

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут (факультет) _____ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого _____
Кафедра _____ Електропостачання та енергоменеджменту _____

«До захисту в ЕК»
Директор інституту(декан факультету)

(підпис) Блаженко С. І.
(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ лютого _____ 2021 р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри

(підпис) Балюта С. М.
(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ лютого _____ 2021 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності _____ 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка» _____

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної _____ програми _____ « _____ Енергетичний
менеджмент» _____

на тему: «Підвищення ефективності високовольтних електричних мереж
шляхом використання постійного струму» _____

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕМ-2-8М

_____ Яцкевич Катерина Юріївна _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник _____ Замулко Анатолій Ігорович _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Консультанти _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

_____ (прізвище та ініціали) (підпис)

_____ (прізвище та ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Засвідчую, що в цій кваліфікаційній
роботі немає запозичень із праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2021 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Балюта С. М./

“05” листопада 2020 р.

З А В Д А Н Н Я

**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА
ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТР**

Яцкевич Катерині Юріївні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Підвищення ефективності високовольтних електричних мереж шляхом використання постійного струму»

керівник роботи Замулко Анатолій Ігорович, к. т. н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ 05 ” листопада 2020 р. № 925-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 05 лютого 2021 року

3. Вихідні дані до роботи матеріали переддипломної практики, загальні питання формування електричних мереж

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) загальний огляд питань використання високовольтних мереж постійного струму, аналіз існуючих методів та засобів використання мереж постійного струму і прикладні задачі використання подібних мереж.

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація до пояснювальної записки (22 слайди)

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 05 листопада 2020 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на кваліфікаційну роботу	05.11.2020р.	виконано
2	Вступ	10.11.2020р.	виконано
3	Загальний огляд питань використання високовольтних електричних мереж постійного струму	16.12.2020р.	виконано
4	Аналіз існуючих методів та засобів використання мереж постійного струму	06.01.2021р.	виконано
5	Прикладні задачі використання мереж постійного струму	28.01.2021р.	виконано
6	Висновки	29.01.2021р.	виконано
7	Оформлення пояснювальної записки	01.02.2021р.	виконано
8	Оформлення презентації до роботи	03.02.2021р.	виконано
9	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	05.02.2021р.	виконано

Здобувач _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

Яцкевич К. Ю.
(прізвище та ініціали)

Замулко А. І.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Яцкевич К.Ю. Підвищення ефективності високовольтних електричних мереж шляхом використання постійного струму.

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ 2021

У дипломній роботі розглянуто питання розв'язання актуальної задачі підвищення ефективності високовольтних електричних мереж шляхом використання постійного струму. Було проведено загальний аналіз світового досвіду високовольтних ліній електропередачі постійного струму і вставок постійного струму, на основі чого сформовано перелік основних напрямків їх використання і перспективи застосування високовольтної передачі постійним струмом в рамках розвитку об'єднаної енергосистеми України. Також була проведена порівняльна оцінка вартості і технічних характеристик електропередачі високовольтними мережами постійного та змінного струму, виявлено основні переваги і недоліки передачі постійним струмом, названо основні чинники, що наразі обмежують застосування передачі постійним струмом. Розглянуто основні структурні схеми, типові топології і ключові компоненти електромережі постійного струму. За допомогою двох, запропонованих у роботі методик, проведено техніко-економічний аналіз і визначено межі економічної доцільності застосування високовольтної передачі постійним струмом. Додатково розглянуто питання доцільності електропередачі постійним струмом середньої напруги, а саме в якості заходу з підвищення пропускної спроможності розподільчої мережі промислового підприємства.

Ключові слова: постійний струм, електромережа, високовольтна передача, підводні кабельні лінії, економічна доцільність.

ANNOTATION

Iatskevych K. Y. Improving Efficiency of High-Voltage Electrical Networks by using Direct Current.

141 “Electricity, electrical engineering and electromechanics”

National university of food technologies

Kyiv 2021

The thesis deals with the solution to the urgent problem of increasing the efficiency of high-voltage electrical networks through the use of direct current. A general analysis of the international experience of high-voltage DC power lines and DC inserts was conducted. The main areas of applications and prospects of using the high-voltage DC transmission for the future development of the integrated power system of Ukraine are presented. A comparative assessment of the cost and technical characteristics of high-voltage direct and alternating current transmission was carried out. The main advantages and disadvantages of direct current transmission were analyzed, and the main factors that presently limit the use of direct current transmission were identified. The basic schemes, typical topologies, and the key components of the direct current power supply network are considered. Using two methods proposed in this work, the technical and economic analysis was carried out, and the economic feasibility of using high-voltage direct current transmission were determined. Additionally, the extension of direct current transmission technology to the medium-voltage distribution is also considered a measure to increase the capacity of an industrial enterprise's distribution networks.

Key words: direct current, electric networks, distribution and transmission, high-voltage transmission, underwater cable lines, economic expediency.

АННОТАЦИЯ

Яцкевич К. Ю. Повышение эффективности высоковольтных электрических сетей путем использования постоянного тока.

141 «Электроэнергетика, электротехника и электромеханика»

Национальный Университет Пищевых Технологий

Киев 2021

В дипломной работе рассмотрен вопрос решения актуальной задачи повышения эффективности высоковольтных электрических сетей путем использования постоянного тока. Был проведен общий анализ мирового опыта применения высоковольтных линий электропередачи постоянного тока и вставок постоянного тока, на основе чего сформирован перечень основных направлений их использования и перспективы применения высоковольтной передачи постоянным током в рамках развития объединенной энергосистемы Украины. Также была проведена сравнительная оценка стоимости и технических характеристик электропередачи высоковольтными сетями постоянного и переменного тока, выявлены основные преимущества и недостатки передачи постоянным током, названы основные факторы, пока ограничивают применение передачи постоянным током. Рассмотрены основные структурные схемы, типичные топологии и ключевые компоненты электросети постоянного тока. С помощью двух, предложенных в работе методик, проведен технико-экономический анализ и определены границы экономической целесообразности применения высоковольтной передачи постоянным током. Дополнительно рассмотрены вопросы целесообразности электропередачи постоянным током среднего напряжения, а именно в качестве меры по повышению пропускной способности распределительной сети промышленного предприятия.

Ключевые слова: постоянный ток, электросеть, высоковольтная передача, подводные кабельные линии, экономическая целесообразность.

ЗМІСТ

ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНИЙ ОГЛЯД ПИТАНЬ ВИКОРИСТАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ	11
1.1 Електричні мережи України	11
1.1.1 Загальна характеристика	11
1.1.2 Основні напрямки модернізації	15
1.2 Досвід використання передачі постійним струмом в світі та в Україні	17
1.2.1 Історична довідка	17
1.2.2 Світовий досвід	18
1.2.3 Досвід України	31
1.3 Перспективи використання вставок постійного струму в Україні	34
1.4 Висновки до першого розділу	37
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ВИКОРИСТАННЯ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ	39
2.1 Порівняльна оцінка систем передачі постійного і змінного струму	39
2.1.1 Порівняння вартості електропередачі	39
2.1.2 Оцінка технічних характеристик електропередачі	42
2.1.3 Основні переваги та недоліки передачі постійним струмом	46
2.2 Основні схеми систем електропередачі постійного струму	47
2.2.1 Принцип роботи технології ВППС	47
2.2.2 Монополярна лінія	50
2.2.3 Біполярна лінія	51
2.2.4 Уніполярна лінія	52
2.3 Основні компоненти систем електропередачі постійного струму	52
2.4 Аналіз найпоширеніших схем, що застосовуються для випрямлення змінного струму	59
2.4.1 Некеровані мостові випростовувачі	60
2.4.2 Керовані напівпровідникові конвертори	61

	7
2.4.2.1 Шестимпульсні перетворювачі	63
2.4.2.2 Характеристики дванадцяти імпульсного перетворювача	68
2.4.2.3 Тиристорні керовані та комутовані транзисторні випростовувачі	72
2.5 Аналіз найпоширеніших схем, що застосовуються для інверсії постійного струму	73
2.5.1 Інвертор джерела напруги	76
2.5.2 Інвертор джерела струму (CSI)	79
2.5.3 Багаторівневі інвертори	80
2.5.4 Модуляція шириною імпульсу	86
2.6 Висновки до другого розділу	91
РОЗДІЛ 3 ПРИКЛАДНІ ЗАДАЧІ ВИКОРИСТАННЯ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ	93
3.1 Загальні питання економічної оцінки використання постійного струму	93
3.1.1 Збільшення пропускної здатності існуючих ліній електропередачі за рахунок зміни роду струму. Оцінка економічної доцільності	93
3.1.2 Аналіз та порівняння витрат на приєднання прибережних вітрових електростанцій постійним струмом та змінним струмом промислової частоти	99
3.2 Аналіз можливості переведення промислового підприємства на постійний струм	112
3.2.1 Вибір напруги розподільчої мережі постійного струму	113
3.2.2 Зниження повного опору лінії при переході на постійний струм	114
3.2.3 Аналіз потоку потужності	115
3.2.4 Реконструкція трьохпровідної лінії змінного струму в двохпровідну лінію постійного струму. Пропускна здатність лінії	117
3.2.5 Реконструкція трьохпровідної лінії змінного струму в трьохпровідну лінію постійного струму в розподільних мережах промислового підприємства	122
3.2.6 Способи передачі електроенергії в трьохпровідній лінії з повторно-короткотерміновим перевантаженням	123

3.2.7 Спосіб передачі електроенергії постійним струмом з використанням землі в якості зворотного проводу	127
3.3 Висновки до третього розділу	128
ВИСНОВКИ	130
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	132

ВСТУП

Структура і обсяг кваліфікаційної роботи. Рукопис роботи складається із вступу, трьох розділів основної частини, списку використаних літературних джерел. Повний обсяг роботи складає 132 сторінки, 61 рисунок, 3 таблиці, 50 бібліографічних посилань.

Актуальність теми. В сучасному світі географія та економічні обставини вироблення енергії обумовлюють підстави для пошуку нових методів зберігання, перетворення та транспортування електричної енергії, що формує конкурентний ринок споживання та сприяє економічному розвитку регіонів та промислового виробництва країни. Розвиток нетрадиційних джерел в офшорних зонах є ще одним підтвердженням необхідності пошуку нових, надійних технологій забезпечення енергетичного трансферу. Для задач комерціалізації ринку у міжнародних відносинах актуальності набувають стандарти до якості споживаних потужностей, що гарантують мінімальні втрати під час перетворення та розподілення енергії, зокрема стандарти IEEE519-2014 та IEEE1378-1997, щодо забезпечення якості енергії з використанням нових технологій перетворення та транспортування. Отже, тема є актуальною, оскільки присвячена напряму дослідження економії електричної енергії під час її транспортування, а розв'язок поставлених завдань роботи формулює базові правила, щодо розв'язання науково-прикладної задачі – оптимального проектування мереж транспортування електроенергії.

Метою роботи є всебічно розглянути можливості підвищення ефективності високовольтних електричних мереж шляхом використання постійного струму.

Для досягнення поставленої мети вирішувалися наступні завдання:

- проведено комплексний аналіз проектів використання високовольтних електричних мереж;

- визначено потребу та можливості використання високовольтних електричних мереж в Україні
- досліджено теоретичні засади використання постійного струму для високовольтних електричних мереж,
- визначено методику оцінювання, яка дозволяє сформулювати рекомендації щодо економічної доцільності використання високовольтних електричних мереж постійного струму.

Об'єктом дослідження процеси формування та використання електричних мереж постійного струму для підвищення ефективності високовольтних електричних мереж.

Предметом дослідження є методи та засоби підвищення ефективності високовольтних електричних мереж шляхом використання постійного струму.

РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНИЙ ОГЛЯД ПИТАНЬ ВИКОРИСТАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

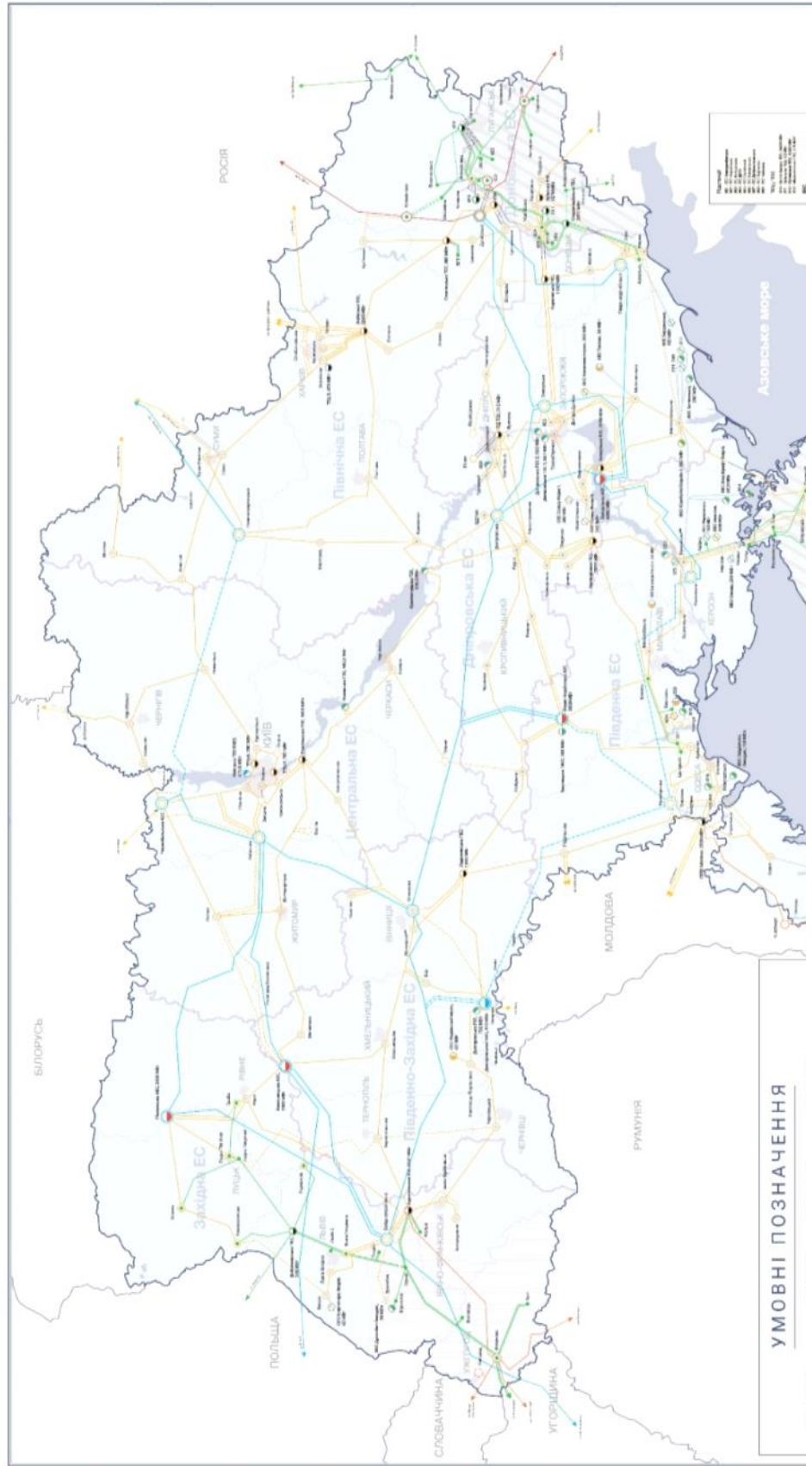
1.1 Електричні мережі України

1.1.1 Загальна характеристика

Електрична мережа це сукупність електроустановок для передавання та розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних установок, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередавання, які працюють на певній території [11].

Основним призначенням електричних мереж є передавання та розподіл електричної енергії від джерела живлення до споживача. Разом з цим електричні мережі призначені для передавання електричної енергії на віддалені відстані від центрів генерації в райони енергоспоживання. Також електричні мережі призначені для об'єднання на паралельну роботу різних електричних станцій та споживачів електричної енергії в єдиній електроенергетичній системі.

Сукупністю електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, об'єднаних спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом є об'єднана енергосистема (ОЕС) України. ОЕС України - основа електроенергетики країни, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими лініями електропередачі напругою 220–750 кВ (система передачі електричної енергії) [11].



Рисун
к 1.1-
Карта
ОЕС
Україн
и (
станом
на
01.01.2
019)

Централізоване диспетчерське (оперативно технологічне) управління, підтримання балансу в ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго», що виконує функції оператора системи передачі [11].

Наразі ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Республіки Молдови, Російської Федерації, окрім так званого «острову Бурштинської ТЕС» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Теребле-Рікську ГЕС), який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E). Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110- 750 кВ. [11].

Мережі напругою 220-750 кВ є системоутворюючими. Вони включають міждержавні і магістральні електричні мережі (система передачі електроенергії). Їх основним призначенням є імпорт та експорт електроенергії з енергосистемами сусідніх країн та забезпечення видачі електричної енергії від потужних блоків електростанцій з її подальшою передачею до регіональних розподільчих мереж України (система розподілу електроенергії).

Трансформація потужності забезпечується за допомогою автотрансформаторів і трансформаторів напругою 750/330 кВ, 330/220 кВ, 400/330 кВ, 330/110(150) кВ, 220/110(150) кВ, 150/110 кВ. Система передачі електричної енергії - 23,0 тис. км, з них 4,9 тис. км припадає на мережі з напругою 400–800 кВ (400-750 в останнім звіті), 13,4 тис. км – напругою 330 кВ, 4,0 тис. км – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км – напругою 35–110 кВ [11].

Станом на початок 2019 року на балансі НЕК «Укренерго» перебуває 137 підстанцій (ПС) напругою 110 – 750 кВ трансформаторною потужністю 78 553,1 МВА. З них ПС 220 кВ – 33 шт., 330 кВ – 88 шт., 400 кВ – 2 шт., 500 кВ – 2 шт., 750 кВ – 8 шт. та 110 кВ – 4 шт. (пристанційні вузли сонячних електростанцій). [11].

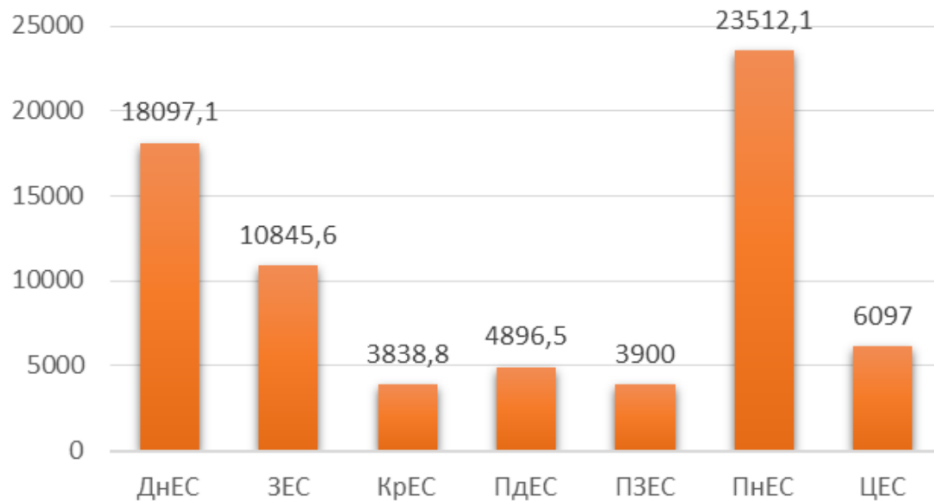


Рисунок 1.2—Сумарна потужність трансформаторів по ЕС, МВА

Система розподілу електричної енергії нараховує більше 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4 – 150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6 – 150 кВ [11].

ОЕС України об'єднує сім регіональних електроенергетичних систем: Дніпровську (ДнЕС), Західну (ЗЕС), Кримську (зараз знаходиться на території АРК, що окупована РФ) (КрЕС), Південну (ПдЕС), Південно-Західну (ПЗЕС), Північну (ПнЕС) і Центральну (ЦЕС) ОЕС України на сьогодні є одним з найбільших енергооб'єднань Європи. У складі ОЕС України діють 965 ліцензіатів з виробництва електричної енергії, з яких 7 потужних енергогенеруючих компаній забезпечують близько 90 % всього виробництва, 7 регіональних електроенергетичних систем, 33 оператори систем розподілу та 206 ліцензіатів на постачання електричної енергії) [11].

До основних проблем електромереж України можна віднести зношеність і застарілість обладнання -66,7 % всіх ліній електропередач і 17,3 % обладнання підстанцій оператора системи передачі знаходяться в експлуатації більше 40 років, а також орієнтованість структури мережі на роботу у складі об'єднання, якого вже не існує. Україна не входить в перелік густонаселених країн світу, але і великих незаселених регіонів в країні немає. А отже і електромережа є досить розгалуженою.

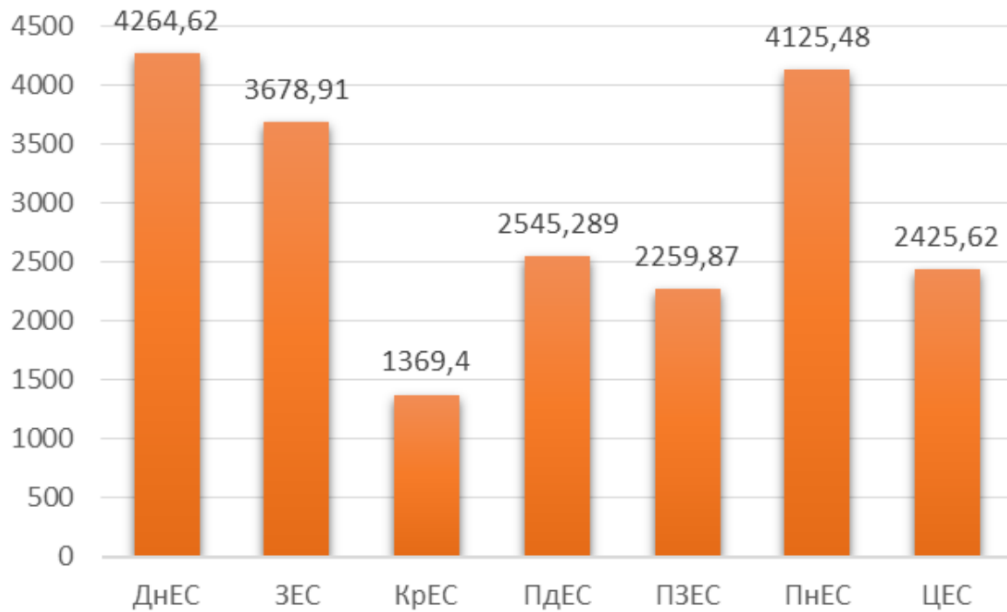


Рисунок 1.3—Загальна довжина ЛЕП по ЕС, км

1.1.2 Основні напрямки модернізації

Електромережа це складна система, ефективність роботи якої напряму залежить від функціонування усіх її складових. Ефективність є однією з основних вимог до роботи електромережі. Найбільш загальним визначенням ефективності є здатність забезпечити надійне електропостачання відповідної якості з найменшими витратами. Тут вирішальними є втрати електроенергії в мережі, а також витрати на спорудження відповідних об'єктів інфраструктури.

В сучасному світі електромережа є життєва необхідною складовою інфраструктури будь-якої країни. Проте її призначенням є задоволення нагальних потреб, чим і обумовлена необхідність постійного розвитку електромереж їх пристосування до вимог і стандартів сучасності.

Незалежно від спрямованості сучасних розробок на світовому енергетичному рівні відзначено особливості електричної мережі майбутнього:

- високий ступінь «живучості» під час роботи в напружених, швидкозмінних режимах;
- розширення застосування вставок постійного струму (ВПС) та передачі постійним струмом (ППС), надпровідної техніки;

- гнучке управління потоками потужності (за допомогою силової електроніки і фазоповоротних пристроїв та інших сучасних технічних засобів);
- широкомасштабний контроль і захист всієї мережі;
- висока ефективність (зниження втрат) транспортування електроенергії;
- регулювання вироблення та споживання електроенергії, у тому числі за допомогою широкого розвитку інтелектуальних мереж і мережі «розумних» лічильників;
- підвищення якості електроенергії (стабільність напруги та малий вміст вищих гармонік тощо);
- використання широкополосних систем зв'язку для управління та спостереження за режимами;
- підвищена увага до розвитку розподіленої генерації та відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та забезпечення надійного енергоспоживання [12].

Підвищення пропускної спроможності – головний напрям збільшення обсягів передавання електричної енергії в енергосистемі, що досягається шляхом прокладання нових і реконструкції зношених ЛЕП з переходом на наступний клас напруги аж до ультрависоких. При цьому передавання великих обсягів електроенергії на великі відстані більш ефективно і стабільно здійснюється за допомогою постійного струму[12].

Підвищення керованості режимами електромережі дозволяє протидіяти аварійним ситуаціям режимними заходами – програмами регулювання навантаження, після аварійного відновлення роботи мережі, поділу мережі на автономно працюючі ділянки (за допомогою передач постійного струму (ППС), вставок постійного струму (ВПС) і несинхронних зв'язків. У мережі, яка має засоби швидкого управління режимами, підтримується стабільність напруги під час зміни потоків потужності, управління споживанням електроенергії здійснюється за допомогою вирівнювання графіків навантаження, забезпечується висока якість електропостачання [12].

1.2 Досвід використання передачі постійним струмом в світі та в Україні.

1.2.1 Історична довідка

У 1891 р у Франкфурті-на-Майні відбулася міжнародна електротехнічна виставка, на якій Михайло Осипович Доліво-Добровольський спільно з Чарльзом Брауном (фірма Oerlikon) продемонстрували ефективну у порівнянні з використовуваними в той час системами передачі енергії на постійному струмі трифазну енергосистему з лінійною напругою 15кВ (40Гц), тим самим поставивши крапку в «Війні струмів ». З тих пір поступово трифазна система завоювала майже весь світ. Проте, системи постійного струму зберегли свої позиції в тих областях застосування, де у постійного струму були суттєві переваги і не була потрібна передача енергії на великі відстані.

Але початок розвитку і будівництва ліній електропередач постійного струму припадає на п'ятдесяті роки минулого століття. Тоді виникла необхідність передачі великої кількості електроенергії на великі відстані. Вперше такі лінії почали будувати у Скандинавії і Північній Америці.

У 1950 році бажаючи зменшити ціни на електроенергію, яку споживали на шведському острові Готланд було прийнято рішення про будівництво лінії електропередачі, яка зможе з'єднати острів з материковою частиною Швеції, ця лінія почала працювати у 1953 році. Передача електроенергії змінного струму відбувалася за посередництвом високовольтних кабелів постійного струму, а заміна на струм змінний і навпаки відбувалася за допомогою ртутних вентилів. Під час реалізації цього проекту між материковою Швецією і островом Готланд по дну моря було проведено кабель довжиною 96 кілометрів без жодного з'єднання, який на той момент був єдиним у світі.

Сьогодні лінії електропередач постійного струму побудовані на усіх континентах і становлять невід'ємну частину світової глобальної енергосистеми. За допомогою постійного струму вирішуються задачі, які неможливо вирішити при змінному струмі. Таким чином два роди струму

гармонічно доповнюють один одного, що дозволяє підвищити надійність і економічну ефективність енергосистеми у цілому світі.

1.2.2 Світовий досвід

Кількість ліній електропередач постійного струму у світі весь час збільшується, в залежності від поставлених задач їх умовно можна поділити на наступні категорії:

- довгі лінії;
- підводні і підземні кабельні лінії;
- вставки постійного струму для з'єднання систем з різною частотою;
- для приєднання до енергосистем відновлювальних джерел енергії.

Найдовші лінії електропередач постійного струму у світі

Белу Монте - Ріо-де-Жанейро, Бразилія - 2,543 км

Лінія електропередачі Belo Monte-Rio de Janeiro довжиною 2543 км в Бразилії є лінією постійного струму надвисокої напруги (HVDC) ± 800 кВ, яка передає електроенергію від гідроелектростанції Belo Monte потужністю 11,2 ГВт, розташованої в Пара-Ріо-де-Жанейро, Бразилія. Будівництво лінії електропередачі, яка також відома як лінія Belo Monte UHVDC Virpole II, було розпочато у вересні 2017 року і завершено в квітні 2019 року. Повітряна лінія електропередачі, яка має передаючі вежі 105 м і вище, перетинає 80 міст за своїм маршрутом від Амазонки до південно-східного узбережжя Бразилії. Лінія має дві силові перетворювальні станції і здатна передавати 4 ГВт електроенергії. Лінія електропередач Белу-Монті-Ріо-де-Жанейро була побудована Державною мережевою корпорацією Китаю (SGCC) в рамках ініціативи Китаю «Пояс і дорога» (BRI). Це друга лінія HVDC 800 кВ, яка була побудована і експлуатується SGCC в Бразилії, після лінії Belo Monte UHVDC Virpole I, яка була завершена в кінці 2017 року.[7]

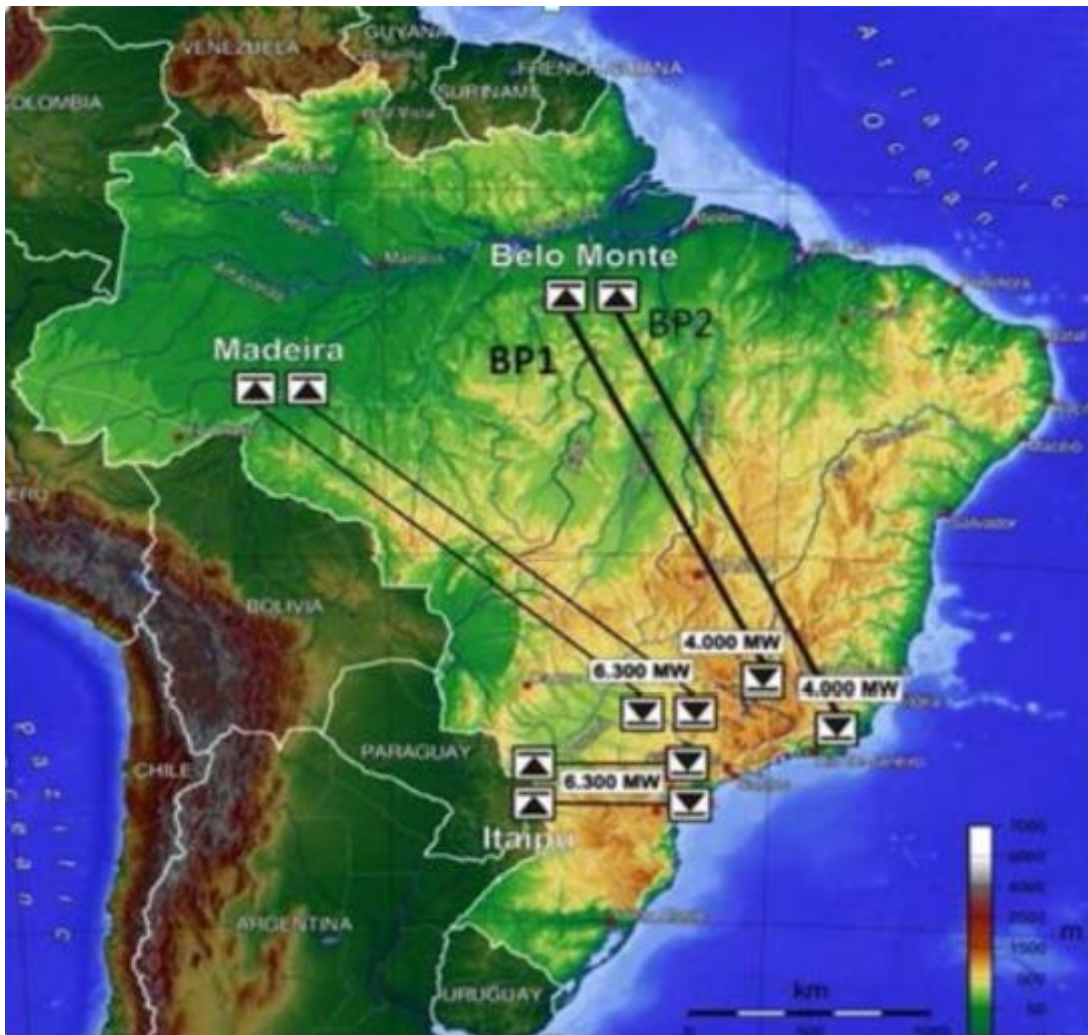


Рисунок 1.4—Довгі магістральні лінії електропередачі постійного струму в Бразилії

Rio Madeira transmission link, Бразилія - 2,385 км

Лінія передачі Rio Madeira в Бразилії є високовольтну двополярну лінію постійного струму (HVDC) напругою ± 600 кВ, введена в експлуатацію в листопаді 2013 року. Вона здатна передавати 7.1 ГВт. Лінія Rio Madeira HVDC link передає електроенергію від гідроелектростанцій Santo Antônio і Jirau на берегах річки Мадейра на північному заході Бразилії в великі центри навантаження на південному сході Бразилії. Вона з'єднує колекторну підстанцію Порту-Велью в штаті Рондонія з підстанцією Араракуара-2 в штаті Сан-Паулу. Лінія електропередачі HVDC була побудована за 24 місяці компанією Interligação Elétrica do Madeira (IE Madeira), консорціумом, що складається з трьох великих бразильських постачальників енергії. Компанія

ABB поставила енергетичне обладнання для трьох станцій HVDC. Компанія Alstom поставила для проекту дві двополюсні перетворюючі станції HVDC і чотири силових перетворювальних трансформатора HVDC.[7]

Лінія електропередачі Цзіньпін-Сунань, Китай - 2,090 км

Лінія передачі Jinping-Sunan в Китаї - це лінія передачі HVDC потужністю 800 кВ. Належить Державній мережевий корпорації Китаю (SGCC), лінія передачі потужністю 7,2 ГВт була введена в експлуатацію в грудні 2012 року. Лінія проходить через вісім китайських провінцій для передачі електроенергії, що виробляється на гідроелектростанціях Гуанду, Цзіньпін і Сичуань, розташованих на річці Ялун в центральній-західній провінції Сичуань, в промислово розвинену прибережну зону провінції Цзянсу в Східному Китаї. Напруга змінного струму на обох кінцях лінії становить 525 кВ. Проект передачі був схвалений урядом в листопаді 2008 року і передбачав інвестиції в розмірі приблизно 22 млрд. Юанів (\$ 3,5 млрд.). Компанія ABB розробила і спроектувала проект спільно з SGCC і місцевими китайськими партнерами. ABB також поставило ключові компоненти проекту, включаючи електричні трансформатори HVDC 800 кВ для обох станцій конвертера.[7]

Сянцзяба-Шанхайська лінія електропередач, Китай - 1,980 км

Лінія передачі Xiangjiaba-Shanghai, з надземної довжиною 1.980 км, 800 кВ, лінія 7.2 ГВт, що належить SGCC. Перша в світі лінія електропередач HVDC початку комерційної експлуатації в липні 2010 року. З'єднання Сянцзяба-Шанхай передає силу від гідроелектростанції Сянцзяба розташованої в Південно-Західному Китаї в головний промисловий і комерційний центр країни, Шанхай. Лінія складається з однієї повітряної лінії і 28 перетворювачів високої і надвисокої напруги. Напруга змінного струму на обох кінцях лінії становить 525 кВ. Проект передачі UHVDC було схвалено урядом у квітні 2007 року і завершено через 30 місяців. ABB, відповідно до контракту «під ключ», забезпечив загальний дизайн системи, на додаток до постачання ключових компонентів, таких як трансформатори високої і надвисокої напруги,

тиристорні клапани, розподільне обладнання постійного і змінного струму і система управління HVDC.[7]

Інга-Кольвезі ЛЕП, Конго - 1700 км

Лінія електропередачі Інга-Кольвезі довжиною 1700 км, раніше відома як лінія Інга-Шаба, являє собою лінію 500 кВ з номінальною потужністю 560 МВт. Вона належить і управляється національної енергетичної компанією Демократичної Республіки Конго (ДПК) Société Nationale d'Electricité (Snel). Лінія HVDC Inga-Kolwezi забезпечує подачу електроенергії від гідроелектростанції Inga Falls на річці Конго до району видобутку міді в Катанге на південному сході Конго. Введена в експлуатацію в 1982 році, вона в той час була найдовшою в світі лінією електропередач. Напруга змінного струму на обох кінцях лінії становить 220 кВ. Ключові компоненти для проекту, включаючи перетворюючі станції, були поставлені компанією АВВ, яка також отримала контракт на реконструкцію лінії з новими тиристорними клапанами, нової високовольтної апаратурою та новою системою управління і захисту для підвищення ефективності та надійності лінії в 2009 році.[7]

Лінія електропередачі Талчер-Колар, Індія - 1450 км

Лінія передачі 500 кВ HVDC Talcher-Kolar також відома як лінія передачі Схід-Південь. Вона має номінальну потужність 2500 МВт. Що належить компанії Power Grid Corporation of India, Talcher-Kolar на момент введення в експлуатацію в лютому 2003 року була другою за довжиною лінією електропередач в світі. Лінія електропередач Talcher-Kolar передає електроенергію з Центру виробництва електроенергії Talcher в Східно-індійському штаті Орісса в місто Колар поблизу Бангалора, столиці Південного штату Карнатака. На момент введення в експлуатацію двополосна лінія електропередачі була здатна передавати 2000 МВт електроенергії, проте в 2007 році вона була модернізована до 2500 МВт. Siemens побудував конвертерні станції для з'єднання Talcher-Kolar HVDC. Енергетична мережева корпорація Індії також будує першу в Індії лінію електропередачі HVDC, 1,728 км 800 кВ

North-East Agra HVDC link, яка здатна передавати 8000 МВт. Проект реалізується компанією ABB. Це буде найдовша лінія електропередачі в Індії, після введення в експлуатацію.[7]

Підводні кабелі

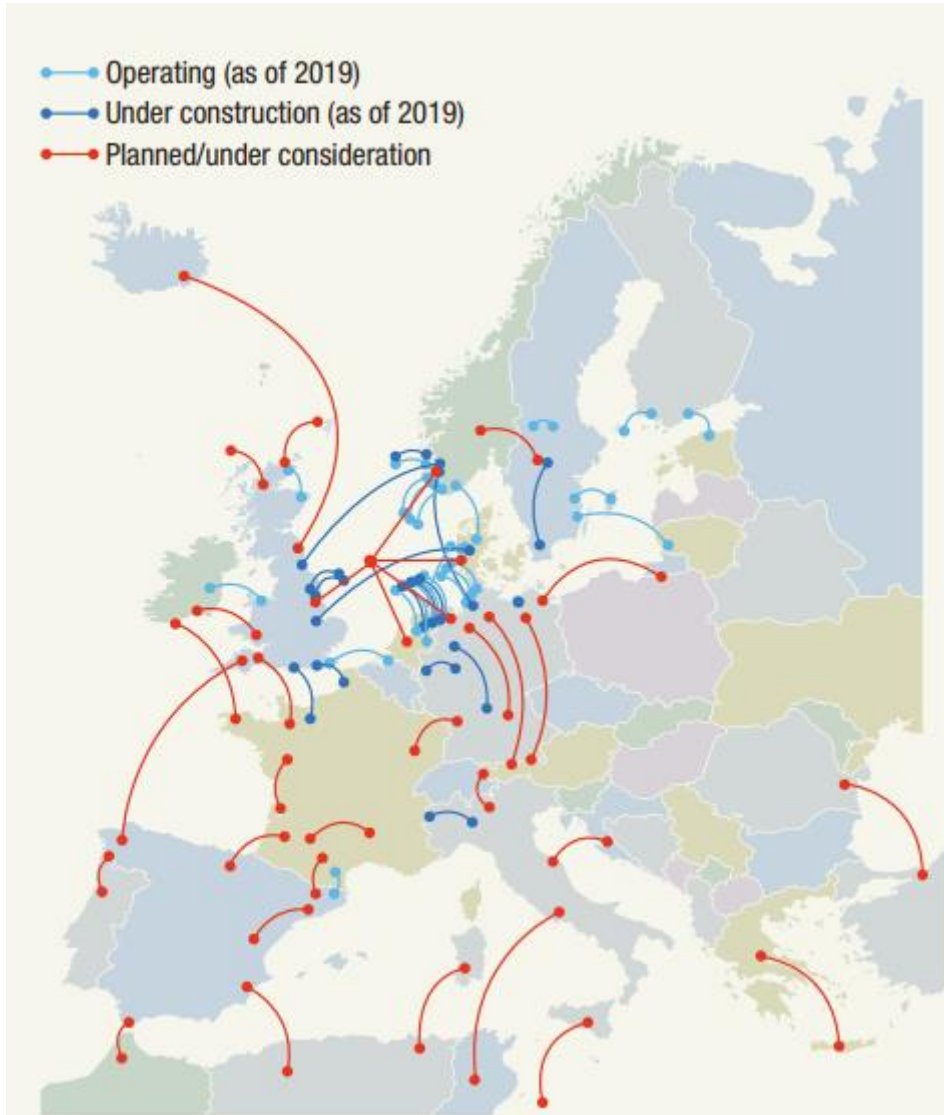


Рисунок 1.5—Високовольтні лінії постійного струму на базі конверторів напруги (VSC HVDC), які станом на 2019 рік: знаходяться в експлуатації (блакитний); споруджуються (синій); будівництво планується (червоний)

Балтійський кабель HVDC - Швеція та Німеччина

Високовольтна підводна лінія постійного струму HVDC - на основі перетворювачів джерел струму, що працює у монополярній системі з електродами (головний кабель на напругу 450 кВ і два електроди) що з'єднує

Треллеборг (Швеція) с Любеком (Німеччина). експлуатується з 1994 р. номінальною потужністю 600 МВт [8]. Власником та оператором цієї лінії є Baltic Cable AB, штаб-квартира якого знаходиться в Мальмо, Швеція. Основні параметри:

- напруга на стороні постійного току +450 кВ,
- напруга на стороні перемінного струму 400 кВ,
- номінальна потужність - 600 МВт,
- максимальний тривалість - 1335 А,
- довжина зірки: - 12 км по суші з німецької сторони, - 231 км в море, - 5,5 км по суші на шведській стороні,
- максимальна глибина прокладки кабелю - 45 м.

Основною причиною використання цієї високоякісної лінії постійного току була необхідність передавати велику кількість енергії на більшу розстановку під водою.

Високовольтна лінія передачі постійного струму Швеція-Польща була введена в експлуатацію в серпні 2000 року як дев'ята система передачі HVDC у цьому регіоні на основі тиристорних перетворювачів.

Суб'єкт передавальної системи створює т.зв. Балтійське кільце яке з'єднало електромережу континентальної Європи з мережею скандинавських країн. Високовольтний ланцюг постійного струму був створений в результаті шведсько-польської угоди компаній: Svenska Kraftnat AB, Vattenfall AB та Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, згідно з якою SwePol Link AB (далі - SwePol Link) була створена в 1997 рік. Завданням цієї компанії було побудувати, а потім експлуатувати зв'язок енергетичних систем Швеції та Польщі за допомогою підводного кабелю.

Основні технічні дані лінії постійного струму Швеція-Польща такі:

- напруга на стороні постійного струму ± 450 кВ,
- напруга на стороні змінного струму ~ 400 кВ,
- номінальна потужність - 600 МВт,
- максимальна потужність (зовнішня температура $<20^{\circ}\text{C}$) - 720 МВт,

- максимальний безперервний струм 1400 А,
- загальна довжина лінії - 256 км,
- перетин головного мідного провідника - 2100 мм²,
- перетин зворотного провідника з міді - 2 x 630 мм² та 1100 мм² (на певному перерізі),
- перетворювач - 12-імпульсний тиристорний міст,
- тиристор типу YSTD 60 площею 60 см²,
- максимальна напруга / тиристор 8,5 кВ,
- загальна кількість тиристорів - 792 шт,
- охолодження - вода + гліколь,
- гармонічні фільтри - тип 11.13 ConTune: 24.36 звичайний,
- максимальна глибина прокладки кабелю - 92 м,
- трансформатори - 3 однофазні, 3-х обмоточні трансформатори потужністю 236 МВА кожен.

Основною причиною використання високовольтної лінії постійного струму між Польщею та Швецією була необхідність передавати велику кількість енергії на великі відстані, а сприятливою обставиною була можливість використання моря як елемента, що замикає електричний контур, але врешті-решт від цієї можливості відмовились через протести екологів шляхом введення зворотного провідника.

З'єднання Італія-Греція HVDC

Лінія Італія - Греція (на основі перетворень джерела струму) працює в монополярній системі з електродами (головний кабель, що працює на 400 кВ [9] та два електродвигуни) має найкращий глибокий кабель у світі (1000 м) та його основні параметри:

- напруга на стороні постійного току +400 кВ,
- номінальна потужність - 500 МВт,
- максимальний тривалість довжини -1 250 А,
- загальна протяжність зірки - 204 км,
- переріз мідного магістрального проводу - 1250 мм²,

- втрати в перетворювачах окремих станцій - 7 МВт,
- втрати в самій ЛЕП - 14 МВт,
- мінімальне навантаження - 50 МВт,
- максимальна загальна кількість тиристорів - 792 шт.

Основною причиною використання високоякісної лінії постійного потоку Італія-Греція була необхідність передачі більших обсягів енергії на більшу відстань під водою.

Sapei HVDC Link - Італія (Сардинія - континент)

SA.PE.I (SArdcgnA PEninsula Italy) - це нова лінія постійного струму високої напруги, що знаходиться в стадії будівництва - на основі перетворених джерел струму, що з'єднують енергосистему Сардинії з материком, працюючи в біполярному режимі за допомогою електродів (два основних кабелі на +500 кВ і -500 кВ і два електроди). Морська кабельна лінія HVDC буде служити для доставки виробничих потужностей із Сардинії на материк, а також допоможе укріпити італійську передавальну мережу навколо Риму. У даний час проводяться початкові запуски та випробування підсистеми різних елементів HVDC, таких як перетворювальні трансформатори, фільтри змінного струму, тиристорні перетворювачі та т. д.

Основні параметри :

- напруга на стороні постійного струму +/- 500 кВ,
- напруга на стороні перемінного струму 400 кВ,
- номінальна потужність - 1000 МВт,
- протяжність шляху: - 1 км по суші до міста Фіумк Санто,
- 420 км по морю,
- 14 км по суше до села Латина.

Основною причиною використання у вищезгаданому випадку високовольтною лінії постійного струму була необхідність передавати велику кількість енергії на великі відстані під водою.

Вставки постійного струму для з'єднання систем з різною частотою

В даний час в світі використовуються дві частоти змінного струму - 50 і 60 Гц. У країнах Європи, СНД і Росії прийнята частота 50 Гц; в США, Канаді, деяких країнах Південної Америки, південній частині Японії - 60 Гц. Об'єднання систем з різною номінальною частотою на паралельну роботу з допомогою ліній змінного струму неможливо. Для цієї мети, як показує світова практика, може бути з успіхом використаний постійний струм. Такі зв'язки існують в Японії і Південній Америці. Для таких зав'язків використовуються вставки постійного струму (ВПС), або відповідно до стандарту МЕК 60099-9:2014 схема «back-to-back»[4].

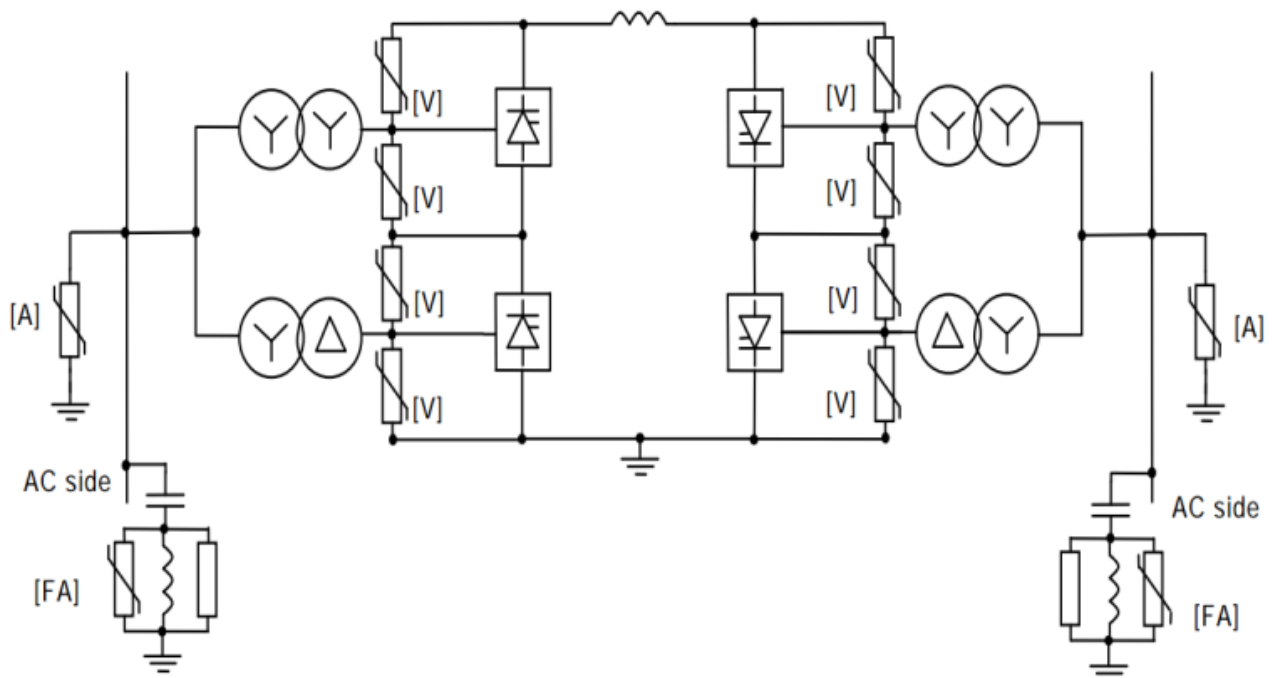


Рисунок 1.6--Однолінійна схема лінії компенсаційної перетворювальної станції з двома конвертерами з 12-імпульсними випрямлячами (інверторами) послідовно (вставка постійного струму)

Енергосистеми Бразилії та Парагваю, які спільно використовують потужну гідроелектростанцію Ітайпу, працюють на частотах 60 Гц і 50 Гц відповідно. Найбільшу у світі ППС від ГЕС Ітайпу в Бразилії збудовано і введено в експлуатацію у 1984 - 1987 рр. потужністю 6,3 ГВт у складі з двох біполярних ліній по 3,15 ГВт довжиною майже по 800 км кожна. Оскільки

електричні мережі Бразилії мають частоту 60 Гц, а мережі Парагваю – 50 Гц, на ГЕС Ітайпу було встановлено по 9 генераторів кожної з частот. Враховуючи те що обсяги споживання електроенергії від ГЕС енергосистемою Парагваю є незначними (приблизно 250 МВт), практично вся потужність 9 генераторів з частотою 50 Гц через ППС передається в електромережі Бразилії [13].

Гідроелектростанції, а конкретно бразильський проект ГЕС Ітайпу в середині 80х роках призвели до появи нового чемпіона з передачі електроенергії багато і далеко - ЛЕП постійного струму. Потужність бразильського лінка - 2x 3150 МВт при напрузі + -600 кВ на дальність 800 км, проект реалізований фірмою АВВ. Такі потужності ще на межі доступного ЛЕП змінного струму, проте більші втрати окупали проект з конвертацією в постійний струм.

Багато асинхронних з'єднань існують в Північній Америці між Східними і Західними взаємопов'язаними енергосистемами, між радою з електронадійності Техасу (ERCOT) і її сусідами, [наприклад, Мексика і Південно-західне енергетичне водосховище (SPP)], між Квебеком і його сусідами (наприклад, Нова Англія і Маритаймс). Північно-східне відключення живлення в серпні 2003, як показала практика "брандмауера", спрацювало проти каскадних відключень електрики, що були забезпечені в системах з асинхронними з'єднаннями. Тоді відключення електрики виникло і поширилось по нижніх Великих озерах і через Онтаріо і НьюЙорк, де зупинилося в асинхронному інтерфейсі з Квебеком. Квебек був незачеплений; слабкі з'єднання змінного струму між Нью-Йорком і Новою Англією знеструмились, але зв'язки ВППС з Квебека продовжували поставляти живлення до Нової Англії [1].

Відновлювана енергетика.

Швидкий перехід від викопного палива до відновлюваних ресурсів необхідний для виконання зобов'язань за Паризьким угодою обумовлює впровадження нових технологічних рішень. Технологія HVDC пропонує найбільш ефективні засоби передачі більшої кількості енергії на далекі відстані для підключення до мережі поновлюваних джерел енергії і стабілізації

трифазних мереж. У звіті 360i Research, опублікованому на початку цього року, прогнозується, що світовий ринок зросте приблизно на 11% протягом наступних п'яти років. Зокрема, ринок перетворювальних підстанцій HVDC в 2018 році становив 8,73 млрд, доларів США і, за прогнозами, до 2027 року досягне 21,44 млрд, доларів США. Одним з важливих чинників розвитку технології HVDC є зростаюча потреба інтеграції відновлюваних ресурсів в мережу. Оскільки ці ресурси часто розташовані далеко від центрів навантаження, а в разі офшорних вітряних електростанцій, видалені від самої мережі, підключення HVDC є оптимальним рішенням. Тенденція використання морських вітроенергетичних установок, безсумнівно, посилюється. У минулому році в мережу Німеччини було додано 160 морських турбін загальною потужністю 1,1 ГВт. Згідно з планами, розробленими федеральним урядом, до 2030 року потужність морських вітроенергетичних установок досягне 15 ГВт. Інтеграція поновлюваних джерел енергії, а також стабілізація мережі вимагає переваг, які може надати HVDC [6].

У Німеччині планується побудувати з'єднання Північ-Південь, зване SuedLink, в рамках більш широкої програми по збільшенню пропускної спроможності між Північною і Південною Німеччиною та сприяння інтеграції відновлюваних джерел енергії в мережу. Цей проект також дозволить уникнути перетікань в результаті раптових стрибків генерації в деяких частинах Німеччини в мережі сусідніх країн: Угорщини, Польщі, Чеської Республіки та Словаччини. Дана лінія буде побудована з використанням технології HVDC, яка дозволить стабілізувати мережу при сильних коливаннях у виробленні енергії, включаючи оптимізований потік навантаження для балансування мережі змінного струму 400 кВ. Плановані лінії електропередачі HVDC будуть в основному реалізовані підземними кабелями постійного струму напругою ± 525 кВ. Ця лінія буде включати в себе станції HVDC перетворювачів для максимального контролю потоку електроенергії. Залежно від типу схеми перетворювача, потужність може бути перетворена в ємнісну або індуктивну (або потік потужності може бути взагалі змінений). Ці особливості

перетворювачів HVDC будуть використовуватися для майбутніх мереж по всьому світу [6].

Для міжсистемних з'єднань перехідні станції потрібні після прокладки кабелю певної довжини для забезпечення поділу і безпечного заземлення кожної ділянки лінії, для проведення випробувань з живлення та пуско-налагодження, а також для фізичного поділу кабелів від різних постачальників. Такі станції кабельного переходу можуть вмикати роз'єднувачі та заземлювачі, пристрої для вимірювання напруги і струму, визначення місця пошкодження лінії. У той же час, повітряні переходи від однієї лінії до іншої також включають в себе розрядники для захисту від перенапруг [6].

BorWin 1 HVDC Light - Німеччина

В даний час найбільша в світі дистанційна вітряна електростанція підключена до електромереж Німеччини через систему передачі HVDC Light, основана на перетворенні джерела напруги потужністю 400 МВт, що працюють у біполярному режимі електропередачі (два основні кабелі які працюють на +154 кВ та -154 кВ і два електроди). Ферма складається з 80 вітряних генераторів потужністю 5 МВт і розташована в Північному морі, приблизно в 130 км. Генератори працюють від змінного напруження 36 кВ, це напруга перетворюється на 154 кВ на морській станції HVDC і відправляється на берег за технологіями HVDC Light. Відстань від платформ до моря складає 125 км, а берегова прийнятна станція знаходиться в Ділі, за 75 км від берега, і саме тут є підключення до німецької електромережі змінного струму 380 кВ. З березня 2009 року були випробувані різні елементи та підсистеми, такі як: перетворювальні трансформатори, розподільні пристрої, системи управління та захисту MACH транзисторних перетворювачів, автоматичні вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму тощо

У цьому випадку основна причина використання високовольтної лінії постійного струму стала необхідність передачі великої кількості енергії на більшу відстань під водою.

Бельгія - Великобританія

Парк гігантських вітряних турбін біля узбережжя Бельгії виробляє електроенергію, яка живить не тільки материкову частину країни, а й Великобританію, розташовану приблизно в 130 км від узбережжя Бельгії, на іншому березі Північного моря.

Масштабний проект інтеграції вітряної енергії, розроблений бельгійською енергетичною компанією Elia, був реалізований в стислі терміни і запущений на початку 2019 роки без будь-яких збоїв. Завдяки йому відновлювальна енергія, що генерується морським вітром, приносить користь мільйонам будинків і бізнесів в Бельгії і за її межами.

Сьогодні біля узбережжя Бельгії встановлені 318 вітряних турбін, що робить Бельгію четвертим за величиною виробником офшорної вітрової енергії в світі (за даними галузевої організації WindEurope). Підносячись на висоту 58 поверхів над рівнем Північного моря, ці турбіни здатні виробляти 8000 ГВт. год. електроенергії щорічно, що достатньо для енергопостачання 2 мільйонів будинків.

Як енергія, вироблена вітряними турбінами, проходить багато кілометрів углиб суші, туди, де вона потрібна? Спочатку вона передається по кабелях, прокладених по дну океану, на морську розподільну платформу, яка належить керуючій компанії Elia. Звідти вона проходить через іншу мережу підводних кабелів до підстанцій на бельгійському узбережжі.

Звідти по новому коридору передачі напругою 380 кВ компанії Elia електроенергія доставляється на материкову частину Бельгії. Крім того, коридор дає можливість передавати до 1000 МВт електроенергії між Бельгією та Великобританією по високовольтної лінії електропередачі постійного струму. В ході спільного проекту Elia і державної енергетичної системи Великобританії по морському дну був прокладений підводний кабель довжиною 130 км.[5].

1.2.3 Досвід України

Поки що чи не єдиним вдалим прикладом використання високовольтних ліній електропередач постійного струму в Україні є високовольтна лінія постійного струму Волгоград -Донбас. Вона була введена в дію у 1962 році, це була перша у світі міжсистемна електропередача постійного струму. Її довжина склала 473 км (у тому числі по Україні 247 км), мала проектну пропускну спроможність 750 МВт, що дозволило забезпечити ефективний обмін перетоками потужності між ОЕС Півдня і Поволжя (від Волзької ГЕС до Донбасу і навпаки). На всьому своєму протязі ця лінія виконана у вигляді повітряної лінії. Проміжні опори ліній мають, як і більшість опор, використовуваних для HVDC-ліній, єдину поперечину, яка несе на кожному кінці один провідник на підвісному ізоляторі [2,3].



Рисунок. 1.7 – Опори для біполярної ЛЕП «Волгоград-Донбас» на напругу ± 400 кВ

Волзька перетворювальна підстанція розташована на греблі Волзької ГЕС. Кожен з полюсів складався з чотирьох послідовно з'єднаних трифазних вентиляльних мостів, які утворюють два послідовно з'єднаних дванадцятипульсних моста. Спочатку всі вентиляльні схеми були ртутними електронними лампами, розробленими на напругу 100 кВ і максимальний струм 938 А. У 1977 один комплект ртутних вентилів був замінений тиристорним комплектом. Трансформатори Волзької перетворювальної підстанції живляться безпосередньо від генераторів Волзької ГЕС трифазною змінною напругою 14 кВ, за допомогою двох паралельно включених генераторів на один трансформатор. Трансформатори мають крім двох вторинних обмоток, необхідних для реалізації дванадцятипульсного режиму, третю обмотку для електропостачання місцевої енергосистеми з напругою 220 кВ. На перетворювальній станції немає фільтрів вищих гармонік. Необхідна реактивна потужність забезпечується генераторами електростанції [2].

Михайлівська перетворювальна підстанція розташована на північний схід від Первомайська, міста Луганської області України (за результатами Другої мінської угоди місто знаходиться на лінії зіткнення між ВСУ і самопроголошеною ЛНР). Вона використовувала, як і Волзька перетворювальна підстанція, для кожного полюса, чотири послідовно з'єднані трифазні вентиляльні мости, які утворюють два послідовно з'єднаних дванадцятипульсних моста. Як і на Волзькій підстанції, в 1977 році один комплект ртутних вентилів був замінений тиристорним комплектом. Михайлівська перетворювальна підстанція пов'язана через трансформатори з місцевою енергосистемою з напругою 220 кВ. На підстанції є три фільтра вищих гармонік, кожен реактивною потужністю 132 Мвар [2].

Станом на грудень 2014 лінія для передачі електроенергії не використовувалася. У березні 2015 року планувалося виведення лінії з експлуатації з подальшим демонтажем. На Волзькій ГЕС перетворювальне обладнання демонтовано. Аж до липня 2014 лінія перебувала під охоронною напругою 220 кВ з ПС Михайлівська (НЕК України) [2].

З огляду на амбітні плани України щодо приєднання до енергосистеми Європи, які були сформовані в Енергетичній стратегії України до 2035 року, будівництво ліній електропередач постійного струму має дуже великі перспективи. Це дозволить провести модернізацію національної енергосистеми, збільшити експорт електроенергії до Європи, суттєво підвищити ефективність електростанцій які працюють на відновлюваних джерелах енергії, а також з'єднати виробників і споживачів електроенергії, які часто знаходяться на великій відстані один від одного, мінімізуючи втрати електроенергії, що дасть можливість знизити собівартість і як наслідок зменшити ціни для кінцевого споживача.

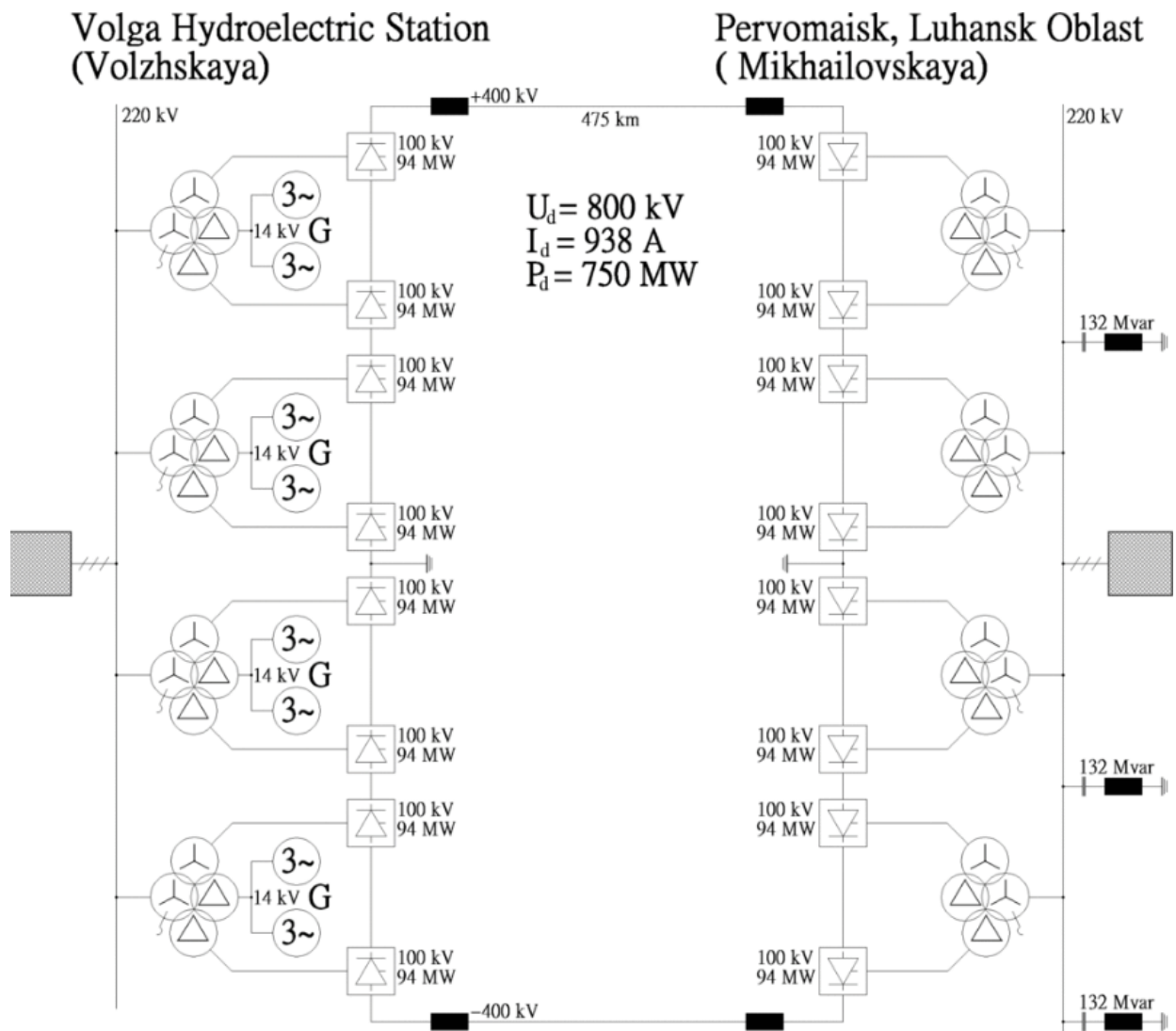


Рисунок 1.8 – ВПТ «Волгоград–Донбас» класом напруги 800 кВ і потужністю 750 МВт

1.3 Перспективи використання вставок постійного струму в Україні

Інтеграція ОЕС України до загальноєвропейської енергосистеми ENTSO-E – одна з ключових стратегічних цілей Укренерго, важлива складова енергетичної безпеки України. Синхронна робота енергосистеми України з ENTSO-E підвищить надійність та стійкість роботи ОЕС України, розширить можливості обміну електроенергією між суміжними країнами, посилить конкуренцію на внутрішньому ринку та створить можливості для роботи на енергетичному ринку Європи. Інтеграція ОЕС України до ENTSO-E передбачена Угодою про Асоціацію між Україною та ЄС.

У червні 2017 року Україна підписала з об'єднанням мережевих операторів ENTSO-E угоду щодо умов майбутнього об'єднання енергосистем України та Молдови з енергосистемою континентальної Європи. З цього моменту електроенергетична галузь почала залучати значні інвестиції в модернізацію мереж і будівництво нових потужностей відновлюваних джерел енергії.

Слід відмітити, що процес об'єднання енергосистем України з енергосистемою континентальної Європи ускладнюється через ряд політичних, економічних та суто технічних чинників. Так за даними Укренерго 66,7 % всіх ліній електропередач і 17,3 % обладнання підстанцій оператора системи передачі знаходяться в експлуатації більше 40 років [план розвитку].

Весь експорт електроенергії в країни ЄС відбувається з двох вугільних станцій - Бурштинської та Добротвірської. Бурштинська ТЕС працює синхронно з об'єднаною енергосистемою Європи ENTSO-E в межах так званого Бурштинського енергоострова, звідки можливий експорт до Словаччини, Угорщини та Румунії. Експорт електроенергії в Польщу забезпечується окремою лінією-вставкою постійного струму, що з'єднує Добротвірську ТЕС і підстанцію Замость по той бік кордону.

Отже в Україні наразі синхронно з енергосистемою континентальної Європи (системні оператори якої об'єднані в ENTSO-E) працює лише невелика частина енергосистеми — острів Бурштинської ТЕС (4% виробництва та

споживання). Він синхронізований з ENTSO-E, і водночас фізично від'єднаний від основної частини Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України (96% виробництва та споживання). Експорт та імпорт з ЄС до основної частини ОЕС України наразі неможливий.

У продовж літа 2019 року в медійному просторі країни широко обговорювалася можливість будівництва вставки постійного струму (ВПС) між ОЕС України та островом Бурштинської ТЕС.

Як було вказано вище, вставка постійного струму — це об'єкт, призначений для перетворення змінного струму у постійний та навпаки. Здебільшого їх використовують для передачі електроенергії між несинхронізованими енергосистемами змінного струму, якими являються ОЕС України та ENTSO-E.

В основній частині ОЕС на сьогоднішній день дуже низький рівень конкуренції, спричинений значною концентрацією ринкової влади (до 80%) в руках двох компаній – ДП “НАЕК “Енергоатом” та ГК “ДТЕК Енерго”. Ця ситуація має змінитися після запланованої на 2023 рік повної синхронізації української енергосистеми з європейською.

Єдиною можливістю суттєво збільшити конкуренцію та допустити європейських гравців на український ринок у більш стислий термін, тобто до повної синхронізації з ENTSO-E, є будівництво вставки постійного струму. «Укренерго» планує збудувати вставку потужністю від 600 МВт на кордоні між ОЕС та Островом Бурштинської ТЕС (ПС 750 “Західноукраїнська”), який являється частиною ENTSO-E.

Вставка постійного струму, яка на сьогодні проектується НЕК «Укренерго» разом зі спеціалістами Світового банку та покликана забезпечити додатковий, потужний канал імпорту електроенергії в Україну, може бути збудована за 2,5 роки, а орієнтовні витрати на реалізацію такого проекту за підрахунками фахівців мають скласти не більше 150 млн доларів.

Було обраховано ціноутворення з урахуванням підсилення конкуренції за рахунок вставки постійного струму. Попереднє дослідження, яке робило

«Укренерго», спираючись на дані Світового банку, показало, що вставка постійного струму потужністю 600 МВт може забезпечити такий ціновий вплив на ОЕС України, який дозволить зекономити витрачені €150 млн протягом одного року за рахунок пониження цін внаслідок додаткової конкуренції.

Отже, якщо вставка буде побудована до 2022р включно, то вона є абсолютно технічно та економічно обґрунтованою, навіть без урахування її подальшого використання після повної синхронізації з ENTSO-E, яка запланована на 2023р.

Будівництво ВПС не означає відмову системного оператора Укренерго від планів повністю синхронізувати українську енергосистему з європейською. Навпаки, реалізація цього проекту значно полегшить об'єднання енергосистем та суттєво підвищить рівень операційної безпеки функціонування ОЕС України. Наприклад, забезпечить додаткові резерви регулювання частоти та потужності, можливість регулювання напруги, ліквідації кільцевих перетоків з країн ЄС через територію України. А також забезпечить енергосистему України незалежним джерелом потужності у разі виникнення системної аварії, а саме – за рахунок резервування власних потреб Хмельницької, Рівненської АЕС та інших атомних і теплових електричних станцій. Саме з цих причин ВПС широко використовуються в рамках енергосистеми континентальної Європи.

Слід зазначити, що уряди України вже два рази за історію незалежності відмовлялися від намірів інтеграції в європейський ринок електроенергії (що підтверджує важливість роботи вставки до повної синхронізації), крім того, на фоні відсутності ринку допоміжних послуг, на сьогодні значно зросли короткотривалі перетоки електроенергії з енергосистемою Росії, крім того Україна досить часто стикається з проблемами дефіциту палива на складах теплової генерації.

1.4 Висновки до першого розділу

У даному розділі було проведено аналіз міжнародного досвіду використання високовольтної передачі постійним струмом, що дозволив виділити ряд напрямків їх застосування. По-перше, це об'єднання енергосистем

з різною частотою або перетоки енергії між несинхронізованими енергосистемами, що можливо реалізувати виключно з використанням передачі постійним струмом.

По-друге, підводні або підземні кабельні лінії. Довжина кабельних ліній змінного струму обмежена наявністю зарядної потужності, при передачі постійним струмом цей недолік відсутній. Тому кабельна лінія постійного струму може бути єдиним технічно можливим рішенням при необхідності перетнути затоку чи приєднати острови до материкової енергосистеми. Оскільки частка відновлювальних джерел в загальній світовій генерації електроенергії зростає, питання приєднання до енергосистеми офшорних вітрових електростанцій слід виділити окремо.

По-третє, передача великих потужностей на значні відстані. Що пов'язано з відносно меншими втратами енергії в лініях електропередач постійного струму і меншими витратами при спорудженні на опори і провідники. Довгі лінії електропередачі постійного струму особливо широко використовуються у великих країнах з потужними промисловими центрами, таких як США, Індія, Китай.

Використання високовольтної передачі постійним струмом в Україні наразі не використовується, проте може вирішити деякі актуальні питання. Вставки постійного струму дозволили б об'єднати енергосистему України з ENTSO-E без повної синхронізації, лінії - передати електроенергію СЕС, будівництво яких передбачається в південних районах країни, в центральні і північні області.

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ВИКОРИСТАННЯ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

У світовій енергетиці переважають системи електропостачання змінного струму. Однак бувають ситуації, коли застосовувати електропередачу змінного струму економічно не вигідно або неможливо з технічних причин. Ідеальним доповненням високовольтної мережі змінного струму можуть бути лінії струму постійного. На практиці використання високовольтної передачі постійним струмом дозволяє вирішити ряд завдань, які можна умовно поділити на такі категорії:

- передача великих потужностей на значні відстані з відносно малими втратами;
- прокладання кабельних ліній по дну водоймищ;
- передача великих потужностей з вітрових електростанцій, розташованих у прибережних водах морів та океанів
- з'єднання несинхронізованих енергосистем.

2.1 Порівняльна оцінка систем передачі постійного і змінного струму

При проектуванні ліній електропередачі вибір роду струму базується на оцінці економічної доцільності можливих варіантів. Враховуються необхідні капіталовкладення, величина прогнозованих втрат електроенергії, надійність, технічні особливості і можливість реалізації проекту.

2.1.1 Порівняння вартості електропередачі

Вартість електропередачі складається з капітальних витрат на трасу, опори, проводи, ізолятори, обладнання підстанцій, а також експлуатаційних витрат, тобто вартості втрат.

Якщо прийняти однакові вимоги до ізоляції, визначені за максимальним напруженням повітряної лінії (ПЛ) постійного і змінного струму, то вийде, що ПЛ постійного струму за схемою «2 полюса - земля» може пропускати таку ж

потужність, що і один ланцюг ПЛ змінного струму за умови, що загальний перетин проводів обох ліній однаковий. Тому для однієї і тієї ж переданої потужності ПЛ постійного струму вимагає трасу меншою ширини, має більш прості і дешеві опори, менше число проводів і меншу вартість ізоляції, ніж ПЛ змінного струму. Як приклад на малюнку 2.1 представлені опори і траси ПЛ постійного і змінного струму потужністю 2000 МВт.

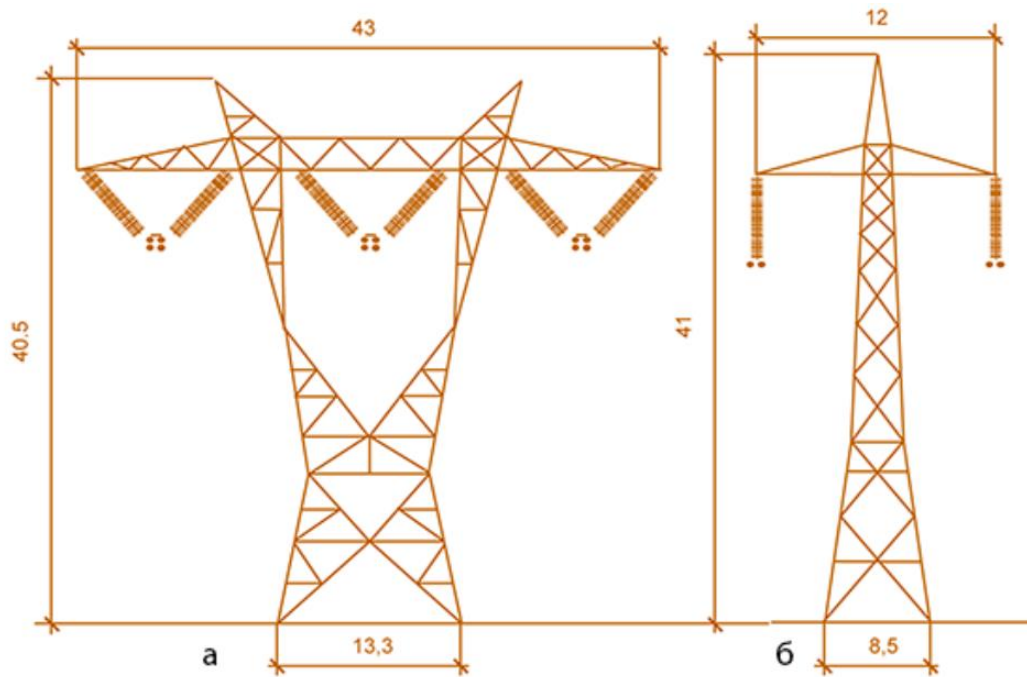


Рис. 2.1- Порівняння опор ПЛ 800 кВ змінного струму (а) і ПЛ ± 500 кВ постійного струму (б) для однакової потужності, що передається (розміри вказані в метрах)

Оскільки ПЛ постійного струму має тільки два дроти при такій же пропускній здатності, що і в трьох проводах ПЛ змінного струму, втрати потужності в провідниках також складають дві третини від втрат в еквівалентній ПЛ змінного струму. Відсутність поверхневого ефекту (витіснення змінного струму на поверхню провідника) при передачі потужності по ПЛ постійного струму істотно зменшує втрати потужності, а при передачі потужності по кабельній лінії постійного струму значно зменшуються діелектричні втрати. Втрати на корону в лініях постійного струму також значно менші, ніж в аналогічних ПЛ змінного струму [25].

Проте, необхідно відмітити, що зміна роду струму призводить до збільшення втрат на підстанціях. Відносні втрати потужності в основному обладнанні підстанцій і витрата потужності на власні потреби у відсотках від номінальної потужності підстанції наводяться нижче [25].

Таблиця 2.1-- Відносні втрати потужності на обладнанні та на власні потреби

Перетворювальні трансформатори	1,3—1,5 %
Перетворювачі	0,5—0,7 %
Фільтри вищих гармонік	0,018—0,020 %
Лінійні реактори	0,17—0,20 %
Власні потреби	0,1 %
Всього	2,1—2,5 %

Як можна бачити, перетворювальна підстанція з точки зору втрат потужності є досить економічним елементом.

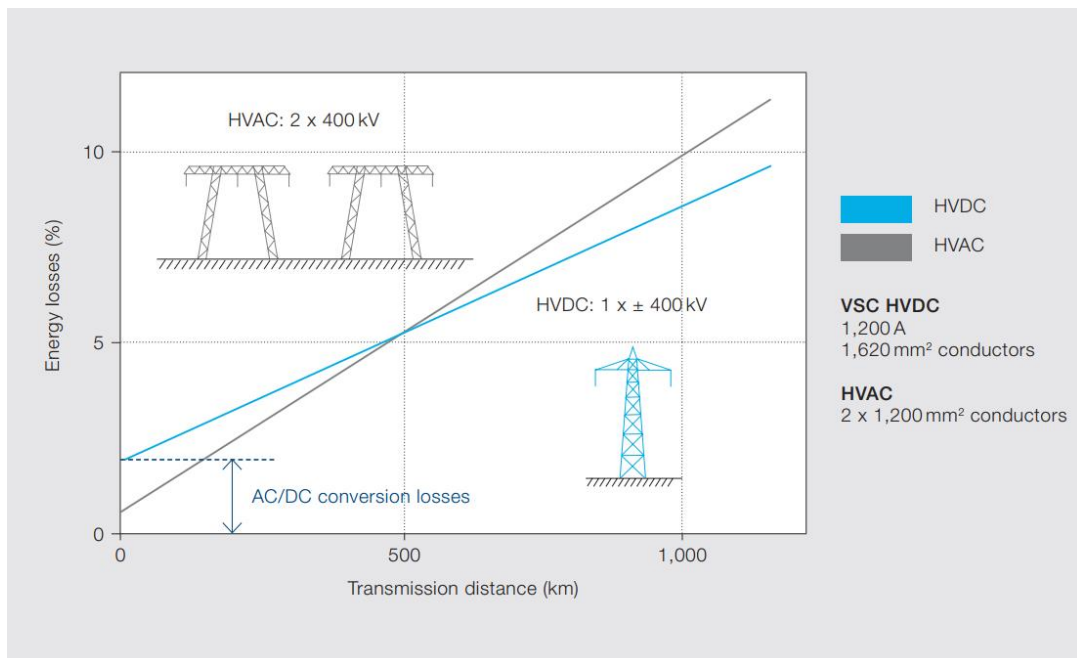


Рисунок 2.2 – Порівняння втрат електроенергії для різних видів струму

Також на величину необхідних капіталовкладень впливає вартість обладнання підстанцій і компенсуючих пристроїв. ПЛ постійного струму не потребують компенсації реактивної потужності, проте вартість обладнання

підстанцій ліній постійного струму значно перевищує вартість підстанції змінного струму тієї ж потужності, адже в комплектацію таких станцій входять перетворювачі та фільтри. Порівняння вартості електропередачі змінного і постійного струму в залежності від довжини лінії наведено на рисунку 2.3.

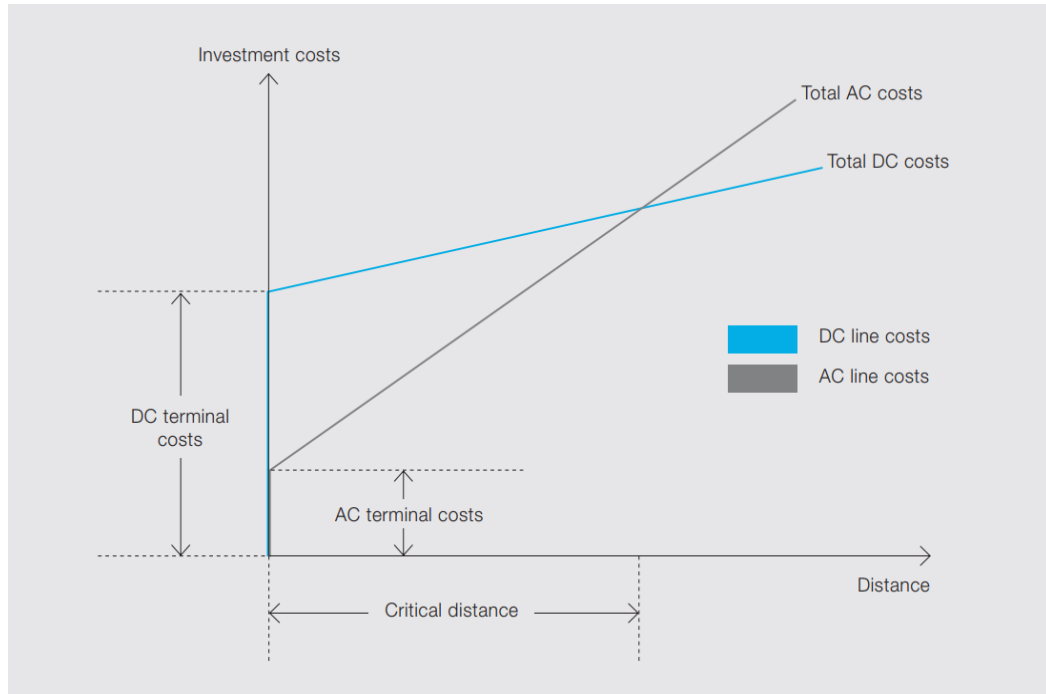


Рисунок 2.3 – Порівняння вартості ПЛ змінного та постійного струму

Порівняння показує, що електропередача змінного струму дешевше електропередачі постійного струму при довжині лінії менше «економічної», але дорожче при довжині лінії більше «економічної». Ця «економічна» довжина знаходиться в межах 500-800 км для повітряних ліній в залежності від питомої вартості електропередачі на одиницю довжини лінії. Для кабельних ліній «економічна» довжина наближається до 50 км [24].

2.1.2 Оцінка технічних характеристик електропередачі

Використання швидкодіючих і керованих перетворювачів дозволяє повністю контролювати потужність, що передається, корегувати небажані впливи перехідних процесів на енергосистему і збільшувати динамічну стійкість енергосистеми. Крім того, передача постійним струмом дозволяє вирішити деякі з наступних проблем, пов'язаних із передачею змінного струму.

Межа статичної стійкості. За умови передавання електроенергії змінним струмом параметри лінії електропередачі (питома індуктивність і ємність лінії, довжина лінії) визначають максимальну енергію, яку передають нею. Так зі збільшенням довжини повітряної лінії, зростає її індуктивний опір ωL , який визначає максимально можливу потужність лінії S_{max} (без врахування ємності лінії):

$$S_{max} = U_m^2 / \omega L \quad (2.1)$$

тому зі збільшенням довжини лінії зменшується її максимальна потужність.

Потужність, що передається лінією змінного струму залежить від кута зсуву між векторами напруги на шинах передавального і приймального кінців лінії. Для заданого значення переданої потужності цей кут збільшується з ростом довжини лінії. Верхню межу транспортованої енергії визначають статичною та динамічною стійкістю. Пропускна здатність лінії змінного струму обернено пропорційна довжині передачі, а пропускна здатність лінії постійного струму не залежить від довжини лінії.

Регулювання напруги. Регулювання напруги ліній змінного струму ускладнюється внаслідок впливу ємнісної (зарядної) потужності лінії і падіння напруги в лінії. Ємнісна потужність пропорційна квадрату напруги і не залежить від потужності, що передається лінією:

$$Q_c = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c = B \cdot U^2, \quad (2.2)$$

де U —лінійна напруга;

I_c —ємнісний струм лінії;

B —ємнісна провідність.

Наявність ємнісної провідності в лінії обумовлює проходження ємнісного струму (струму зсуву), що зменшує її пропускну здатність:

$$I_c = B \cdot U_\phi \quad (2.3)$$

де U_ϕ —фазна напруга лінії.

Індуктивна потужність лінії пропорційна до квадрату струму, а отже, і до потужності лінії:

$$Q_L = 3 \cdot X_L \cdot I_{\phi}^2 \quad (2.4)$$

де I_{ϕ} —фазний струм лінії.

За певного навантаження індуктивна і ємнісна потужності лінії стають однаковими, і вони компенсують одна одну. Лінія стає «ідеальною», тобто споживає стільки реактивної потужності, скільки її виробляє. Така потужність називається натуральною потужністю. Напруга на лінії змінного струму відносно мало змінюється по лінії тільки при передачі натуральної потужності. Напруга на лінії змінюється в залежності від її навантаження. При постійній нарузі на кінцях лінії напруга в її середині зменшується при передачі потужності більше натуральної та збільшується при передачі потужності менше натуральної. Для підтримки постійної напруги на кінцях лінії потрібно регулювати реактивну потужність лінії при збільшенні її завантаження. Величина реактивної потужності, необхідної для регулювання, росте разом з довжиною лінії. Хоча перетворювальні підстанції постійного струму споживають реактивну потужність при зміні переданої потужності по лінії, сама лінія не споживає реактивну потужність.

Зарядна потужність, що генерується лінією, набуває істотних значень у ПЛ 110 кВ і вище. Оскільки у КЛ більша ємнісна провідність через малі відстані між жилами, а також жилами і заземленими оболонками і зважаючи на високу діелектричну проникність ізоляції, ємнісні струми і зарядні потужності теж більші. Що завантажує лінію і суттєво обмежує її «економічну» довжину.

Компенсація реактивної потужності лінії. Компенсацію параметрів лінії передачі змінного струму застосовують для вирішення проблем зарядної потужності лінії і підвищення стійкості. Збільшення пропускну здатності і підтримки напруги лінії можливе за умови використання шунтувальних реакторів, поздовжньої компенсації, статичних компенсаторів СТАТКОМ. Для ліній постійного струму компенсація не потрібна [27].

Управління потоками потужності об'єднаних енергосистем. Потоки потужності в лініях змінного струму об'єднаних енергосистем в випадках будь-яких порушень стають неконтрольованими, що призводить до перевантажень і порушення стійкості, знижуючи тим самим надійність електропостачання. Якщо правильно розмістити системи постійного струму всередині об'єднаних енергосистем, можна уникнути недоліків завдяки великій швидкості регулювання потужності систем постійного струму, забезпечення необхідного демпфірування хитань потужності і перевантажувальної здатності. Проектування передачі постійного струму в цих умовах вимагає ретельного опрацювання для забезпечення зазначених переваг.

Опір ґрунту. Опір заземлення дуже малий для струмів постійного струму, та ланка постійного струму може працювати по одному провіднику з поверненням заземлення (монополярний режим). Повернення землею небажане тільки при наявності підземних металевих конструкцій (наприклад, трубопроводів), схильних до корозії при протіканні постійного струму. Слід зазначити, що навіть при роботі в монополярному режимі, мережа змінного струму, що живить перетворювальну станцію постійного струму, працює з врівноваженими напругою і струмами. Отже, однополюсна робота систем передачі постійного струму можлива протягом тривалого часу.

Оцінка надійності електропередачі. Статистика відмов на лінії постійного струму збирається і оцінюється робочими групами CIGRE і IEEE. Результати аналізу показують, що надійність передачі на постійному струмі досить висока і не поступається за надійністю електропередачі по лінії змінного струму [21].

Крім того, використання передачі постійного струму дозволяє об'єднувати несинхронні енергосистеми, включати в енергосистеми генерацію від альтернативних джерел енергії. Наявність вставок постійного струму забезпечує обмеження струмів короткого замикання і зменшення впливу коливань, що виникли в одній ЕЕС на роботу іншої, за рахунок гасіння цих коливань в перетворювальних блоках.

2.1.3 Основні переваги та недоліки передачі постійним струмом

Порівняння системи передачі постійним і змінним струмом показує, що останні мають ряд переваг:

- відсутні втрати на випромінювання, так як електромагнітні хвилі випромінює тільки провідник зі змінним струмом;
- у мережі немає реактивної (паразитної) потужності i , отже, витрат на боротьбу з нею, тобто немає коефіцієнта потужності і необхідності його поліпшення;
- економія опорі провідниках ЛЕП;
- більш проста конструкція самої лінії;
- немає зарядного струму, тобто змінного струму що йде на підзарядку ємностей лінії, що особливо важливо в підземних/підводних кабелях.
- відсутність поверхневого ефекту;
- коефіцієнт потужності лінії завжди дорівнює одиниці: реактивної потужності немає, лінія не потребує реактивної компенсації;
- менший коронний розряд і радіоперешкоди, особливо в погану погоду;
- синхронна робота не вимагається;
- дистанція лінії не обмежена вимогами стабільності;
- можуть з'єднуватись системи змінної напруги з різними частотами;
- регулювання перетоків потужності легко здійснюється / контролюється;

Застосування передачі постійним струмом обмежується наступними факторами:

- висока вартість обладнання для перетворення родів струму;
- неможливість використовувати трансформатори для зміни рівнів напруги;
- генерація вищих гармонік;
- споживання реактивної потужності перетворюючими підстанціями;
- складність засобів управління;
- необхідність висококваліфікованого персоналу для роботи;

- складність побудови мультитермінальної (мережа з великою кількістю споживачів) мережі.

2.2 Основні схеми систем електропередачі постійного струму

У технологіях високовольтної передачі постійним струмом (ВППС або HVDC) розрізняють передачу постійного струму (ППС) і вставку постійного струму (ВПС). Відмінність ППС від ВПС полягає в наявності самої лінії постійного струму. Відповідно ППС вирішує питання, пов'язані з передачею електричної енергії на далекі відстані, а ВПС - об'єднання великих енергосистем, що дозволяє не тільки збільшити надійність і стабільність роботи об'єднаної енергосистеми, а й дає можливість підключати електричні мережі з різними частотами.

2.2.1 Принцип роботи технології ВППС

Основний принцип роботи високовольтної передачі постійного струму проілюстрований на рисунку 2.4:

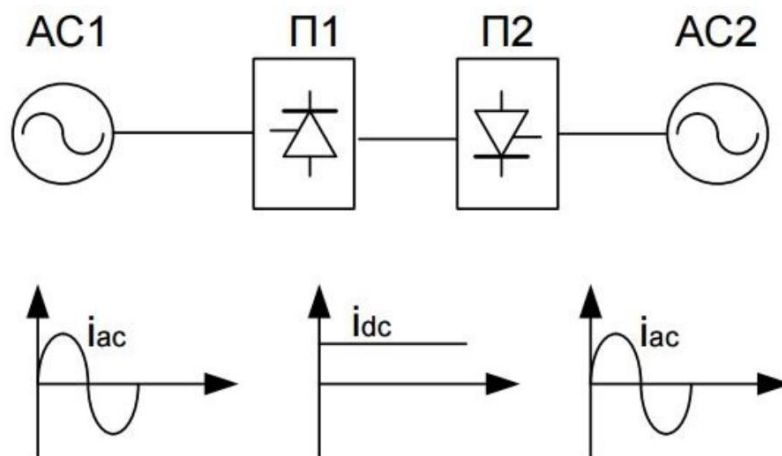


Рисунок 2.4 - Принцип роботи ВППС

П1 і П2 - перетворюючі блоки, AC1 і AC2 – енергосистеми, що об'єднуються

Перетворення електричної енергії здійснюється перетворювачами П1 і П2, пов'язаними з передавальною і приймальною системами. Перетворювач,

який перетворює енергію змінного струму від передавальної системи в енергію постійного струму, називається випрямлячем. Інший перетворювач, який отримує енергію від випрямляча і перетворює її в енергію змінного струму, віддаючи цю енергію в приймальню систему, називається інвертором [25].

Перетворювачі мають властивість реверсивності: при необхідності зміни напрямку передачі потужності випрямляч стає інвертором, а інвертор - випрямлячем. При цьому напрямок струму в лінії залишається незмінним, так як вентиля в перетворювачах пропускають струм тільки в одному напрямку, але змінюється полярність самих перетворювачів [5]. Типова структурна схема систем передачі постійного струму представлена на рисунку 2.5:

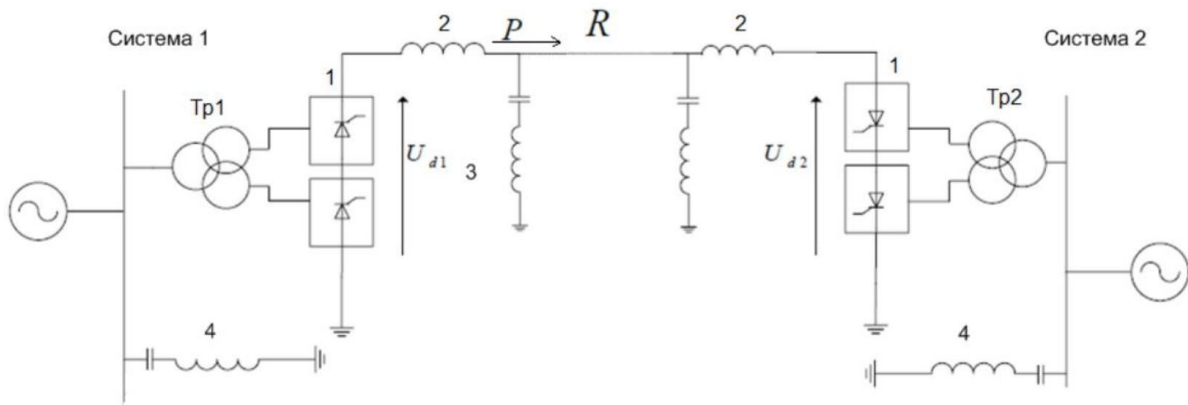


Рисунок 2.5—Структурна схема передачі постійного струму: R - опір лінії передачі постійного струму, P – потужність що передається

На рисунку 2.5 представлені: 1 - перетворюючі блоки, виконані на базі силових напівпровідникових ключів; 2 –реактор, призначений для згладжування пульсацій випрямленого струму за рахунок наявності несинусоїдального сигналу, також необхідний в схемах на базі перетворювачів струму для обмеження випрямленого струму; 3 – фільтро-компенсуючий пристрій на стороні постійного струму, що представляє собою батарею конденсаторів; 4 - фільтр на стороні змінного струму призначений для гасіння високочастотних гармонік, що генеруються перетворюючими блоками в момент комутації [21].

Основним елементом перетворюючого блоку є силовий вентиль, що складається з певної кількості з'єднаних послідовно або паралельно силових ключів. На рисунках 2.6 та 2.7 представлені основні схеми з'єднання перетворювачів.

Більшість систем високовольтної передачі постійного струму є двотермінальними. Мультитермінальна система постійного струму з'єднує більше двох терміналів, конфігурація такої системи може бути послідовною, паралельною або гібридною, тобто містити послідовні і паралельні відводи.

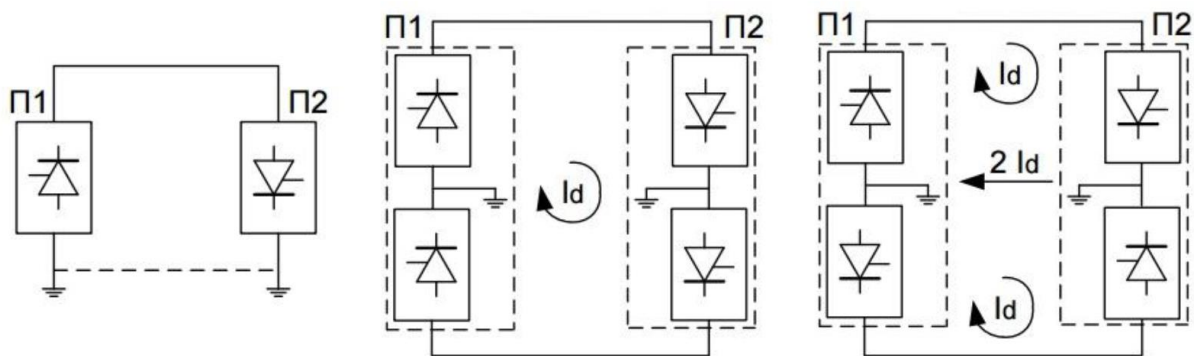


Рисунок 2.6—Схеми з'єднання перетворювачів ВППС двотермінальні: а) монополярна, б) біполярна, в) уніполярна

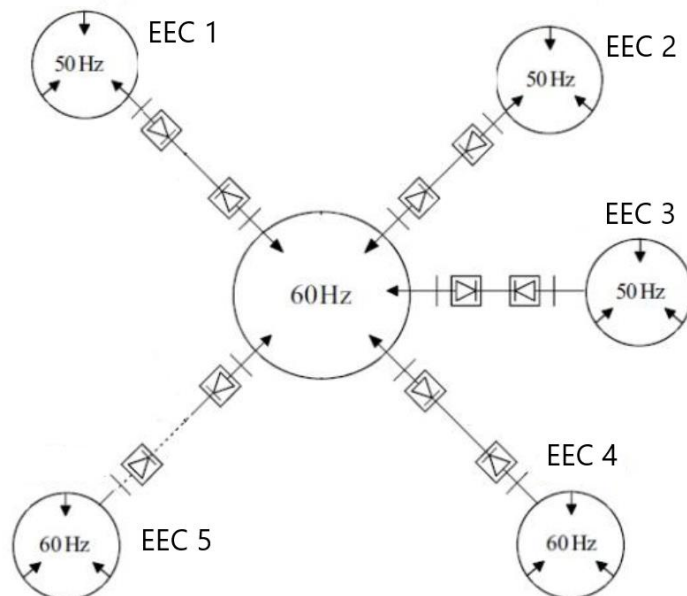


Рисунок 2.7—Схема з'єднання перетворювачів ВППС мультитермінальна

Мультитермінальні схеми з'єднань в даний час нечасто використовуються в практиці експлуатації енергосистем через їхню високу вартість і складності систем управління, однак, їх застосування вважається досить перспективним.

2.2.2 Монополярна лінія

При використанні монополярної схеми один з виводів випрямляча заземлюють. Інший вивід, з електричним потенціалом вище або нижче заземленого, пов'язаний з лінією електропередачі. Заземлений вивід може бути пов'язаний або не пов'язаний з відповідним виводом інверторної станції за допомогою другого провідника.

При відсутності другого металевого провідника зворотній струм протікає в землі між заземленими виводами двох підстанцій. Таким чином, це однопровідна схема з земним поверненням. Проблеми, які створює струм, що протікає в землі або воді, включають:

- електрохімічну корозію прокладених в ґрунті довгих металевих об'єктів, таких як трубопроводи
- виділення хлору і інші зміни складу морської води під впливом струму, що в ній протікає при використанні в якості другого провідника
- електромагнітні завади, викликані незбалансованим струмом.

Ці небажані наслідки можуть бути усунені за допомогою з'єднання обох заземлених виводів перетворювачів монополярної лінії електропередачі зворотним металевим провідником. Так як ці виводи заземлені, немає необхідності в розрахунку ізоляції зворотного провідника на повну напруга передачі, що робить зворотний провід менш дорогим, ніж провідник високої напруги. Рішення про використання металевого зворотний провідника ґрунтується на економічних, технічних і екологічних факторах.

Більшість монополярних систем розроблені для майбутнього розширення до біполярної схеми. Опори лінії електропередачі можуть бути запроектовані так, щоб нести два провідника, навіть якщо спочатку використовується тільки

один провід в монополярній системі. Другий провідник не використовується або використовується паралельно з іншим.

2.2.3 Біполярна лінія

При передачі за біполярною схемою з'єднання перетворювачів використовується пара провідників, протилежної полярності, кожен під високою напругою щодо землі. Вартість біполярної лінії електропередачі вище монополярної схеми зі зворотним проводом, так як обидва провідника повинні мати ізоляцію на повну напругу лінії, однак переваги біполярної схеми роблять її більш привабливою в порівнянні з монополярною. При нормальному навантаженні в землі протікають незначні струми, як і в разі монополярної передачі з металевим зворотним проводом. Це зменшує втрати в землі і знижує екологічний вплив. При аварії на одній з ліній біполярної системи вона може продовжувати працювати, передаючи приблизно половину номінальної потужності по неушкодженій лінії в монополярному режимі з використанням землі в ролі зворотного провідника. На дуже несприятливій місцевості другий провідник може бути проведений на окремому наборі опор ЛЕП, щоб при пошкодженні однієї з ліній частина потужності передавалася споживачеві. Так як для даної номінальної потужності по кожному провіднику біполярної лінії протікає тільки половина струму монополярної лінії, вартість кожного провідника менше в порівнянні з високовольтним провідником монополярної лінії тієї ж потужності. Біполярний пристрій також може бути додатково оснащений металевим зворотним провідником.

2.2.4 Уніполярна лінія

У цьому типі зв'язку два провідники, що мають однакову полярність (зазвичай негативну) можуть працювати з металевим провідником або землею у якості зворотного провідника. Через недоліки використання земляного повернення при передачі значних потужностей на великі відстані, використання такої схеми обмежене.

2.3 Основні компоненти систем електропередачі постійного струму

Основними компонентами системи передачі HVDC є перетворювальні станції на кінцях системи передачі. У типовій двотермінальній системі передачі потрібен як випрямляч, так і інвертор. Роль цих двох станцій може бути змінена на протилежну, так як на клеммах, як правило, є органи управління для обох функцій. Нижче розглядаються основні компоненти типової 12-імпульсної біполярної станції HVDC (рис. 2.8).

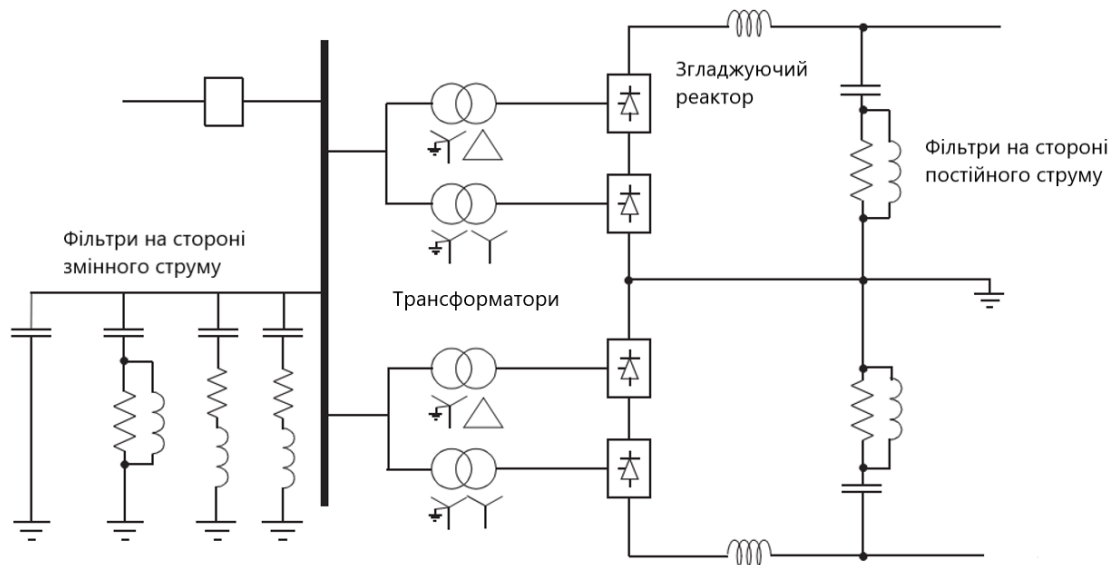


Рисунок 2.8—Типова комплектація високовольтної перетворюючої станції

Перетворюючий модуль. Зазвичай він складається з двох мостів трифазного перетворювача, з'єднаних послідовно, щоб сформувати блок 12-ти імпульсного перетворювача. Конструкція вентилів заснована на модульній концепції, де кожен модуль містить обмежену кількість послідовно з'єднаних тиристорних рівнів. Нормальним є включення деякої кількості резервних тиристорних рівнів, щоб дозволити вентилю залишатися в робочому стані після виходу з ладу деяких тиристорів. Обмежувач перенапруги оксиду металу також використовується на кожному вентилі для захисту від перенапруги. Живлення перетворювача здійснюється від перетворювальних трансформаторів, з'єднаними за схемою "зірка/зірка" та "зірка/трикутник", щоб сформувати 12-імпульсну схему.

Вентилі можуть охолоджуватися повітрям, маслом, водою або фреоном. Однак, охолодження деіонізованою водою є більш сучасним і вважається ефективним та надійним. Номінальні параметри групи вентилів обмежені більшою мірою допустимими струмами короткого замикання, ніж вимогами стаціонарних навантажень.

Сигнали спрацьовування вентиля генеруються у системі управління перетворювача та передаються на кожен тиристор у вентиля через кола управління. Вентилі захищають за допомогою демпферних схем, спеціальними захисними пристроями і обмежувачами перенапруги. Кола управління та захисту проектуються в залежності від схеми конвертора і особливостей складу вентиля. У цій роботі вони не розглядаються.

В якості силових ключів використовують [16]:

- ртутні вентиля (використовувалися з 1950 р, в даний час не застосовуються);
- діоди, некеровані або одноопераційні SCR (Silicon Controlled Rectifier) тиристиори;
- світло-керовані тиристиори LTT (Light-Triggered Thyristor, досить новий тип пристроїв, поява якого пов'язане з вимогою до підвищення номінального струму одиничного силового ключа для зниження габаритних розмірів вентилів високої напруги, за рахунок зменшення кількості послідовно з'єднуються тиристорів),
- запірні GTO тиристиори (Gate Turn - Off) і їх вдосконалені модифікації - комутовані по затвору запірні GCT (Gate Commutated Thyristor) тиристиори, і з інтегрованим блоком управління IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor) тиристиори;
- польові MOSFET (Metal-Oxide Semiconductor Field Effect Transistor) і біполярні транзистори BJT (Bipolar Junction Transistor), і їх модифікації біполярні транзистори з ізольованим затвором IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), і біполярні транзистори зі збільшеною інжекцією IEGT (Injection Enhanced Gate Transistor).

Кожен вентиль характеризується наступними основними параметрами [23]:

- I_{cp} – середнє значення струму, який протікає через нього за період частоти мережі ;
- $U_{обр\ max}$ – максимальне значення напруги, яка прикладається до нього як в прямому, так і зворотному напрямку, коли вентиль закритий, і яке цей вентиль повинен витримати.

Перетворюючий трансформатор. Іншим важливим елементом перетворювального блоку є трансформатор, який пов'язує перетворювальний міст з мережею передавальної або приймальної системи. Цей трансформатор виконує дві функції:

- 1) створює необхідну випрямну напругу U_{dm} , що забезпечується вибором відповідного коефіцієнта трансформації;
- 2) електрично відокремлює ланцюг випрямленого струму від мережі змінного струму.

Перетворювальний трансформатор може мати різні конфігурації: (1) трифазна, двообмоткова; (2) однофазна, трьохобмоткова; та (3) однофазна, двообмоткова. Обмотки з боку вентиля з'єднані зіркою і трикутником з незаземленої нейтраллю. З боку змінного струму трансформатори з'єднані паралельно з заземленою нейтраллю. Опір витоку трансформатора вибрано для обмеження струмів короткого замикання через будь-який вентиль [23].

Трансформатори перетворювача розраховані на витримування напруги постійного струму та підвищених втрат вихрового струму, викликаних гармонійними струмами. Одна з проблем, яка може виникнути, пов'язана з намагнічуванням сердечника при постійній напрузі через несиметричний випал вентилів.

Перетворювальні трансформатори перетворюють напругу шини змінного струму у потрібну вхідну напругу перетворювача. Для 12-імпульсного перетворювача потрібні дві 3-фазні системи, розташовані на відстані 30 або 150 електричних градусів одна від одної. Це досягається установкою трансформатора на кожній стороні мережі у векторних групах $Y / Y-12$ або $Y / D-11$.

У той же час вони забезпечують необхідну ізоляцію напруги для послідовного з'єднання мостів перетворювачів з боку постійного струму, що необхідно для технології HVDC. Тому основна ізоляція трансформатора навантажена як напругою змінного струму, так і потенціалом постійної напруги між обмоткою з боку вентиля і заземленням. Перетворювальні трансформатори оснащені пристроями РПН для забезпечення правильної напруги на арматурі [21].

HVDC висуває особливі вимоги до трансформаторів. Трансформатори високої напруги підлягають умовам експлуатації, які відрізняють їх від звичайних системних або силових трансформаторів. Ці умови включають в себе:

- комбіновані напруги
- високий вміст гармонік у робочому струмі
- перемагнічення сердечнику за постійним струмом.

Обмотки вентилів, підключених до випрямляча та ланцюги перетворювача, піддаються комбінованому навантаженню постійної та змінної напруги. До цієї напруги додаються перехідні напруги зовні, викликані ударами блискавки або комутаційними операціями.

Фільтри. У зв'язку з генерацією перетворювачем віщих гармонік, необхідно передбачити відповідні фільтри на сторонах змінного та постійного струму перетворювача для поліпшення якості електроенергії та усунення електромагнітних завад.

Фільтри змінного струму (АС). Фільтри змінного струму (рис. 2.9) є пасивними ланцюгами, що використовуються для забезпечення низькоомних, шунтуючих шляхів для струмів гармонік змінного струму. У типовій 12-імпульсній фільтри налаштовують на одинадцять, тринадцять, двадцять третю та двадцять п'яту гармоніки, на 6-імпульсній—на п'яту і сьому. Фільтри з подвійним або навіть потрійним налаштуванням існують для зниження вартості фільтру (2.10).

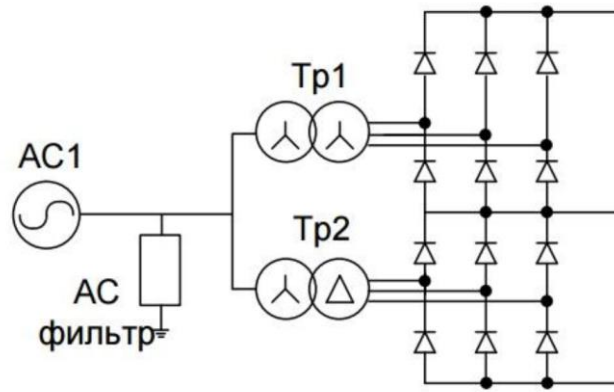


Рисунок 2.9—Схема підключення силового фільтра віщих гармонік

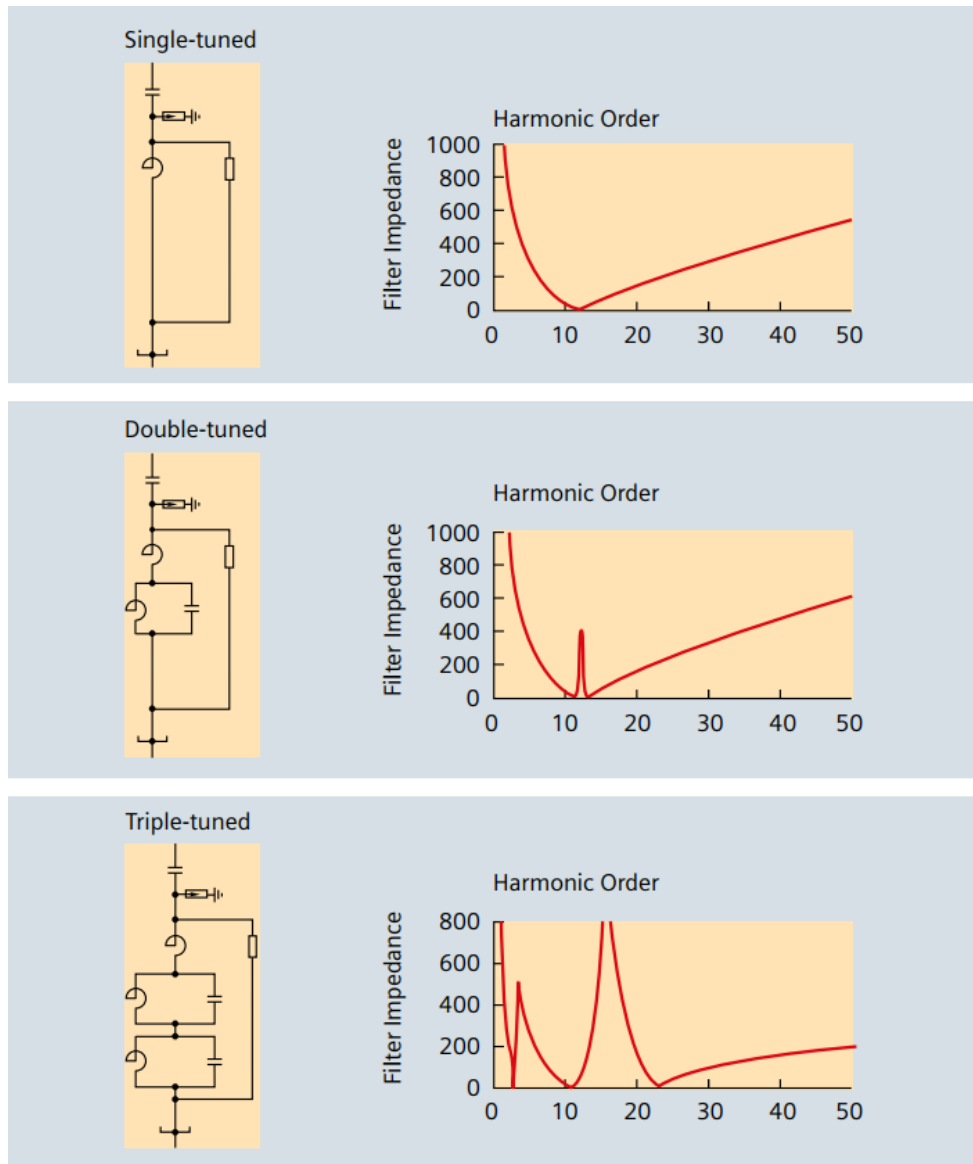


Рисунок 2.10—Схеми пасивних фільтрів з гори в низ: звичайні, з подвійним і потрійним налаштуванням

Фільтри постійного струму (DC). Вони схожі на фільтри змінного струму і використовуються для фільтрації гармонік постійного струму. Зазвичай вони налаштовуються на двадцять четверту гармоніку. Сучасна практика полягає у використанні активних фільтрів постійного струму. Активні фільтри постійного струму все частіше використовуються для підвищення ефективності та економії місця.

Джерело реактивної потужності. Перетворювальні станції споживають реактивну потужність, яка залежить від активного навантаження (зазвичай близько 50% -60% активної потужності). Частина цієї реактивної потужності забезпечують фільтри змінного струму. Крім того, використовуються батареї конденсаторів [21].

Згладжуючий реактор на стороні постійного струму. Для згладжування постійного струму і захисту перетворювача від мережевих перенапруг з боку постійного струму використовується достатньо великий послідовний реактор. Реактор може бути підключений з боку лінії, з боку нейтралі або в проміжній точці. Типові значення реактора, що згладжує знаходяться в діапазоні 240-600 мГн для передачі на великі відстані і близько 24 мГн для підключення вставки постійного струму.

Згладжуючий реактор на стороні постійного струму (рисунок 2.8) призначений для [22]:

- обмеження стрибкоподібного наростання струму;
- обмеження струму короткого замикання;
- запобігання резонансу на стороні постійного струму (100 або 150Гц);
- фільтрації гармонік і згладжування постійного струму.

Можливі схеми підключення реактора наведено на рисунку 2.11:

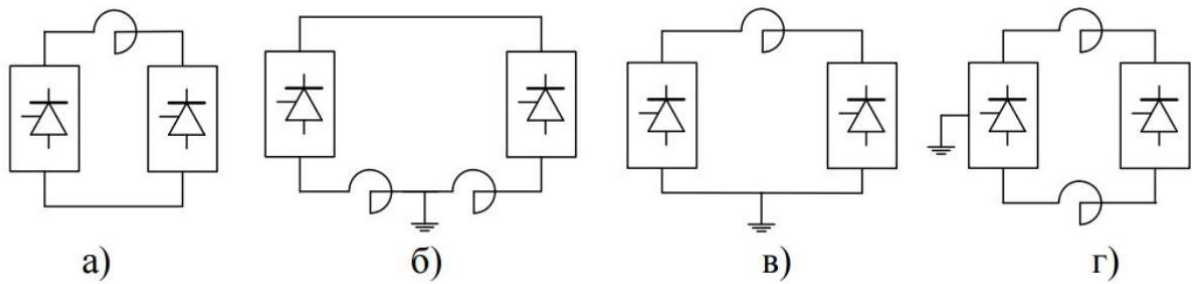


Рисунок 2.11—Варіанти підключення згладжуючого реактора на стороні постійного струму

а - реактор розташований в ланцюзі позитивного полюса, при цьому другий полюс не заземлений; б - реактор розташований в ланцюзі негативного полюса, при цьому полюс заземлений; в - реактор розташований в ланцюзі позитивного полюса, при цьому другий полюс заземлений; г - реактори розташовані в позитивному і негативному полюсах, при цьому заземлення виконано через середню точку 12-імпульсної схеми перетворювального мосту.

2.4 Аналіз найпоширеніших схем, що застосовуються для випрямлення змінного струму

2.4.1 Некеровані мостові випростовувачі

Істотним недоліком напівмостових схем випрямлення із середньою нейтральною точкою є те, що струми одного напрямку (випрямлений струм) проходять тільки через вторинні обмотки і створюють у взаємно пов'язаних стрижнях трифазного трансформатора додатковий постійний магнітний потік. Щоб не допустити насичення магнітних системи за рахунок цього додаткового потоку, доводиться збільшувати перетин стрижнів і габарити трансформатора. Тому трифазні схеми випрямлення із нейтральною точкою застосовують тільки в малопотужних силових установках.

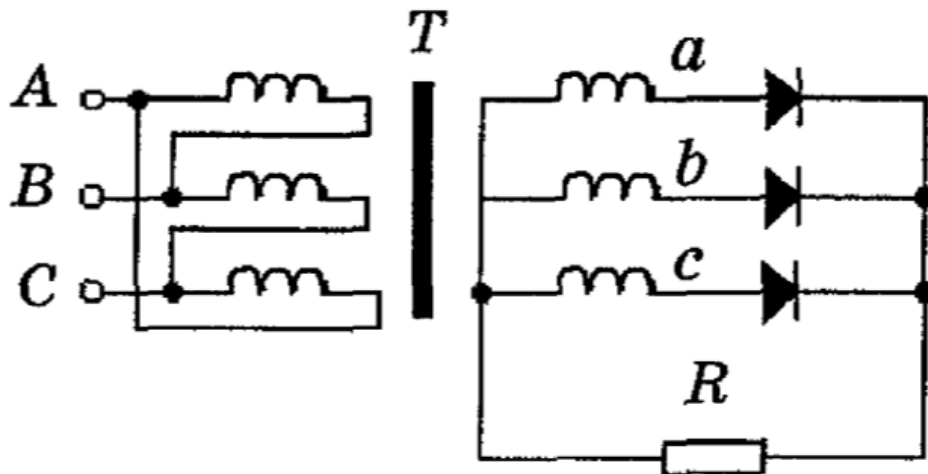


Рисунок 2.12—Трифазна напівмостова схема випрямлення струму

Мостова трифазна схема випрямлення змінного струму зображена на рис. 2.13. У ній поєднуються принципи мостової схеми і схеми багатофазного випрямлення. У цій схемі нульова точка трансформатора для випрямлення не потрібна і тому первинні і вторинні обмотки можуть бути з'єднані як зіркою, так і трикутником.

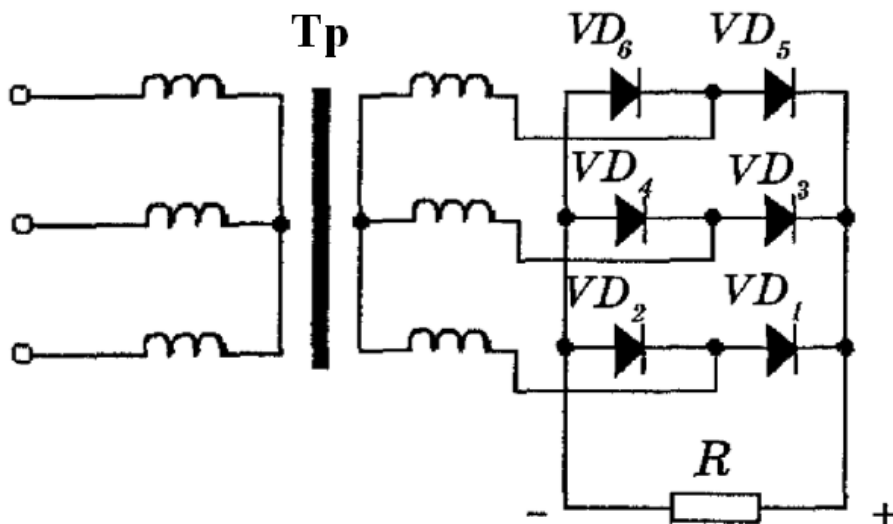


Рисунок 2.13—Трифазна мостова схема випрямлення.

Шість діодів утворюють дві групи - непарну VD_1 , VD_2 і VD_3 і парну VD_4 , VD_5 і VD_6 . У непарній групі катоди з'єднані разом і слугують точкою виведення випрямляча з позитивним потенціалом, а у парних групах - аноди з'єднані разом і слугують точкою виведення з негативним потенціалом. При

роботі цієї схеми випростовуються обидві напівхвилі змінних напруг всіх вторинних обмоток трансформатора, завдяки чому пульсації випрямленої напруги значно зменшуються. У схемі на рис. 2 в кожен момент працює той діод непарної групи, у котрого анод в цей момент має найбільший позитивний потенціал, а разом із ним той діод парної групи, у якого катод має найбільший за абсолютною величиною від'ємний потенціал. Випрямлена напруга буде змінюватися за окреслюванню з подвійною частотою пульсацією (рис. 2.14).

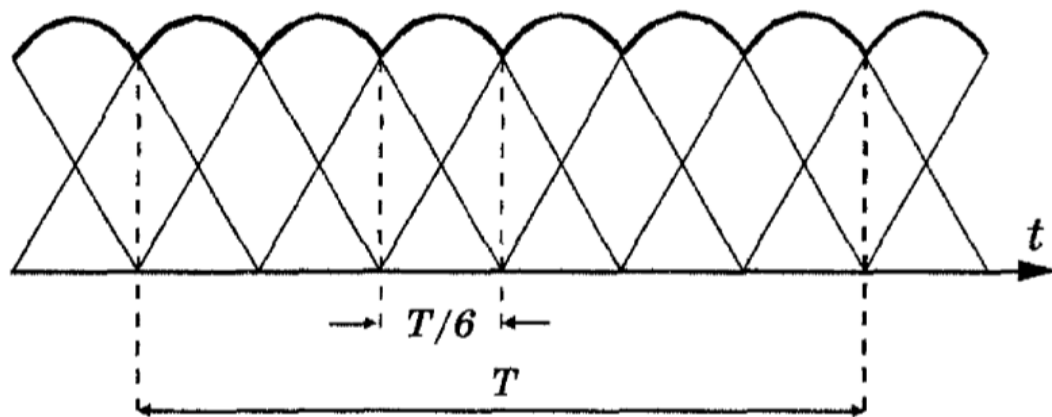


Рисунок 2.14—Напруга у навантаженні мостової трифазної схеми випростовування.

2.4.2 Керовані напівпровідникові конвертори

Станція перетворювача HVDC. Основними компонентами системи передачі HVDC є конверторні станції, де виконується перетворення від змінного струму до постійного струму (випрямляюча станція) та від постійного струму до змінного струму (інверторна станція). Для передачі від точки до точки потрібні дві конверторні станції. Роль випрямляча і інверторної станції може бути змінена (що призводить до реверсування потужності) за допомогою відповідного управління перетворювачем. Типова перетворювальна станція складається з двох 12 імпульсних перетворювачів на полюс (для біполярної мережі).

Блок перетворювача. Зазвичай вона складається з двох мостів трифазного перетворювача, з'єднаних послідовно, що утворює 12-імпульсний блок перетворювача, як показано на малюнку нижче. Загальна кількість ключів у

такому агрегаті становить дванадцять. Ключі можуть бути виготовлені окремо, подвійними блоками ключів або конструкцією з чотирьох ключевих елементів. Кожен ключовий елемент використовується для перемикання форми сигналу змінного струму у сегменті. Блок перетворювача живиться від трансформатора перетворювальної станції, обмотки якого з'єднані за схемою зірка / зірка та зірка / трикутник. Ключі охолоджуються повітрям, маслом, водою або фреоном. Використання у якості охолоджувальної рідини деіонізованої води є більш ефективним і призводить до зменшення втрат станцій. Конструкція ключових елементів базується за модульним принципом, де кожен модуль містить обмежену кількість послідовно з'єднаних тиристорних рівнів. Сигнали спрацювання ключового елемента генеруються у пристрої керуванні перетворювачем з потенціалом відносно землі, що передається кожному тиристорі через волоконно-оптичну систему світловодів. Ключові елементи захищені за допомогою демпферних ланцюгів, обмеженого кута відкриття та бездугового розряджувача [21].

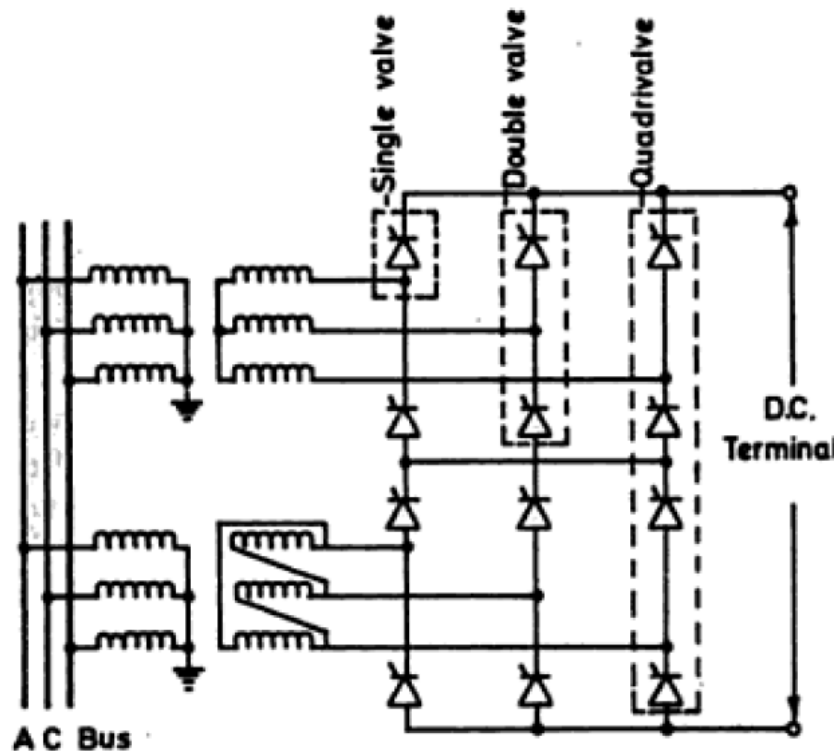


Рисунок 2.15.—Схема 12-імпульсного перетворюючого блоку

Силові напівпровідники та ключові елементи. Використання БТІЗ (IGBT) або тиристора (GTO) вимагали величезної кількості струму для його увімкнення, що складає значну проблему. GTO можуть витримувати керовані мережі для 2500 В за 2100 А. Оскільки недоліком GTO є великий струм затвора, необхідний для їх вимкнення, то тиристор із польовим затвором МСТ, який можна вимкнути малим струмом є кращим вибором у якості ключового елемента. Потужність тиристорів також підтримується високою за рахунок кращих методів охолодження. Деіонізоване водне охолодження тепер стало стандартом і призводить до зменшення втрат у задачах охолодження [16].

2.4.2.1 Шестиімпульсні перетворювачі

Перетворення від змінного до постійного струму і навпаки виконується у перетворювальних станціях HVDC за допомогою трифазних мостових перетворювачів. Конфігурація мосту (також звана ланцюгом Граєця) утворює 6-імпульсний перетворювач, а 12-імпульсний перетворювач складається з двох мостів, що є системою послідовного з'єднання від двох різних (трифазних) трансформаторів з напругою, що різниться за фазою на 30° .

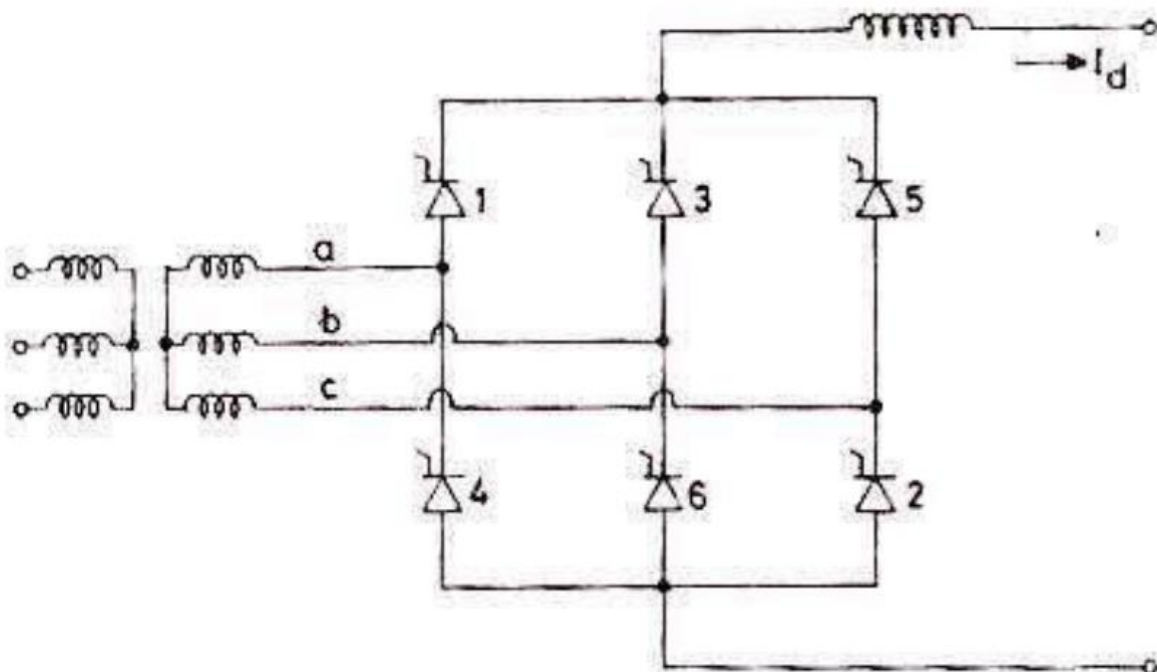


Рисунок 2.16.—Схема 6-імпульсного перетворюючого блоку

Кількість імпульсів. Кількість імпульсів перетворювача визначається як кількість пульсацій (циклів пульсацій) постійної напруги за цикл змінної напруги. Перетворення від змінного до постійного струму передбачає перемикання послідовно різних синусоїдальних напруги у ланцюзі постійного струму. Ключ можна розглядати як керований перемикач, який можна увімкнути в будь-який момент, за умови, що напруга на ньому буде позитивною. Вихідна напруга U_d перетворювача складається зі складової постійного струму та пульсації, чия частота визначається числом імпульсів [15].

Вибір конфігурації перетворювача. Конфігурація для заданого числа імпульсів вибирається таким чином, щоб ключі і трансформатор використовувалися із максимально можливою ефективністю. Конфігурація перетворювача може бути визначена основною групою комутацій та кількість таких груп, з'єднаних послідовно і паралельно увімкнених.

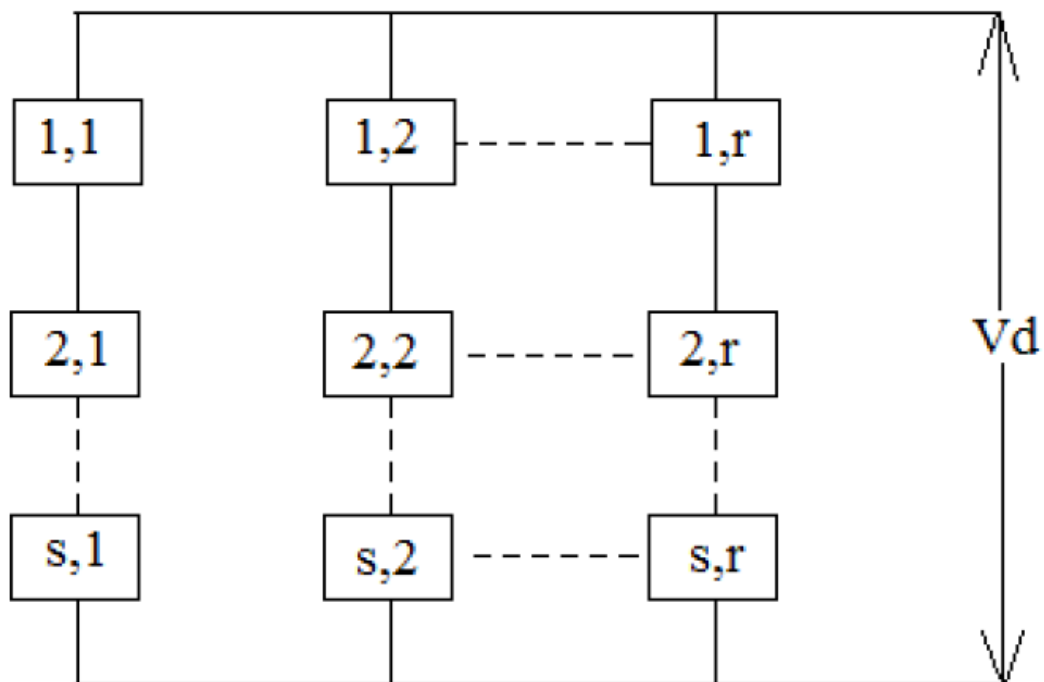


Рисунок 2.17.—Внутрішня структура напівпровідникового ключа

Якщо в основній групі комутації є ключові елементи у кількості 'q' і 'r' з них підключені паралельно і 's' з них послідовно, то розмірність $p = rs$.

Комутаційна група визначається як група ключових елементів, у яких лише один (без перекриття) проводить за раз.

Вимоги до ключового елемента. Потужність ключа визначається з точки зору пікової зворотної напруги (PIV). Співвідношення PIV до середньої напруги постійного струму є показником використання ключового елемента.

Отже, середня максимальна напруга постійного струму на перетворювачі визначається, як

$$U_{do} = s \frac{q}{2\pi} \int_{-\frac{\pi}{q}}^{\frac{\pi}{q}} E_m \cos \omega t d(\omega t) = s \frac{q}{2\pi} E_m (\sin \omega t) \Big|_{-\frac{\pi}{q}}^{\frac{\pi}{q}} =$$

$$= \frac{sq}{2\pi} E_m \left[\sin \frac{\pi}{q} - \sin \left(-\frac{\pi}{q} \right) \right] = 2\pi \cdot 2 \sin \frac{\pi}{q} \quad (2.5)$$

$$U_{do} = \frac{sq}{\pi} E_m \sin \frac{\pi}{q}, \quad (2.6)$$

де E_m —амплітудне значення ЕДС, що подається на перетворювач з мережі.

Якщо ключовий елемент 'q' є парним, тоді максимальна зворотна напруга виникає, коли ключовий елемент знаходиться зміщеним за фазою провідності на 180° , що розраховується як

$$PIV = 2 E_m \quad (2.7)$$

Якщо 'q' непарне, тоді максимальна зворотна напруга виникає, коли ключовий елемент із фазовим зсувом знаходиться у провідному стані у фазовому зсуві $\pi \pm (\pi / q)$ і визначається

$$PIV = 2E_m \cdot \cos(\pi/2q), \quad (2.8)$$

Коефіцієнт використання клапана визначається як

- для q парного

$$\frac{PIV}{U_{do}} = \frac{2E_m}{\frac{sq}{\pi} E_m \sin \frac{\pi}{q}} = \frac{2\pi}{s \cdot q \cdot \sin \frac{\pi}{q}} \quad (2.9)$$

- для q непарних

$$\frac{PIV}{U_{do}} = \frac{2E_m \cos \frac{\pi}{2q}}{\frac{sq}{\pi} E_m \sin \frac{\pi}{q}} = \frac{2\pi \cdot \cos \frac{\pi}{2q}}{sq \cdot \sin \frac{\pi}{q}} = \frac{2\pi \cdot \cos \frac{\pi}{2q}}{sq \cdot 2 \cos \frac{\pi}{2q} \sin \frac{\pi}{2q}} \quad (2.10)$$

а оскільки

$$\sin 2\theta = 2 \sin \theta \cos \theta \quad (2.11)$$

та

$$2 \cos \frac{\pi}{2q} \sin \frac{\pi}{2q} = \sin \frac{2\pi}{2q} = \sin \frac{\pi}{q}, \quad (2.12)$$

то для q непарних

$$\frac{PIV}{U_{do}} = \frac{\pi}{sq \cdot \sin \frac{\pi}{2q}} \quad (2.13)$$

У випадку 6-імпульсних перетворювачів, що вимагають двох вторинних трансформаторів, у порівнянні з трьома двообмотковими трансформаторами, коефіцієнт використання трансформаторів збільшується. Послідовне проведення груп перетворювачів було кращим, через управління та захист, а також вимоги до номінальної напруги. Отже, 12-імпульсний перетворювач – це отримані послідовним з'єднанням двох мостів трансформатори, де джерела трансформованої напруги на вторинних обмотках зсунуті за фазами на 30° між собою. Останнє досягається за допомогою з'єднання трансформатора Y/Y для одного мосту та Y/Δ для іншого мосту. Використання 12-імпульсного перетворювача є кращим перед 6-імпульсним перетворювачем, через знижені вимоги до подальшої фільтрації [17].

Аналіз схеми Граєца без перекриття. У будь-який момент в мості проводять два ключа, один із верхньої комутаційної групи, а другий із нижчої групи комутації. Відкриття наступного ключа у конкретній групі призводить до вимкнення ключа, який вже проводить. Ключі нумеруються у послідовності, в якій вони звільняються. Кожен ключ проводить протягом 120° і інтервал між

послідовними імпульсами відкриття будь-якого наступного 60° у стійкому стані. Наступні припущення зроблені для спрощення аналізу:

- сила постійного струму величина стала.
- ключі змодельовані у якості ідеальних вимикачів з нульовим опором, коли є увімкненими і з нескінченним опором за вимкненого стану.
- напруги змінного струму на шині перетворювача є синусоїдальними і залишаються сталими.

Один період напруги змінного струму можна розділити на 6 інтервалів - кожен відповідний до провідності пари ключів. Форма сигналу постійної напруги повторюється для кожного інтервалу. За припущення, що спрацьовування ключа 3 затримується на кут α , миттєва напруга постійного струму U_d протягом інтервалу задається як

$$U_d = e_b - e_c = e_{bc} \quad (2.14)$$

$$\text{для } \alpha \leq \omega t \leq \alpha + 60^\circ.$$

Якщо

$$e_{ba} = \sqrt{2}E_{LL} \sin \omega t, \quad (2.15)$$

де E_{LL} - діюче значення лінійної напруги живлячої мережі,

тоді

$$e_{ba} = \sqrt{2}E_{LL} \sin(\omega t + 60^\circ) \quad (2.16).$$

Середня напруга постійного струму

$$\begin{aligned} U_d &= \frac{3}{\pi} \int_{\alpha}^{\alpha+60^\circ} \sqrt{2}E_{LL} \sin(\omega t + 60^\circ) d\omega t = \\ &= \frac{3}{\pi} \sqrt{2}E_{LL} [\cos(\alpha + 60^\circ) - \cos(\alpha + 120^\circ)] \end{aligned} \quad (2.17)$$

$$U_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{LL} \cos \alpha = 1,35 E_{LL} \cos \alpha \quad (2.18)$$

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha \quad (2.19)$$

Наведене рівняння вказує на те, що для різних значень α величина U_d є змінною. Діапазон α становить 120° і, відповідно, U_d може варіюватися від U_{d0} до $-U_{d0}$. Таким чином, той самий перетворювач може діяти як випрямляч або інвертор залежно від того, чи є напруга постійного струму позитивною чи негативною.

Аналіз схеми Грасця з перекриттям. Через індуктивність втрат трансформаторів перетворювача та власний опір мережі живлення, струм у ключі не може раптово змінюватися, і цей час комутації змінюється від одного ключового елемента до наступного і не може бути миттєвим. Це називається перекриттям, і його тривалість вимірюється кутом перекриття (комутації) ' μ '.

Кожен інтервал періоду постачання можна розділити на два підінтервали. У першому підінтервалі проводять три ключі, а у другому підінтервалі, проводять два ключі, що базуються на припущенні, що кут перекриття становить менше за 60° .

Існує три режими перетворювача

- i) Режим 1 – Провідний режим у двох і трьох ключів ($\mu < 60^\circ$)
- ii) Режим 2 - Три ключі провідності ($\mu = 60^\circ$)
- iii) Режим 3 - Три та чотири ключі у режимі провідності ($\mu > 60^\circ$)

2.4.2.2 Характеристики дванадцяти імпульсного перетворювача

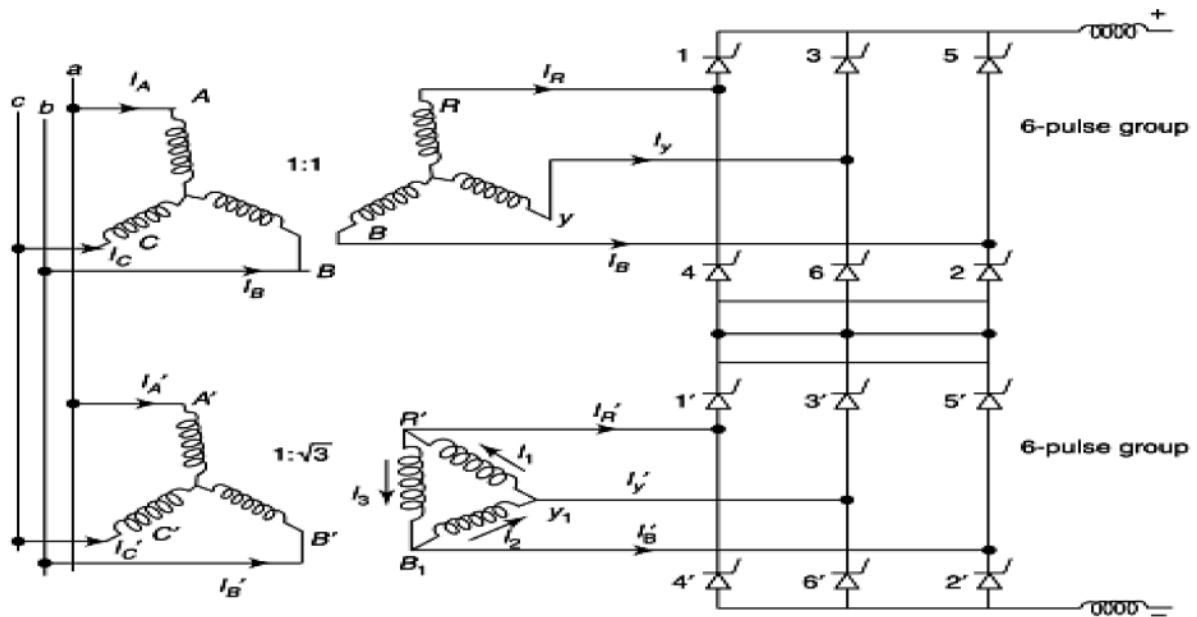


Рисунок 2.18.—Схема 12-імпульсного перетворювача, зібрана з двох 6-імпульсних перетворюючих ланок

Поки напруга змінного струму на шині перетворювача залишається синусоїдальною (з ефективною фільтрацією), на роботу моста, що підключений послідовно, не впливає робота іншого моста. Область роботи випрямляча можна розділити на п'ять режимів:

Режим 1: провідність ключів 4 і 5

$$0 < \mu < 30^\circ$$

Режим 2: провідність ключів 5 та 6

$$30^\circ < \mu < 60^\circ$$

Режим 3: провідність ключа 6

$$0 < \alpha < 30^\circ, \mu = 60^\circ$$

Режим 4: провідний стан ключів 6 і 1'

$$60^\circ < \mu < 90^\circ$$

Режим 5: провідний стан ключів 1' і 2'

$$90^\circ < \mu < 120^\circ$$

Другий режим є продовженням першого і так само п'ятий – продовженням четвертого. Еквівалентна схема дванадцяти імпульсного перетворювача є послідовною комбінацією еквівалентної схеми для двох

мостів. Це тому, що два мости з'єднані послідовно на боці постійного струму та паралельно на боці змінного струму.

Аналіз експлуатаційних характеристик. Надійність, доступність та ремонтпридатність високовольтних мереж постійного струму (HVDC) є ключовими критеріями ефективного забезпечення глобального попиту для нового покоління електроенергетичного устаткування. У цих системах перетворювачів комутованої мережі (LCC) для дуже потужних систем перетворення постійного / змінного струму і не тільки, забезпечує потужності пульсуючого постійного або змінний струму.

Варіанти будови найбільш відомих перетворювачів:

а) Звичайний багатоімпульсний AC/DC перетворювач. Цей випрямляч є найбільш давньою і найбільш відомою технологією, яка використовується серед систем HVDC. Він ефективний і дозволяє перетворювати велику кількість енергії, схема надійна, і її архітектура може дозволити їй продовжувати працювати навіть у несправних умовах. Рис. 2.19 12-імпульсний випрямляч на основі тиристорів, який також відомий як 12-імпульсний LCR (випрямляч із комутацією навантаження). Це перетворювач джерела струму, який складається з 12-імпульсного трансформатора (або трансформатора із фазовим зсувом) та двох послідовно з'єднаних 6-імпульсних випрямлячів. Кути зсуву ($\delta_1=0$ та $\delta_2=30^\circ$) між кожною вторинною обмоткою та первинною обмоткою трансформатора є ключовими елементами для отримання потужностей пульсуючого постійного струму зі зниженою пульсацією напруги та гармоніками струму на боці мережі. Однак структура 12-імпульсного трансформатора не дозволяє працювати випрямлячу ефективно у погіршеному режимі.

Наприклад, може статися втрата часткової працездатності будь-якої частини трансформатора, що призводить до повного вимкнення системи, якщо немає зайвого трансформатора, що встановлюється; додатково. За наявності резервного трансформатора буде збільшений розмір і вартість випрямляючої системи.

б) Сучасний багатоімпульсний випрямляч змінного/постійного струму .

Щоб подолати проблему залучають мережу 12-імпульсних перетворювачів, послідовного або паралельного з'єднання двох або більше 12-імпульсних перетворювачів, що здійснено у багатьох проектах. Рис. б показує приклад 12-імпульсного випрямляча з двома модулями (12-імпульсний трансформатор і випрямляч), з'єднані послідовно на боці постійного струму.

На відміну від попередньої топології, ця установка може продовжують працювати у якості випрямляча 12-імпульсний випрямляча на випадок відмови одного модуля. Основним недоліком цієї топології є слабкий струм та гармонічні характеристики на боці мережі, оскільки вона працює завжди у якості 12-імпульсного випрямляча у нормальному або погіршеному режимі модуля. Тому для цього потрібні ті самі фільтруючі пристрої такого ж розміру, як і для одномодульного 12-імпульсного випрямляча, показаний на рис. 2.20.

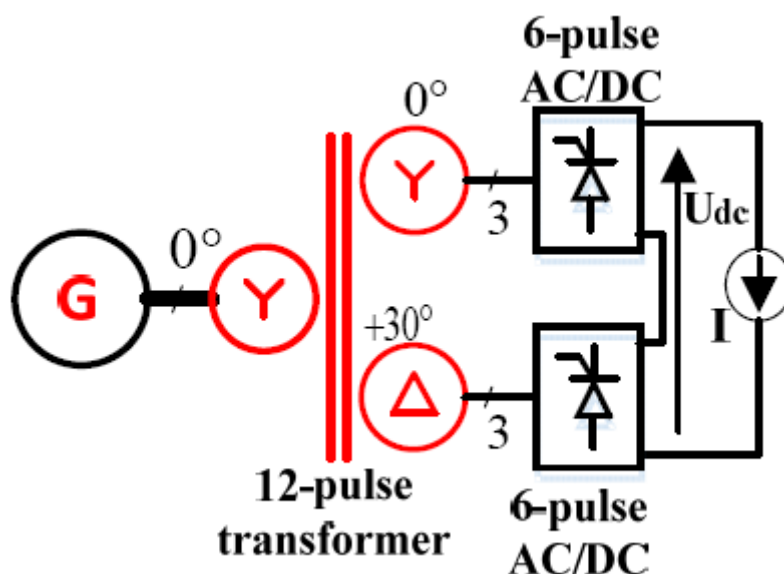


Рисунок 2.19 - 12-імпульсний випрямляч на основі тиристорів з комутацією навантаження

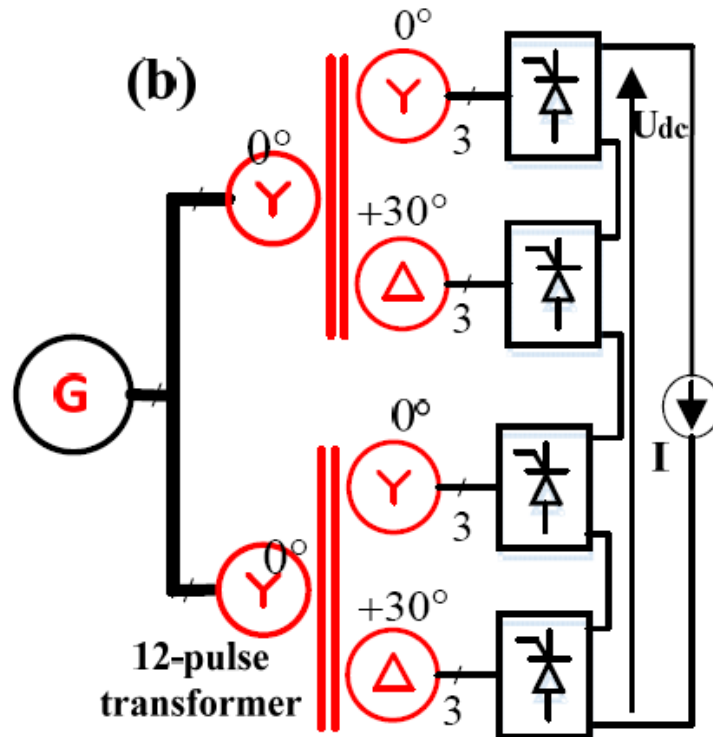


Рисунок 2.20 – Схема двохмодульного 12-імпульсного випрямляча на основі тиристорів

Застосування фільтруючих пристроїв у потужних системах може збільшити ризики електричного резонансу в системах змінного струму (наприклад, електричні мережі, двигуни змінного струму).

Топологію, показану на рис. б, можна вдосконалити, щоб працювати як а 24-імпульсний випрямляч у звичайному режимі, якщо тільки дві обмотки на первинній обмотці 12-імпульсних трансформаторів з'єднати зигзагом для генерації кутів фазового зсуву $+7,5^\circ$ та $-7,5^\circ$ [19].

Однак у цій конфігурації 24-імпульсний випрямляч може працювати лише як 6-імпульсний випрямляч у аварійному режимі, оскільки кут фазового зсуву не відповідає 18-імпульсним або 12-імпульсним операціям. Задача вирішується використанням тієї ж кількості 6-імпульсних випрямлячів, але з чотирма відокремленими трифазними трансформаторами з фазовим зміщенням замість двох 12-імпульсних трансформаторів[20].

2.4.2.3 Тиристорні керовані та комутовані транзисторні випростовувачі.

Великі випрямлячі струму (на кілоампери) з силовими напівпровідниками мають приблизно 50 років розвитку. Межа в цих випростовувачів, як і у всьому електричному обладнанні, встановлюється здатністю розсіювати втрати, що з'являються, в цьому випадку у силових напівпровідниках. Насправді, один тиристор використовуваний у великому випрямлячі струму може мати більше за 1000 Вт втрат, які розсіюються за водяного охолодження. Втрати є настільки важливі, що їх зазвичай розглядають в економічній оцінці великих випрямлячів струму. Надійність також є критичним питанням, яке слід врахувати під час перерозподілу потужних навантажень у системах постачання через їх важливий вплив на здатність мережі. Протягом декількох років тиристорні випрямлячі були домінуючими технологіями у великих випрямлячах струму. Однак поява біполярних транзисторів з ізольованим затвором (IGBT) дозволила запровадити нову альтернативу під назвою переривач-випростовувач, який використовує комбінацію діодних випрямлячів і силових транзисторів для генерації великих керованих струмів.

Тиристорні випрямлячі з регулюванням фази є найбільш вживаною технологією у промисловому застосуванні великих струмів. 12-імпульсний мостовий випрямляч, відомий як ANSI 25-26, який використовується для високовольтних систем. Важливо зазначити, що ці випрямлячі мають, загалом високу ефективність (приблизно 97%). Дуже важливий аспект у роботі цих 12-імпульсних випрямлячів - це генерація гармонік у вхідному струмі. Іншим важливим питанням є генерація реактивної потужності за рахунок роботи зі змінним кутом відкриття. Компенсація цієї реактивної потужності сьогодні є обов'язковою [20].

Складність в управлінні тиристорами часто обмежує надійність цих пристроїв. Більш проста в управлінні трифазна схема з використанням IGBT (рис.).

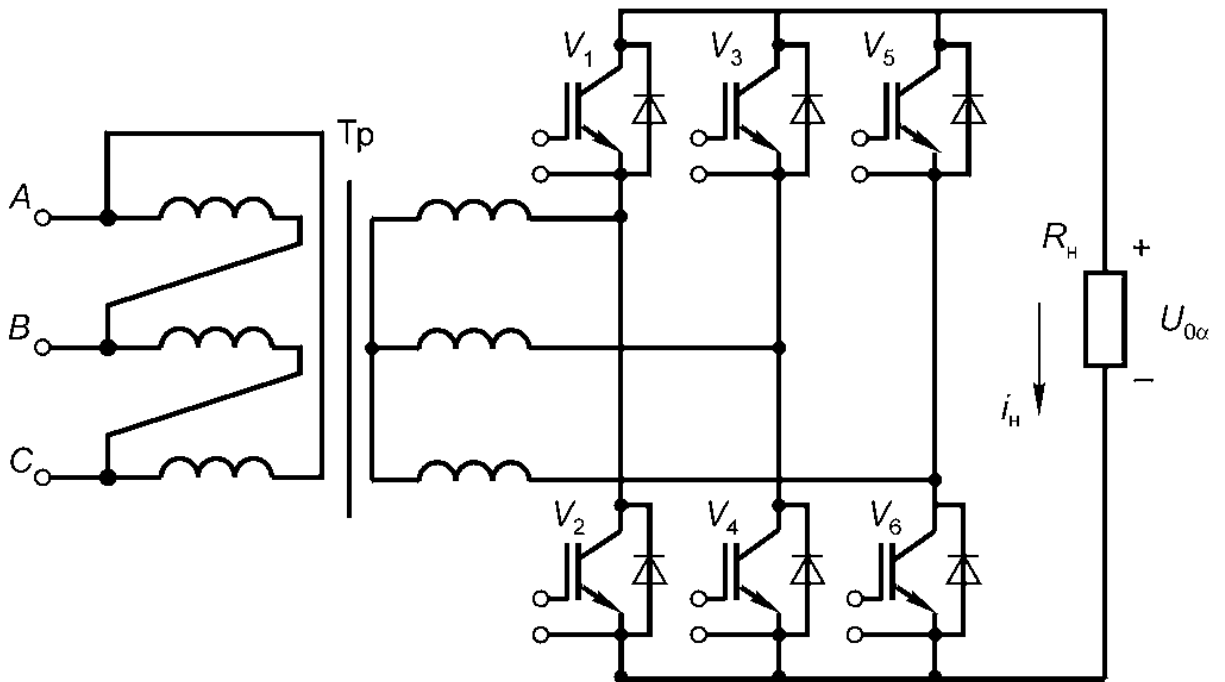


Рисунок 2.21.—Схема трифазного випрямляча з використанням IGBT

При конструюванні трифазного мостового керованого випрямляча використовують модулі, в які входить IGBT і зустрічно-паралельно включений діод, що оберігає прилад від зворотної напруги. IGBT працюють попарно, так само, як і вентиля в аналогічній некерованій схемі випрямляча. Дестабілізуючими факторами в роботі випрямляча є вхідна напруга і опір навантаження, які змінюються в процесі роботи пристрою.

Втрати та ефективність. Подвійне перетворення потужності у комутованих випрямлячах та використання IGBT з більшим падінням напруги, ніж тиристори, призводить до більших втрат перетворювача, ніж у тиристорних випрямлячів.

Гармоніки струму у комутованих випрямлячів зазвичай є меншими, ніж у тиристорних випрямлячів тієї ж кількості імпульсів, які працюють під типовим кутом відкриття. Це продукує зниження провідності і втрат на вихрові струми у трансформаторі перетворювача. Втрати трансформатора, а також втрати напівпровідників залишаються відносно незмінними зі збільшенням напруги. З іншого боку, випрямляючий трансформатор вихрострумівий втрати зростають із вищою номінальною напругою змінного струму. Це означає що глобальна

ефективність комутованих випрямлячів щодо таких тиристорних блоків покращується для систем, що вимагають вищих номінальних вихідних напруг постійного струму. Крім того, втрати в фільтрах гармонік, які зазвичай використовуються із тиристорними випрямлячами, роблять це порівняння ще більш сприятливим для комутованих випрямлячів [20].

Таким чином, 12-імпульсні тиристорні випрямлячі мостового (ANSI 25-26) з'єднання є домінуючою технологією. Незадовільний коефіцієнт потужності та вхідні гармоніки є одними з найбільш суттєвих недоліків такої схеми. Однак ці проблеми вирішуються застосуванням пасивних фільтрів. Зрілість цієї технології і його висока ефективність, мабуть, найпривабливіші його аспекти. З іншого боку, переривач-випростовувач представляє альтернативну основу щодо наявності високо струмових топологій IGBT. Рішення, що використовуються в промисловість демонструє зниження гармонік струму вхідного струму та високий коефіцієнт PF без необхідності фільтрів. Здається, велика кількість компонентів бути важливим недоліком, що негативно впливає на ефективність та надійність, але гнучкість експлуатаційних можливостей є джерелом для дискусій та майбутніх досліджень.

Звісно, що всі схеми представлені у розділі у спрощеному виконанні. У реальних системах тиристори об'єднуються у послідовні ланцюги для збільшення величини максимальної зворотної напруги, а також застосовуються топології паралельних комірок для збільшення загальної потужності засобів.

2.5 Аналіз найпоширеніших схем, що застосовуються для інверсії постійного струму

Інвертори – це пристрої, що побудовані з вимикачів живлення (ключів) і діодів, які дозволяють генерувати сигнали, що мають круті фронти під час зміни стану ключів. Ці сигнали утворюють складові, які у подальшому перетворюються на синусоїдальну форму зміни сигналу і значну кількість гармонік. Такий результат має забезпечуватися технікою модуляції, яка контролює тривалість часу та послідовність, що використовується для

перемикання живлення напівпровідниковими ключами. Техніка модуляції в основному використовуються методи на основі носія (наприклад, синусоїдальна широтно-імпульсна модуляція, SPWM), просторово-векторна (SV) техніка, і техніка селективного усунення гармонік (SHE). У якості альтернативи, для перетворень сигналу низьким вмістом гармонік та уникненням негативних побічних ефектів високих dv/dt (таких, що створюють проблеми із підшипниками двигунів та ізоляцією), слід використовувати багаторівневі топології. Основним принципом є побудова з сигналу різних рівнів вихідного змінного струму необхідної форми, що досягає форми хвилі за обмеженого dv/dt . Хоча ці топології добре розроблені в ASD (регуляторах керованої частоти двигунів), вони також підходять для статичних компенсаторів змінного струму, фільтрів активної потужності тощо. Спеціальні методи модуляції були розроблені для переключення більшої кількості задіяних силових напівпровідників у цих топологіях. Серед інших, застосування регулятора (SPWM) та методів на основі SV є поширеним.

2.5.1 Інвертор джерела напруги

Традиційними топологіями для однофазних інверторів напруги (VSI) є напівмостова і повномостова схеми (рис. нижче). Перетворювач складається з конденсаторів, перемикачів (напівпровідникових ключів) та діодів, де частина із двох перемикачів має назву «інверторної ніжки», а один ключ із діодом – «плечем напівмоста». Наприклад, інверторна ніжка з половини моста складається з ключів S^+ і S^- . Конденсатори, необхідні великої ємності для забезпечення нейтральної точки N , такі, що кожен конденсатор підтримує постійну напругу. Для належної роботи інвертора напруги, наступні правила є обов'язковими:

1. Перемикачі однієї і тієї ж ніжки інвертора не можуть бути включені одночасно, оскільки відбудеться коротке замикання на джерелі напруги постійного струму v_i .

2. Діод, що є антипаралельним до кожного перемикача (напівпровідникового ключа) має бути розміщений для забезпечення шляху

зворотного струму розрядження для індуктивних навантажень. Якщо вимикач по замовченню включає цей діод, то така схема є завершеною.

3. У практичній реалізації мертвий час (перехідний між плечами ніжки), також відомий як час гасіння, повинен враховуватися у сигналах керування перемикачів ніжок, щоб уникнути порушення першого правила.

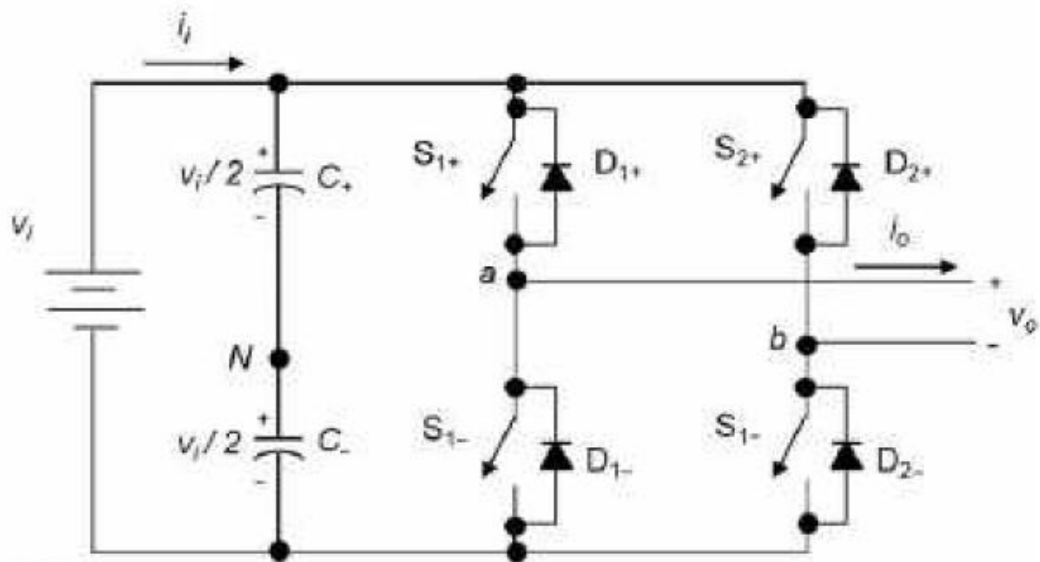


Рисунок 2.22—Мостовий інвертор напруги.

Стани для перемикачів $S + i S -$ визначаються методом модуляції, який в у цьому випадку реалізований на базі оператора ШІМ. Для повномостового інвертора напруги (рис. 2.22) є чотири визначені (стани 1 - 4) та один невизначений (стан 5) стан перемикачів. Для уникнення невизначеної умови вихідної напруги змінного струму, стан 5 слід використовувати лише для мертвого часу. Тоді, техніка модуляції повинна завжди забезпечувати, щоб у будь-який момент була включена інверторна ніжка або верхнього, або нижнього плеча. На рис.2.22 показано ідеальні форми хвиль, пов'язані з повномостовим інвертором, що показаний на рис.2.23 .

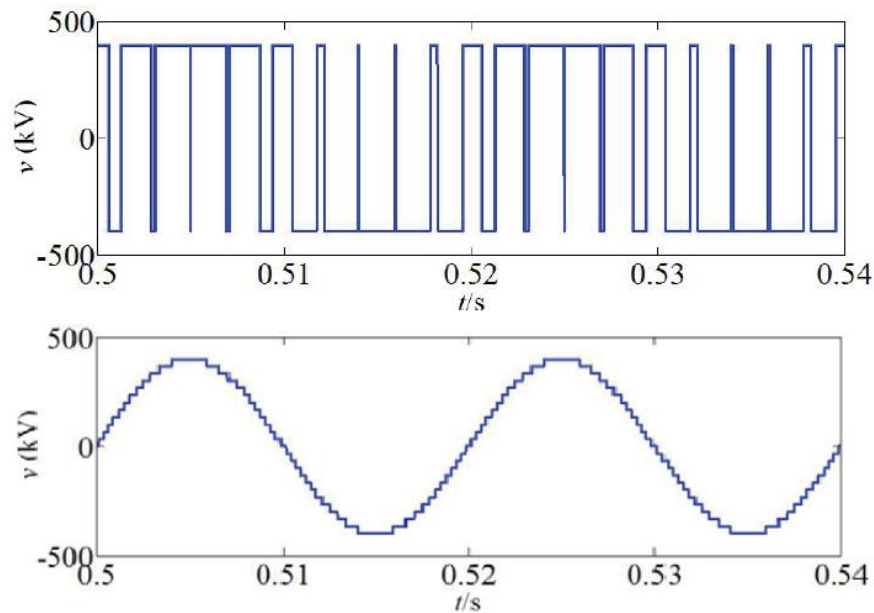


Рисунок 2.23—Форми хвиль повномостового інвертора напруги

Стани для перемикачів визначаються методом модуляції, який у цьому випадку є широтно-імпульсним, на основі несучої, але враховується однополярний вихід. Для VSI можуть використовуватися різні вихідні фільтри, для забезпечення форми основної складової результату. Залежно від задачі, маємо забезпечувати напругу або вихідний струм. У всіх випадках застосування інвертора потрібен індуктор (дросель), одразу на виході перетворювача. Застосовується вхідний і вихідний дроселі для забезпечення виходу струму, наприклад у інвертора напруги, що підключений до мережі, де вимагається змінювана продуктивність джерела струму. Фільтр другого порядку (вихідний), після інвертора використовується для вихідної змінюваної напруги для наближення її форми до синусоїдальної.

Стандартна трифазна топологія VSI показана в на рисунку 2.24. Як і в однофазних VSI, обов'язкові правила перемикачів. З восьми дійсних станів перемикачів два з них виробляють нульові лінійні напруги змінного струму. Решта станів виробляє ненульові вихідні напруги змінного струму. Щоб генерувати задану форму сигналу напруги, інвертор рухається від однієї величини накопиченої напруги до іншої. Таким чином, сумарні напруги вихідного змінного струму складаються з дискретних значень напруг, які $+v_i$, 0 та $-v_i$ для топології. Вибір станів у порядку генерування заданої форми сигналу,

здійснюється технікою модуляції, яка повинна забезпечувати використання лише дійсних станів [20].

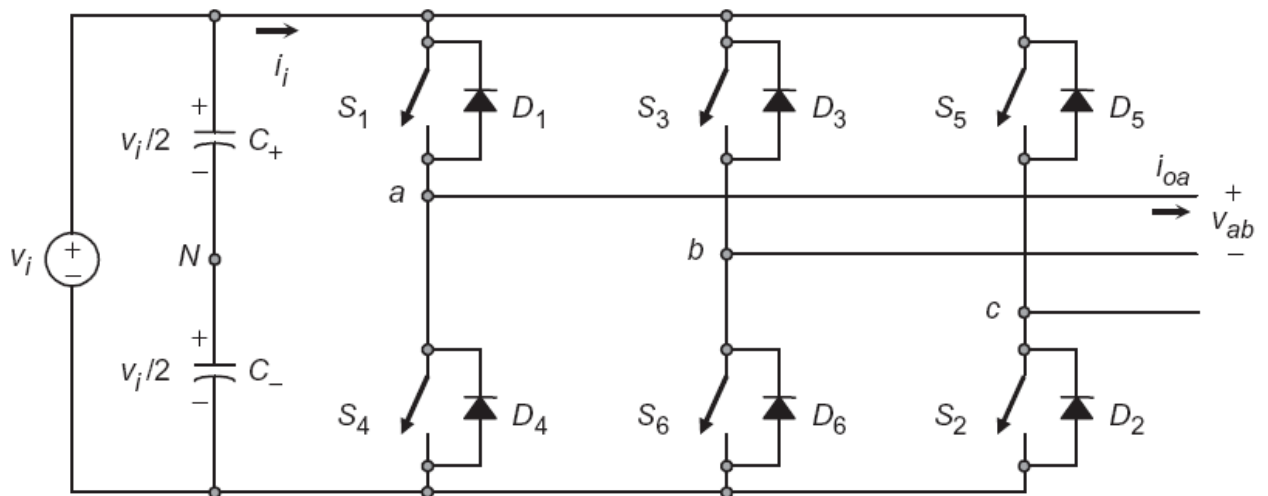


Рисунок 2.24—Трифазний інвертор напруги VSI .

2.5.2 Інвертор джерела струму (CSI)

Топологія однофазних CSI показана на рисунку .2.25 . Перетворювач складається з дроселів, перемикачів і діодів. Потужність індуктора має забезпечувати постійний струм i_i . Особливість інверторів джерела струму - низький показник dv/dt перемикання і надійний захист від перевантаження за струмом / коротким замиканням. Для належної роботи інвертора струму, наступні правила є обов'язковими:

1. Верхні або нижні перемикачі різних ніжок не можна вимикати одночасно, оскільки не надається шлях для розрядження вхідним котушкам індуктивності.

2. Діод паралельний має бути розміщений на кожному перемикачі, оскільки може виникнути коротке замикання на вихідній напрузі v_0 . Якщо влаштований комутатор вже включає антипаральні діоди в єдиному корпусі, то схема плеча вже є завершеною.

3. У практичній реалізації час, що перекривається, повинен враховуватись в керуючих сигналах перемикачів різних ніжок верхнього або нижнього плеча. Згідно із попередніми правилами, слід зауважити, що обидва перемикача ніжок інвертора можуть бути включені одночасно, але це неможливо у VSI. Для CSI (

рис. 2.25) існує чотири визначені (стани 1 - 4) та один недозволений стан перемикачів (стан 5). Техніка модуляції повинна завжди забезпечувати спостереження того, що у будь-який момент принаймні один з верхнього і нижнього перемикачів ніжок інвертора включено; в іншому випадку інвертор буде пошкоджений. Сигнали керування однієї ніжки інвертора будуть протилежними керуючим сигналам іншої ніжки, через правила ($S_{1+} = \text{не } S_{2+}$ $S_{1-} = \text{не } S_{2-}$), але час накладання слід враховувати для впровадження цього правила. Стани перемикачів визначаються методом модуляції, яким, як правило, є ШІМ на основі сталої частоти модуляції. Із CSI можуть використовуватися різні вихідні фільтри, для забезпечення основної складової вихідної хвилі струму [19].

Важливою проблемою інвертора напруги є наявність великої гармоніки другого порядку у колі постійного струму (його амплітуда подібна до величини струму ланцюга постійного струму). Це друга гармоніка повертається назад у джерело постійної напруги; таким чином, слід розглянути його конструкцію, щоб гарантувати майже сталу напругу за постійного струму. На практиці напруга джерела постійного струму повинна мати велику ємність, що збільшує кошторис пристрою перетворення.

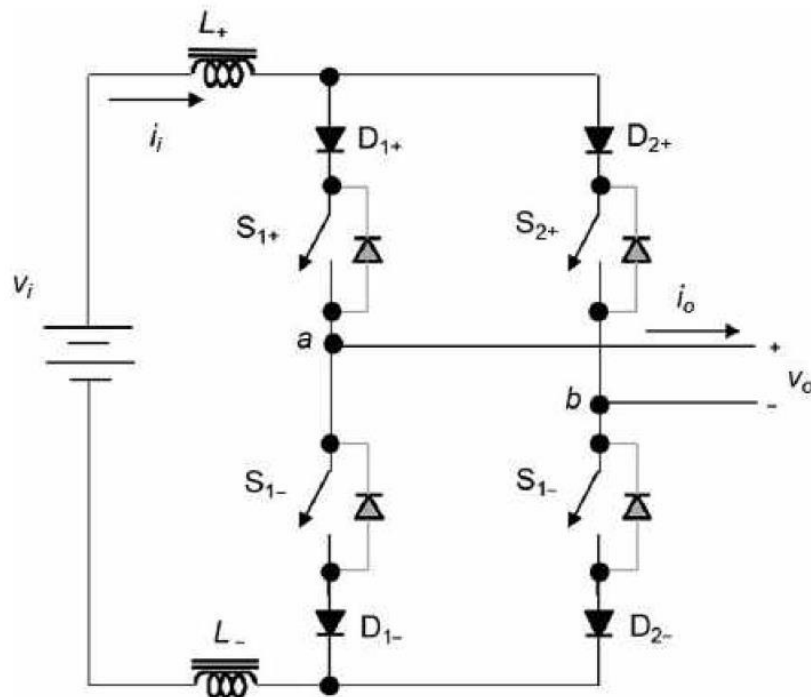


Рисунок 2.25—Мостовий однофазний інвертор струму

2.5.3 Багаторівневі інвертори

Традиційні інвертори можуть генерувати вихід через два або три різні рівні. Наприклад, однофазний повномостовий інвертор може створювати $+v_i$, $-v_i$ і нуль вольт; такий тип вихідної напруги неприйнятний у діапазонах середньої та високої напруги завдяки високому значенню dv/dt , наявні у ШІМ змінних напругах. Для того, щоб розв'язати це було запропоновано використання багаторівневих інверторів. Однак, зараз їх використання стало більш розширеним не лише через низький рівень складу гармонік, отримуваних за низьких частот комутації, але також за відмінну ефективність. Запропоновано різні багаторівневі топології. Мета полягає у створенні результату, визначеного різними рівнями, які можуть бути подані рівнями напруги або струму. Основним принципом є підключення виходу до кількох точок джерела. Рисунок 2.26 показує принцип конфігурації джерела напруги. Зазвичай число М-точок можливого рівня визначає назву інвертора; наприклад, якщо доступні п'ять точок, то це інвертор зазвичай називається п'ятирівневим інвертором [18].

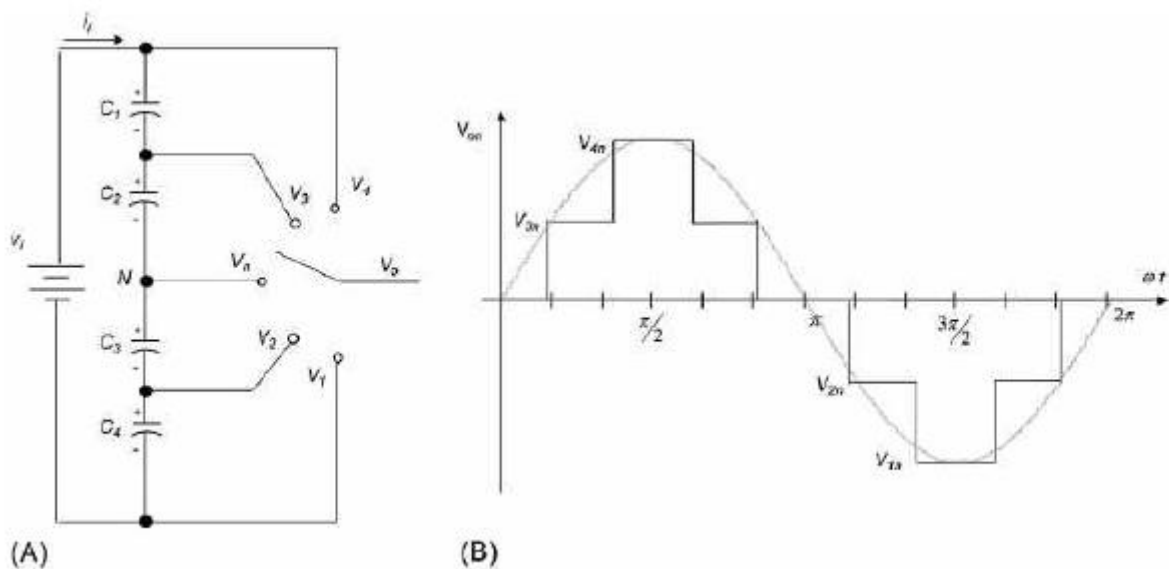


Рисунок 2.26—Еквівалентна схема 5ти рівневого перетворювача.

Вихідна форма напруги представлена на рисунку 2.26. З графіка видно, що вихідна крива напруги ближча до синусоїдальної форми у порівнянні з традиційними схемами. Тоді ЯК, вміст гармонік, як очікується, буде нижчим за

традиційні інвертори, а силові напівпровідники працюють на низькій частоті перемикачів.

Топології багаторівневих інверторів напруги. Трифазний VSI можна також назвати дворівневим VSI через те, що фазні напруги інвертора v_{aN} , v_{bN} і v_{cN} встановлюються миттєво або у $+v_i/2$, або $-v_i/2$. По-іншому, фазні напруги можуть приймати один із двох рівнів напруги. Однак, щодо багаторівневих інверторів, топології зазвичай мають більше двох рівнів. Типовими багаторівневими топологіями джерела напруги є нейтрально-точкові (також звані діодними) інвертори, з навісними конденсаторами та каскадною конфігурацією. Оскільки це перетворювачі джерела напруги, то наведені вище правила справедливі і для них [18].

Інвертор із відкриттям нейтральної точки. На рисунку 2.27 показаний інвертор із відкриттям у нейтральній точці (трьох рівневий). Для цієї топології використовується не тільки інвертор M- рівня потрібні (M - 1) конденсатори та $2*(M - 1)$ комутаційні напівпровідники на кожному інверторну ніжку, але також на кожному ніжку слід включити $2*(M - 2)$ додаткові діоди ; наприклад, D_{a+} і D_{a-} додаються на ніжці ліворуч. Для вибору бажаного рівня має бути включений пристрій на ніжці M - 1. Для такої трьохрівневої топології інвертора напруги, не тільки два перемикача завжди мають бути включені, але також сигнали S_{1a} , що є протилежний S_{4a} , а S_{1b} є протилежним S_{4b} . Ці умови повинні завжди виконуватися. Стани перемикачів для фаз b і c ідентичні станам фази a .

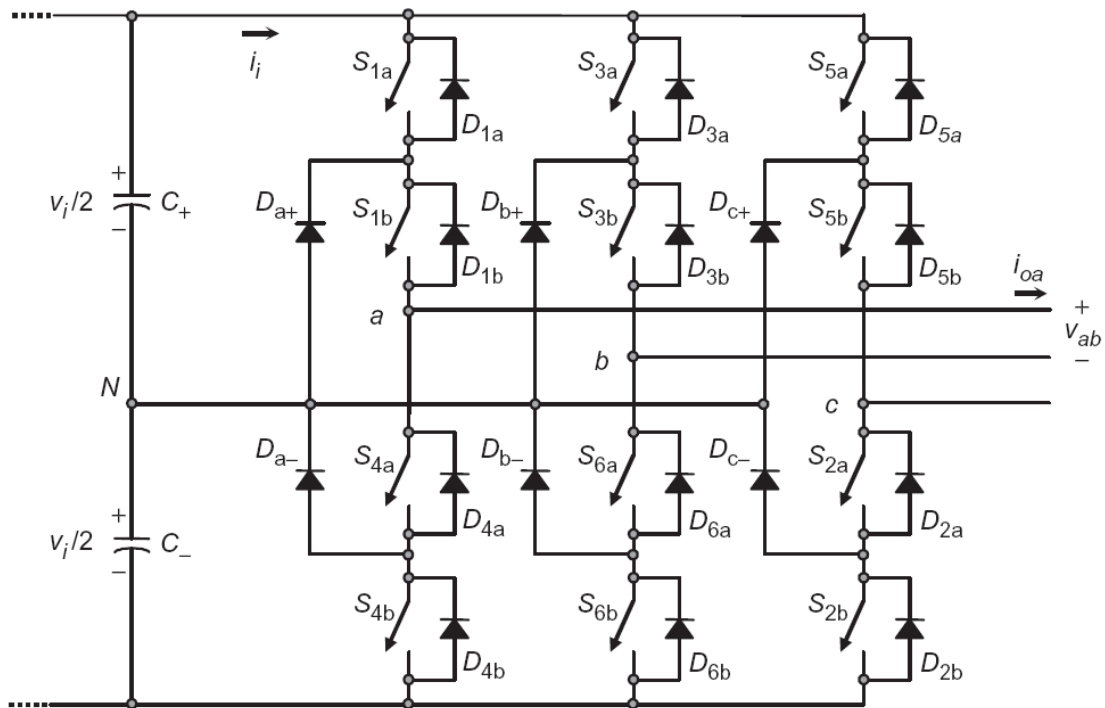


Рисунок 2.27—Трьохфазний тривірневий інвертор напруги з відкриттям нейтральної точки

Інвертори з підвішеними конденсаторами. На рисунку 2.28 показаний інвертор з підвішеним конденсатором (тривірневий). Для цієї топології для інвертора M -рівня необхідні конденсатори s на кожен ніжку (враховуючи, що конденсатори

$$\sum_{j=1}^{M-1} (M - j) \quad (2.20)$$

мають однакову номінальну напругу) і $2 * (M - 1)$ перемикачів напівпровідників на кожен ніжку, але додаткові діоди не потрібні. Також перемикачі $M - 1$ на ніжку повинні бути включені, щоб вибрати бажаний рівень напруги. Для цієї топології, не тільки завжди мають бути увімкнені два перемикача, але також сигнал S_{1a} протилежний S_{4a} , а S_{1b} є протилежним S_{4b} . Ці умови повинні завжди виконуватися. Також для такої топології існує більше одного стану перемикачів для отримання нульового рівня напруги виходу; ця надмірність потрібна для розподілу втрат або регулювання конденсатора напруги. Більше того, із збільшенням кількості рівнів надмірність стає більшою та застосовується на різних рівнях.

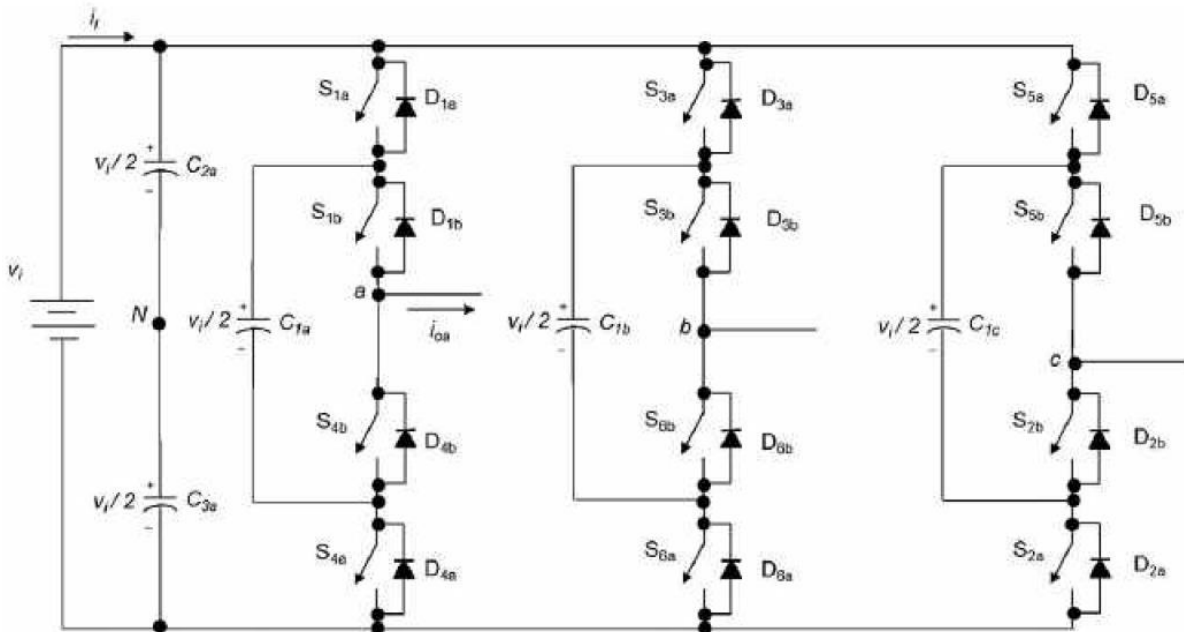


Рисунок 2.28—Трифазна трирівнева топологія інвертора напруги із підвішеним конденсатором

Каскадний інвертор. На рисунку 2.29 показано каскадний інвертор (п'ять рівнів). Це топологія базується на декількох повномостових однофазних інверторах напруги із їх послідовним з'єднанням. Для M - рівня інвертора необхідний $(M - 1)/2$ однофазних повномостових VSI на ніжку та $2*(M - 1)$ комутаційних напівпровідникових ключів на ніжку, але додаткові діоди не потрібні. Також перемикачі $(M - 1)$ для кожної ніжки мають бути увімкненими, щоб вибрати бажаний рівень напруги. Для цієї топології лише верхні сигнали перемикача керують кожною фазою повномостового VSI. Їх відповідні нижні сигнали керування перемикачами є взаємодоповнюючими для досягнення згоди з першим обов'язковим правилом для VSI. Як це можна спостерігати, завжди увімкнено чотири пристрої; зверніть увагу, що оскільки використовується однофазний повномостовий інвертор, застосовуються ті ж правила для керуючих сигналів напівпровідників. Для цієї топології є більше одного перемикачання стану для виробництва певних вихідних рівнів; ця надмірність повинна використовуватись для розподілу втрат. Більше того, якщо кількість рівнів зростає, більше резервування існує на різних рівнях [20].

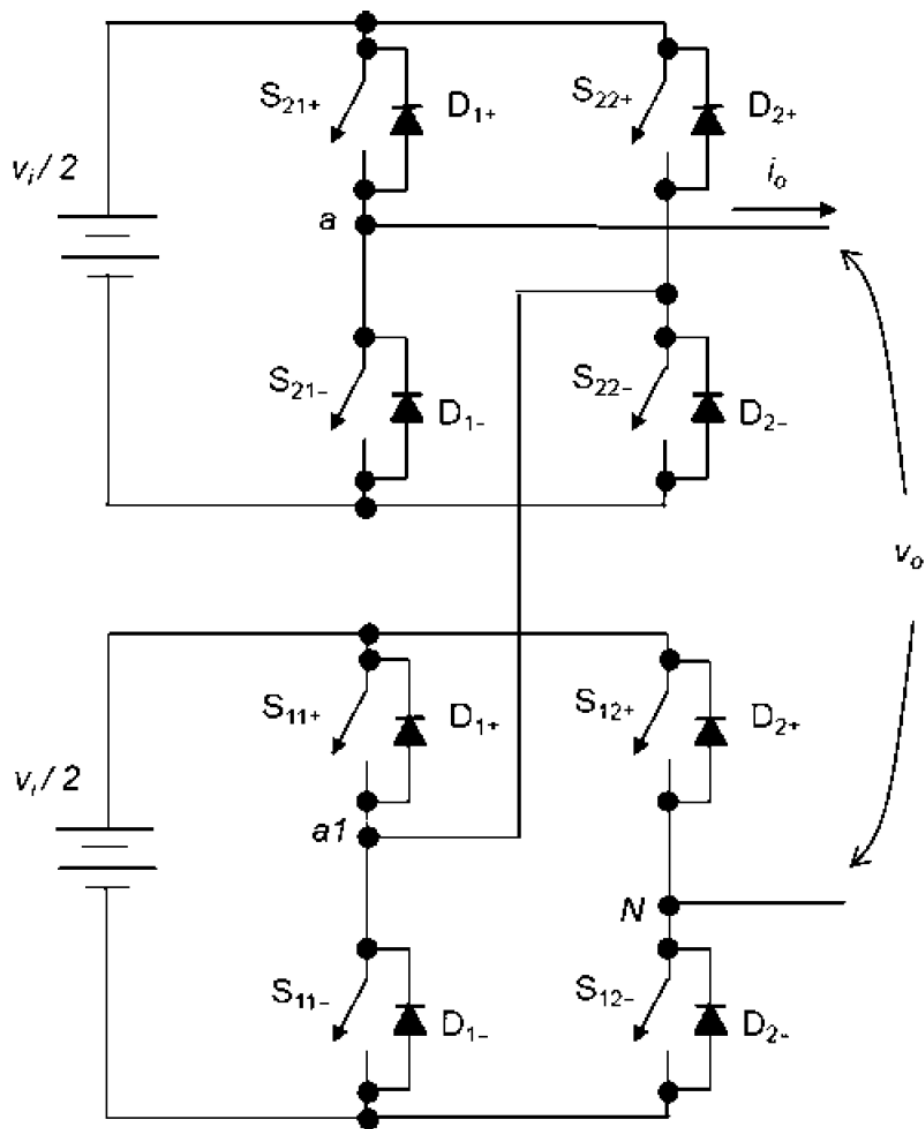


Рисунок 2.29—Каскадне з'єднання однофазної п'ятирівневої топології інверторів напруги.

Топології багаторівневого джерела струму. На основі джерела струму доступні також багаторівневі топології. Є різні відомі топології: паралельні, двоступеневі та вбудовані конфігурації. На рисунку 2.30 показана трирівнева топологія джерела струму $M = 3$, яка утворена шляхом паралелювання двох трифазних перетворювачів CSI, названих паралельними CSI.

Головна мета - розподілити рівномірно змінний струм i_0^{abc} між двома рівнями ($i_0^{abc}/2 = i_{01}^{abc} = i_{02}^{abc}$). Це необхідно забезпечити, маючи рівні постійного складові струму ($i_{i1} = i_{i2}$). Подібно до багаторівневих топологій на основі інверторів напруги, цього можна досягти або за допомогою двох незалежних

ланцюгів постійного струму, або шляхом належного регулювання потужності напівпровідників [20].

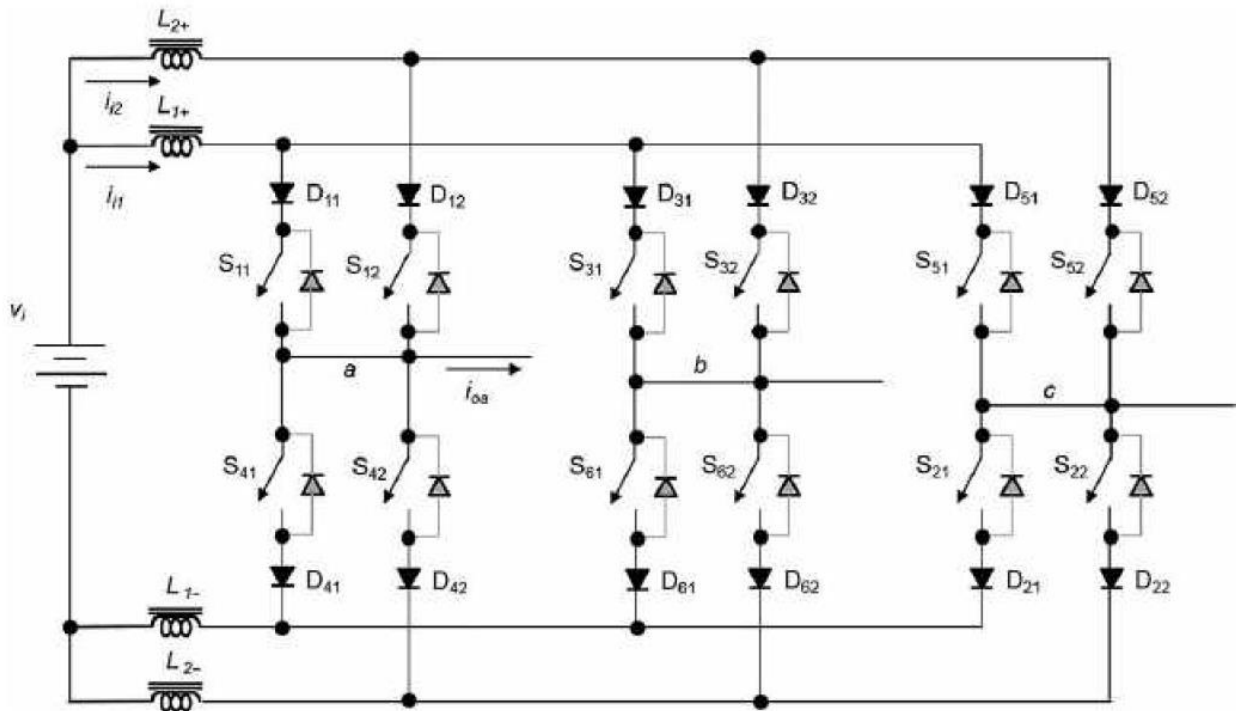


Рисунок 2.30—Трифазна трьорівнева топологія інвертора струму.

2.5.4 Модуляція шириною імпульсу

Для того, щоб отримати синусоїдальний вихідний сигнал, часто використовують широтно-імпульсну модуляцію. В основному використовуються методи модуляції на основі модульованої частоти (наприклад, синусоїдальна широтно-імпульсна модуляція, SPWM), просторово-векторний (SV) метод і техніка селективного виключення гармоніки (SHE).

Модуляція широтно-імпульсна на сталій основі струму чи напруги (ШІМ). Техніка забезпечує слідування за заданою формою хвилі змінної вихідної напруги, v_o , (наприклад, синусоїдальної форми) на сталій основі струму чи напруги, перемиканням відповідних напівпровідникових ключів. На базі основної частоти модуляції ШІМ-техніка відповідає такій вимозі, якою вона визначає стани увімкнення та вимкнення перемикачів ніжок інвертора, шляхом порівняння модулюючого сигналу v_c (бажана вихідна напруга змінного струму) і сигналу трикутної форми v_Δ (сигнал частоти якою відбувається модуляція). Окремий випадок - коли сигнал, який модулює v_c є синусоїдальним

на частоті f_c і амплітуді v_c , а трикутний сигнал v_Δ дорівнює на частоті f_Δ і амплітуді v_Δ . Це синусоїдальна ШІМ схема. У цьому випадку показник модуляції m_a (також відомий як коефіцієнт амплітудної модуляції) визначається як $m_a = v_c / v_\Delta$ і нормована несуча частота m_f (також відома як частота коефіцієнт модуляції) визначається як

$$m_f = f_\Delta / f_c \quad (2.21)$$

Біполярна ШІМ-техніка. Для генерування біполярного виходу може використовуватися техніка на основі відповідного носія. У цій техніці використовується лише один модулюючий сигнал v_c , а також лише один трикутний сигнал v_Δ . $m_a \leq 1$ називається лінійною областю методу модулювання. m_f - нормалізована несуча частота в області перемодуляції ($m_a > 1$), деякі помилки між модульованим та модулюючим сигналом призводить до утворення гармонік низького порядку, але так може бути досягнена вища вихідна напруга змінного струму; на жаль, лінійність між m_a і v_o , досягнута у лінійній області, не зберігається в зоні надмодуляції. Більше того, може спостерігатися ефект насичення (рис. 2.31). Як згадувалося раніше, ШІМ-техніка дозволяє виводити напругу змінного струму, що генерується, яка відстежує форму заданного сигналу, що модулюється. У техніці SPWM модулюючим сигналом є синусоїдальна крива змінного струму, яка забезпечує у лінійній області вихід напруги змінного струму, яка змінюється лінійно, в залежності від коефіцієнта модуляції, а гармоніки знаходяться на чітко визначених частотах і мають відповідну амплітуду. Ці особливості спрощують конструкцію фільтруючих компонентів. На жаль, максимальна амплітуда основної змінної напруга в цьому режимі роботи є обмеженою. Більш високі напруги отримуються за допомогою області надмодуляції ($m_a > 1$); однак у вихідному змінному струмі з'являються гармоніки низького порядку. Дуже великі значення показника модуляції ($m_a > 3,25$) призводять до абсолютно квадратної форми вихідної напруги змінного струму. Амплітуда гармонік вихідної напруги змінного струму також є функцією показника модуляції m_a .

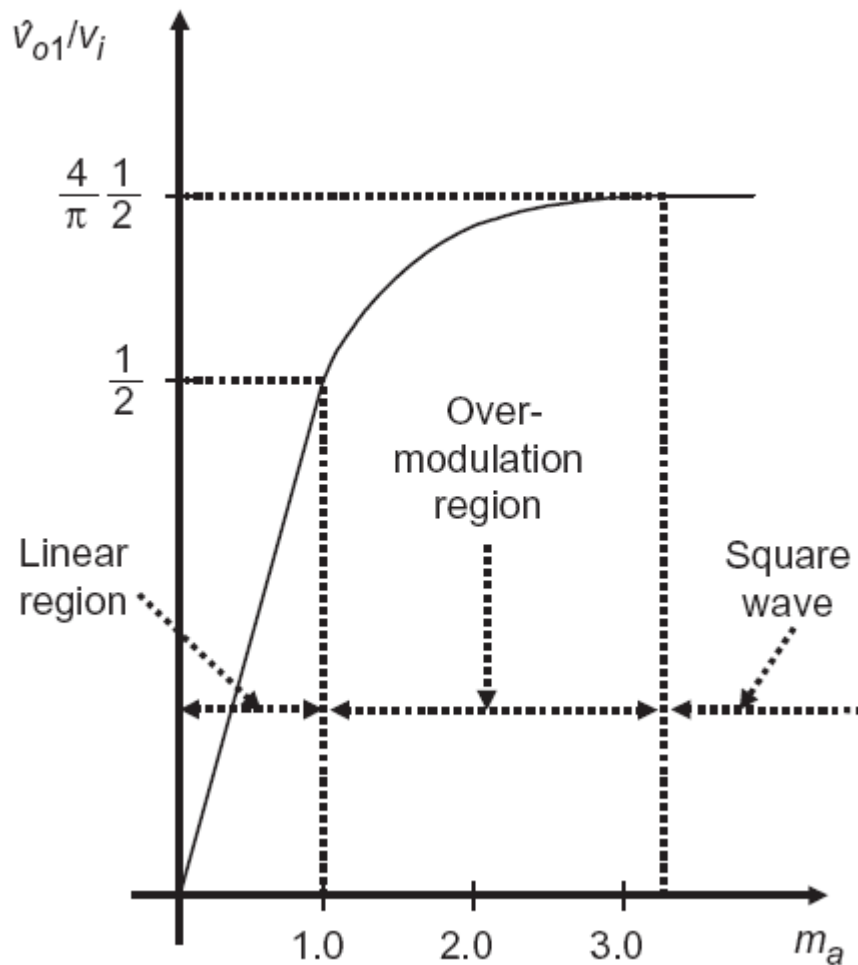
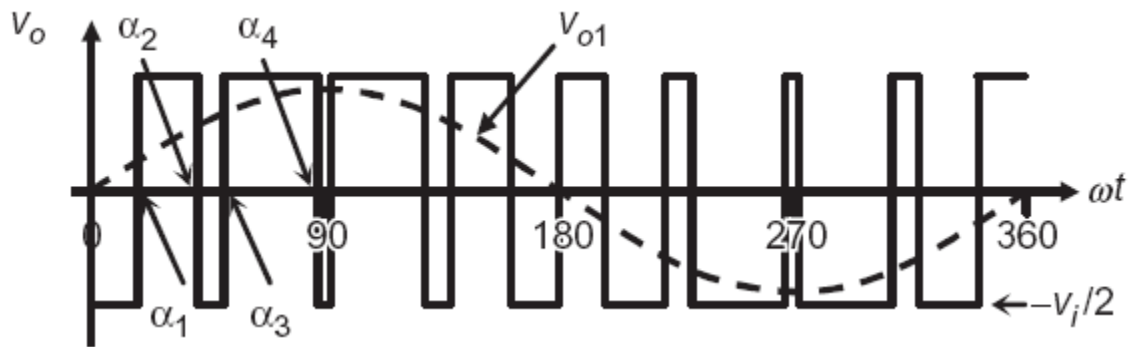


Рисунок 2.31—Нормалізована складова змінної напруги інвертора напруги.

Вибіркове усунення гармонік(SHE). Основною метою є отримання синусоїдальної вихідної напруги змінного струму, де основний компонент може бути відкорегований довільно у межах діапазону, а власні гармоніки – вибірково ліквідовано. Це досягається математичним генеруванням точного моменту включення та відключення живлення напівпровідникових ключів. Вихідна напруга змінного струму має непарні половини та чвертьхвильову симетрію; тому усуваються гармонік ($v_{oh} = 0$; $h = 2, 4, 6, \dots$). Більш того, форму фазової напруги (v_o) слід подрібнювати N разів за пів циклу(півфази), щоб відрегулювати основні та виключити $N-1$ гармоніки у формі вихідної напруги змінного струму.

Було



Із застосуванням усунення гармоніки

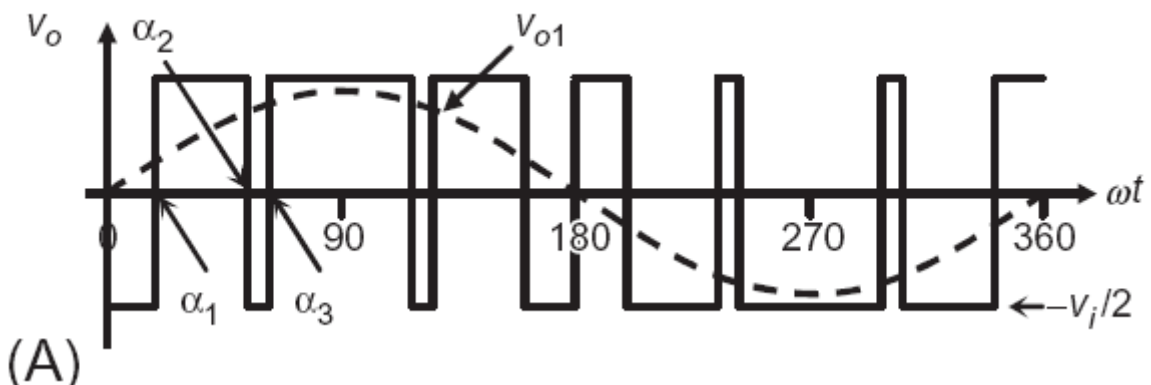


Рисунок 2.32—Вибіркове усунення гармонік

Вибіркове виведення гармонік у трифазному режимі інвертора напруги.

Як і в однофазних VSI, можна застосовувати техніку SHE у трифазних VSI. У цьому випадку кожна ніжка інвертора із силових напівпровідників перемикається таким чином, щоб усунути задану кількість гармонік під час керування основною фазою амплітуди напруги. Враховуючи, що у багатьох системах необхідні лінійні вихідні напруги повинні бути збалансованими під кутом 120° і дорівнювати за фазою, всі гармоніки залишаються у фазній напрузі; однак вони не знаходяться у лінійних напругах (рис. 2.33, 2.34). За необхідності гармоніки вищого порядку, які не усуваються за допомогою цієї техніки можна фільтрувати за допомогою невеликих пасивних фільтрів.

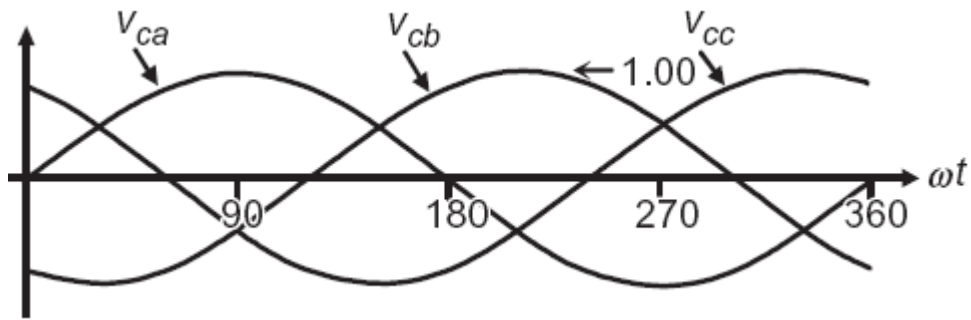


Рисунок 2.33—Ідеальна форма інвертора трифазної напруги

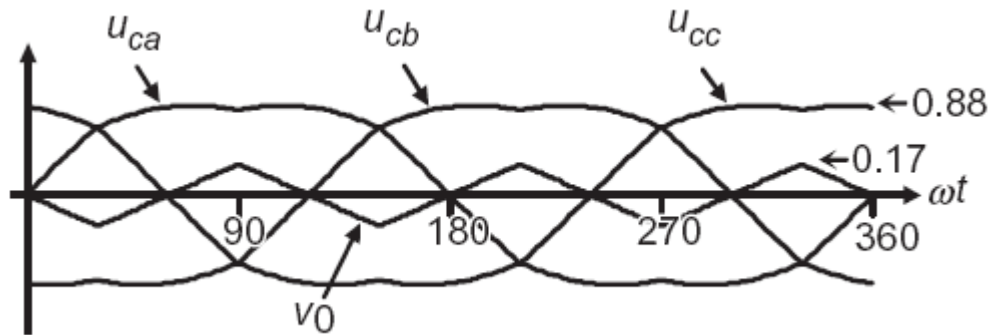


Рисунок 2.34—Компенсована використанням техніки SHE після ШІМ модуляції

Загальні експлуатаційні висновки. Інвертор струму вимагає забезпечення компенсації реактивного навантаження, тому як невідомо до якої мережі він далі може бути переключений, якою буде довжина лінії та трансформаторне навантаження. Таким чином, наявність статичного компенсатора та фільтру гармонік ускладнює експлуатацію інверторів струму з використанням тиристорів.

Інвертори напруги хоча і повинні використовувати більшу кількість комірок для перетворення тієї ж напруги, але завдяки спеціальним алгоритмам надають можливість здійснювати компенсацію режимами роботи і забезпечують можливість працювати з вищими частотами, аніж інвертор струму із тиристорами, забезпечує меншу потужність спектру гармонік у мережі постійного струму.

На боці змінного струму, завдяки використанню ШІМ, спектр гармонік більший у інвертора напруги і зазвичай, напруга і струм, використовуваний у інверторах напруги, будуть меншими.

У інверторів струму коефіцієнт потужності (або її компенсація) забезпечується додатковим пристроєм, збільшення величини струму відбувається додавання паралельних комірок, інвертор буде захищений від помилок на кшталт короткого замикання, інверторам струму форма струму буде більше нагадувати синусоїдальну. У той самий час більші втрати в індукторі та зворотному блокувальному пристрої, необхідно забезпечувати захист від помилок розірваного кола та перевищення напруги на елементах, інвертори струму погано забезпечують керування величиною напруги.

Натомість, інвертори напруги забезпечують компенсацію коефіцієнта потужності завдяки використанню алгоритмів керування ключами, збільшення величини напруги відбувається за рахунок послідовного підключення під модулів (каскадів), гарно забезпечений захист від зворотної (реактивної напруги) навколо напівпровідникового ключа, легко забезпечувати подібну до синусоїдальної вихідну напругу. До недоліків коміркових перетворювачів можна включити великі запаси енергії у конденсаторах (реактивних джерелах), відсутній захист від внутрішніх та зовнішніх аварій за короткого замикання, обмежена можливість керування струмом.

2.6 Висновки до другого розділу

Виконаний критичний аналіз застосування високовольтних мереж постійного струму. Проведено порівняння експлуатаційних характеристик високовольтних ліній постійного і змінного струму.

Визначено наближена «економічна» величина відстані, що обумовлює використання технологій транспортування електричної енергії з використання технологій постійного струму.

Обґрунтовано застосування технології перетворення електричної енергії, з урахуванням географічних факторів та потужностей, які необхідно забезпечувати.

Розглянуто питання вибору технологічних компонентів, що забезпечують якість та надійність функціонування вузлів перетворення

електричної енергії, забезпечують підвищення економічної ефективності перетворення щодо забезпечення стандартів IEEE.

Визначені правила та обґрунтований вибір схем, що забезпечують вибір ефективних методів узгодження систем перерозподілу , перетворення, транспортування під час розробки проектів високовольтних ліній постійного струму.

Проведений аналіз схем та елементної бази вузлів перетворення енергії, що забезпечують надійність та якість функціонування вузлів перетворення електричної енергії. Обґрунтовано використання засобів та алгоритмів, що забезпечують підвищення вузлів перетворення та якість продукованої енергії до міжнародних стандартів IEEE.

РОЗДІЛ 3 ПРИКЛАДНІ ЗАДАЧІ ВИКОРИСТАННЯ МЕРЕЖ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

3.1 Загальні питання економічної оцінки використання постійного струму.

3.1.1 Збільшення пропускної здатності існуючих ліній електропередачі за рахунок зміни роду струму. Оцінка економічної доцільності

На сьогодні в світі спостерігається три стійкі тенденції, які вплинуть на розвиток електроенергетики у майбутньому. По-перше, зміни в структурі генерації, що виражаються зростанням частки відновлювальних джерел енергії. Що частково обумовлено ринковими чинниками, але що важливіше, пов'язано із наміром кардинально скоротити викиди парникових газів та інших забруднюючих речовин в атмосферу. По-друге, після років низького, а в деяких регіонах світу, навіть від'ємного зростання попиту на електроенергію, передбачається його стійке зростання.

По-третє, згадані вище тенденції неминуче призведуть до суттєвих змін в структурі і топології електроенергетичних систем. А більш широке використання високовольтних ліній постійного струму матиме значні переваги в контексті цих змін.

Як наслідок, потужність, яку необхідно передавати високовольтними лініями зростає, в той час як лінії завантажені і передають потужність близьку до межі пропускної здатності. При тому, що спорудження нових ліній не завжди можливо, адже потребує значних затрат і виділення землі, стикається з екологічної опозицією і опором населення. Тому постає питання збільшення пропускної здатності вже існуючих коридорів.

Розглянемо декілька можливих варіантів реконструкції лінії з метою збільшення пропускної здатності вже існуючого коридору (рис.3.1). Потужність, що передається лінією може бути збільшена шляхом збільшення

напруги U , збільшення сили струму I , або зменшенням опору. Стандарти безпеки визначають мінімально необхідну ширину траси для лінії електропередачі, що зростає із збільшенням напруги і конфігурацією опору, модифікація або заміна яких може знадобитися в залежності від обраного способу реконструкції. Для існуючої двоколової лінії напругою 345 кВ можна запропонувати чотири варіанти реконструкції.

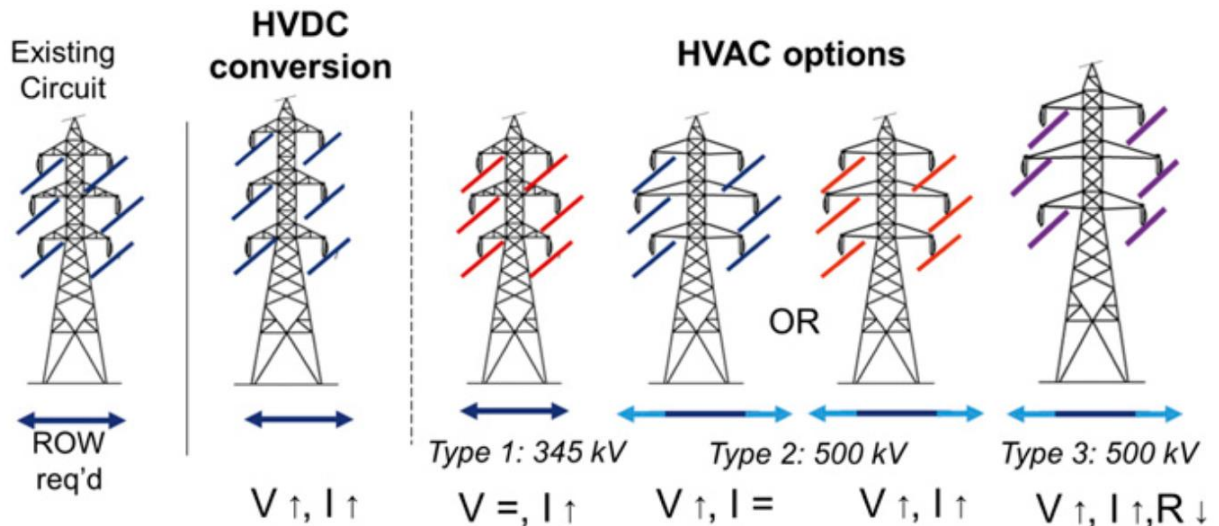


Рисунок 3.1—Існуюча лінія і варіанти її реконструкції з метою підвищення пропускної здатності [30]

Варіант (другий ліворуч) зміни роду струму передбачає використання тих же провідників, модифікуючи двоколову трьохпровідну лінію змінного струму на три біполярні лінії постійного струму і не потребує розширення існуючої траси. Найпростіший варіант модифікації без зміни роду струму, позначимо його як варіант один, передбачає заміну провідників з використанням тих же конструкцій і не вимагає збільшення вже існуючої траси. У цьому випадку пропускна здатність лінії збільшується за рахунок збільшення сили струму у провідниках лінії. Інший варіант реконструкції існуючої лінії, варіант два, передбачає підвищення пропускної здатності шляхом підвищення напруги, а отже вимагає розширення існуючої траси і заміни ізоляторів і, в окремих випадках, опор лінії. Третій варіант реконструкції без зміни роду струму орієнтований на максимально можливе збільшення пропускної здатності лінії, а

отже, його реалізація вимагає заміни провідників, несучих конструкцій і розширення існуючої траси.

Структура капіталовкладень у проект реконструкції з метою збільшення пропускної здатності вже існуючого коридору залежить від типу і конфігурації майбутньої лінії. Складовими можуть стати витрати на нові провідники, трансформатори, перетворюючі станції, додаткова земля. Капіталовкладення для будь-якої конфігурації залежать від довжини лінії і проектної потужності можуть бути розраховані за виразом:

$$C_{\text{кп}} = C_p \cdot P + C_L \cdot L, \quad (3.1)$$

де P – активна потужність, яку необхідно передати вже існуючим коридором у МВт;

L – довжина лінії електропередачі у км;

C_p – частина капіталовкладень, яка залежить від величини активної потужності лінії після реконструкції, одиницею виміре є гроші які необхідно витратити на кожен МВт потужності;

C_L – частина капіталовкладень, що є пропорційною до довжини лінії, одиницею виміру є гроші які необхідно витратити на кожен км траси.

Капіталовкладення, що залежать від величини потужності, що її необхідно передати -- це частина витрат, яка враховує переобладнання підстанцій обраним способом, витрати на нове обладнання (інверторів, випрямачів, трансформаторів тощо).

Капіталовкладення, що залежать від довжини лінії враховують вартість нових провідників C_S , вартість землі за необхідності розширення існуючого коридору C_R , і вартість реконструкції самої лінії C_A , Що можна виразити сумою:

$$C_L = C_S + C_R + C_A \quad (3.2)$$

Капіталовкладення варіантів реалізації проекту розраховано на основі стандартів встановлених Західною координаційною радою з електроенергетики [33].

Максимальна фазна потужність лінії в неаварійному режимі визначалася за формулою:

$$P_{\phi} = U_{\phi} I_{max} - I_{max}^2 R, \quad (3.3)$$

де U_{ϕ} – напруга фази;

I_{max} – максимально допустимий за нагрівом струм;

R – опір провідника.

Для двокової трифазної лінії фазну потужність слід помножити на кількість фаз і кіл для визначення потужності що може бути передана коридором. Для лінії постійного струму потужність множитья на кількість полюсів і кіл.

Втрати у трансформаторах не враховано. Втрати на перетворюючих станціях прийнято у розмірі $\sim 0,7\%$ на кожному кінці лінії. Реактивна потужність вважається скомпенсованою.

Витрати, за якими порівнювалися проекти склалися з капіталовкладень на їх реалізацію вартості прогнозованих втрат електроенергії в реконструйованій лінії на протягом 30 років. Втрати в лініях розраховувалися за максимального значення коефіцієнта потужності, якщо він менше втрати ростуть в лініях змінного струму. Вартість втрат електроенергії $C_{втрат}$ розраховувалися за поточною оптовою ціною на електроенергію із врахуванням 5 % дисконтної ставки. Вартість проекту складає:

$$C_{проект} = C_p \cdot P + C_L \cdot L + C_{втрат}. \quad (3.4)$$

Для порівняння варіантів і оцінки невизначеностей проводилося моделювання за методом Монте Карло (n=1000 реалізацій).

Проведене за вищеописаною методикою порівняння витрат, дає наступні результати:

1) Порівняння витрат зі зміною роду струму, рис.3.2. – порівняння загальних проектних витрат варіанту реконструкції лінії змінного струму 1 і зміни роду струму, де кольорова шкала з правого боку показує відсоток моделювань за методом Монте Карло, в яких зміна роду струму потребувала менших витрат, від 0% (червоний), до 50% (жовтий) і 100% (зелений).

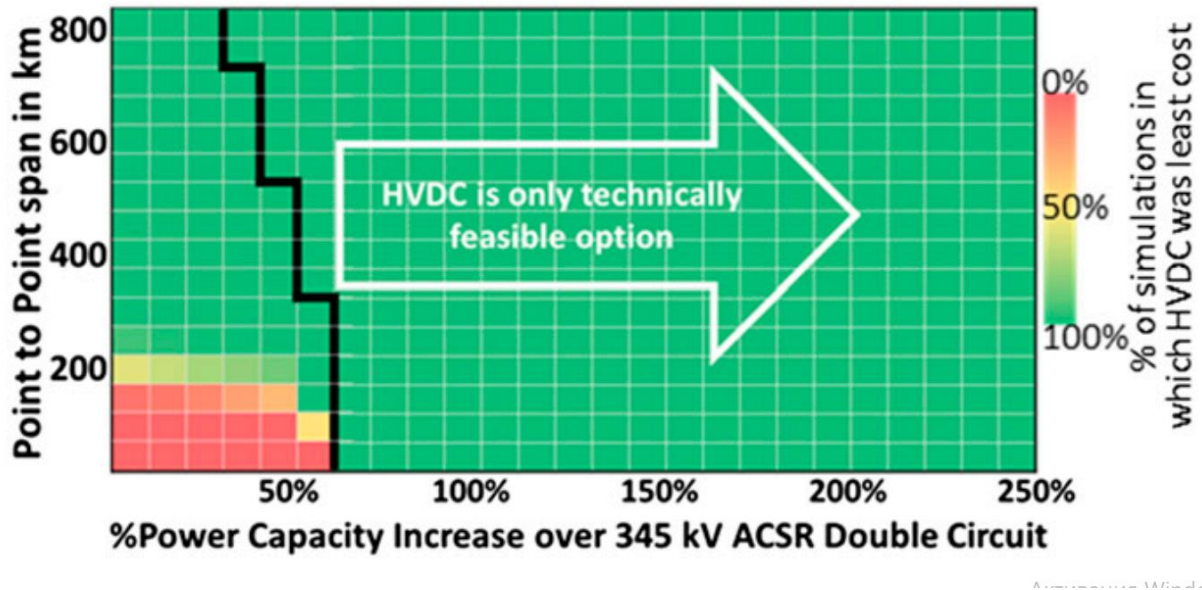


Рисунок 3.2—Порівняння витрат на реконструкцію лінії за варіантом один і зміною роду струму [30]

Максимально можливе збільшення пропускної здатності для варіанту 1 показано товстою чорною лінією.

Слід зазначити, що дві порівнювані опції є єдиними, які не потребують збільшення ширини існуючої траси, що може стати ключовим фактором, якщо придбання додаткової землі ускладнене з соціальних, юридичних, або екологічних причин. Зміна роду струму є більш привабливим варіантом починаючи з довжини 250 км, за необхідності збільшити пропускну здатність більш ніж на 60% зміни роду струму є єдиним варіантом.

2) Порівняння варіанту 2 зі зміною роду струму (рис.3.3.) Варіант реконструкції 2 має ряд можливих конфігурацій з різними показниками вартості по відношенню до збільшення пропускної здатності. Для

співставлення зі зміною роду струму обирається найменш коштовна з можливих. Зміна роду струму є більш економічно вигідно за необхідності збільшити пропускну спроможність більше ніж на 60% і довжинах траси більше 300 км. При чому реконструкція за другим варіантом не дозволяє збільшити пропускну здатність лінії більш ніж на 170%.

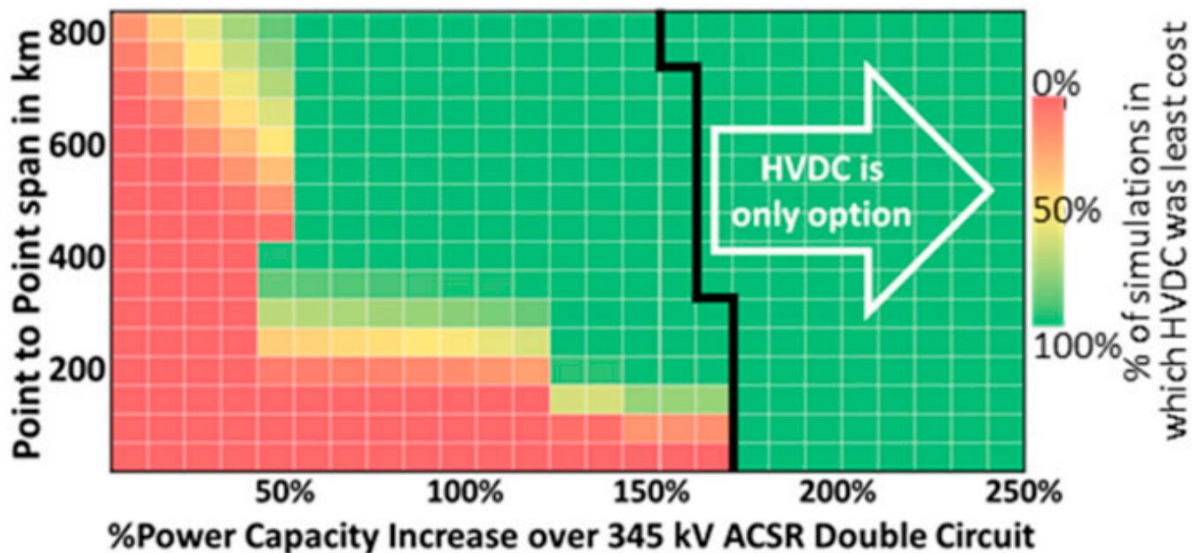


Рисунок 3.3—Порівняння витрат на реконструкцію лінії за другим варіантом і зміною роду струму [30].

3) Порівняння зміни роду струму з варіантом реконструкції 3 (рис.3.4). дозволяє збільшити пропускну здатність лінії більше ніж 250%, водночас вимагає розширення існуючої траси і заміни існуючих конструкцій і провідників. На довжинах більше 550 км. зміна роду струму є більш економічно вигідним варіантом. Реконструкція за третім варіантом є більш вигідною на довжинах до 200 км. Причому із збільшенням із збільшенням потужності, відстані більш вигідні для варіанту теж зростають. Такий характер залежності пояснюється структурою капіталовкладень необхідних для реалізації кожного з варіантів. Необхідне спорудження перетворюючих підстанцій, витрати на які на пряму залежить від проектної потужності. В той час витрати на реанімацію варіанта три пов'язані передусім із реконструкцією лінії, а отже пропорційні до довжини лінії.

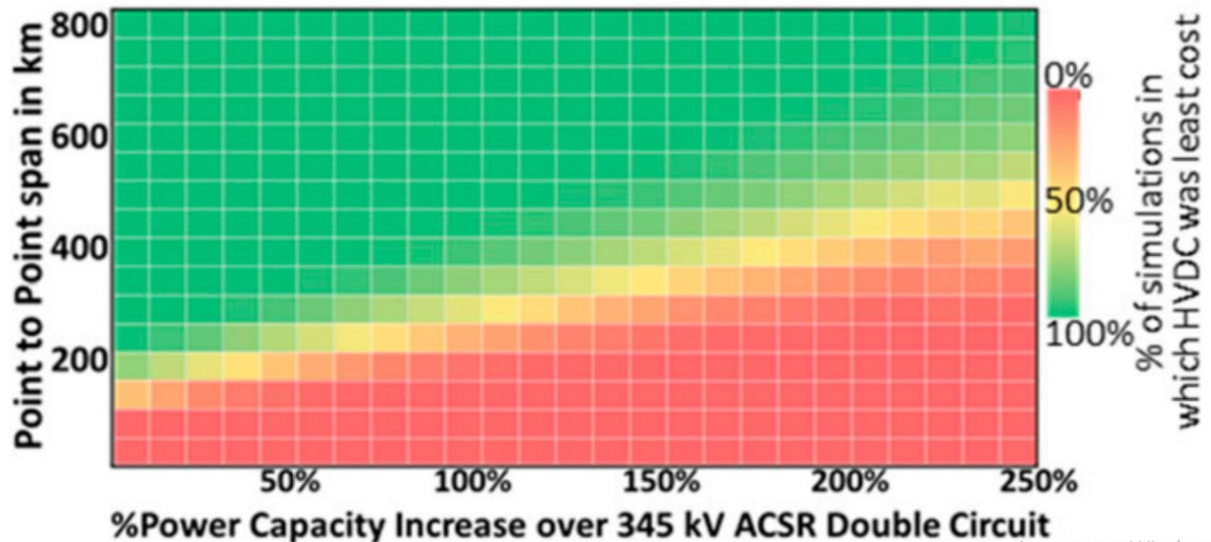


Рисунок 3.4—Порівняння витрат на реконструкцію лінії за третім варіантом і зміною роду струму [30]

Традиційно, довжина лінії після якої застосування постійного струму вважається економічно вигіднішим ніж змінного, коливається в межах 600-800 км. Приведені результати показують що в ряді випадків вона може бути значно меншою.

3.1.2 Аналіз та порівняння витрат на приєднання прибережних вітрових електростанцій постійним струмом та змінним струмом промислової частоти

На фоні загальної тенденції до все більш широкого використання відновлювальної енергії, вітрові електростанції стають одним з найважливіших джерел енергії в світі. При чому особливо стрімко останнім часом зростає саме офшорна вітрова генерація. За даними Глобальної ради з питань вітроенергетики (GWEC), потужність прибережних вітрових електростанцій в 2019 році зросла на 6,1 ГВт і досягла 29,5 ГВт. А деякі фахівці стверджують що вітрова енергія, яку теоретично можна генерувати в прибережних районах Європи може задовільнити увесь світовий попит у ній.

Таким чином постає питання найбільш ефективного використання прибережних вітрових електростанцій, набуває актуальності пошук методики техніко-економічного розрахунку найбільш вигідного способу їх приєднання до

мережі. На рисунку 3.5 представлені схеми приєднання вітрових електростанцій кабельною лінією постійного і змінного струму.

Комплексний аналіз вартості проекту приєднання важко провести в аналітичній формі, адже це вимагає прийняття до уваги багатьох факторів, таких як вартість основного обладнання та витрати на його обслуговування, втрати електроенергії, надійність системи тощо.

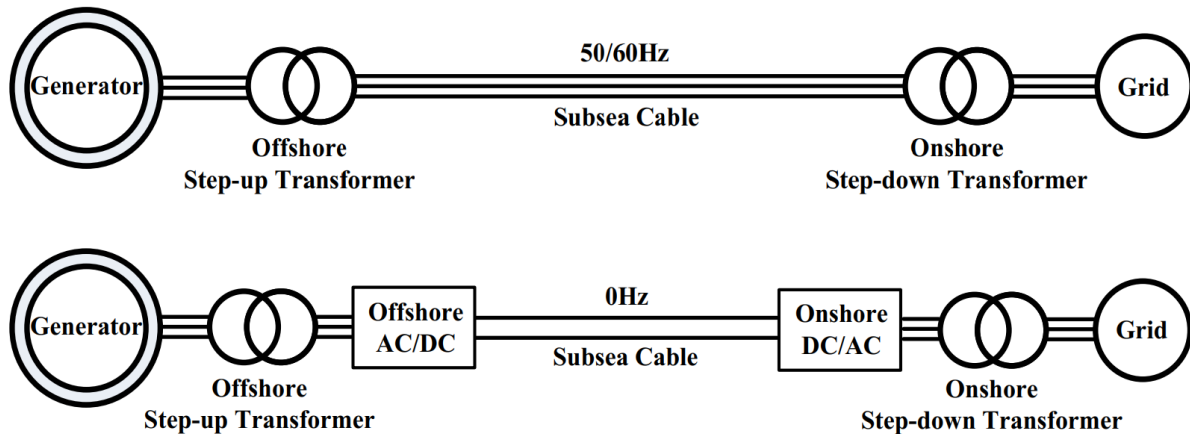


Рисунок 3.5 – Схема приєднання вітрових електростанцій до енергосистеми лінією

змінного (згори) і постійного (внизу) струму

Загальноприйнятим підходом є виокремлення необхідних капіталовкладень СС та витрат на втрати електроенергії LC, як двох основних складових загальної розрахункової вартості проекту, що розглядається. В таблиці 3.1 представлені складові окремі складові цих блоків витрати, які враховуються приведеною методикою.

Таблиця 3.1 – Складові витрат

	СС	LC
Змінний струм	Підвищуюча трансформаторна підстанція з платформою для розміщення в прибережній зоні з усіма комплектуючими, кабель, компенсуючі пристрої, повністю укомплектована понижуюча підстанція	Втрати електроенергії на підвищуючій підстанції, втрати в кабельній лінії, втрати на понижуючій підстанції
Постійний струм	Перетворююча підстанція на початку лінії, з врахуванням платформи, трансформаторів, вентилів, фільтрів, кабель, укомплектована перетворююча підстанція в кінці лінії	Втрати електроенергії на підстанції на початку лінії, втрати в кабельній лінії, втрати на кінцевій підстанції

Оцінка вартості платформи у морі з підстанцією на ній (ОРРС) та підстанції на суходолі (ОРС) в кінці лінії для порівняння витрат на проект може бути здійснена за допомогою наступних емпіричних формул:

$$ОРРС_{HVAC} = FC_{HVAC} + [1 + dc(n_T - 2)] \cdot (fc_T + pc_T) \cdot m \cdot S_{TS} = 5 + 0,45 S_T, \quad (3.5)$$

$$ОРС_{HVAC} = 0,02621 S_T^{0,7513}, \quad (3.6)$$

$$ОРРС_{HVDC} = FC_{HVDC} - 1[1 + dc(n_C - 2)] \cdot C_C \cdot C_n \cdot S_{SC} = 25 + 0,11 S_T, \quad (3.7)$$

$$ОРС_{HVAC} = 0,08148 S_T, \quad (3.8)$$

де FC_{HVAC} – базова вартість трансформаторної підстанції розрахованої на розміщення в морі на початку лінії,

dc – ціновий фактор, який відображає кількість (≥ 2) трансформаторів, конверторів,

n_T, n_C – кількість трансформаторів, конвекторів на платформу,

f_{cT} – коефіцієнт, який відображає співвідношення вартості ціни морської платформи від потужності передачі, одиницею виміру є грошова одиниця на МВ·А,

pc_T – коефіцієнт, який відображає співвідношення витрат на підстанцію в морі до потужності передачі, одиницею виміру є грошові витрати на кожен МВ·А,

S_{ST} – номінальна потужність одного трансформатора, МВ·А,

S_T – номінальна потужність передачі, МВ·А,

FC_{HVDC} – базова вартість морської платформи із перетворювальною підстанцією,

C_c – коефіцієнт, який пов'язує вартість перетворюючої підстанції із потужністю передачі, одиницею виміру є витрати на кожен МВ·А перетвореної потужності,

S_{sc} – номінальна потужність одного перетворювача.

Для визначення витрат на кабелі змінного струму необхідно визначити його пропускну здатність, яка обмежується зарядною потужністю кабельної лінії. Вирішити цю проблему можна встановленням компенсуючих пристроїв на обох кінцях лінії. Пропускна здатність кабелю в цьому випадку може бути визначена як :

$$P_c = \sqrt{S_c^2 - Q_{off}^2} = \sqrt{S_c^2 - \left(\frac{Q_c}{2}\right)^2} = \sqrt{(\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{ssn})^2 - 0,5U_n^2 \cdot 2\pi f_n C \cdot l_c)^2} \quad (3.9)$$

Вартість компенсуючих пристроїв для лінії змінного струму:

$$QC_{HVAC} = Q_{off} \cdot OFC + Q_{on} \cdot ONC = 0,02U_n^2 \cdot 2\pi f_n \cdot C \cdot l_a, \quad (3.10)$$

де Q_{off} , Q_{on} – потужність компенсуючих пристроїв на морській підстанції і на суходолі;

OFC і ONC – вартість компенсації одного Мвар потужності на підстанції в морі і на березі відповідно;

U_n – номінальна напруга, кВ;

f – номінальна частота, Гц;

l_c – довжина лінії, км.

Тоді витрати на кабель змінного струму:

$$CBC_{HVAC} = t_c \cdot l_c \cdot nc_c, \quad (3.11)$$

де t_c – вартість одного кілометра кабелю;

nc_c - кількість паралельно прокладених кабелів.

Витрати на кабель для варіанту з постійним струмом прогнозовано будуть меншими, адже він не піддається піковим перевантаженням, що чергуються з незавантаженістю. Наведемо співвідношення активної потужності, що передається постійним та змінним струмом за однакових фізичних умов:

$$\frac{P_{max-DC}}{P_{max-AC}} = \frac{2 \cdot U_{ndc} \cdot I_{ndc}}{3 \cdot U_{nac} \cdot I_{nac} \cdot \cos \varphi} = \frac{2 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{nac} \cdot I_{nac}}{3 \cdot U_{nac} \cdot I_{nac} \cdot \cos \varphi} = \frac{2\sqrt{2}}{3} \approx 1, \quad (3.12)$$

Наведене співвідношення показує, що постійний струм може передавати двома провідниками ту ж потужність, яку змінний передає трьома, що зменшує витрати на провідники.

Капіталовкладення, необхідні для приєднання прибережної вітрової електростанції до мережі лінією електропередачі змінного струму, розраховуються за наступною емпіричною формулою:

$$\begin{aligned} CC_{HVAC} &= OPPC_{HVAC} + OPC_{HVAC} + QC_{HVAC} + CBC_{HVAC} = \\ &= 5 + 0,045S_T + 0,02621S_T^{0,7513} + 0,02 \cdot U_n^2 \cdot \pi f_n C \cdot l_c + t_c \cdot l_c \cdot nc_c \end{aligned} \quad (3.13)$$

Капіталовкладення, необхідні для реалізації аналогічного проекту зі струмом постійним:

$$\begin{aligned} CC_{HVDC} &= OPPC_{HVDC} + OPC_{HVDC} + CBC_{HVDC} = \\ &= 25 + 0,11S_T + 0,08148S_T + t_c \cdot l_c \cdot nc_c, \end{aligned} \quad (3.14)$$

де CBC_{HVDC} – витрати на кабель постійного струму, розраховується аналогічно до витрат на кабель змінного струму.

Витрати на втрати електроенергії LC в системі електропередачі розглядаються за проектний термін експлуатації системи T_{op} . Вартість втрат на обох підстанціях TLC_{HVAC} і втрат в лінії RLC_{HVAC} при передачі змінним струмом розраховуються за формулами:

$$TLC_{offHVAC} = S_T \cdot \cos \varphi \cdot (1 - \eta_{offt}) \cdot T_{op} \cdot \delta \cdot E_{op} \quad (3.15)$$

$$RLC_{HVAC} = 3 \left(\frac{S_T \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{offt}}{nc_c \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} \right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c \cdot T_{op} \cdot \delta \cdot E_{op} \quad (3.16)$$

$$\begin{aligned} LTC_{onHVAC} &= \left[S_T \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{offt} - 3 \left(\frac{S_T \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{offt}}{nc_c \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} \right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c \right] \times \\ &\times (1 - \eta_{ont}) \cdot T_{op} \cdot \delta \cdot E_{op}, \end{aligned} \quad (3.17)$$

де E_{op} – вартість електроенергії;

η_{offt} , η_{ont} – коефіцієнт корисної дії трансформаторів на початку та в кінці лінії відповідно.

Таким чином сумарні витрати на втрати електроенергії при передачі змінним струмом:

$$\begin{aligned} LC_{HVAC} &= TLC_{offHVAC} + RLC_{HVAC} + LTC_{onHVAC} = 0,00911S_T + \\ &+ 1,51767 \left(\frac{0,994S_T}{nc_c \cdot U_n} \right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c + 0,00911 \cdot \left[0,994S_T - \left(\frac{0,994S_T}{nc_c \cdot U_n} \right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c \right] \end{aligned} \quad (3.18)$$

З деяким корегуванням параметрів, витрати на втрати електроенергії при передачі постійним струмом:

$$LC_{HVDC} = TLC_{offHVDC} + RLC_{HVDC} + TLC_{onHVDC} = 0,02610S_T + 3,03534 \times \left(\frac{0,9828S_T}{nc_c \cdot U_n} \right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c + 0,02747 \cdot \left[0,9828S_T - \left(\frac{0,9828S_T}{nc_c \cdot U_n} \right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c \right] \quad (3.19)$$

η_{offr} – коефіцієнт корисної дії для випрямляючої станції,

η_{ori} – коефіцієнт корисної дії інверторної станції.

Таким чином можна розрахувати сумарну вартість проекту передачі змінним і постійним струмом для порівняння і виявлення економічно вигідного варіанту:

$$C_{HVAC} = CC_{HVAC} + LC_{HVAC} = 5 + 0,045S_T + 0,02621S_T^{0,7513} + t_c \cdot l_c \cdot nc_c + 0,02 \cdot U_n^2 \cdot 2\pi f_n C \cdot l_c + 0,00911S_T + 1,51767 \cdot \left(\frac{0,994S_T}{nc_c \cdot U_n} \right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c + 0,00911 \cdot \left[0,994S_T - \left(\frac{0,994S_T}{nc_c \cdot U_n} \right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c \right], \quad (3.20)$$

$$C_{HVDC} = 25 + 0,11S_T + 0,08148S_T + t_c \cdot l_c \cdot nc_c + 0,02610S_T + 0,03534 \times \left(\frac{0,9828S_T}{nc_c \cdot U_n} \right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c + 0,02747 \cdot \left[0,9828S_T - \left(\frac{0,9828S_T}{nc_c \cdot U_n} \right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c \right]. \quad (3.21)$$

Для проведення розрахунків наведеним методом, спираючись на статистику, довідкові дані та прийняті стандарти, було прийнято ряд значень для певних параметрів та величин, вони наведені нижче в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 – Прийняті для розрахунку значення ряду параметрів та величин

Параметр	Прийняте значення	Одиниці виміру
FC_{HVAC}	5	млн. £
FC_{HVDC}	25	млн. £
f_{CT}	0,020	млн. £/МВ·А
p_{CT}	0,025	млн. £/МВ·А
C_c	0,11	млн. £/МВ·А
OFC	0,025	млн. £/Мвар
ONC	0,025	млн. £/Мвар
n_T	2	
n_C	2	
dc	0,2	
δ	0,231	
η_{offt}	0,994	
η_{ont}	0,994	
η_{offr}	0,9828	
η_{ori}	0,9828	
T_{op}	365x24x15	години
E_{op}	50	£/кВт·год

На графіках, що представлені на рисунках 3.6 та 3.7 показані результати розрахунків вартості проекту лінії змінного струму при передачі потужності 0,6 ГВт. Вісім точок (рис. 3.7) відображають ділянки кабелем з різними характеристиками, що підбирався за мінімумом загальних витрат для різної довжини. Як бачимо, залежність вартості від довжини не лінійна.

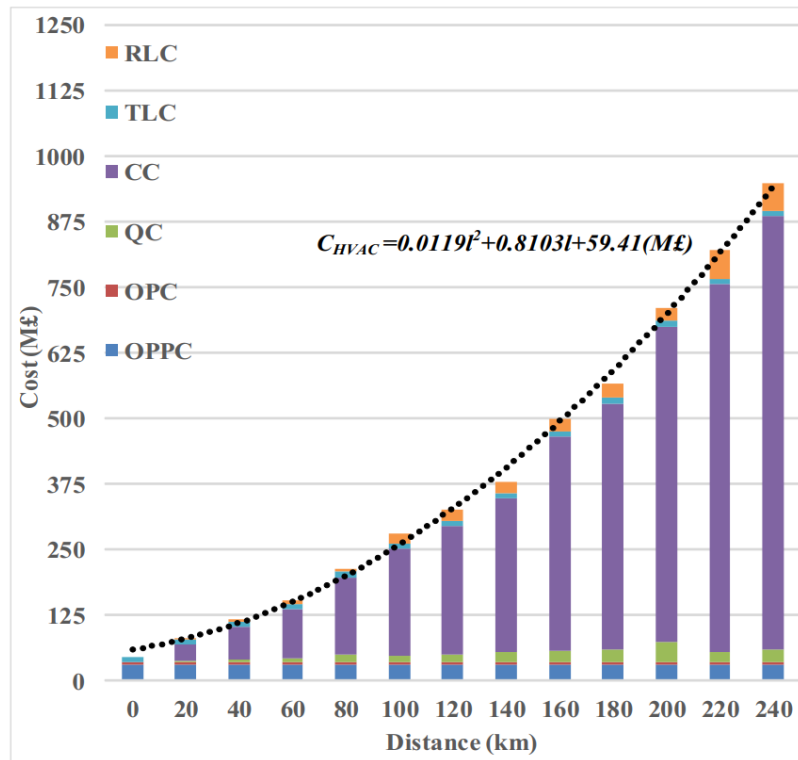


Рисунок 3.6 - Характер зміни витрат від довжини лінії при передачі змінним струмом потужності 0,6 ГВт [29]

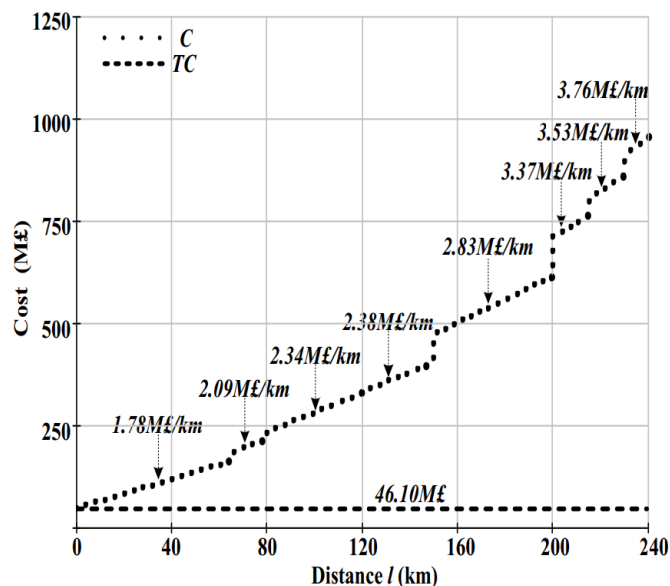


Рисунок 3.7 - Точки зміни кабелю при розрахунку витрат [29]

Результати розрахунків витрат при передачі 0,6 ГВт потужності постійним струмом представлені на рисунку 3.8. Характер зміни витраті із відстанню лінійний.

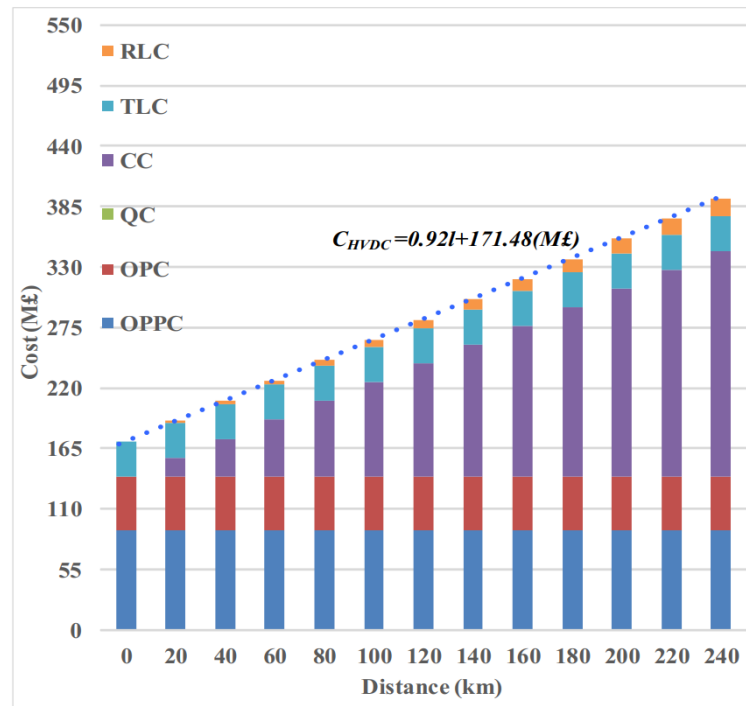


Рисунок 3.8 – Характер зміни витрат від довжини лінії при передачі 0,6 ГВт потужності постійним струмом [29]

Порівняння результатів наведено на рисунку 3.9. За результатами розрахунків, при прийнятих допущеннях, проект передачі потужності 0,6 ГВт постійним струмом буде вигіднішим за довжини лінії більше 87 км.

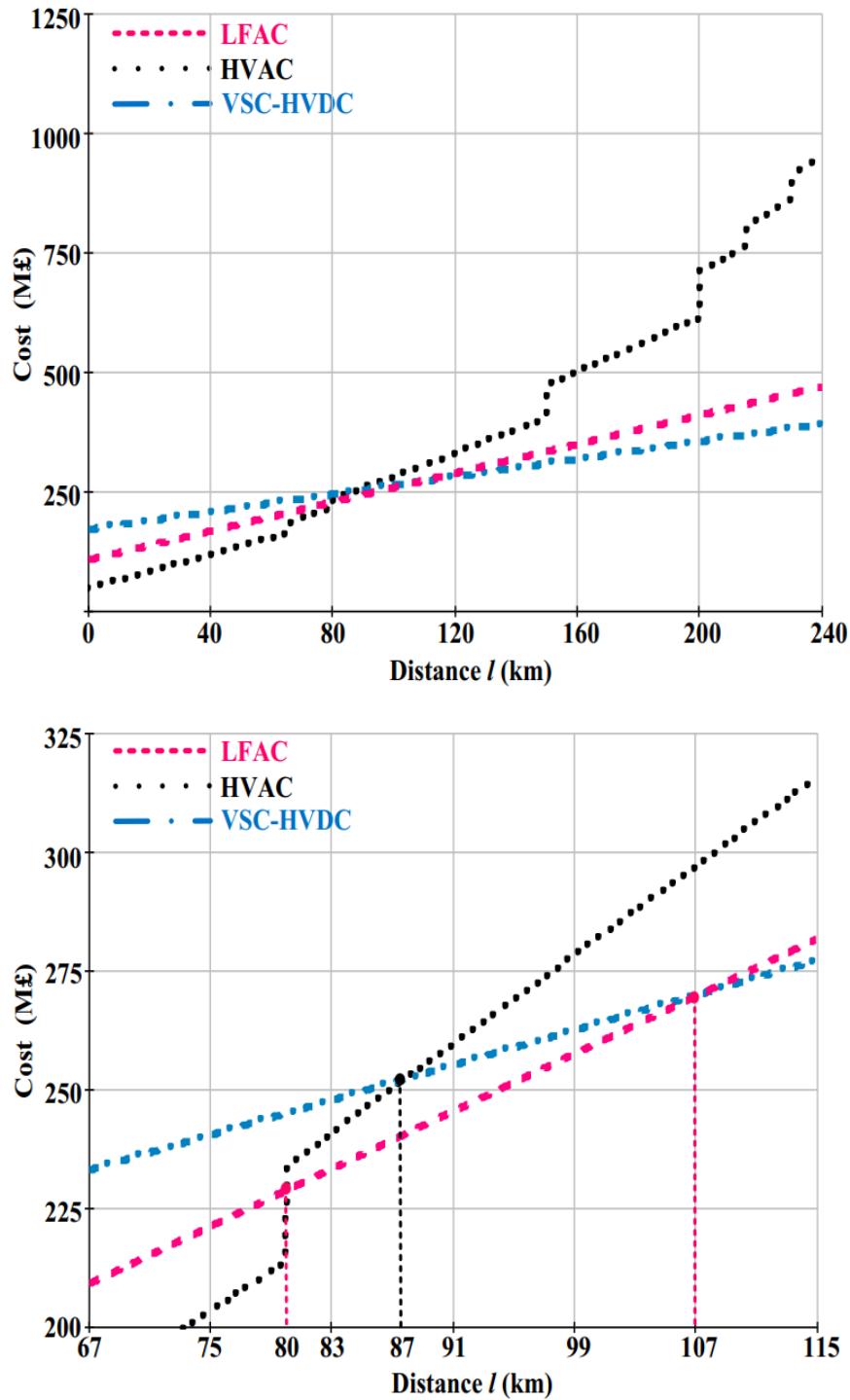


Рисунок 3.9 – Порівняння результатів розрахунків для обох родів струму при передачі потужності 0,6 ГВт

Результати розрахунків витрат проектів ліній електропередачі змінного та постійного струму при передачі потужності 1,4 ГВт представлені на рисунках 3.10 та 3.11 відповідно. З графіків видно, що характери залежностей не змінився.

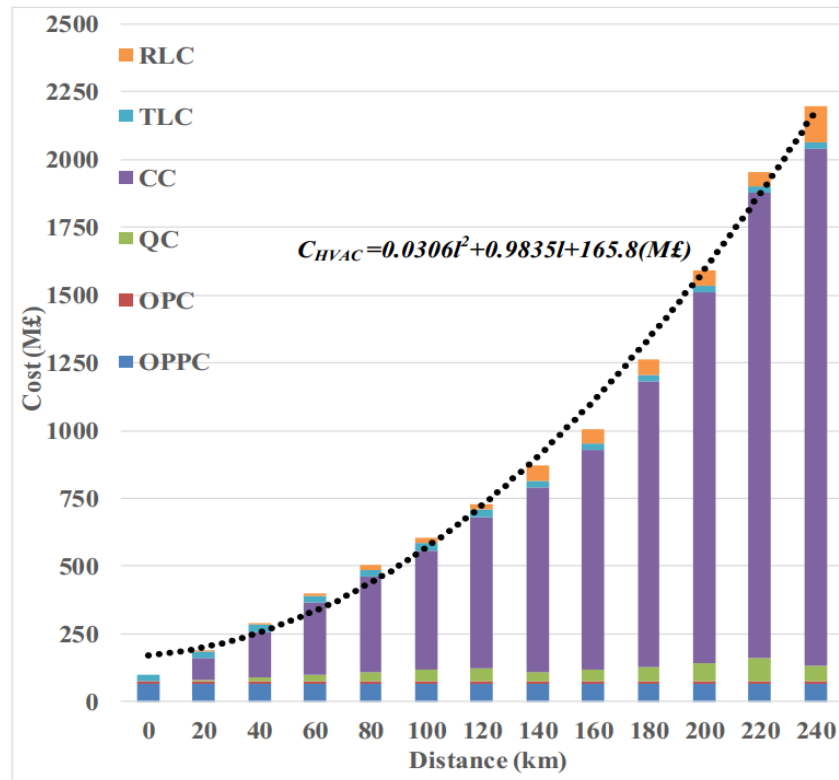


Рисунок 3.10 - Характер зміни витрат від довжини лінії при передачі змінним струмом потужності 1,4 ГВт [29]

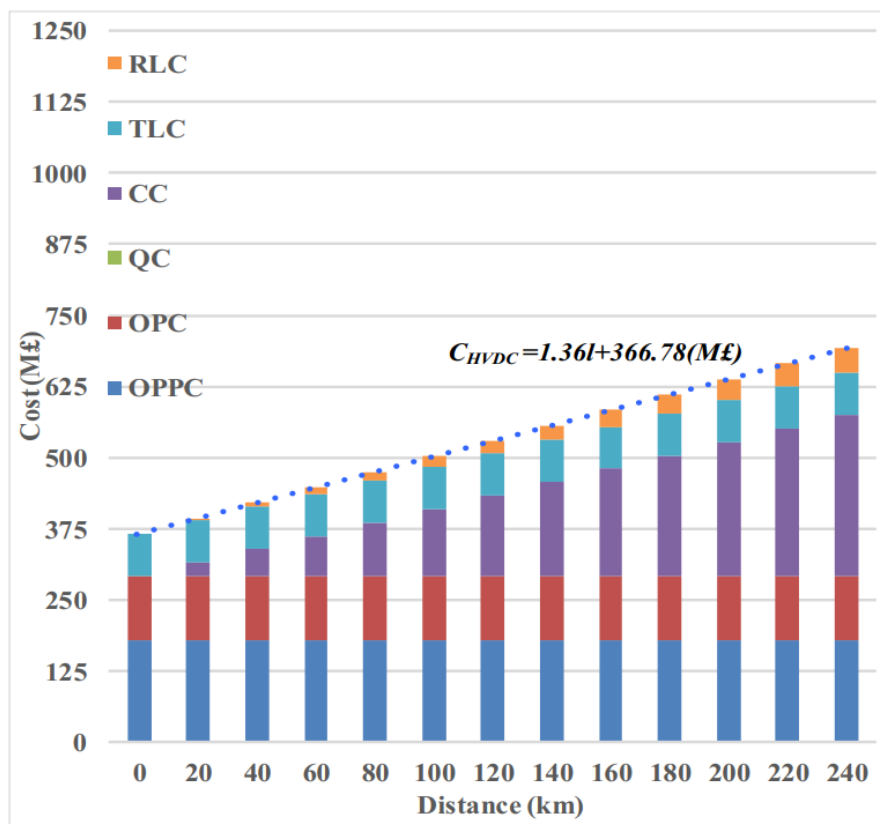


Рисунок 3.11 – Характер зміни витрат від довжини лінії при передачі 1,4 ГВт потужності постійним струмом [29]

Порівняння проектних витрат при передачі більшої потужності різними родами струму наведено на рисунку 3.12.

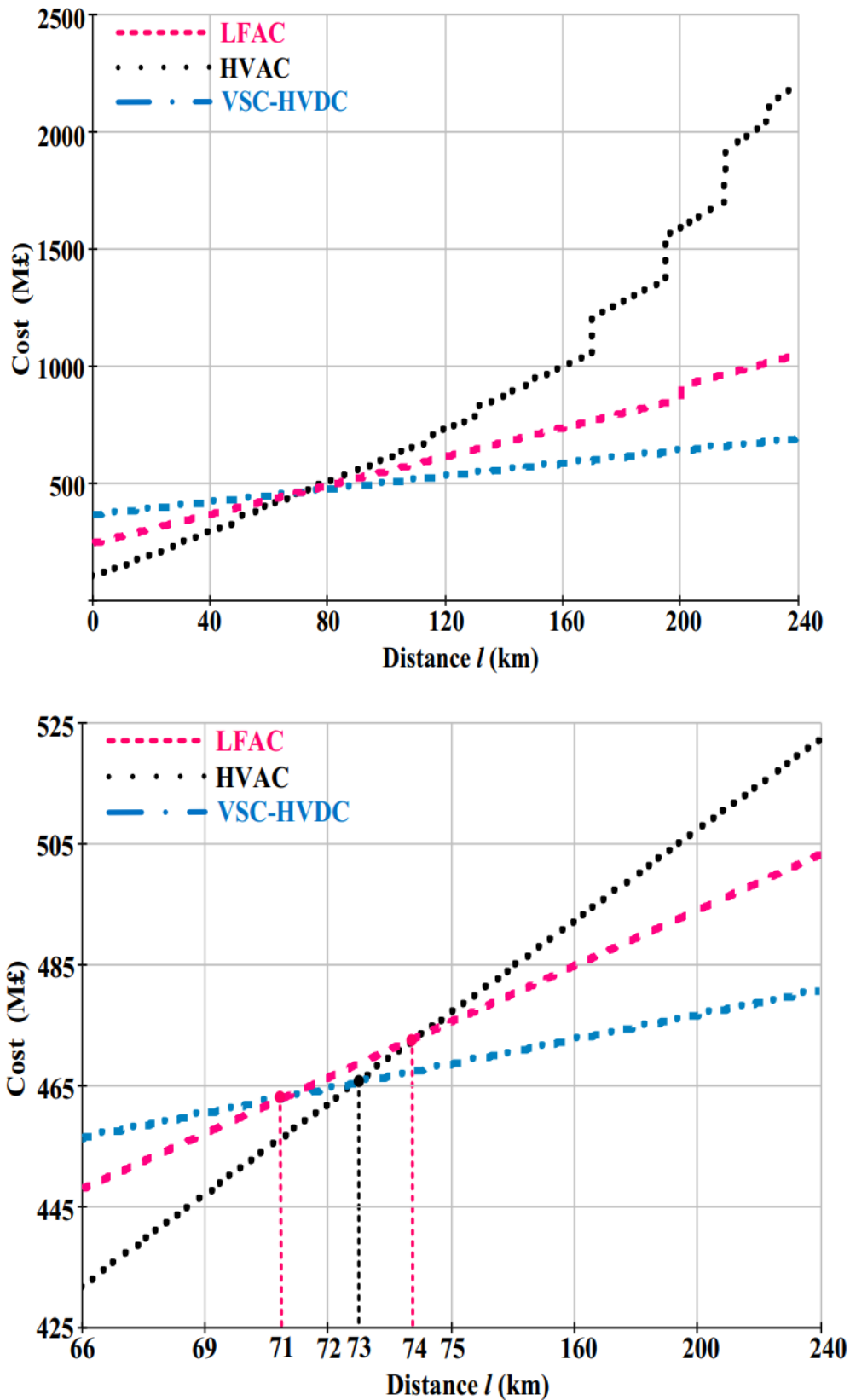


Рисунок 3.12 – Порівняння результатів розрахунків для обох родів струму при передачі потужності 1,4 ГВт

Розрахунки показали, що при передачі потужності 1,4 ГВт економічно вигідна довжина для змінного струму скоротилася з 87 до 73 км.

3.2 Аналіз можливості переведення промислового підприємства на постійний струм

У даному розділі розглянуто основи підвищення пропускної спроможності трьохпровідної трифазної лінії електропередачі змінного струму в розподільчих мережах при її переведенні на постійний струм, введений коефіцієнт, що дозволяє кількісно оцінити збільшення потоку потужності при зміні роду струму і, проведено аналіз ефективності зміни роду струму в розподільній мережі різними способами.

Розгляду підлягає електротехнічний комплекс підприємства який отримує живлення по лініях електропередачі середньої напруги.

Пропускна спроможність ліній електропередачі розподільної мережі постійного струму підвищується за рахунок [38]:

- перевантаження проводів лінії електропередачі при роботі в повторно короткотерміновому режимі
- зниження повного опору проводів лінії електропередачі;
- використання землі в якості зворотного провідника.

Інтеграція систем електропостачання постійного струму в систему електропостачання змінного струму підвищує коефіцієнт потужності навантаження до одиниці, так як всі види неактивній потужності [39] забезпечуються перетворювачами і неактивні складові струму (такі як струми вищих гармонік, тощо) не завантажують лінії електропередачі. А отже логічним буде припущення, що при великих коефіцієнтах несиметрії і несинусоїдальності перехід на постійний струм буде давати позитивний ефект навіть у випадках, коли пропускна здатність розподільної мережі при переході зменшується. Тому для підвищення об'єктивності розгляду при порівнянні ліній передачі різного роду були прийняті певні допущення:

- втрати напруги в лініях електропередачі за рівня активної потужності, що передається, не перевищують допустимих, Іншими словами коефіцієнт запасу лінії електропередачі за напругою K_{3H} , який визначається як відношення пропускної здатності лінії електропередачі по напрузі до переданої активної потужності, більше або дорівнює 1;

- дроти лінії змінного струму підібрані так, що коефіцієнт запасу лінії електропередачі за струпом K_{3T} , який визначається як відношення найбільшого допустимого за нагріванням провідників струму до струму, який протікає по лінії електропередачі, більше або дорівнює 1;

- система електропостачання працює так, що по лініях протікають тільки струми основної частоти, прямої послідовності, а перетворювачі, що входять до складу розподільної мережі постійного струму забезпечують потребу навантаження в неактивних струмах без впливу на напругу і струм в лінії;

- всі розглянуті лінії електропередачі змінного струму є трьохпровідними.

3.2.1 Вибір напруги розподільчої мережі постійного струму

Можливість пробою ізоляції кабельної лінії або електричного розряду по поверхні ізоляторів повітряних ліній електропередачі залежить від напруженості електричного поля навколо провідників [40,41], тому товщина ізолюючого шару діелектрика в кабелі і кількість ізоляторів, що утримують дроти повітряних ліній, розраховані на амплітудне значення напруги змінного струму. Оскільки амплітудне значення напруги в лінії змінного струму у $\sqrt{2}$ більше діючого, при переведенні розподільної мережі на постійний струм обрана постійна напруга може бути в $\sqrt{2}$ рази більша діючого значення напруги мережі, що підлягає такій реконструкції.

Діапазон допустимої напруги розподільчої мережі постійного струму відповідає діапазону діючих напруги змінного струму ($\pm 10\%$ від номінального), так як залежність між ними лінійна. Це пояснюється тим, що

максимально напруга на виході мостового трифазного випрямляча визначається за формулою 3.22:

$$U_{d0} = \frac{3}{\pi} \cdot \int_{-\pi/3}^0 U_{\text{л}} d\theta = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{\text{л}} \quad (3.22)$$

где U_{d0} – постійне напруження при нулевом углі відкриття ключей, θ – змінна означаюча аргумент функції синуса, рад.

При зворотному перетворенні максимальні значення змінної напруги також пропорційне напрузі змінного струму [50]:

$$U_{2\text{лм}} \leq U_{d2} \quad (3.23)$$

де $U_{2\text{лм}}$ – амплітудне значення інвертованої лінійної напруги.

Співвідношення максимальної напруги уніполярної лінії постійного струму і відповідної фазної напруги системи електропередачі змінного струму можна знайти за виразом:

$$U_d = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} U_{\text{ф}} \quad (3.24)$$

Необхідно відзначити, що при переводі живлення на постійний струм слід враховувати зміну напруги. Величина постійної напруги може бути більше діючого значення змінної напруги, але не повинна перевищувати встановлених меж (110% від амплітуди номінального змінної напруги), щоб не пошкодити лінію електропередачі.

Постійна напруга на виході мостового випрямляча пропорційна фазній напрузі, як і змінна напруга на виході інвертора пропорційна постійній напрузі. Що дає можливість порівняти лінії двох родів струму в контексті падіння напруги вздовж лінії.

3.2.2 Зниження повного опору лінії при переході на постійний струм

Щільність струму в площині провідника на змінному струмі розподіляється нерівномірно. Це пов'язано з поверхневим ефектом (skin effect) і ефектом близькості (proximity effect) [42]. Тому опір проводів постійному

струму в будь-якому випадку менше опору змінному струмі. Однак відомо, що при промисловій частоті струму 50 Гц і 60 Гц, вплив вище згаданих ефектів є незначним [43] і враховувати їх слід тільки при наявності в струмі лінії вищих гармонійних складових [42]. У зв'язку з прийнятими в розділі допущеннями, вищевикладені ефекти не враховувалися при розгляді зміни пропускної здатності лінії.

Зниження повного опору лінії за рахунок його реактивної складової є однією з основних причин збільшення пропускної здатності лінії змінного струму при зміні роду струму. Струм, що протікає по провідниках, періодично змінюючи свій напрямок, веде до виникнення змінної електрорушійної сили. Електрорушійна сила змінюється у відповідність до закону зміни струму, але випереджає його по фазі на чверть періоду. В теорії кіл це явище розглядається як падіння напруги на реактивному опорі. Фізичний зміст явища полягає в поперемінному накопиченні і віддачі енергії магнітним полем лінії електропередачі.

При передачі електроенергії постійним струмом раз накопичена магнітним полем енергія в сталому режимі не віддається, тому випереджаючої електрорушійної сили не виникає. Що призводить до зменшення падіння напруги вздовж лінії і збільшення її пропускної здатності відповідно.

3.2.3 Аналіз потоку потужності

Однією з основних переваг передачі електроенергії лінією постійного струму є відсутність необхідності транспортування реактивної потужності споживачам і самій лінії електропередачі, що було розглянуто вище більш детально. Це обумовлено тим, що реактивна потужність в необхідній кількості може бути генерована безпосередньо інвертором [43,44] в точці приєднання навантаження. Для доказу цього твердження складемо рівняння за теоремою Теллегена [45]:

$$i_a u_a + i_b u_b + i_c u_c = i_d u_d \quad (3.25)$$

де i_a, i_b, i_c - миттєві змінні струми, i_d - постійний струм, u_a, u_b, u_c - фазні змінні напруги, u_d - постійна напруга.

Для подальшого аналізу розділимо лінійні змінні струми на активні (синфазні напруги, позначені індексом p) і реактивні (ортогональні напруги, що відстають від неї на чверть періоду і позначаються індексом q) складові:

$$\begin{cases} I_p = I_L \cos \varphi \\ I_q = I_L \sin \varphi \end{cases} \quad (3.26)$$

З огляду на зроблене вище допущення про те, що навантаження симетричні а вищі гармонічні складові скомпенсовані як на стороні змінного, так і на стороні постійного струму, справедлива наступна рівність:

$$I_d \cdot U_d = 3 \cdot I_\phi \cdot U_\phi \cdot \cos \varphi \quad (3.27)$$

Як видно з наведених рівнянь, в мережах постійного струму по лінії електропередачі передається тільки активна потужність. Саме вона визначає струм лінії:

$$I_d = \frac{3I_\phi U_\phi}{U_d} \cos(\varphi) \quad (3.28)$$

Схема заміщення лінії електропередачі постійного струму, яка дає можливість оцінити її пропускну здатність представлена на рисунку 3.13

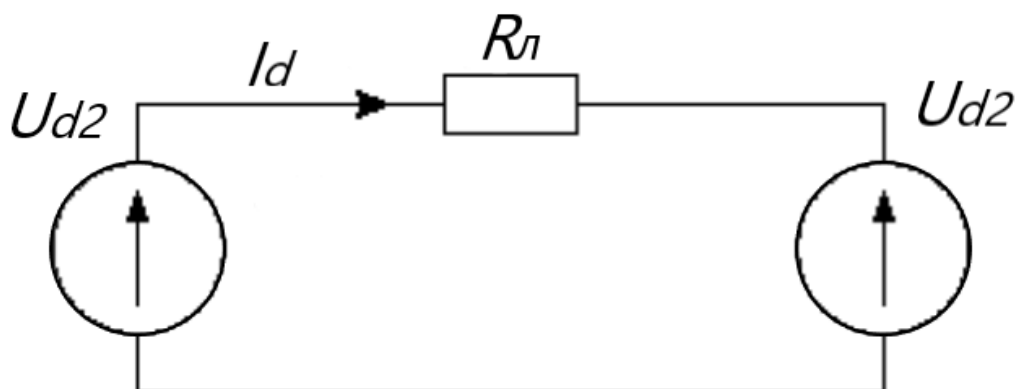


Рисунок 3.13 - Схема заміщення лінії електропередачі постійного струму в усталеному режимі

Обійшовши контур за другому законі Кирхгофа отримаємо

$$U_{d1} - I_d R_{\pi} - U_{d2} = 0 \quad (3.29)$$

Якщо помножити обидві частини отриманого рівняння на величину напруги на навантаженні знайдемо формулу, за допомогою якої можна оцінити пропускну здатність лінії постійного струму за напругою:

$$P_{dmaxU} = \frac{U_{d1} U_{d2} - U_{d2}^2}{R_{\pi}} \quad (3.30)$$

де U_{d1} - напруга на початку лінії постійного струму, U_{d2} - напруга в наприкінці лінії постійного струму.

При переводі мережі підприємства зі змінного струму на постійний, її завантаженість знижується, так як по лінії постійного струму реактивна потужність не передається. Реактивна потужність, необхідна електроприймачам навантаження, може бути забезпечена перетворюючими пристроями на стороні споживача. Отже, після переводу лінії на інший рід струму активна потужність, що передається по ній може бути збільшена за рахунок реактивної потужності, що транспортувалася нею раніше.

Пропускна здатність лінії електропередачі постійного струму за напругою, як видно з виразу 3.30, визначається тільки її активним опором, в той час як пропускна здатність лінії змінного струму залежить від її повного опору.

3.2.4 Реконструкція трьохпровідної лінії змінного струму в двохпровідну лінію постійного струму. Пропускна здатність лінії

Прямо пропорційна залежність напруги на стороні змінного і постійного струму дозволяє порівнювати пропускну спроможність ліній електропередачі змінного і постійного струму за напругою. Подальший аналіз зосереджений на порівнянні пропускну спроможності трифазної трьохпровідної лінії електропередачі змінного струму, що складається з трьох проводів з активним опором R_{π} і створених на її основі, лінії постійного струму. Першим з можливих способів передачі є спосіб, який використовує два дроти трифазної

лінії (рисунок 3.14). Варто відзначити, що це найпростіший спосіб реконструкції лінії зі зміною роду струму.

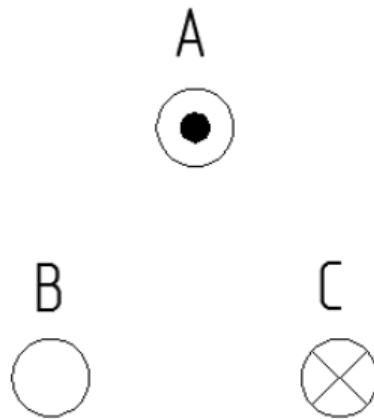


Рисунок 3.14 - Схема способу передачі постійного струму двома дротами трьохпровідної лінії

Оцінимо, як зміниться струм у лінії за такої схеми електропередачі:

$$3 \cdot I_{\text{л}} \cdot U_{\text{ф}} \cdot \cos \varphi_{\text{н}} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot I_{\text{д}} \cdot U_{\text{ф}} \quad (3.31)$$

$$I_{\text{д}}/I_{\text{л}} = 1,28 \cdot \cos \varphi_{\text{н}} \quad (3.32)$$

За умови, що лінією передається та ж потужність, постійний струм буде в 1,28 раз більше змінного, що обмежує максимум активної потужності, що передається по лінії. При коефіцієнті потужності рівному 0,78 струм лінії електропередачі не збільшиться, при більших значеннях коефіцієнта потужності потужність, що передається, доведеться зменшити, що обумовлено прийнятому допущенню, що лінія змінного струму максимально завантажена за струмом.

Продемонструємо, що при такому переході змінюється коефіцієнт запасу лінії за струмом. Згідно з визначенням:

$$K_{\text{зт}} = \frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{л}}} \quad (3.33)$$

де I_{max} - це найбільший допустимий по нагріванню струм лінії електропередачі.

Виходячи із співвідношень 3.31 та 3.32 замінимо змінний струм у виразі 3.33 на постійний. Отримаємо наступне

$$K_{d3T} = \frac{I_{max}}{I_d} = \frac{\sqrt{6} \cdot K_{3T}}{\pi \cdot \cos(\varphi_H)} \approx \frac{K_{3T}}{1,28 \cos(\varphi_H)} \quad (3.34)$$

В подальшому, для оцінки доцільності переведення мережі підприємства на постійний струм розглянемо поняття пропускна здатність лінії. Пропускною здатністю лінії називають найбільшу активну потужність, яку можна передати по лінії електропередачі навантаження з урахуванням всіх обмежуючих факторів. Пропускна здатність лінії обмежується рядом факторів [46,47]:

- межі струмопроводів за нагрівом;
- падінням напруги на лінії;
- стійкістю системи.

Стійкість системи прямо впливає на пропускну здатність лінії, так як при високій завантаженості мережі стійкість знижується. Опір лінії зменшує синхронізуючу потужність генераторів в системі, при чому їх паралельна робота ускладнюється.

Двома основними чинниками, що обмежують пропускну здатність лінії в розподільчій мережі підприємства є межі допустимого падіння напруги в лінії і межі за нагрівом.

Згідно з вимогами нормативних документів, допустиме відхилення напруги не повинно перевищувати $\pm 10\%$ від номінальної [48]. Як відомо, падіння напруги на лінії залежить від її повного опору і від струму, що протікає по ній. Якщо падіння напруги перевищує задані значення, необхідно вжити заходи до його зменшення. Тобто необхідно зменшити опір лінії, або струм у ній. Зменшити струм можна підвищуючи напругу, опір—шляхом заміни провідників.

При протіканні струму по провіднику, частина електричної енергії виділяється у ньому і розсіюється у вигляді тепла. Що призводить до додаткових втрат і обмеження пропускної здатності. Обмеження активної потужності за нагрівом, відповідно до закону Джоуля-Ленца, залежить від квадрату струму і активного опору лінії.

В літературі можна знайти такий вираз для визначення пропускної здатності лінії змінного струму [34]:

$$P_{зф\ max} = 3 \cdot 0,9 \frac{U_{\phi}^2 \left(\sqrt{k_2^2 \cdot \cos^2(\varphi_{л} - \varphi_{н}) + k_1^2 - k_2^2} - k_2 \cos(\varphi_{л} - \varphi_{н}) \right)}{R_{л} \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{н}^2}}, \quad (3.35)$$

де $\varphi_{н}$ -- кут зсуву між струмом і напругою, що відображає характер навантаження ;

$\varphi_{л}$ – кут зсуву між струмом і напругою, що відображає характеристики лінії;

k_1 і k_2 -- коефіцієнти, що визначають величину напруги на початку і в кінці лінії відповідно. Виходячи з допустимого відхилення напруги $\pm 10\%$ приймаємо: $k_1 = 1,1$; $k_2 = 0,9$.

Згідно з прийнятими в розділі допущеннями, приймаємо коефіцієнт потужності навантаження за одиницю, тобто вважаємо реактивну потужність навантаження повністю скомпенсованою. В такому разі отримаємо:

$$P_{зф\ max} = 3 \cdot 0,9 \frac{U_{\phi}^2 \left(\sqrt{k_2^2 \cdot \cos^2 \varphi_{л} + k_1^2 - k_2^2} - k_2 \cos \varphi_{л} \right)}{R_{л} \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{н}^2}} \quad (3.36)$$

Пропускна здатність лінії постійного струму відповідно (тут сослаться на соловьева):

$$P_{d\ max} = \frac{\left(\frac{3 \cdot \sqrt{6}}{\pi} \cdot U_{\phi} \right)^2 \cdot (k_1 \cdot k_2 - k_2^2)}{2R_{л}}. \quad (3.37)$$

Знайдемо співвідношення цих двох значень:

$$\frac{P_{d \max}}{P_{\text{зф max}}} = 0,182 \frac{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{л}}^2}}{\sqrt{k_1^2 \cdot \cos^2 \varphi_{\text{л}} + k_2^2 - k_1^2 - k_2 \cos \varphi_{\text{л}}}}. \quad (3.38)$$

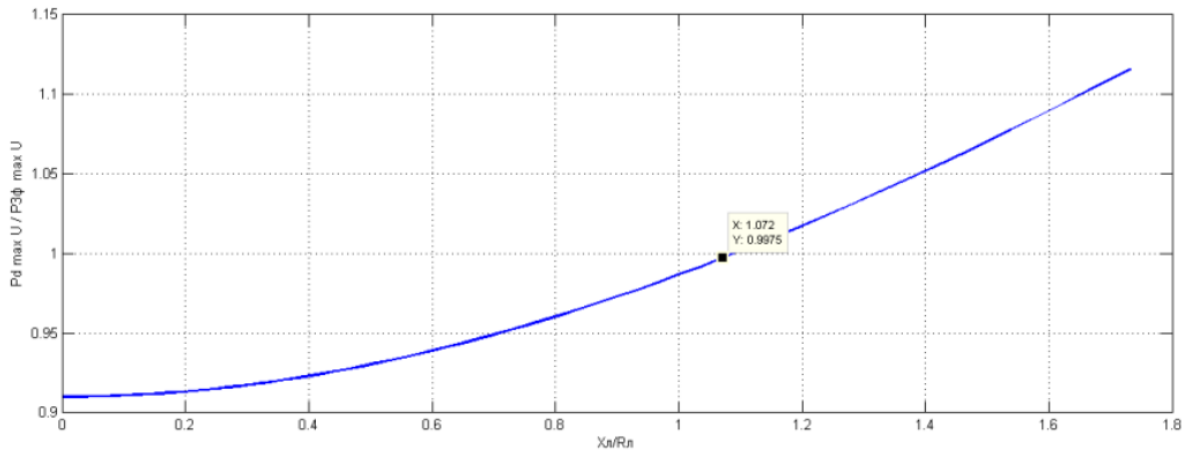


Рисунок 3.15 - Залежність пропускної здатності лінії постійного струму, приведена до пропускної спроможності лінії змінного струму від характеру опору лінії в розподільній мережі змінного струму

Коефіцієнт запасу за напругою для лінії змінного струму згідно з визначенням:

$$K_{\text{зН}} = \frac{P_{\text{зф max}}}{P}. \quad (3.39)$$

де P - активна потужність, що передається по лінії електропередачі.

Відповідно при переведенні лінії на постійний струм вираз для коефіцієнта запасу за напругою:

$$K_{d\text{зН}} = \frac{P_{d \max}}{P}. \quad (3.40)$$

Позначимо співвідношення (3.39) як $f(\varphi_{\text{л}})$ і визначимо коефіцієнт запасу за напругою для лінії змінного струму через значення даного коефіцієнта для лінії струму постійного:

$$K_{d\text{зН}} = \frac{P_{d \max} U}{P} = K_{\text{зН}} f(\varphi_{\text{л}}). \quad (3.41)$$

З приведених вище виразів видно, що характер зміни введених коефіцієнтів, при переведенні лінії на постійний струм залежить як від параметрів приєднаного до лінії навантаження (φ_H), так і від параметрів самої лінії (φ_L).

Коефіцієнт запасу лінії за струмом залежить тільки від характеристик навантаження і при такій реконструкції збільшиться тільки якщо коефіцієнт потужності навантаження менше 0,78. Коефіцієнт запасу лінії електропередачі за напругою зростає, якщо реактивний опір лінії більше активного.

Обидва коефіцієнти дозволяють оцінити наскільки може бути збільшена активна потужність, що передається лінією, при її переведенні на постійний струм обраним способом. Оскільки кожен із них виконує обмежену функцію, орієнтуватись треба на менше значення.

3.2.5 Реконструкція трьохпровідної лінії змінного струму в трьохпровідну лінію постійного струму в розподільних мережах промислового підприємства

Іншим можливим способом переведу трьохпровідної лінії електропередачі змінного струму на постійний є перехід з застосуванням в передачі електроенергії всіх трьох проводів. В цьому випадку один провід підключається до негативного полюса перетворювача, два інших до позитивного, або навпаки. Таким чином, струм в одному провіднику лінії електропередачі спрямований назустріч по відношенню до струму в двох інших проводах. В подальшому будемо називати цей спосіб «один прямий, два зворотних». Слід також зазначити, що при його реалізації один з проводів проводить повний струм, в той час як два інших тільки по половині.

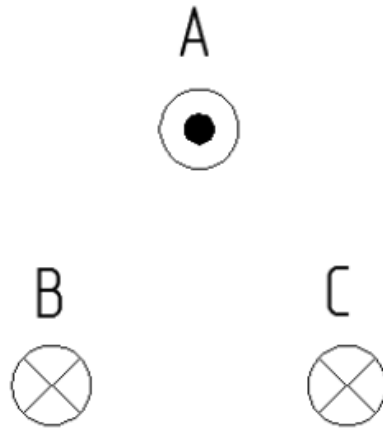


Рисунок 3.16 - Схема способу передачі «один прямий, два зворотних»

Залежність коефіцієнта запасу за струмом аналогічна залежності для попереднього випадку (формула 3.34).

Перевагою цього способу переводу лінії змінного струму на постійний є зменшення опору лінії в 1,25 раз (від $2 R_{\text{л}}$ до $1,5R_{\text{л}}$) за рахунок збільшення перерізу одного з проводів в два рази. Це веде до підвищення запасу лінії електропередачі за напругою:

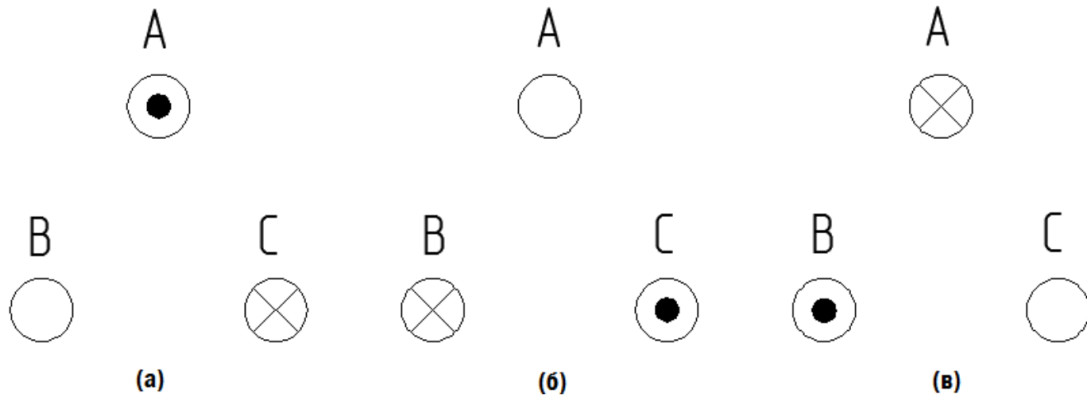
$$K_{\text{дзн}} = 0,242 \frac{\sqrt{1 + tg\varphi_{\text{л}}^2}}{\sqrt{k_1^2 \cdot \cos\varphi_{\text{л}}^2 + k_2^2 - k_1^2 - k_2 \cos\varphi_{\text{л}}}} K_{\text{зн}} . \quad (3.42)$$

У цьому випадку, як і в попередньому, пропускна здатність лінії електропередачі обмежена струмом і не змінюється, проте зменшення опору лінії електропередачі веде до підвищення коефіцієнта запасу лінії по напрузі. Збільшення потоку активної потужності можливо при будь-якому співвідношенні реактивного і активного опору лінії електропередачі при коефіцієнті потужності менше ніж 0,77.

3.2.6 Способи передачі електроенергії в трьохпровідній лінії з повторно-короткотерміновим перевантаженням

Розглянуті вище випадки не є оптимальними, оскільки жоден з них не дозволяє повноцінно використати всі три провідники лінії. Очевидно при переведенні існуючої лінії на постійний струм доцільно використовувати всі

три наявних проводи лінії. Розглянемо два способи реалізації цієї задачі. Перший передбачає послідовне перемикання двох з трьох проводів лінії електропередачі. Схема способу представлена на рисунку 3.17.



Р

исунок 3.17 - Розподіл постійного струму по двом провідникам трьохпровідної лінії електропередачі в режимі перемикання проводів

Час T , за який лінія електропередачі реалізує всі три способи розподілу струму по проводах (рисунок 3.17), за умови, що на роботу в кожному з них витрачається однакове кількість часу, будемо називати періодом перемикання проводів лінії електропередачі. Як бачимо, в кожен момент часу для передачі електроенергії використовується тільки два провідники, проте кожен з них проводить струм тільки дві третини періоду. Тобто, провідники лінії електропередачі працюють в повторно-короткочасному режимі, чим і зумовлена можливість їх перевантаження.

Між максимально допустимим по нагріванню струмом лінії електропередачі в звичайному режимі і максимально допустимим струмом в повторно-короткочасному режимі має виконуватися рівність по кількості енергії, яка виділяється в виді тепла. Виходячи із закону Джоуля-Ленца, визначимо у скільки разів можна збільшити струм при роботі лінії в повторно-короткочасному режимі:

$$I_d^2 \cdot R_l \cdot T = \frac{2}{3} T \cdot I_{dk}^2 \cdot R_l \quad (3.43)$$

де I_{dk} - це струм лінії, що працює в повторно-короткочасному режимі.

З рівняння 3.43 визначаємо потрібне відношення:

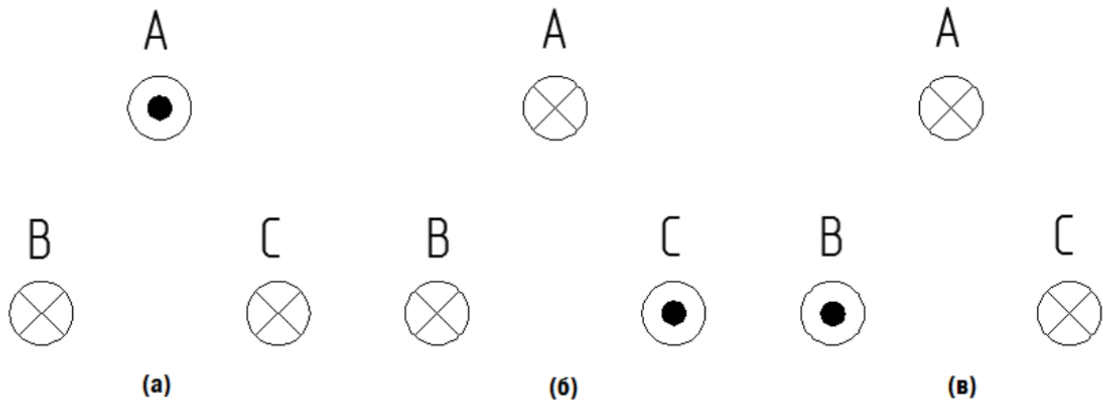
$$\frac{I_{dk}}{I_d} = \sqrt{\frac{3}{2}} \quad (3.44)$$

Тоді коефіцієнт запасу лінії електропередачі за струмом при реконструкції лінії таким способом:

$$K_{d\text{ зТ}} = \frac{I_{max}}{I_{dk}} = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot \frac{\sqrt{6} \cdot K_{зТ}}{\pi \cdot \cos \varphi_H} = \frac{3 \cdot K_{зТ}}{\pi \cdot \cos \varphi_H} \approx \frac{K_{зТ}}{1,05 \cdot \cos \varphi_H} \quad (3.45)$$

Оскільки опір лінії електропередачі і допустимі межі коливання напруги залишилися незмінними, величина коефіцієнта запасу лінії електропередачі за напругою не відрізняється від випадку реконструкції у двохпровідну лінію, що розглядався вище (Формула 3.41). Отже, при використанні цього способу передачі енергії, збільшення потоку активної потужності можливе якщо коефіцієнт потужності навантаження менше 0,95, і за умови, що відношення реактивного опору лінії до активного більше ніж 1,1.

Другий спосіб, при якому всі три провідники лінії електропередачі працюють в повторно-короткочасному режимі, заснований на описаному раніше способі передачі «один прямий, два зворотних». Його схема представлена на рисунку 3.18



Р

исунок 3.18 - Розподіл постійного струму в провідниках трьохпровідної лінії електропередачі з переключенням проводів

Виходячи з тих же міркувань, що і в попередньому випадку, визначимо коефіцієнта запасу лінії електропередачі за струмом. Баланс кількості теплоти:

$$I_d^2 \cdot R_l \cdot T = \frac{1}{3} T \cdot I_{dk}^2 \cdot R_l + \frac{3}{2} T \cdot \frac{I_{dk}^2}{4} \cdot R_l \quad (3.46)$$

Відношення струму в розглянутому повторно-короткочасному режимі роботи лінії електропередачі до струму нормальному двухпровідній лінії:

$$\frac{I_{d nk}}{I_d} = \sqrt{2} \quad (3.47)$$

Коефіцієнт запасу за струмом лінії в описуваному повторно-короткочасному режимі:

$$K_{d зГ} = \frac{I_{max}}{I_{d nk}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\sqrt{6} \cdot K_{зГ}}{\pi \cdot \cos \varphi_n} = \frac{\sqrt{12} \cdot K_{зГ}}{\pi \cdot \cos \varphi_n} \approx \frac{K_{зГ}}{0,9 \cdot \cos \varphi_n} \quad (3.48)$$

В останньому випадку пропускна здатність лінії електропередачі збільшується на одинадцять відсотків. Більш того за рахунок реактивної потужності і реактивного падіння напруги в лінії потік активної потужності може бути збільшений навіть більше.

Проведений аналіз дає достатню підставу стверджувати, що при переведенні трьохпровідної лінії змінного струму на постійний, без використання землі в якості зворотного проводу, оптимальною є передача з

використанням трьох проводів включених за схемою «один прямий, два зворотних», в повторно-короткочасному режимі.

3.2.7 Спосіб передачі електроенергії постійним струмом з використанням землі в якості зворотного проводу

Уніполярні (або однополярні) лінії електропередачі передбачають можливість використання землі в якості зворотного провідника. Що має свої переваги і недоліки.

Використання землі в якості провідника для зворотного струму спричиняє явище, назване «блукаючі струми». Полягає воно в тому, що зворотній струм проходить металевими конструкціями, що мають контакт із землею (трубопроводи, арматури, тощо). Місце «входу» (земля має позитивний потенціал щодо електрода) струмів в металоконструкцію називається катодною зоною, а місце «виходу» (земля має негативний потенціал щодо електрода) - анодною зоною. Постійна наявність блукаючих струмів може викликати корозію в анодній зоні металевих конструкцій, і призвести до появи перешкод в системах зв'язку [49].

Однак, уніполярні лінії постійного струму в розподільчій мережі мають істотні переваги. Найголовніша з яких полягає в зменшенні опорі провідників. Внаслідок того, що зворотний струм протікає через значно більший перетин, втрати на шляху струму надзвичайно малі і зумовлені виключно перехідним опором електрод-земля, тому практично не залежать від довжини лінії.

На рисунку 3.19 приведена принципова схема однополюсної реконструйованої з трьохпровідної лінії змінного струму лінії електропередачі постійного струму з трьома провідниками і землею в якості зворотного проводу. Паралельне включення проводів дозволяє зменшити опір лінії електропередачі втричі.

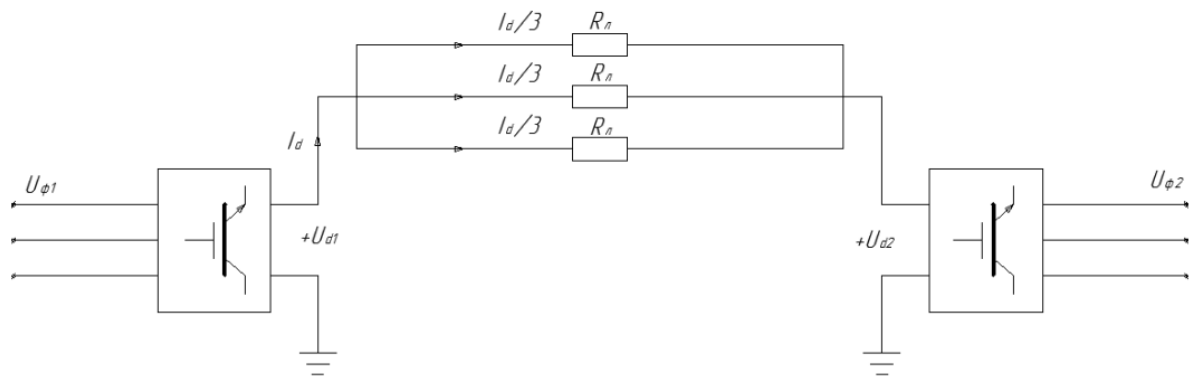


Рисунок 3.19 - Принципова схема лінії постійного струму з використанням землі в якості зворотного проводу

Переведення трьохпровідної трифазної лінії змінного струму на постійний струм з використанням землі як зворотного провідника дозволяє в рази збільшити потік активної потужності, але описаний спосіб реконструкції супроводжується явищем блукаючих струмів, що обмежує застосування цього способу, так як блукаючі струми сприяють корозії металевих об'єктів, що мають контакт із землею.

3.3 Висновки до третього розділу

Третій розділ присвячений розгляду деяких прикладних задач використання мереж постійного струму.

Було розглянуто питання підвищення пропускної здатності вже існуючих високовольтних ліній шляхом їх реконструкції і переведення на постійний струм. Запропоновано методику розрахунку витрат на реалізацію проекту реконструкції і проведено порівняльний аналіз витрат на реконструкцію вже існуючої двоколової лінії змінного струму. Порівнювалися витрати за чотирма можливими варіантами реконструкції лінії, в тому числі і зміни роду струму.

При порівнянні розглядалися довжини ліній від 50 до 800 км при заданому підвищенні пропускної здатності лінії в межах 20-250 %. Результати розрахунків показали, що зміна роду струму є більш економічно вигідним варіантом при довжині лінії 550 км і більше. В ситуаціях коли збільшення

існуючої траси неможливе економічно вигідна довжина для постійного струму починається вже з 250 км, при чому збільшення пропускної здатності більше ніж на 60 % можливе лише із зміною роду струму.

Була розглянута деталізована методика розрахунку витрат для виявлення економічної доцільності застосування ліній постійного струму. Порівняння можливих схем ліній електропередачі для підключення до мережі розташованих у прибережних зонах вітрових електростанцій, проведене за такою методикою показало, що лінії змінного струму можуть бути більш вигідним варіантом при відносно невеликих довжинах передачі (в прикладі 73-86 км). При чому із ростом потужності ця відстань зменшується.

ВИСНОВКИ

В роботі було проведено всебічний аналіз можливості підвищення ефективності високовольтних електричних мереж шляхом використання постійного струму. Комплексний аналіз проектів використання високовольтної передачі постійним струмом підтверджує актуальність даної тематики. Адже кількість і сумарна потужність високовольтних ліній постійного струму постійно зростає. Загальна потужність високовольтних ліній постійного струму на базі конверторів напруги (VSC HVDC) в 2019 році перевищила 20 ГВт, при тому що ця технологія вважається відносно новою.

Аналіз практичного досвіду дозволив виділити ряд напрямів використання високовольтної передачі постійним струмом, а саме-передача великих потужностей на значні відстані, поєднання несинхронізованих енергосистем чи енергосистем із різною частотою, прокладання підводних та підземних кабельних ліній. Причому, в той час як передача постійним струмом на далекі відстані зменшує втрати в лінії, поєднання несинхронних систем або електропередача довгою кабельною лінією технічно можливе виключно за використанням постійного струму.

Використання високовольтної передачі постійним струмом в Україні наразі не використовується, проте може вирішити деякі актуальні питання. Вставки постійного струму дозволили б об'єднати енергосистему України з ENTSO-E без повної синхронізації, передати електроенергію СЕС, будівництво яких передбачається в південних районах країни, в центральні і північні області.

В роботі розглянуто найпоширеніші схеми та основні компоненти системи високовольтної передачі постійним струмом. Проведено порівняння експлуатаційних характеристик високовольтних ліній постійного і змінного струму і наведено деякі фактори, що стримують поширення передачі постійним струмом, серед яких слід виділити складність і високу вартість обладнання перетворюючої підстанції, необхідність висококваліфікованого персоналу для роботи, складність побудови мультитермінальної мережі. Останнє особливо суттєво для України з її розгалуженою мережею електропостачання. .

В роботі було наведено дві методики, які дозволяють сформулювати рекомендації щодо економічної доцільності використання мереж постійного струму. Результати розрахунків показали, що високовольтні лінії постійного струму можуть бути економічно вигідним рішенням при необхідності збільшення пропускної здатності вже існуючих коридорів, особливо в умовах обмеження ширини траси, і приєднання до енергосистеми офшорних вітрових електростанцій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. M. P. Bahrman, «The ABCs of HVDC transmission technologies» IEEE Power & Energy Magazine, p. 32–44, 2007
2. Високовольтна лінія постійного струму Волгоград-Донбас [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:<https://uk.wikipedia.org/wiki/>
3. Об'єднана енергетична система України [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-4/section-2/section-3/>
4. IEC 60099-9-2014 Surge arresters - Part 9: Metal-oxide surge arresters without gaps for HVDC converter stations, 2014
5. SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES [Електронний ресурс] – режим доступу до ресурсу:[https://selinc.com/ru/featured-stories/elia/?ref=home/Бельгия интегрирует оффшорную ветроэнергетику в европейскую энергосистему](https://selinc.com/ru/featured-stories/elia/?ref=home/Бельгия%20интегрирует%20оффшорную%20ветроэнергетику%20в%20европейскую%20энергосистему)
6. Электрические сети [Електронний ресурс] – режим доступу:[https://leg.co.ua/stati/Компактные КРУЭ постоянного тока поддерживают рост подключений HVDC](https://leg.co.ua/stati/Компактные%20КРУЭ%20постоянного%20тока%20поддерживают%20рост%20подключений%20HVDC)
7. Коробкова Е. ЭНЕРГОСМИ [Електронний ресурс] Режим доступу до ресурсу: <https://energosmi.ru/archives/42237/> Самые длинные в мире линии электропередачи - 2020
8. Broszura firmy ABB: The Baltic Cable HVDC Connection Sweden-Germany, 1994./www.abb.com
9. Giorgi A., Rendina R., Georgentzis G., Corsi S., Pincella C., Rozzi M., Danielsson K., Jonasson H., Ostin A.: Układ przesyłowy prądu stałego Włochy-Grecja. Elektroenergetyka nr 3/2003(46)
10. Atsushi Nishioka, Fidel Alvarez, Takahiro Omori/Global Rise of HVDC and Its Background//Hitachi Review Vol. 69, No. 4 458–459 - 2020
11. « План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки» -- Міністерство енергетики та вугільної промисловості України «НЕК «Укренерго» Науково-технічний центр електроенергетики// Київ – 2019

12. «Зарубіжний досвід підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах всіх рівнів напруги» -- Міністерство енергетики та вугільної промисловості України «НЕК «Укренерго» Науково-технічний центр електроенергетики// Київ – 08/2015
13. «Світовий досвід та економічна ефективність застосування електропередач і вставок постійного струму для забезпечення паралельної роботи несинхронізованих енергосистем»-- Міністерство енергетики та вугільної промисловості України «НЕК «Укренерго» Науково-технічний центр електроенергетики// Київ – 10/2012
14. «Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року» / О. Дячук, М. Чепелев, Р. Подолець, Г. Трипольська та ін. ; за заг. ред. Ю. Огаренко та О. Алієвої // Пред-во Фонду ім. Г. Бьолля в Україні. – Київ : Вид-во ТОВ «АРТ КНИГА», 2017. – 88 с.
15. ARMSTRONG/6 pulse vs 12 and 18 pulse harmonics effect reduction//File No: 94.22, june 05, 2015, 94.22
16. An Overview Introduction of VSC-HVDC: State-of-art and Potential Applications in Electric Power Systems[Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.cigre.org>
17. Ahmed Lamine Dourari, Mohammed Karim Fellah, Mohamed Khatir, Ali Chebabni/Hybrid filter for 12-pulse HVDC converters[Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.jee.ro>
18. D. L. Mon-Nzongo, P. G. Ipoum-Ngome, IEEE, and J. Song-Manguelle/ An Improved Topology for Multi-pulse AC/DC Converters within HVDC and VFD Systems: Operation in Degraded Modes[Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.ieee.org/publications_standards/publications/rights/index.html for more information.
19. Mohamed H. Okba, Mohamed H. Saied, M Z. Mostafa, T. M Abdel-Moneim/High Voltage Direct Current Transmission – A Review, Part II - Converter Technologies[Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.researchgate.net/publication/261037273>

20. Alireza Nami, Member, Jiaqi Liang, Frans Dijkhuizen, Georgios D. Demetriades/Modular Multilevel Converters for HVDC Applications: Review on Converter Cells and Functionalities[Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ieee.org/publications_standards/publications/rights
21. Muhammad H. Rashid, Ph.D., POWER ELECTRONICS HANDBOOK/ 2018 Elsevier Inc. All rights reserved[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.elsevier.com/permissions>.
22. Neville Watson/Overview of HVDC Technology[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.preprints.org>
23. ABB «The ABCs of HVDC Transmission Technology»/ IEEE Power & Energy Magazine March/April 2007 Vol. 5 No. 2
24. E. Sokol, V. Zamaruiev, V. Ivakhno, Yu. Voitovych, O. Butova, V. Makarov/18-Pulse Rectifier with Electronic Phase Shifting and Pulse Width Modulation [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.researchgate.net/publication/329477476>
25. Бурман А. П. СОВРЕМЕННАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА / А. П. Бурман, В. А.Строева., 2004..
26. Плачкова С. Г., Энергетика: історія, сучасність і майбутнє. Розвиток атомної енергетики та об'єднаних енергосистем, Київ: Фенікс, 2013, р. 304 с.
27. Тиходеев Н. Н., «Некоторые вопросы оптимизации воздушных линий электропередачи переменного и постоянного тока / Н. Н. Тиходеев, А. А. Зевин, Л. И. Качановская. // Семінар "Прогресс в проектировании, строительстве и эксплуатации электрических сетей» – ЛЭП 2003". – 2003.».
28. Ali Raza, Armughan Shakeel, Hafiz Tahzeeb ul Hassan, Mohsin Jamil and Syed Omer Gillani/ Economic Analysis for HVDC Transmission System in Pakistan // International Journal of Control and Automation Vol. 10, No. 11 (2017), pp.29-38<http://dx.doi.org/10.14257/ijca.2017.10.11.03>
29. X. Xiang, M. M. C. Merlin/ Cost Analysis and Comparison of HVAC, LFAC and HVDC for Offshore Wind Power Connection // Green Imperial College London, UK, {x.xiang14, michael.merlin07,t.green}@imperial.ac.uk

30. Liza Reed, M. Granger Morgana, Parth Vaishnava, Daniel Erian Armaniosa / Converting existing transmission corridors to HVDC is an overlooked option for increasing transmission capacity // aDepartment of Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA 15215 - 2019. vol.116 -no.28 /www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1811161116.
31. Kala Meah, Sadrul Ula/ Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems // Authorized licensed use limited to: NORTHROP GRUMMAN IT TASC - 2008
32. Mohsin Ali Siyal, Viwak Kella Maheshwari, Ahmed Mustafa Memon, Lala Rukh Memon, Arsalan Hussain, Nayyar Hussain Mirjat/ Techno-Economic Analysis of HVDC Transmission Line Project of China- Pakistan Economic Corridor (CPEC)/ //Department of Electrical Engineering Mehran University of Engineering & Technology, Jamshoro, Pakistan – 2018
33. Ryan Pletka, Jagmeet Khangura, Andy Rawlins, Elizabeth Waldren, Dan Wilson/Western Electricity Coordinating Council/CAPITAL COSTS FOR TRANSMISSION AND SUBSTATIONS//2014
34. Соловьев С.В. Повышение передаваемой активной мощности в распределительной сети среднего напряжения электротехнического комплекса промышленного предприятия: дис... канд. техн. наук: 05.09.03 – «Электротехнические комплексы и системы»/ И.О. Соловьев. - Санкт-Петербург, 2017.- 142с.
35. Sadik Kucuksari , Nuh Erdogan, Umit Cali /Impact of Electrical Topology, Capacity Factor and Line Length on Economic Performance of Offshore Wind Investments//Energies 2019, 12, 3191/www.mdpi.com/journal/energies
36. Nathan Evans, Piotr Dworakowski, Mohammed Al-Kharaz, Sneha Hegde, Elie Perez, Florent Morel/ Cost-performance framework for the assessment of Modular Multilevel Converter in HVDC transmission applications//2019, Lisbon, Portugal. pp.4793-4798//<https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-02000000>

37. Philipp Härtela, Til Kristian Vranab, Tobias Henniga, Michael von Bonina, Edwin Jan Wiggelinkhuizenc, Frans D.J. Nieuwenhoutc/*Electric Power Systems Research*//151 (2017) 419–431/www.elsevier.com/locate/epsr
38. Шклярский Я.Э., Соловьев С.В., Барданов А.И./ Перевод трехпроводной линии электропередач среднего напряжения на постоянный ток // *Известия ТулГУ*. 2017. Том 41, № 5. С. 353–361.
39. Emanuel A.E./ *Power definition and the physical mechanism of power flow*. Jhohn Wiley&Sons, Ltd, 2010. 254 p.
40. СССР К.С.И.М. ГОСТ 23286-78, кабели, провода и шнуры нормы толщин изоляции, оболочек и испытаний напряжением. М., 1978.
41. Morgan D.V., Parkman N.K./ *Overshoot Electrical degradation and breakdown in polymers*. The Institution of Engineering and Technology, 2008. 600 p.
42. Fuchs E., Masoum M.A./ *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*. Elsevier, 2008. 637 p.
43. Arrillaga J./ *High Voltage Direct Current Transmission*. London, UK: IET power and energy series, 2008. 296 p.
44. Arrillaga J., Liu Y.H. *Flexible Power Transitions. The HVDC options*. London, UK: Jhohn Wiley&Sons, Ltd, 2007. 362 p.
45. Chua L., Desoer C. *Linear and nonlinear circuits*. California, Berkleley: McGraw Hill, 1987. 839 p.
46. Kopsidas K., Rowland S.M. Evaluation of potentially effective ways for increasing power capacity of existing overhead lines // 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply. IEEE, 2009. P. 1–7.
47. Шклярский Я.Э., Соловьев С.В., Барданов А.И. Обзор способов электрификации районов со слаборазвитой электроэнергетической инфраструктурой // Сборник трудов Международной научно-технической конференции “Инновации и перспективы развития горного и электромеханики IPDME - 2017 машиностроения.” 2017. С. 2015–2019.
48. Аналитический доклад: «Электроэнергетика России: проблемы выбора модели развития». Москва, 2014.

49. Kimbark E.W. Direct current transmission. Portland, Oregon: John Wiley & Sons, 1971. 391-393 p.
- 50..Monah N., Underland T., Robbins W. Power electronics, Converters Applications and Design. Jhohn Wiley&Sons, Ltd, 2003. 792 p.