважає в тих випадках, коли показники установленної потужності та площі підстанції не є критичними.

До основних переваг систем LCC, в порівнянні з системами VSC, можна віднести наступне:

1) одиничний тиристор може характеризуватися високою напругою на рівні 6 – 10 кВ та високими струмами на рівні 3 – 4 кА;

2) висока перевантажувальна здатність;

3) за короткого замикання тиристор виходить з ладу, що для послідовного з'єднання елементів вважається перевагою;

4) менший спад напруги на тиристорі, менші втрати, а отже, і менша вартість. В системах LCC ключі працюють лише для одного напрямку струму, в той же час в системах VSC ключі мають врахувати і зворотні напрямки струму;

5) система LCC характеризується засобами реєстрації рівнів напруги та об'єму транзиту потужності;

6) стійкість до коротких замикань на стороні DC. Система може добре працювати за низького рівня DC напруги постійного струму, а відновлення після несправностей на стороні DC є добре контрольованим. Аварії в системі DC не впливають на систему AC;

7) система LCC забезпечує стабілізацію частоти в AC системі, але через проблеми з реактивною потужністю продуктивність обмежена. Також застосовується контроль AC напруги, але знову ж таки продуктивність дуже обмежена.

Стосовно обмежень та недоліків системи HVDC з LCC:

1) системи LCC генерують гармонійний спектр з амплітудами низького порядку, які необхідно усунути за допомогою великих за габаритами

пасивних фільтрів. Наявність цих фільтрів може призвести до циркулюючих гармонійних струмів та до проблем зі стійкістю, що повинно бути компенсовано додатковими колами демпфірування. Фільтри та кола демпфірування мають розроблятися та встановлюватися для кожної системи окремо, що зазвичай є неможливим. Отже, має місце неоптимальний режим роботи зазначених засобів;

2) системи LCC мають обмеження щодо часу відгуку. Час відгуку на сигнал керування становить 100 – 200 мс;

3) необхідність компенсації великих об'ємів реактивної потужності. Ця реактивна потужність споживається пасивними фільтрами та комутуваними конденсаторами та реакторами. Об'єм реактивної потужності визначається об'ємом транзиту активної потужності а також режимом роботи – випрямленням чи інвертуванням. Як наслідок, площа кінцевих підстанцій LCC систем є значною;

4) зміна напрямку потоку потужності вимагає зміну полярності напруги DC ліній. Це, в свою чергу, накладає обмеження на номенклатуру доступних для використання кабелів. Час відгуку складає 500 мс, що також накладає певні експлуатаційні обмеження;

5) як мінімум 10% потік потужності має бути;

6) неможливим є підключення до слабких AC систем, для яких відношення струму короткого замикання менше 2;

7) чутливість до несправності комутації, яка викликана 5–10% падінням напруги на стороні інвертора. Зазначена несправність спричиняє тимчасові, від 0,5 до 1 с, перерви в передачі потужності. Частково ситуація може бути виправлена за допомогою системи керування з використанням конденсаторів (ССС);

8) уразливість до розмикання кола зі сторони DC системи, оскільки виникає перенапруга, що є небажаним. Необхідно використовувати обмежувачі перенапруг;

9) є можливість побудови мультитермінальних HVDC систем та DC мереж, але матимуть місце значні втрати у виробничих потужностях та збільшення експлуатаційних видатків. Практичного застосування набули лише трьохтермінальна HVDC система. DC мережі є надто складними.

В табл.2.1 наведено ряд проектів, що були введені в експлуатацію по всьому світі, де успішно застосовують системи високої напруги постійного струму. Вони включають в себе: проекти вставок постійного струму (США), застосування в області вітроенергетики (Швеція, Германія), контрольоване асинхронне з'єднання в цілях торгівлі електроенергією (Австралія), проекти по збільшенню пропускної здатності (США, Намібія), проекти по електропостачанню морських електрофікаційних платформ (Норвегія) і т.д. Слід зазначити, що напруга постійного струму досягла позначки 400 кВ і одинична потужність найбільшої системи складає 400 МВт, тобто технології на повністю керованих напівпровідниках добре себе зарекомендували на середніх рівнях потужності.

Таблиця 2.1 – Світові проекти передач постійного струму на базі технології VSC

Ім'я проекту	Рік введення в роботу	Потужність	Кількість кд	Змінна напруга	Постійна напруга	Довжина кабелів ПС	Коментар	Топологія	Напівпровідники
Хельсинборг, Швеція	1997	3МВт ±3МВАр	1	10 кВ (з обох сторін)	±10 кВ	ПЛ 10 км	Тестова електропередача. Синхронізація мережі ЗС.	2-рівнева	БТІЗ (послідовн. з'єднані)
Готланд «HVDC Light», Швеція	1999	50МВт -50 до +55 МВАр	1	80 кВ (з обох сторін)	±80 кВ	Підводні КЛ 2х70 км	Вітрові електростанції(підтримка напруги). Легкість підводної прокладки КЛ.	2-рівнева	БТІЗ (послідовн. з'єднані)
Ігл-Пасс, США	2000	36 МВт ±36МВАр	1	138 кВ (з обох сторін)	±15.9 кВ	Вставка постійного струму	Контроль напруги. Обмін потужністю. Контроль асинхронного з'єднання для торговельних цілей.	3-рівнева (NPC)	БТІЗ (послідовн. з'єднані)
Йоринг, Данія	2000	8 МВА 7.2 МВт -3 до +4 МВАр	1	10.5 кВ (з обох сторін)	±9кВ	Підводні КЛ 2х4.3 км	Вітрова електроенергія. Демонстраційний проект. Синхронізація мережі ЗС з регулюванням частоти.	2-рівнева	БТІЗ (послідовн. з'єднані)
Тернер Інтерконект, Австралія	2000	180 МВт -165 до +90 МВАр	3	110 кВ – ПС Бангалора 132 кВ – ПС Мулунбїмбі	±80 кВ	Підземні КЛ 6х59 км	Торговля енергією. Асинхронна мережа змінного струму. Легкість і проста підземної прокладки КЛ.	2-рівнева	БТІЗ (послідовн. з'єднані)
Мюррей Лінк, Австралія	2002	220 МВт -150 до +140 МВАр	1	132 кВ – ПС Беррі 220 кВ – ПС Ред Кліффс	±150 кВ	Підземні КЛ 2х180 км	Кероване асинхронне з'єднання для торгівлі. Легкість і проста підземної прокладки КЛ.	3-рівнева (ANPC)	БТІЗ (послідов. з'єднані)
Кросс-Саунд, США	2002	330 МВт ±150 МВАр	1	345 кВ – 138 кВ	±150 кВ	Підводні КЛ 2х40 км	Кероване асинхронне з'єднання для торгівлі. Підводні КЛ.	3-рівнева (ANPC)	БТІЗ (послідовн. з'єднані)

Продовження табл. 2.1

Троль, Норвегія	2005	84 МВт -20 до +24 МВАр	2	132 кВ – ПС Колнес 56 кВ – ПС Троль	±60 кВ	Підводні КЛ 4x70 км	Збереження навколишнього середовища. Податок на СО ₂ . Довга підводна КЛ. Компактні перетворювачі.	2- рівнева	БТІЗ (послідов. з'єднані)
Істлінк, Естонія- Фінляндія	2006	350 МВт ±125 МВАр	1	330 кВ – ПС Естонія 400 кВ – ПС Фінляндія	±150 кВ	Підземні КЛ 2x31 км Підводні КЛ 2x74 км	Довжина підземних і підводних КЛ. Не синхронне з'єднання систем змінного струму.	2- рівнева	БТІЗ (послідовн. з'єднані)
НОРД ЕОН1, Німеччина	2009	400 МВт	1	380 кВ – ПС Деєл 170 кВ – ПС Боркум	±150 кВ	Підземні КЛ 2x75 км Підводні КЛ 2x128 км	Довжина морських і підземних КЛ. Офшорні морські вітростанції	----	БТІЗ (послідовн. з'єднані)
Капріві, Намібія	2009	300 МВт	1	330 кВ – ПС Замбезі 400 кВ – ПС Герус	±350 кВ	ПЛ 970 км	Синхронізація систем змінного струму. Довга відстань. Слабкі системи.	----	БТІЗ (послідовн. з'єднані)
Валгалла, Норвегія	2009	78 МВт	1	330 кВ – ПС Ліста 11 кВ – ПС Валхал	±150 кВ	Підводний коаксіальн ий кабель 292 км	Зниження вартості і підвищення ефективності роботи. Мінімізація викидів парникових газів.	2- рівнева	БТІЗ (послідовн. з'єднані)
Системи STATCOM на базі CTK Light									
Поларіт	2002	0-164 МВА	1	-	-	-	Зменшення коливань напруги	-	-
Еврон	-	0-36 МВА	1	-	-	-	Активна фільтрація. Баланс потужності.	-	-
Холлі	2004	-80+100 МВАр	1	-	-	-	Підтримка рівня напруги. Вивід з експлуатації генератора.	-	-

Однак, незважаючи на досить широке використання сучасних перетворювальних систем, класичні технології з лінійною комутацією залишаються конкурентоспроможними і широко використовуються по всьому світу.

2.3. Гармонічний склад струму в системах LCC HVDC конверторах

Наявність вищих гармонік в АС системах змінного струму призводить до виникнення цілого ряду проблем, а тому на їх кількісний та якісний склад повинні бути накладені обмеження. Деякі серед поширених проблем, що виникають через існування та наявність вищих гармонік: додатковий нагрів, машинні пульсації, додатковий вплив на ізоляцію, перевантаження конденсаторних банок та створення завад для працюючого електронного та телекомунікаційне обладнання.

Тиристорний перетворювач поводить себе як джерело струму на стороні змінного струму. За повного навантаження, АС струм через шестиімпульсний повний мостовий випрямляч, рис. 2.6, який працює на трансформатор зі з'єднанням обмоток Y/Y, може бути поданий з використанням перетворення Фур'є:

$$I = 2 \frac{\sqrt{3}}{\pi} \cdot I_{DC} \cdot \left[\sin(\omega \cdot t) - \frac{1}{5} \cdot \sin(5 \cdot \omega \cdot t) - \frac{1}{7} \cdot \sin(7 \cdot \omega \cdot t) - \frac{1}{11} \cdot \sin(11 \cdot \omega \cdot t) + \frac{1}{13} \cdot \sin(13 \cdot \omega \cdot t) + \dots \right]$$

яке можна узагальнити з використанням рядів у наступній формі

$$I = 2 \frac{\sqrt{3}}{\pi} \cdot I_{DC} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cdot \sin(n \cdot \omega \cdot t), \quad n=6 \cdot k \pm 1, \quad k=1, 2, 3, \dots$$

Використаємо зазначений математичний вираз для отримання кривих струму у відносних одиницях на стороні АС (рис. 2.7).

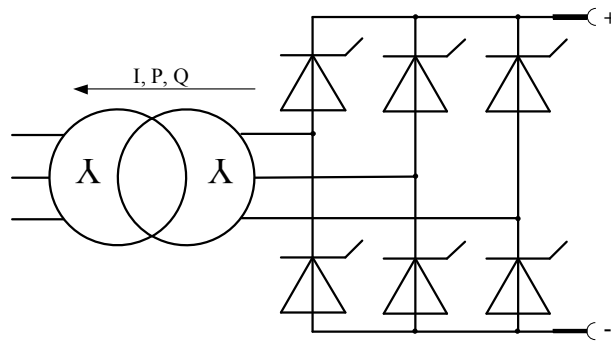


Рис. 2.6. Тиристорний шестиімпульсний повний мостовий випрямляч зі з'єднанням обмоток трансформатора Y/Y

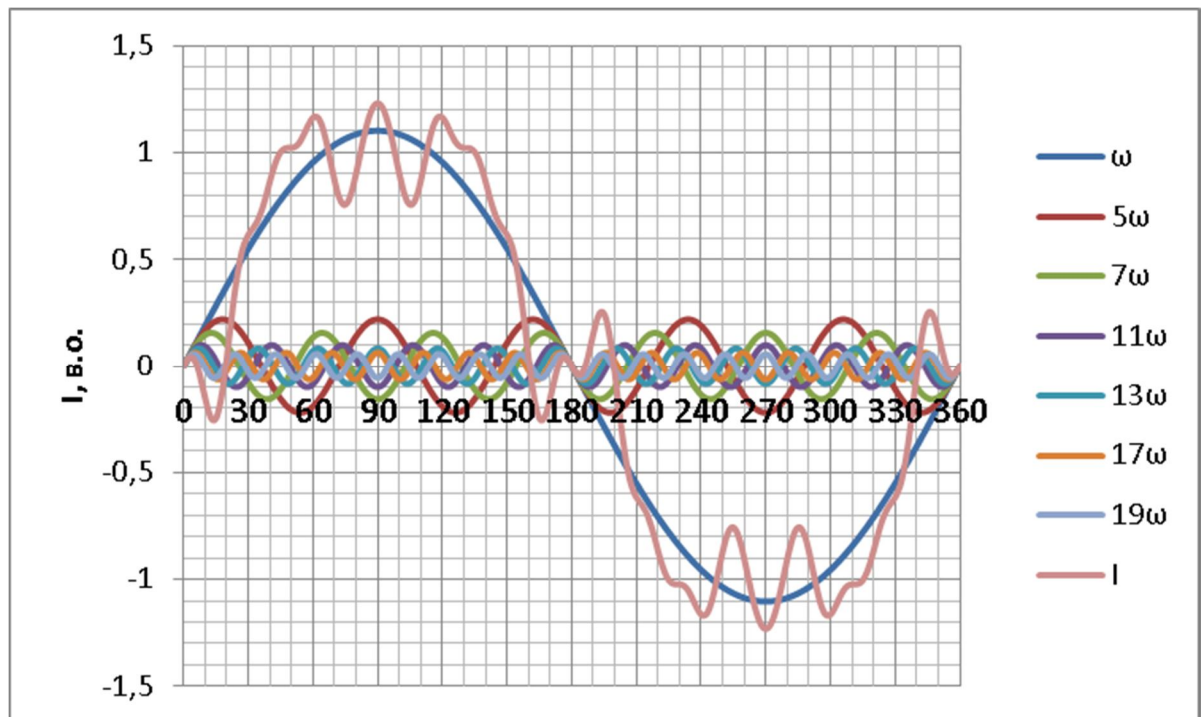


Рис. 2.7. Струм на виході конвертора, з'єднання обмоток Y/Y

Як видно, на стороні змінного струму присутні всі гармоніки порядку $6k \pm 1$, де k – будь-яке ціле число. Величина гармоніки є обернено пропорційною до її номеру гармонічного порядку.

За повного навантаження, АС струм через шестиімпульсний повний мостовий конвертор, який працює на трансформатор зі з'єднанням обмоток Y/Δ, може бути виражений з використанням перетворення Фур'є:

$$I = 2 \frac{\sqrt{3}}{\pi} \cdot I_{DC} \cdot \left[\sin(\omega \cdot t) + \frac{1}{5} \cdot \sin(5 \cdot \omega \cdot t) + \frac{1}{7} \cdot \sin(7 \cdot \omega \cdot t) - \frac{1}{11} \cdot \sin(11 \cdot \omega \cdot t) + \frac{1}{13} \cdot \sin(13 \cdot \omega \cdot t) + \dots \right]$$

Використавши зазначений математичний апарат, зовнішній вигляд струму у відносних одиницях на стороні АС представлено на рис. 2.8. З'єднання Y/Δ обмоток трансформатора дає 180° зміщення фаз 5-ї та 7-ї гармонік і кратних їм.

Зазвичай системи HVDC використовують 12-імпульсний конвертор, тобто послідовне з'єднання двох шестиімпульсних конверторів, рис. 2.9. В такій схемі один з конверторів працює на з'єднання Y/Y, а другий на Y/Δ. В такому випадку, на виході з 12-імпульсного конвертора:

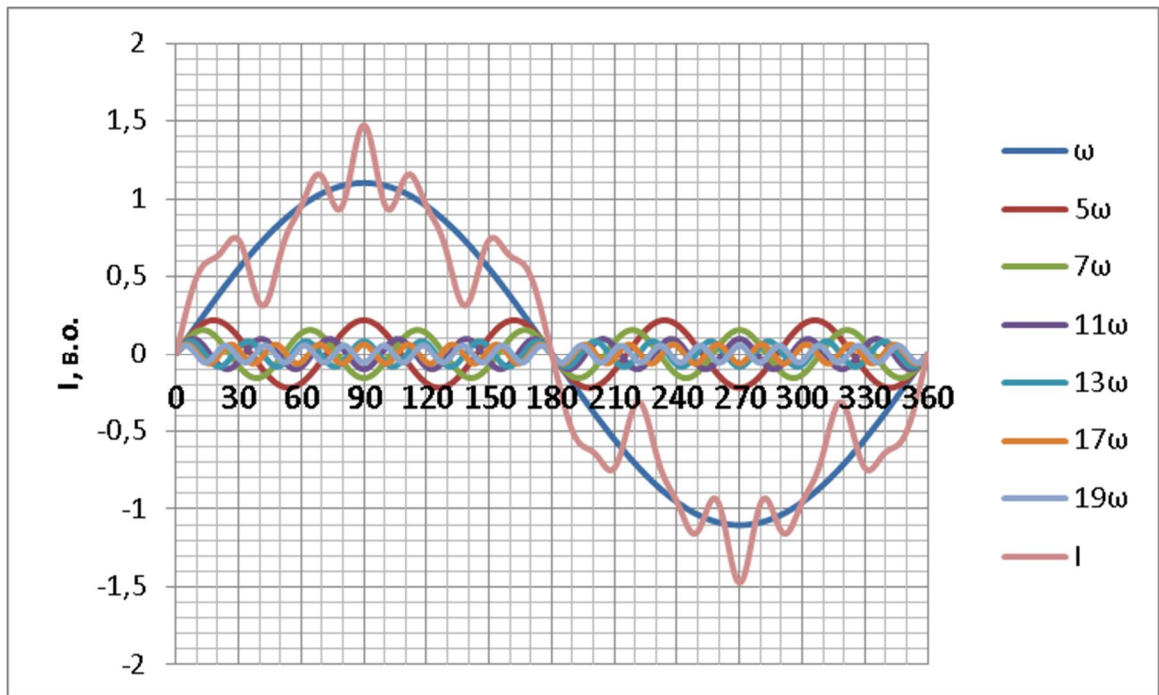


Рис. 2.8. Струм на виході конвертора, з'єднання обмоток Y/Δ

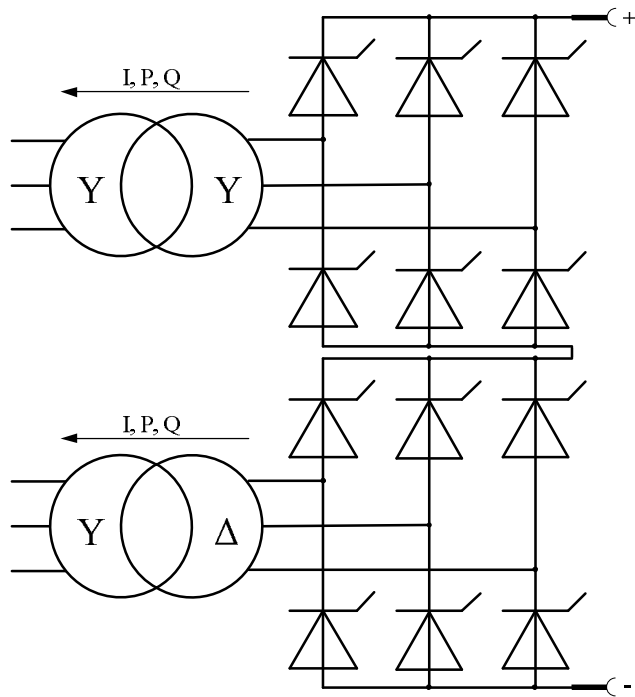


Рис. 2.9. Тиристорний дванадцятиімпульсний повний мостовий конвертор зі з'єднанням обмоток трансформатора Y/Y та Y/Δ

$$I = 4 \frac{\sqrt{3}}{\pi} \cdot I_{DC} \cdot \left[\sin(\omega \cdot t) - \frac{1}{11} \cdot \sin(11 \cdot \omega \cdot t) + \frac{1}{13} \cdot \sin(13 \cdot \omega \cdot t) - \frac{1}{23} \cdot \sin(23 \cdot \omega \cdot t) + \frac{1}{25} \cdot \sin(25 \cdot \omega \cdot t) + \dots \right]$$

що можна узагальнити з використанням рядів

$$I = 4 \frac{\sqrt{3}}{\pi} \cdot I_{DC} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cdot \sin(n \cdot \omega \cdot t), \quad n = 12 \cdot k \pm 1, \quad k = 1, 2, 3, \dots$$

Використаємо зазначений математичний вираз для отримання кривих струму у відносних одиницях на стороні АС (рис. 2.10).

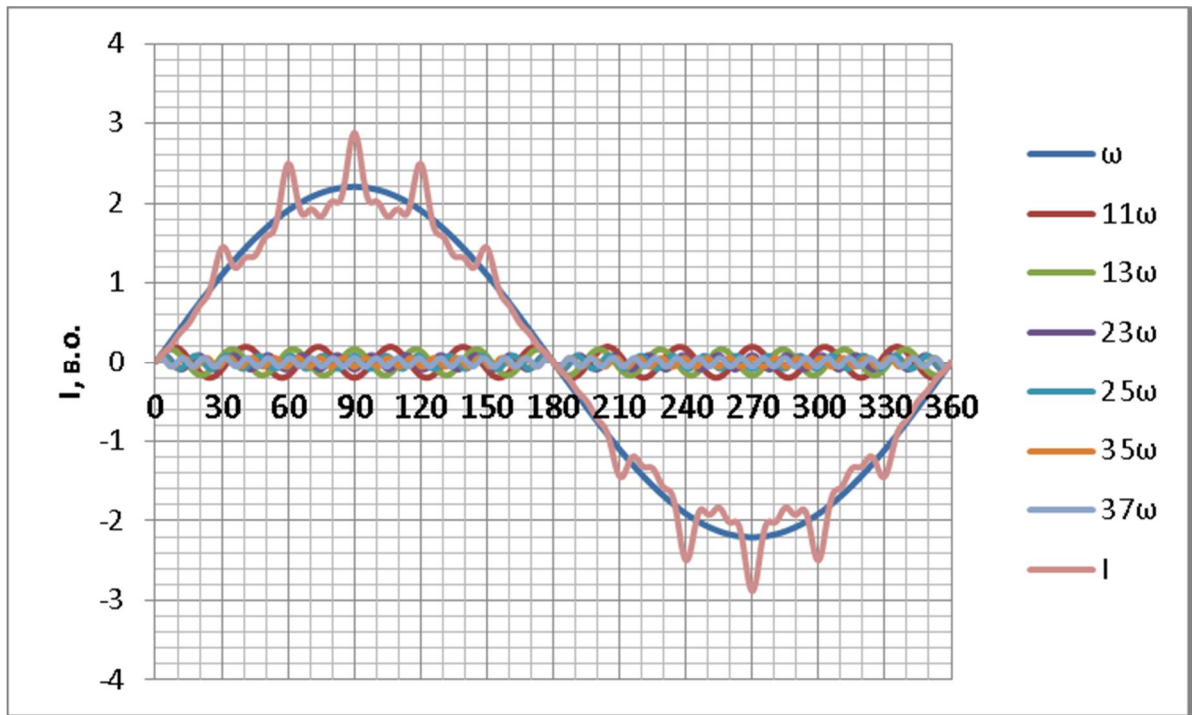


Рис. 2.10. Струм на виході 12-імпульсного конвертора зі з'єднанням обмоток трансформатора Y/Y та Y/Δ

За наявності кута перекриття μ гармонічна складова струму знижується, тому для кожної n -ої гармоніки струм I_μ є меншим за той же струм без кута перекриття I_n :

$$\frac{I_\mu}{I_n} = \frac{\sqrt{H^2 + K^2 - 2 \cdot H \cdot K \cdot \cos(2 \cdot \alpha + \mu)}}{\cos(\alpha) - \cos(\alpha + \mu)}$$

$$H = \frac{\sin(n+1) \cdot \frac{\mu}{2}}{n+1}$$

$$K = \frac{\sin(n-1) \cdot \frac{\mu}{2}}{n-1}$$

Вищенаведені гармоніки називаються характерними. Вони виникають відповідно до теоретичного дослідження ідеальних хвиль сигналу струму/напруги. Нехарактерні гармоніки, тобто друга, третя тощо, відсутні в теоретичних дослідженнях, але на практиці можуть зустрічатися в HVDC системах. Причинами появи нехарактерних гармонік може бути:

- неврівноважена система змінного струму, викликана невеликими відмінностями у фазних параметрах лінії;
- асиметрія у трансформатора, що працює на конвертор, як то пофазне неспівпадіння коефіцієнту трансформації;
- асиметрія конвертора у куті спрацювання, у роботі контролера або, власне, у тиристорах.

Дисбаланс АС мережі є досить частою причиною появи нехарактерних гармонік. При незбалансованості сітки змінного струму тиристорний конвертор призведе до появи гармонік порядку $n=k \cdot p \pm 3$, $k=0, 1, 2, \dots$, p – означає 6-імпульсний або 12-імпульсний конвертор. Така сама ситуація спостерігатиметься на DC стороні $n=k \cdot p \pm 2$, $k=0, 1, 2, \dots$. Загалом, n -а гармоніка на DC стороні постійного струму створюватиме $n \pm 1$ гармоніку на АС стороні.

На кожній підстанції HVDC встановлено фільтри вищих гармонік на АС стороні та, інколи, на DC стороні. Вони сприяють утриманню величини гармонічних спотворень у заданих межах. Фільтри характеризуються ємнісною провідністю по відношенню до базової частоти, також фільтри забезпечують потребу в отриманні реактивної потужності від конверторів. Величина реактивної потужності в системі HVDC є варіативною і є функцією від величини активної потужності, ємнісні компенсатори та фільтри розташовані у вигляді окремих банок, комутація яких здійснюється ступінчасто, оскільки потужність HVDC системи змінюється. Фільтри фізично за розмірами великі і, разом з розподільним пристроєм, вони можуть займати понад 50% площі HVDC підстанції. Більшість систем використовують шунтувальні фільтри, проте деякі системи використовують комбінацію шунтувальних та послідовних АС фільтрів. У випадку конденсаторно-комутованих конверторів (CCC) HVDC, системи HVDC є повністю компенсованими за реактивною потужністю від цих послідовних конденсаторів і тому шунтувальні фільтри є невеликими за розмірами.

Як правило, налагоджені АС фільтри використовуватимуться для боротьби з гармоніками 11-го та 13-го порядків для 12-імпульсних систем, або 23-го та 25-го порядків для 24-імпульсних систем. Високочастотні фільтри використовуватимуться для гармонік більш високих порядків. На рис. 2.11 зображено можливе розташування фільтрів для 12-імпульсного конвертора.

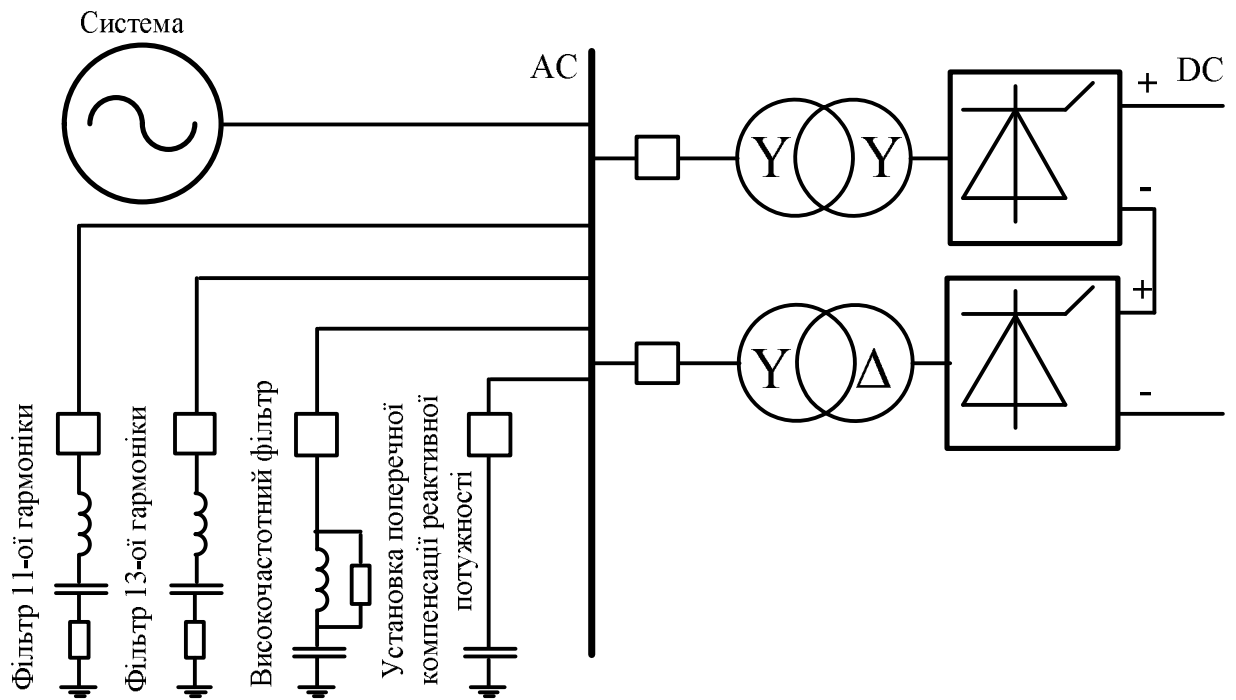


Рис. 2.11. Підстанція HVDC зі встановленими фільтрами

Системи HVDC з повітряними ЛЕП зазвичай характеризуються наявністю фільтрів, призначених для боротьби з 12-ою або 24-ою гармоніками на DC стороні. Висока ємність DC кабелів природно призводить до зниження впливу гармонік.

РОЗДІЛ 3

МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ HVDC

3.1 Аналітичні моделі HVDC

Заходи щодо аналізу, проектування та тестування систем на базі силовій електроніки без використання комп'ютерного моделювання відрізняються надзвичайно трудомісткістю і високою вартістю. Навіть за використання масштабованих прототипів тестування потужних конверторів та систем HVDC є дуже дорогим заходом. У перші десятиліття розвитку систем HVDC використовувались апаратні моделі малої потужності. Однак з розвитком комп'ютерного моделювання в кінці 90-х років стали доступними моделі, що характеризуються хорошою точністю та високою швидкістю. Нині більшість робіт з проектування та розробки систем HVDC проводиться з використанням математичного апарату імітаційного моделювання. У разі використання перевірених часом схем конверторів для нових проектів уся робота над ним ґрунтуватиметься на імітаційному моделюванні, яке охоплює широке коло різних питань. Часто цього буває достатньо для тестування перед введенням в експлуатацію. Динамічні моделі сучасних систем HVDC, що інтегровані до складу існуючих енергосистем, характеризуються широким діапазоном значень сталих часу моделювання. В залежності від величин цих сталих часу розрізняють декілька методів моделювання:

- детальне моделювання перехідних процесів. Найменші за тривалістю часові рамки - динамічні явища в силовій електроніці на рівні комутатора. Перехідні періоди між положеннями *on* та *off* дуже ретельно вивчаються з використанням нелінійних функцій, можливо, також з використанням температурних залежностей. Часовий проміжок моделювання характеризується порядком у наносекунди, протягом якого зазвичай

розглядається процес у комутаторі або конверторі. Типовим комерційним програмним забезпеченням буде PSPICE та SABER.

- моделювання з перемиканнями. Друга група моделей, яка точно відображає всі зкомутовані стани та обчислює всі необхідні змінні між станами комутації. Цей тип аналізу передбачає ідеальне перемикання, тобто миттєва зміна між *on* та *off*. Зазвичай буде щонайменше 100–500 обчислень щодо кожної миті перемикання, що передбачає крок моделювання близько 50 мкс для конверторів систем HVDC, управління якими здійснюється струмом (LCC) або 1...10 мкс для конверторів, управління якими здійснюється напругою (VSC). Падіння напруги вимикача та його **снумери** вкладаються в аналіз. Це важливо для оцінки втрат при проведенні точного гармонічного аналізу. Конструкція управління також може бути досить точно виконана. Типовим програмним забезпеченням для комерційного моделювання в цій категорії є Simulink/SimPowerSystems, PSCAD/EMTDC, EMTР та інші, які широко використовуються виробниками та розробниками. Ці моделі можуть бути використані для двотермінальних HVDC, для наявних в системах конверторів і в цілому для мереж з відносно невеликою кількістю конверторів. За відносно великої кількості конверторів, як то HVDC мережа з більш ніж 20 конверторами типу VSC, модель значно ускладнюється, а швидкість моделювання стає неприйнятно повільною. Моделювання відбувається у фазних координатах з урахуванням необхідних змін по всім фазам А, В та С. Оскільки це моделювання підтримує лише методи проб та помилок, будь-яка багатовимірна оптимізація займає багато часу.

- аналітичне динамічне моделювання конверторів. В даному випадку, для спрощення моделей HVDC та підвищення швидкості імітаційного моделювання, фактичні сигнали та параметри апроксимуються стандартними математичними функціями або з використанням гармонійних спектрів. Суть методу полягає в усередненні поведінки системи за розрахунковий період. Нелінійні елементи можуть бути збережені або лінеаризовані, але всі динамічні елементи збережені максимально. Зазвичай спостерігається

покращення швидкості моделювання на один порядок в порівнянні з попереднім методом, оскільки типові етапи моделювання знаходяться в діапазоні 20 – 100 мкс. Ці моделі підходять для вивчення систем з численною кількістю конверторів, тобто можна моделювати DC мережу. Аналітичні моделі придатні для моделювання у фазних координатах, також передбачається можливість врахування повздовжніх та поперечних складових величин. За необхідності, використання лінійних моделей моделювання слід проводити з урахуванням повздовжньої та поперечної складової, де всі змінні є сигналами від постійного струму. Лінійні моделі полегшують процеси дослідження шуканих власних значень і засобів керування.

- векторне моделювання. В масштабах національних енергосистем динамічна складова припадає на діапазон низьких частот (нижче 5 Гц) і залежить, насамперед, від інерції роторів великих генераторів. Інтерес представляють величини потоків потужності та рівні напруги, всі елементи електричних кіл представлені з урахуванням реактансів за допомогою векторів, які обертаються на основній частоті. Такий підхід моделювання називається векторним моделюванням, оскільки системи HVDC представлені векторними рівняннями, які в більшості нехтують динамічними властивостями системи. Такі моделі дуже зручні для початкових наближень при моделюванні конверторів та для досліджень взаємодії на основі потоків потужності із AC системами.

Розглянемо моделювання системи HVDC напругою 400 кВ для передачі 800 МВт потужності, або 2000 А між системами напругою 330 кВ. Частота передавальної системи – 50 Гц, приймальної – 60 Гц. Протяжність лінії електропередавання між системами становить 300 км, рис. 3.1.

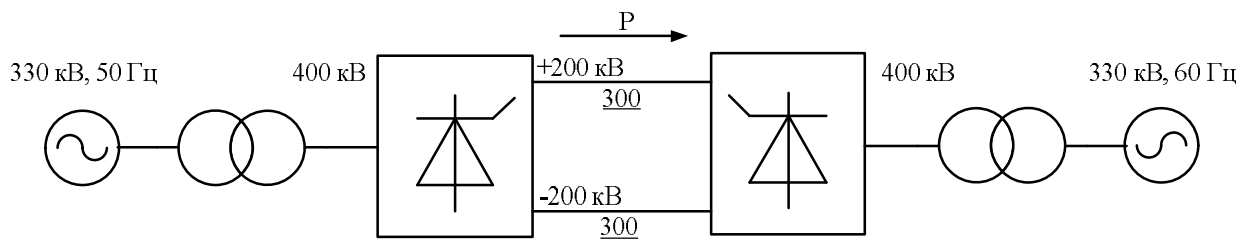


Рис. 3.1. Схема системи HVDC

Випрямляч та інвертор являють собою тиристорний 6-імпульсний трифазний повний мостовий перетворювач, рис. 3.2. Бажано, аби кути вмикання були в діапазоні $10^\circ - 20^\circ$, тому, керуючись рекомендаціями з літературних джерел, можна задати 18° для випрямляча та 16° для інвертора.

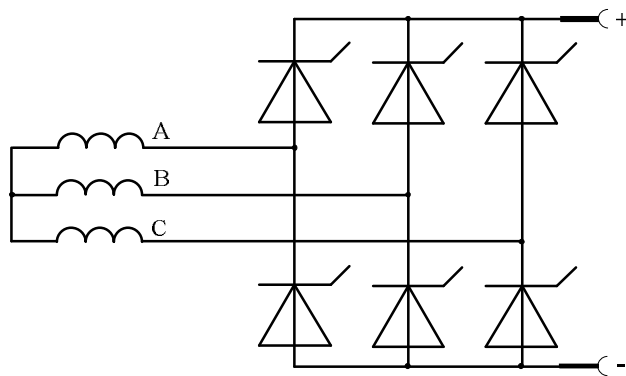


Рис. 3.2. Схема випрямляча (конвертора)

На табл. 3.1 наведено технічні характеристики тиристорів T253.

Табл. 3.1. Технічні характеристики тиристорів T253

Тип	U_{DRM} U_{RRM}	$I_{T(AV)}$ (T_C)	I_{TRMS}	I_{TSM}	T_{jmax}	$U_{TM}/$ I_{TM}	$U_{T(TO)}$	r_T	I_{DRM} I_{RRM}	$(dU_D/dt)_{cr}$	I_{GT}	U_{GT}	$(di_T/dt)_{cr}$	t_q	$i^2 \cdot t$	$R_{th(j-c)}$
	В	А(С°)	А	кА	°С	В/А	В	мОм	мА	В/мкс	мА	В	А/мкс	мкс	кА²·с	°С/Вт
T253-800	2000-2400	910(85) 1130(70)	1770	17	125	2.10/2500	1.20	0.440	70	200-1600	300	3.5	200	250	1440	0.020
T253-1000	1000-2400	1090(85) 1350(70)	2120	22	125	1.75/3140	1.02	0.300	70	500-1600	250	2.5	200	250	2420	0.020
T253-1250	400-1800	1270(85) 1580(70)	2480	28	125	1.60/3925	0.95	0.200	50	500-1600	200	2.5	200	160	3920	0.020
T253-2000	200-1000	2000(85)	3140	30	140	1.50/5020	0.84	0.110	100	200-1600	200	2.5	200	160	6480	0.016

Тиристор T253-1000 характеризується напругою блокування 1000 В та робочим номінальним струмом 1090 А. Таким чином, кількість паралельних елементів, яка визначається струмом, становить $n_{\text{пар}}=2$, кількість послідовних елементів на кожне з трьох плечей перетворювача:

$$n_{\text{пос}} = \frac{V_{\text{DC}}}{V_{\text{блок}}} = \frac{400 \cdot 10^3}{1000} = 400$$

Втрати потужності в кожному з конверторів можна визначити таким чином:

$$\Delta P_{\text{конв}} = 2 \cdot n_{\text{пос}} \cdot 3 \cdot \left(U_T \cdot I_{\text{Tav}} + \frac{r_T}{n_{\text{пар}}} \cdot I_T^2 \right) = 2 \cdot 400 \cdot 3 \cdot \left(1,02 \cdot \frac{2000}{3} + \frac{0,3 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \left(\frac{2000}{\sqrt{3}} \right)^2 \right) = 2112000 = 2,11 \text{ МВт}$$

Стосовно трансформатора 800 МВА 400/330 кВ, дослідним шляхом було з'ясовано значення індуктивності трансформатора, яка становить $L_T=0,102 \text{ Гн}$.

Зведене значення напруги зі сторони передавальної АС системи:

$$U_{\text{АС Випр}} = \left(U_{\text{DC}} + B \cdot \frac{3}{\pi} \cdot \omega \cdot L_T \cdot I_{\text{DC}} \right) \cdot \frac{\pi}{B \cdot 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \cos(\alpha_{\text{Випр}})};$$

$$U_{\text{АС Випр}} = \left(400000 + 2 \cdot \frac{3}{\pi} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,102 \cdot 2000 \right) \cdot \frac{\pi}{2 \cdot 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \cos(18)} = 203367 = 203,37 \text{ кВ}$$

Ідеальний рівень напруги на виході випрямляча:

$$U_{\text{DC } 0} = B \cdot 3 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\pi} \cdot U_{\text{АС Випр}} = 2 \cdot 3 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\pi} \cdot 203,37 = 549,28 \text{ кВ}$$

В даному випадку має місце підтвердження того, що конвертори на тиристорній базі - небажаний режим холостого ходу, також потрібно мати засоби щодо обмеження перенапруги.

Обчисливши кут коефіцієнту потужності, знайдемо дійсне значення транзиту активної та споживаної реактивної потужностей.

$$\varphi_{\text{Випр}} = \arccos\left(\frac{U_{\text{DC}}}{U_{\text{DC } 0}}\right) = \arccos\left(\frac{400}{549,28}\right) = 43,3^\circ.$$

$$P_{\text{Випр}} = S \cdot \cos(\varphi_{\text{Випр}}) = 800 \cdot \cos(43,3^\circ) = 582,2 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{Випр}} = S \cdot \sin(\varphi_{\text{Випр}}) = 800 \cdot \sin(43,3^\circ) = 548,7 \text{ МВАр}.$$

Проведемо аналіз лінії електропередавання. З табл. 3.2 вибираємо кабельну лінію напругою 400 кВ. Варто зазначити, що схема заміщення DC лінії електропередавання в своєму складі містить практично усі компоненти та може бути як П-подібною, рис. 3.3 а, так і Т-подібною, рис. 3.3 б.

Втрати потужності кабельної ЛЕП:

$$\Delta P_{\text{DC ЛЕП}} = 2 \cdot R_{0\text{DC}} \cdot L \cdot I_{\text{DC}}^2 = 2 \cdot 0,0095 \cdot 300 \cdot 2000^2 = 22800000 = 22,8 \text{ МВт}.$$

Табл. 3.2 Типові дані DC ліній

Конструктивне виконання та робоча напруга	Погонний активний опір, Ом/км	Погонна індуктивність, мГн/км	Погонна ємність, мкФ/км	Максимально допустимий струм, А
ПЛ±400 кВ	0,0114	0,9356	0,0123	3500
ПЛ±400 кВ	0,0133	0,8273	0,0139	3000
КЛ±400 кВ	0,0095	2,11120	0,1906	2265
КЛ±200 кВ	0,0095	2,1110	0,2104	1962

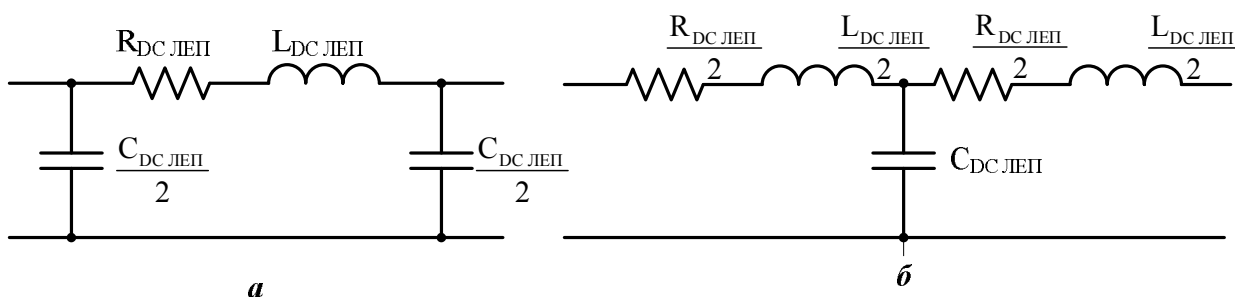


Рис. 3.3. Схеми заміщення DC ЛЕП: а – П-подібна; б – Т-подібна

Рівень напруги на інверторі з урахуванням спаду напруги в опорі КЛЕП:

$$U_{\text{DC Інв}} = U_{\text{DC}} - I_{\text{DC}} \cdot 2 \cdot R_{0\text{DC}} \cdot L = 400000 - 2000 \cdot 2 \cdot 0,0095 \cdot 300 = 388600 = 388,6 \text{ кВ}$$

Зведене значення напруги зі сторони приймальної АС системи:

$$U_{\text{AC Інв}} = \left(U_{\text{DC Інв}} + B \cdot \frac{3}{\pi} \cdot \omega \cdot L_{\text{T}} \cdot I_{\text{DC}} \right) \cdot \frac{\pi}{B \cdot 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \cos(\alpha_{\text{Інв}})}$$

$$U_{\text{AC Інв}} = \left(388600 + 2 \cdot \frac{3}{\pi} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 0,102 \cdot 2000 \right) \cdot \frac{\pi}{2 \cdot 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \cos(16)} = 177959 = 177,96 \text{ кВ}.$$

Ідеальний рівень напруги на виході інвертора:

$$U_{DC0} = B \cdot 3 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\pi} \cdot U_{AC\text{ Інв}} = 2 \cdot 3 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\pi} \cdot 177,96 = 480,66 \text{ кВ.}$$

Обчисливши кут коефіцієнту потужності, знайдемо дійсне значення необхідної для споживання інвертором реактивної потужності.

$$\varphi_{\text{Інв}} = \arccos\left(\frac{U_{DC}}{U_{DC0}}\right) = \arccos\left(\frac{400}{480,66}\right) = 33,7^\circ;$$

$$Q_{\text{Інв}} = U_{DC\text{ Інв}} \cdot I_{DC} \cdot \tan(\varphi_{\text{Випр}}) = 388600 \cdot 2000 \cdot \tan(33,7^\circ) = 518,3 \text{ МВАр.}$$

Кут вмикання інвертора обчислюється наступним чином:

$$\gamma + \mu = \arccos\left(\cos(\alpha_{\text{Інв}}) - \frac{I_{DC} \cdot 2 \cdot \omega \cdot L_T}{\sqrt{2} \cdot U_{AC\text{ Інв}}}\right)$$

$$\gamma + \mu = \arccos\left(\cos(16) - \frac{2000 \cdot 2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 0,102}{\sqrt{2} \cdot 177959}\right) = 69,5^\circ$$

$$\mu = 69,5^\circ - 16^\circ = 53,5^\circ$$

$$\alpha_{\text{Інв}} = 180^\circ - \mu = 180^\circ - 53,5^\circ = 126,5^\circ$$

Не дивлячись на належність системи до складу HVDC, зі сторін як випрямляча, так і інвертора встановлюються реактори для демпфірування коливань напруги.

Розрахункове значення рівня напруги після мостової схеми:

$$U_{0\text{ TDC}} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot U_{\text{НОМ}} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot 400 = 540189,7 = 540,19 \text{ кВ}$$

З рівняння зміни струму в колі з активним опором та індуктивністю:

$$i_L(t) = \frac{U_{0\text{ TDC}}}{R_{\text{екв}}} \cdot \left(1 - e^{-\frac{R_{\text{екв}}}{L}t}\right)$$

виражається похідна за струмом в часі

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{U_{0\text{ TDC}}}{R_{\text{екв}}} \cdot \frac{R_{\text{екв}}}{L} \cdot e^{-\frac{R_{\text{екв}}}{L}t} = \frac{U_{0\text{ TDC}}}{L} \cdot e^{-\frac{R_{\text{екв}}}{L}t}$$

прирівнюючи $t = 0$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{U_{0\text{ TDC}}}{L}$$

де L – в даному випадку є шуканою індуктивністю реактора.

З табл. 3.1 видно, що похідна за струмом в часі становить 200 А/мкс. Напругу на виході мостової схеми обчислено, тепер шукана індуктивність реактора становитиме:

$$L_{\text{Реактор}} = \frac{U_{0\text{ TDC}}}{\frac{di_L}{dt}} = \frac{540189,7}{2 \cdot 10^8} = 2,7 \cdot 10^{-3} \text{ Гн}$$

Варто зазначити, що в даному випадку обчислено нижчу границю значення індуктивності. Тобто індуктивність реактора має бути не меншою за дану величину. В залежності від наявної номенклатури реакторів і буде здійснено вибір, за необхідності.

Реактори встановлюються по кінцях ЛЕП, тобто маємо 4 реактора з мінімальним значенням індуктивності $2,7 \cdot 10^{-3}$ Гн.

3.2 Моделювання та управління випрямлячами HVDC

Вихідний аналітичний вираз для рівня напруги на шинах випрямляча:

$$U_{\text{DC Випр}} = B \cdot \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot U_{\text{Л AC}} \cdot \cos(\alpha) + B \cdot \frac{3}{\pi} \cdot \omega \cdot L_{\text{T}} \cdot I_{\text{DC Випр}},$$

де B – 2 або 4, відповідно для 6-імпульсної або 12-імпульсної схеми випрямляча, $U_{\text{Л AC}}$ – лінійна напруга зі сторони АС системи, ω – циклічна частота АС системи, L_{T} – індуктивність трансформатора зі сторони АС системи, $I_{\text{DC Випр}}$ – випрямлений струм на виході випрямляча, α – кут вмикання випрямляча.

Типовим є підключати кілька мостових схем послідовно з відповідним чином зміщеними фазами з метою зменшення впливу гармонік. Якщо форма сигналу DC напруги характеризується шістьма імпульсами за цикл, то домінантною буде шоста гармоніка. Для створення 12-імпульсної можна з'єднати послідовно два 6-імпульсних конвертори, але зі зсувом 30° за

фазою. Для підвищення гнучкості та рівня надійності кожен мостовий перетворювач може бути обладнаний незалежним контролером.

Деякі постановки задач вимагатимуть вираження I_{DC} за допомогою рівнів напруг випрямляча та інвертора:

$$I_{DC} = \frac{U_{DC \text{ Випр}} - U_{DC \text{ Інв}}}{R_{DC}}$$

де $U_{DC \text{ Випр}}$ – рівень напруги на шинах випрямляча, $U_{DC \text{ Інв}}$ – рівень напруги на шинах інвертора, R_{DC} – опір ЛЕП між підстанціями. Звідси видно, що постійним струмом можна керувати або за допомогою напруги випрямляча, або напруги інвертора. Найчастіше керування значенням постійного струму здійснюється на стороні випрямляча.

На рис. 3.4 наведено спрощену схему системи управління випрямлячем. До її складу входить пропорційно-інтегральний контролер зі зворотнім зв'язком для постійного струму. З урахуванням взаємодії DC напруги і функцією косинуса кута вмикання, система управління характеризується нелінійністю. Коефіцієнт посилення системи залежить від розташування робочої точки, що може відобразитися проблемами в управлінні. Для усунення нелінійного посилення в контролер вводиться елемент лінеаризації.

Цей елемент виконує функцію зворотного косинуса. Блок фазової синхронізації передає інформацію про фазовий кут напруги на AC шині до контролера. Сигнал вмикання являє собою шість імпульсів, зсунутих один проти одного на 60° із затримкою після перетину рівнем напруги нуля на $\alpha_{\text{Випр}}$. Номінальний робочий кут випрямляча зазвичай становить $\alpha_{\text{Випр}}=15^\circ-20^\circ$. Бажаним є мале значення цього кута з метою зменшення реактивної потужності та генерації гармонічного спектру. В той же час повинен бути забезпечений достатній запас на випадок виникнення збурень зі сторони AC напруги. За деяких робочих умов значення кута вмикання стає великим - наприклад, за низького значення I_{DC} , або у випадку зростання рівня напруги зі сторони AC.

Для оптимізації рівня напруги на трансформаторі встановлено регульовальні відгалуження з кроком 1,25%, а загальний діапазон регулювання становить 40%. Даний контролер не характеризується швидкодією, його стала часу займає хвилини. Контролер не реагує на миттєві збурення і характеризується нечутливістю у 2%.

Завданням блоку фазової синхронізації в системах HVDC є надання сигналу уставки для контролера випрямляча з метою синхронізації з АС напругою. По мірі зміни режимних параметрів, змінюється і положення точки переходу напруги через нуль. Тиристор можна вмикати лише із додатковим зміщенням робочої точки наперед, у випадку реверсу йому слід спрацьовувати досить рано, щоб забезпечити реверсне відновлення заданої величини АС напруги. Динамічні характеристики блоку фазової синхронізації не дозволяють миттєво відстежувати режимні параметри АС системи. Це непряме відстеження забезпечує чудовий захист від шуму у сигналі від АС сторони. Деякі підсилення у блоці можуть покращити швидкість відгуку, але система стане більш чутливою до наявного гармонічного спектру і може вийти з синхронізму під час значних збурень.

Контролер після блоку фазової синхронізації реагує на різницю між фактичним значенням фазових кутів напруги зі сторони АС системи та кутом синхронізації на виході зазначеного блоку. Також сигнал корегування є квадратом напруги на стороні АС системи. Останнє є не бажаним, оскільки за низького рівня напруги зі сторони АС системи, коефіцієнт підсилення на виході контролера блоку фазової синхронізації буде низьким, а реакція самого контролера буде повільною.

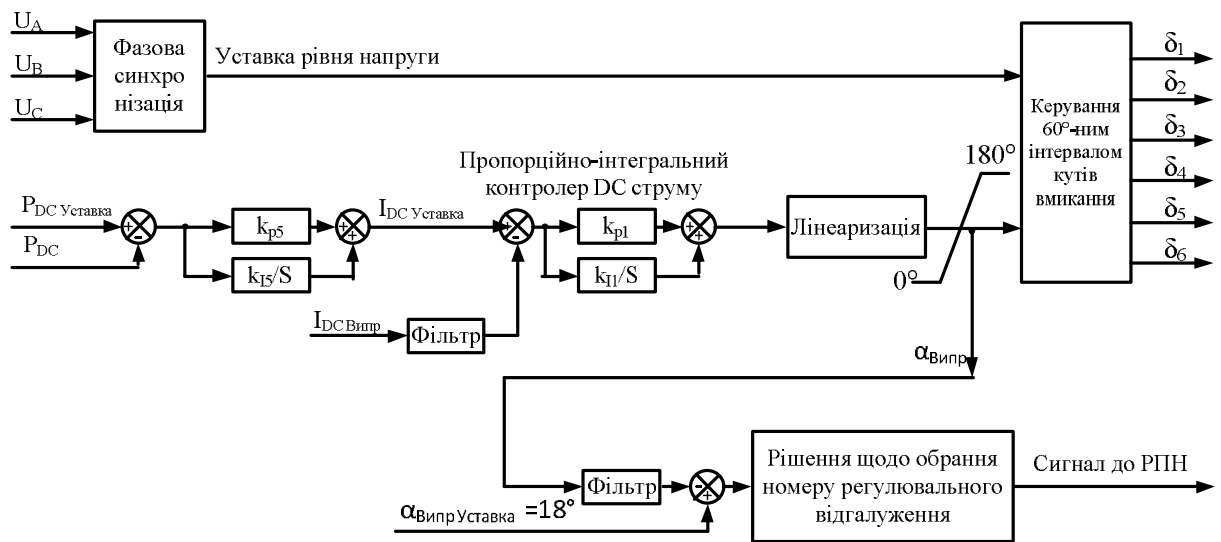


Рис. 3.4. Контролер випрямляча

На рис. 3.5 показана топологія контролера уставки для випрямляча. Цей контроль знаходиться на більш високому рівні і генерує значення уставок постійного струму на систему первинного контролю режимних параметрів постійного струму системи управління, зображеної на рис. 3.4. Існує кілька можливих режимів управління, але не всі вони використовуються в кожній системі HVDC:

- контроль потужності - це режим первинного регулювання, який застосовується у більшості систем HVDC.

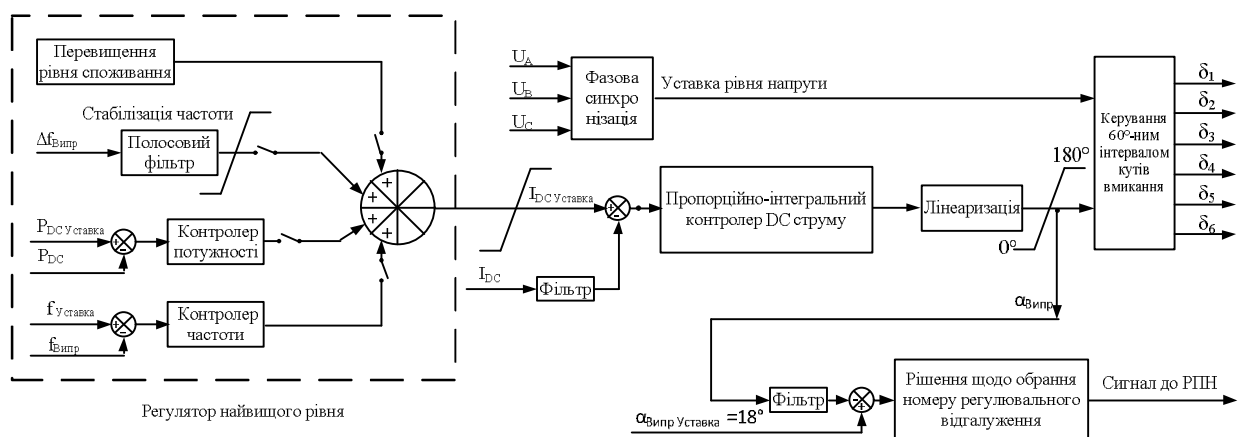


Рис. 3.5. Система управління контролером на первинному та вторинному рівнях

- стабілізація частоти може використовуватися для поліпшення стабільності в певній частотній смузі пропускання, коли в АС системі

існують коливальні режими, що повільно затухають. Діапазон частот, до складу яких можуть входити коливання типу машина-машина, з частотами 0,1–5 Гц, або системні, з частотами 0,01–0,1 Гц. Вихідний сигнал, зазвичай, характеризується обмеженнями в діапазоні $\pm 3\text{--}5\%$ від поточного порядку і додається до вихідного сигналу контролеру потужності. Якщо на віддаленій підстанції, в даному випадку – на інверторі, системи HVDC необхідна стабілізація, контролер повинен компенсувати часові затримки на час передачі сигналу. Ця функція схожа на гасіння коливань потужності на генераторах.

- за допомогою системи HVDC може бути можливим управління частотою, наприклад, якщо система працює в ізолюваному режимі, із вимкненою системою контролю потужності. Якщо лінійно-комутований перетворювач. Якщо в системі HVDC, що підтримує ізолювану роботу АС системи, конвертор керується струмом, потрібно передбачити встановлення додаткового джерела реактивної потужності. Для нормального режиму роботи такий підхід зазвичай не використовують, тільки в якості конфігурації аварійного управління.

- за допомогою ряду обмежувальних заходів та засобів щодо швидкості відгуку контролеру потужності системи HVDC можна протистояти перевищенню у споживанні потужності. Ці обмежувачі активні під час запуску, відновлення після аварії та інших подіях.

3.3. Моделювання та управління інверторами HVDC

Вихідний аналітичний вираз для рівня напруги на шинах інвертора:

$$U_{DC\text{ Інв}} = B \cdot \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot U_{Л\text{ АС}} \cdot \cos(\beta) + B \cdot \frac{3}{\pi} \cdot \omega \cdot L_T \cdot I_{DC\text{ Інв}},$$

де B – 2 або 4, відповідно для 6-імпульсної або 12-імпульсної схеми інвертора, $U_{Л\text{ АС}}$ – лінійна напруга зі сторони АС системи, ω – циклічна

частота АС системи, L_T – індуктивність трансформатора зі сторони АС системи, $I_{DC\ Inb}$ – випрямлений струм на вході інвертора.

Варто зазначити, що для інвертора використовуються обернені кути β та γ . Кут $\alpha=(180-\beta)$ є єдиною доступною змінною за існування декількох задач управління. Основна мета управління – недопущення збою комутації, оскільки це може спричинити крах системи. Крім того, мета полягає у підтримці DC напруги інвертора на оптимальному рівні, а також у забезпеченні роботи системи у випадку, якщо на підстанції з випрямлячем будуть проблеми з керуванням.

На рис. 3.6 показана основна топологія схеми управління інвертором.

Існують три системи управління: управління кутом γ , контроль АС/DC напруги та контроль DC струму – конкурують через елемент «мінімум», забезпечення мінімального значення кута управління з метою забезпечення стійкої роботи.

Для інвертора важливим є підтримка безпечного кута вимикання γ з метою запобігання збою комутації. Якомога нижче значення кута γ також мінімізує споживання реактивної потужності, генерацію гармонічного спектру та втрати потужності. Для безпечної комутації тиристорів високої потужності мінімально необхідне значення становить 10° – 15° . Як правило, γ встановлюється в діапазоні 15° – 20° з метою забезпечення безпечної комутації при деяких очікуваних збуреннях.

Завдання управління режимом роботи інвертора полягає в тому, що контролер може впливати лише на переведення тиристора в режим провідності, тобто на кут спрацювання β . Після спрацювання тиристора настає комутаційний період перекриття, зазвичай протягом 10° – 30° , коли струм у вимкненому тиристорі зменшується, а в увімкненому збільшується. Безпосередній контроль є неможливим під час періоду перекриття. В свою чергу, тривалість комутаційного періоду перекриття залежить від зовнішніх умов, таких як рівень АС напруги та DC струм, і їх значення неможливо

передбачити в момент вмикання. Тому необхідно мати певний запас в діапазоні значення кута γ .

Контроль мінімуму γ також називається контролем сталості кута згасання (СКЗ). Це є режим управління на інверторі за замовчуванням. Зазвичай γ управляється через зворотній зв'язок і за допомогою тиристорних датчиків напруги, які швидко вимірюють кут згасання для кожного тиристора. Мінімальне значення кута для шестиімпульсного мостового перетворювача передається контролеру і порівнюється з опорним кутом, щоб здійснити регулювання кута вмикання. Контроль СКЗ, однак, є найменш стабільним режимом управління для інвертора, і, з цієї причини, керування СКЗ не використовується для систем HVDC, що працюють зі слабкими АС системами або під час збурень. Однак СКЗ завжди працюватиме у фоновому режимі задля підтримки найбільш дозволеного значення кута $\alpha_{\text{інв}}$ з метою запобігання збоїв під час комутацій.

Для переважної більшості систем HVDC використовують керування напругою постійного струму на стороні інвертора, яке є більш стабільним, ніж контроль СКЗ. Зазвичай пропорційно-інтегральний контролер (PI) зі зворотнім зв'язком налагоджує рівень DC напруги на бажане значення. В якості альтернативи можна застосовувати керування напругою змінного струму, як показано на рис. 1, хоча такий спосіб застосовується рідко. На тому ж таки рис. 1 зображений контролер зазвичай працює в режимі постійного керування напругою, але під час деяких збурень він може переходити в один з двох інших режимів. Під час нормальної роботи вихідний сигнал PI контролера кута вмикання $\alpha_{\text{інв}} \gamma$ буде лише на кілька градусів більше за вихідний сигнал PI контролера напруги $\alpha_{\text{інв}} U$. Зазначений випадок дозволить мати деякий запас у регулюванні DC напруги без переходу в режим контролю СКЗ. Наприклад, у випадку зниження рівня напруги інвертора зі сторони АС фактичний кут згасання зменшиться і СКЗ вимагатиме розширення значення кута вмикання, зменшений $\alpha_{\text{інв}} \gamma$, щоб

утримати значення γ на безпечному рівні, а керування перейде на режим контролю СКЗ.

Струмовий контролер DC струму також використовується на стороні інвертора в якості резервного керування, який не працює під час нормального режиму роботи. Струмовий контролер інвертора отримує поточне опорне значення, яке зменшується на деяку величину запасу. Поточний запас зазвичай становить приблизно 10–15 % від значення опорного струму випрямляча. За нормального режиму роботи струмовий контролер інвертора перебуватиме в стані насичення, очікуючи кут спрацювання $\alpha_{\text{інв I}}$, значення якого набагато більше за $\alpha_{\text{інв U}}$, який видає контролер DC напруги. Під час збурень величина постійного струму може бути навіть нижчою за різницю $I_{\text{DCуставка}} - I_{\text{DCзапас}}$, а струмовий контролер знизить $\alpha_{\text{інв I}}$ з метою стабілізувати значення постійного струму впродовж перехідного процесу. Керування інвертором з використанням саме струмового контролера є вигідним і необхідним під час наступних подій:

- збурення чи аварія на випрямлячі зі сторони АС системи, коли контролер випрямляча досягає мінімально допустимої межі кута і втрачає управління струмом;
- аварія на DC лінії.

У двонаправленій системі HVDC інвертор та випрямляч можуть дуже швидко обмінюватися ролями. Обидва перетворювачі, як правило, мають однакову структуру управління, як на рис. 3.6. Тільки в такому випадку запас значення струму і величина уставки DC напруги відрізнятимуться. За наявної різниці між АС системами по обидва боки DC системи, відрізнятимуться і результати роботи контролерів.

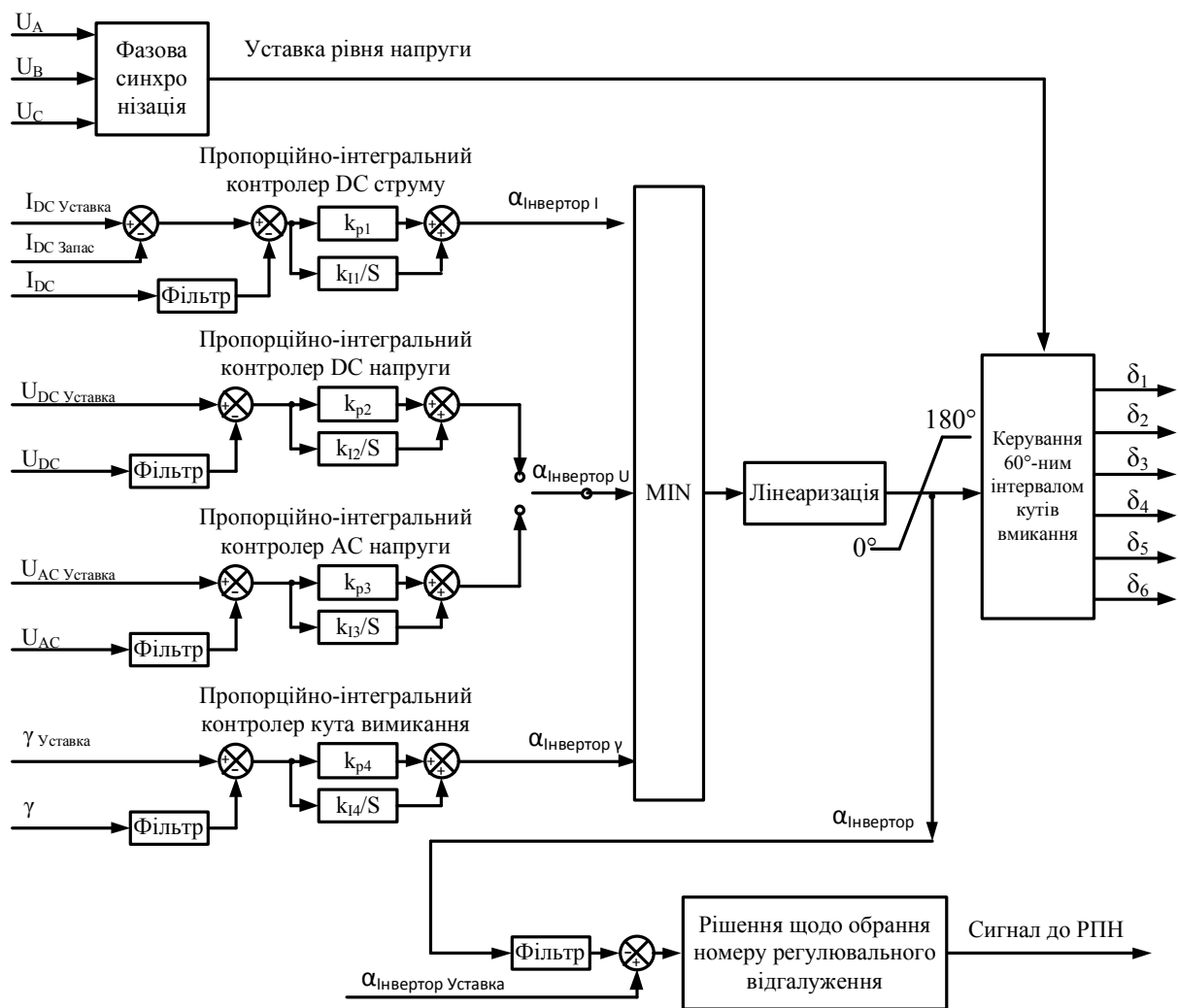


Рис. 3.6. Структурна схема системи управління інвертором

РОЗДІЛ 4

ЗАХИСТ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

Засоби та заходи керування системою HVDC зазвичай впродовж короткого проміжку часу спроможні локалізувати більшість аварійних ситуацій. За тривалого перебігу аварійної ситуації, тобто понад 50 мс, реагуватимуть вимикачі на різних рівнях системи. Останнє є крайнім заходом, коли аварія продовжує розвиватися, пошкодження не локалізовано, робота системи є неможливою. Власне, спрацювання вимикачів означає втрату в об'ємі транзиту потужності.

На рис. 4.1. наведено місця локалізації зовнішніх та внутрішніх пошкоджень системи HVDC:

- 1 – пошкодження зі сторони системи АС;
- 2 – пошкодження фільтрів;
- 3 – пошкодження окремого ключа;
- 4 – пошкодження конвертора взагалі;
- 5 – пошкодження на лінії DC.

Відключення безпосередньо лінії DC призводить до розмикання шляху протікання струму. Як наслідок, значення DC падає до нуля, а рівень напруги випрямляча/інвертора зростає до максимуму.

Лінія електропередавання системи HVDC є протяжною, і неминуче перетинає на своєму шляху лінії систем різних класів напруги. Впродовж довготривалої експлуатації виникає аварійна ситуація, коли DC лінія доторкнеться до АС лінії. Результатом такої несправності стане наявність компоненти АС в системі DC .

Аварійна ситуація, викликана падінням дерева на лінію складно виявляється через значне значення опору короткого замикання. Не кожен вид захисту може спрацювати на наявну в такому випадку різницю струмів.

Диференційний захист для систем HVDC є резервним. Він реагує і на значення напруги, і на значення струмів. Для запуску необхідна або різниця струмів, або наявність перенапруги в системі. Також передбачено пуск за комбінації таких умов.

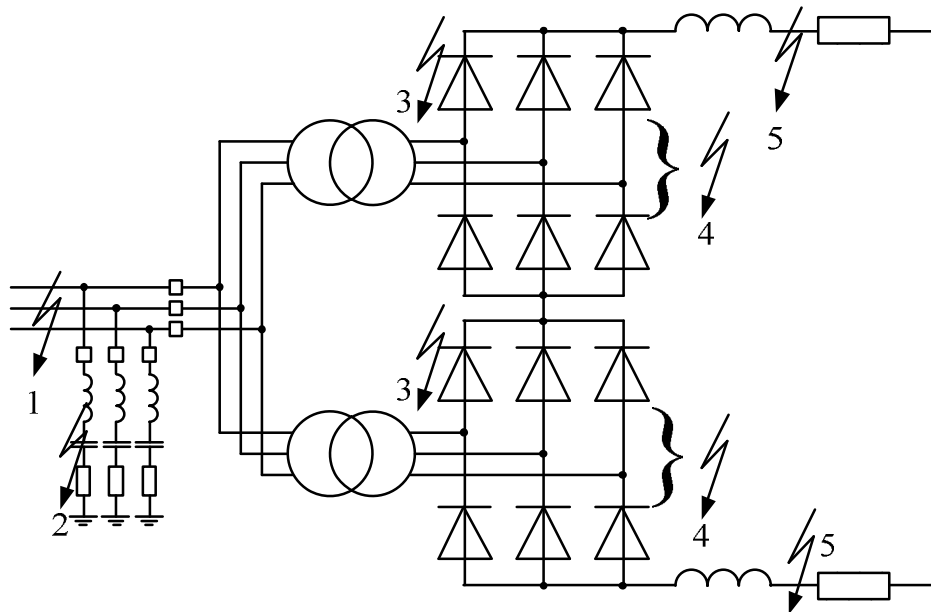


Рис. 4.1. Локалізація пошкоджень

Для біполярної лінії електропередавання ймовірність одночасного ураження обох провідників різної полярності надзвичайно мала. Час розряду блискавки досить малий, але результатом буде хвилеподібне зростання та спад напруги вздовж лінії. Якщо впродовж зазначеного хвилеподібного підйому рівня напруги виникне пробій ізолятора, то виникне коротке замикання.

У випадку, якщо коротке замикання вчасно не виявлено, від даного місця починають розходитися хвилі зміни напруги, які доходять до кінцевих підстанцій. На підстанціях же містяться напівпровідникові елементи, які характеризуються високою вартістю та значними обмеженнями щодо прикладеної напруги. Система HVDC повинна мати захист від перенапруги, рис. 4.2.

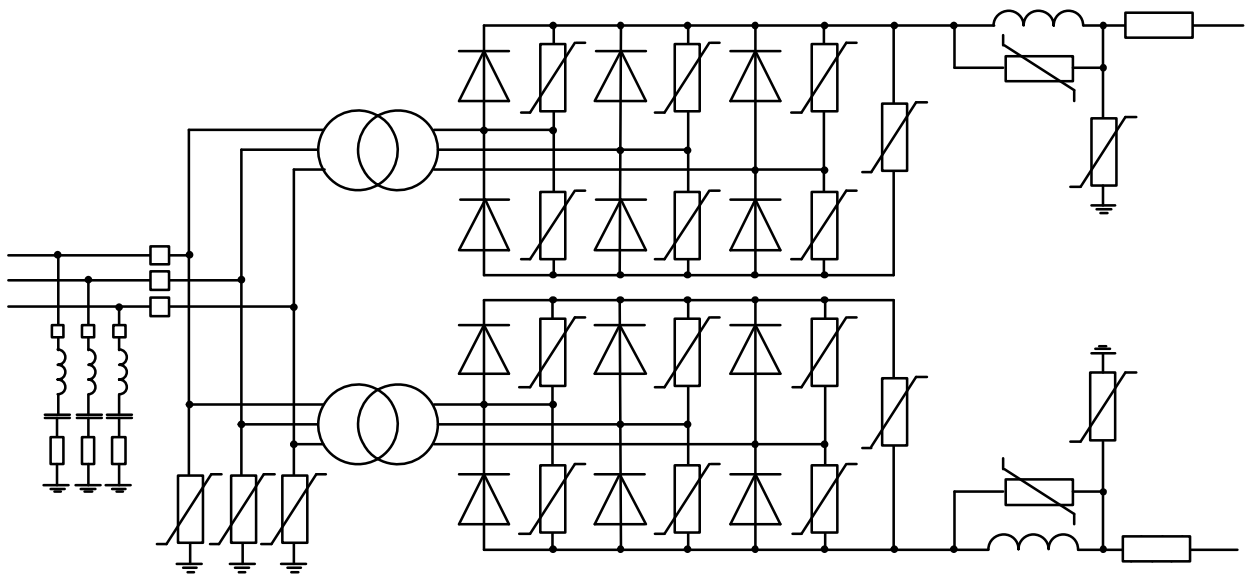


Рис. 4.2. Захист компонентів системи HVDC за допомогою обмежувачів перенапруги

Основним захистом системи HVDC є система, яка реагує на поширення хвиль від місця короткого замикання чи удару блискавки. Дана система має пускові органи, які реагують на зниження рівня напруги та на відхилення значень робочого струму і напруги. Даний захист працює із диференціальним, рис.4.3.

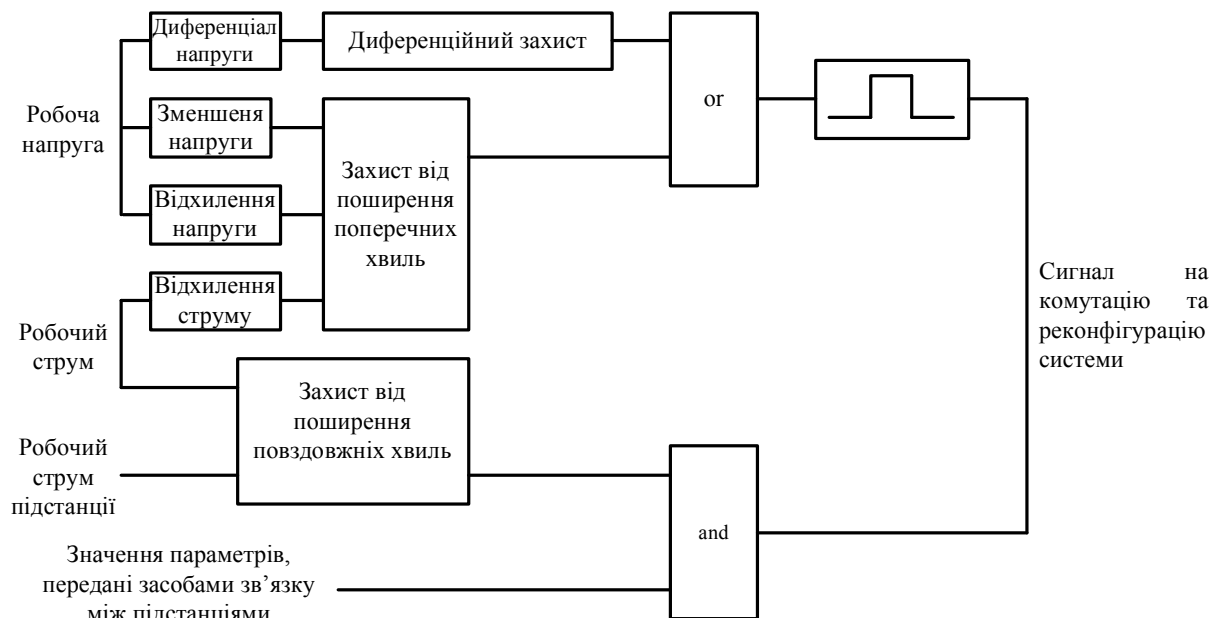


Рис. 4.3. Захист системи HVDC

Розташування та типи вимикачів DC для захисту та реконфігурації системи, рис.4.4.

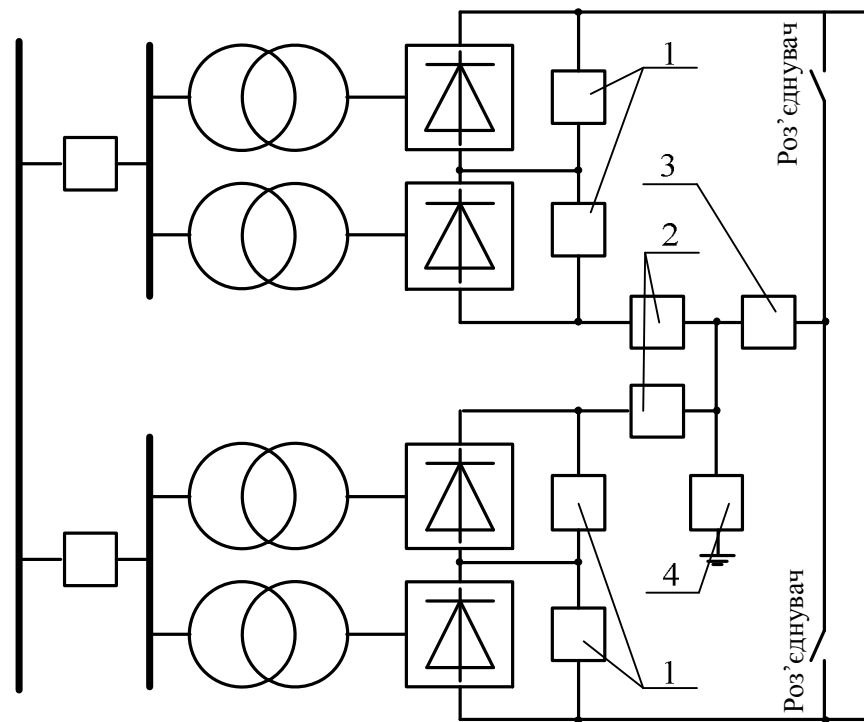


Рис. 4.4. Схема розташування вимикачів DC

Розглянемо функції вимикачів.

- 1 – Обхідний вимикач. Розімкнений за нормального режиму роботи. У разі виникнення несправності ключа або полюсу, необхідно відключити уражену ділянку і забезпечити обхідний шлях протікання струму. В залежності від того, комується один з ключів або увесь полюс цілком, для першого варіанту спад транзиту потужності буде менший, в порівнянні із другим. Обхідний вимикач дозволяє вводити та виводити з експлуатації конвертор без перерви у передачі потужності.
- 2 – Вимикач нейтральної шини, замкнений за нормального режиму роботи, через нього протікає номінальний струм. У разі пошкодження полюсу струм все ще може протікати через вимикач нейтральної шини з несправним полюсом, якщо опір даного шляху буде меншим за опір заземлювального електроду. Якщо дана ситуація виникне, захист

вимкне даний вимикач для перенаправлення струму через зворотній вимикач. Це, в свою чергу, дозволить ізолювати пошкоджений полюс і забезпечити безперебійне протікання потужності нешкодjenим полюсом.

- 3 – Зворотній вимикач, зазвичай замкнений за нормального режиму роботи, але не несе струмового навантаження. Ним протікатиме номінальний струм у випадку аварії полюсу та розмикання вимикача нейтральної шини. Ряд систем HVDC мають заборону на довгострокову експлуатацію з увімкненим зворотнім вимикачем.
- 4 – Зворотній вимикач заземлення, розімкнений за нормального режиму роботи, його функція є протилежною до функції зворотного вимикача.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Ананичева С. С. Передача электроэнергии на большие расстояния / С. С. Ананичева, П. И. Бартоломей, А. Л. Мызин. – Екатеринбург: УрФу, 2012. – 85 с.
2. Веников В. А. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока. Учебн. пособие для вузов / В. А. Веников, Ю. П. Рыжов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 272 с.
3. Идельчик В. И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / В. И. Идельчик. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.
4. Мельников Н. А. Электрические сети и системы / Н. А. Мельников. – М.: Энергия, 1975. – 464 с.
5. Поссе А. В. Схемы и режимы электропередач постоянного тока / А. В. Поссе. – Л.: Энергия, 1973. – 304 с.
6. Терентьев И. Э. Анализ технологий высоковольтной передачи энергии постоянным током (ВППТ) [Электронный ресурс] / И. Э. Терентьев, Н. О. Шадрина, Р. А. Уфа // Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия. – 2013. – Режим доступа до ресурсу: <https://scienceforum.ru/2015/article/2015012905>.
7. Электрические системы. Т.3. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения: Учебн. пособие для электроэнерг. вузов / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1972. – 368 с.
8. High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange [Электронный ресурс] // SIEMENS. – 2011. – Режим доступа до ресурсу: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/guide-to-hvdc-transmission>.
9. Jovcic D. High Voltage Direct Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids / D. Jovcic, K. Ahmed. – School of Engineering, University of Aberdeen, Scotland, UK: John Wiley & Sons, 2015. – 421 pp. – ISBN 978-1-118-84666-7.

10. Kirby N. High Voltage Direct Current Transmission [Электронный ресурс] / N. Kirby, P. Kohnstam // United States Department of Energy, Siemens.
– 2013. – Режим доступа до ресурсу:
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/05/f0/HVDC2013-Kohnstam_0.pdf.