

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
Кафедра електричної інженерії

Пояснювальна записка

до дипломної роботи

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: «**РОЗРОБКА ПРОЕКТУ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ З
ВСТАВКОЮ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ**»

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕмз-61,
спеціальності

141 – Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Гаврилюк Ігор Миколайович

(прізвище та ініціали)

Керівник Оробчук Б.Я.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О.О.

(прізвище та ініціали)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

Тернопіль – 2019 рік

Міністерство освіти і науки України

Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра електричної інженерії

Освітньо-кваліфікаційний рівень - магістр

Галузь знань 14 – «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
електричної інженерії

д.т.н., проф. Тарасенко М.Г.

“ ____ ” _____ 2019 року

З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гаврилюку Ігорю Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Розробка проекту лінії електропередачі з вставкою постійного струму»

керівник роботи Оробчук Богдан Ярославович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, місце звиня)

затверджені наказом вищого навчального закладу від 23 серпня 2019р. № 4/7-731

2. Строк подання студентом роботи - грудень 2019 року

3. Вихідні дані до роботи: Провести аналіз існуючих типів систем високовольтних передач постійного струму з детальним розглядом недоліків та можливістю покращення їх роботи. Виконати вибір типу схеми вставки постійного струму. Розробити функціональну та електричну схеми вставки постійного струму. Вибрати систему охолодження вентильних модулів та фільтрокомпенсуючих пристроїв. Розробити функціональну та електричну принципову схеми ВПС.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітична частина

2. Науково-дослідна частина

3. Технологічна частина

4. Проектно-конструкторська частина

5. Спеціальна частина

6. Обґрунтування економічної ефективності

7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

8. Екологія

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Актуальність теми, предмет і об'єкт дослідження, поставлені задачі та шляхи їх розв'язку

2. Спрощена схема типової ВВПС

3. Схеми з'єднання перетворювальних мостів та захисту вентилів

4. Система охолодження вентильних модулів

5. Схема перетворювальної станції та розміщення основних силових агрегатів

6. Загальні висновки до дипломної роботи

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Обґрунтування економічної ефективності</i>	<i>Мельник Л.М., к.в.н., доцент</i>		
<i>Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях</i>	<i>Гурик О.Я., к.т.н., доцент</i>		
	<i>Стручок В.С., ст. викл.</i>		
<i>Екологія</i>	<i>Зварич Н.М., к.т.н., доцент</i>		

7. Дата видачі завдання - вересень 2019 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	<i>Аналітична частина</i>		
2	<i>Науково-дослідна частина</i>		
3	<i>Технологічна частина</i>		
4	<i>Проектно-конструкторська частина</i>		
5	<i>Спеціальна частина</i>		
6	<i>Обґрунтування економічної ефективності</i>		
7	<i>Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях</i>		
8	<i>Екологія</i>		
9	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>		
10	<i>Оформлення графічної частини</i>		

Студент

(підпис)

Гаврилюк І. М.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Оробчук Б. Я.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Гаврилюк І.М. Розробка проекту лінії електропередачі з вставкою постійного струму, 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка; Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм-61. – Тернопіль: ТНТУ, 2019

Стор. - 116; рис. - 29; табл. - 13; плакатів - 6; джерел – 55.

В дипломній роботі виконано дослідження можливих варіантів об'єднання несинхронних електроенергетичних систем та систем з різними стандартами регулювання частоти.

Метою роботи є розробка лінії електропередачі «Ковель – Хелм» з вставкою постійного струму для продажу електроенергії з України у Польщу.

Об'єкти, аналогічні спроектованому у даному проекті, можна впроваджувати і в інших електричних мережах, що дозволить значно зменшити розміри синхронних мереж змінного струму, запобігти або обмежити каскадні відключення, підвищити коефіцієнт корисної дії електромереж і надійність електроенергетичних систем.

Ключові слова: вставка постійного струму, високовольтна передача постійного струму, перетворювач, випрямляч, інвертор, компенсація реактивної потужності, біполярна схема, об'єднання несинхронних систем, фільтрокомпенсуючий пристрій, статичні тиристорні компенсатори, силові оптотиристори, металеве повернення, керування потоком потужності.

ANNOTATION

Havryliuk I. Power line project development with direct current insert. 141 - Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering, group EEM-61. – Ternopil: TNTU, 2019

Page – 116; Illustrations – 29; Tables – 13; Blueprints – 6; Sources – 55.

In the diploma paper deals with the possibility of combining non-synchronous power systems and systems with different frequency control standards.

The purpose of the work is to develop a Kovel-Helm transmission line with a DC insert for the sale of electricity from Ukraine to Poland.

Objects similar to those projected in this project can be implemented in other power grids, which will significantly reduce the size of AC synchronous networks, prevent or limit cascade outages, increase the efficiency of grids and the reliability of power systems.

Key words: DC insertion, high-voltage DC transmission, converter, rectifier, inverter, reactive power compensation, bipolar circuit, integration of non-synchronous systems, filter compensating device, static thyristor compensator, power optocouplers, metal return, power flow control.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	7
ВСТУП	8
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	13
1.1 Призначення вставок постійного струму.....	13
1.2 ВВППС – основні характеристики системи	15
1.3 Варіанти застосування ВВППС	16
1.4 Керування потужністю	17
1.5 Поведінка ВВППС в умовах виходу з ладу системи змінного струму.....	18
1.6 Вплив підключеної мережі змінного струму на ВПС	19
1.7 Споживання реактивної потужності	21
1.8 Висновки до розділу	23
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА.....	24
2.1 Пріоритетні напрями діяльності магістрального електромережевого комплексу	24
2.2 Заходи щодо зниження комерційних втрат електроенергії	28
2.3 Перспективи передачі електроенергії за допомогою постійного струму .	30
2.4 Основні причини використання ППС в ОЕС України	32
2.5 Висновки до розділу	35
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	36
3.1 Вибір напруги ліній електропередач постійного струму.....	36
3.2 Вибір схеми вставки постійного струму.....	40
3.3 Перетворення й регулювання струму конверторами	41
3.4 Вибір тиристорів	44
3.5 Система захисту тиристорів від перенапруг та перевантажень	48
3.6 Система охолодження тиристорних модулів	50
3.7 Визначення кількості тиристорів у вентильних групах перетворювача ...	52
3.8 Висновки до розділу	54
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	55
4.1 Вибір раціонального сичення проводів	55

4.2 Розрахунок споживання реактивної енергії перетворювачами.....	56
4.3 Усунення впливу вищих гармонік напруги й струму у схемі ВПС	60
4.4 Розрахунок фільтрокомпенсуючого пристрою	65
4.5 Активні фільтри.....	71
4.6 Висновки до розділу	74
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	75
5.1 Вибір трансформатора	75
5.2 Компенсація реактивної потужності.....	78
5.3 Вибір місця під'єднання компенсаційних пристроїв	81
5.4 Розрахунок потужності компенсаційних пристроїв	81
5.5 Зменшення струму несиметрії у вставках постійного струму	84
5.6 Струм к.з. на шинах високої напруги трансформаторів	86
5.7 Вибір обладнання	87
5.8 Висновки до розділу	92
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ.....	93
6.1 Критерії економічної ефективності енергетичного виробництва.....	93
6.2 Визначення капітальних затрат	94
6.3 Вартість електроенергії	95
6.4 Розрахунок економічної ефективності.....	98
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ...	100
7.1 Заходи безпеки при обслуговуванні електроустановок.....	100
7.2 Захист персоналу від впливу електричних і електромагнітних полів	103
7.3 Захист персоналу підстанції від наведених напруг	106
8 ЕКОЛОГІЯ	108
8.1 Актуальність охорони навколишнього середовища.....	108
8.2 Вплив на людину електромагнітного забруднення довкілля	108
8.3 Вплив магнітного поля повітряних ліній постійного струму високої і надвисокої напруги на навколишнє середовище	110
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ.....	112
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	113

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- ЕС – енергетичні системи;
- ККД – коефіцієнт корисної дії;
- ЛЕП – лінія електропередач;
- АЕС – атомна електростанція;
- ВПС – вставка постійного струму;
- ВВППС – високовольтна передача постійного струму;
- ПС – підстанція;
- ККК – конвертор на комутованих конденсаторах;
- СТК – статичний тиристорний компенсатор;
- СТАТКОМ – статичний синхронний компенсатор;
- ЄЕС – єдині енергосистеми;
- РДВ – ртутно-дугові вентиля;
- IGBT – біполярні транзистори з ізольованим затвором (*Insulated Gate Bipolar Transistors*);
- ЕТТ – електрично комутований тиристор (*Electrically Triggered Thyristor*)
- ЛТТ – оптотиристор (*Light-triggered Thyristor*);
- IGCT – транзистор з інтегрованим комутованим затвором (*Integrated Gate-Commutated Thyristor*);
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ФКП – фільтрокомпенсуючий пристрій;
- ФЗС – фільтр змінного струму;
- ФПС – фільтр постійного струму;
- ЛЕППС – лінія електропередач постійного струму;
- ПКРП – пристрій компенсації реактивної потужності.

ВСТУП

Актуальність теми. Створення потужних електричних систем обумовлено їх більшими техніко-економічними перевагами. Зі збільшенням їхньої потужності з'являється можливість спорудження більших електричних станцій з більш економічними агрегатами, підвищується надійність електропостачання споживачів, повніше й раціональніше використовується устаткування.

Формування електричних систем здійснюється за допомогою електричних мереж, які виконують функції передачі енергії й електропостачання споживачів. Перед електроенергетикою в найближчому майбутньому стоїть завдання всесвітнього розвитку, що буде малоефективним без міжсистемних об'єднань.

Сучасна енергетика характеризується наростаючою централізацією виробництва та розподілу електроенергії. В теперішній час основою міжсистемних енергетичних зв'язків України являються лінії напругою 500 кВ, а також лінії напругою 750 кВ. З ростом генеруючих потужностей, потоків потужності електропередачами і ускладненням енергосистем (ЕС) пред'являються нові вимоги до пристроїв і систем, що забезпечують підвищення меж переданих потужностей: підвищення статичної й динамічної стійкості ЕС, демпфірування коливань потужності, підтримка напруги в мережі, перерозподіл потоків потужності в електричних мережах. Крім цього, перед електроенергетикою різних країн світу, у тому числі й України, з'явився ряд нових проблем. Найбільш важливими з них є:

1) ріст вартості спорудження нових ліній електропередачі через жорсткість екологічних вимог при їхньому спорудженні, необхідності вести будівництво у вже освоєних і заселених регіонах зі сформованою інфраструктурою й комунікаціями;

2) труднощі з відводом землі під траси ліній електропередачі через зменшення землеробських угідь і побоювання шкідливих екологічних наслідків;

3) необхідність у збільшенні пропускну здатності системоутворюючих зв'язків, що обмежуватимуться за умовами стійкості (техніко-економічні порівняння,

проведені в різних країнах показують, що в ряді випадків вигідніше підвищити пропускну здатність існуючих ліній, ніж будувати нові);

4) ріст втрат у системах і зниження ефективності використання потужних ліній електропередачі, пов'язані з тим, що в процесі формування замкнутої електричної мережі з паралельною роботою ліній різної номінальної напруги часто виявляється, що лінії більш низької напруги перевантажуються, а більше високої – не довантажуються, тому що розподіл потоків відбувається обернено пропорційно повному опору ліній [4, 8].

У теперішній час можливість українських електростанцій використовується приблизно на 60%. В Україні електроенергії виробляється більше, ніж споживається. Як відомо, цей енергетичний ресурс не можливо відкласти про запас, його необхідно споживати, коли він виробляється. Щоб підвищити загальний коефіцієнт корисної дії (ККД) електромереж необхідно, щоб спожита електроенергія по обсягах наближалась до виробленої.

У зв'язку з добудовою четвертого енергоблоку на Рівненській АЕС, у цій дипломній роботі розглядається проект лінії електропередачі (ЛЕП) Ковель-Хелм для продажу надлишків електроенергії з України у Польщу. На польській території завдяки даній ЛЕП будуть покращені умови електропостачання східного регіону, а для України збільшиться можливість видачі потужності Рівненської АЕС.

Оскільки синхронна робота об'єднаних енергосистем України та Європи неможлива через відмінності стандартів регулювання, то ЛЕП повинна бути з вставкою постійного струму (ВПС), через яку можна здійснити зв'язок асинхронних енергосистем [16].

Мета і завдання досліджень. Метою даної дипломної роботи є розробка послідовності операцій для вибору вставки постійного струму класу напруги 220 кВ при проектуванні лінії електропередачі з її основними елементами.

Для досягнення мети поставлені та вирішені такі завдання:

- проведено аналіз існуючих типів систем високовольтних передач постійного струму з детальним розглядом недоліків та можливістю покращення їх роботи;

- здійснено вибір типу схеми вставки постійного струму та виконано опис її роботи;

- проведено розрахунок і вибір основних елементів підстанцій спроектованого об'єкту;

- розроблено функціональну та електричну принципову схеми вставки постійного струму;

- вибрано систему охолодження вентильних модулів та фільтрокомпенсуючих пристроїв;

- розроблено функціональну та електричну принципову схеми вставки постійного струму;

- проведено економічне обґрунтування розробки, розроблено заходи щодо охорони праці та безпеки життєдіяльності.

Об'єкт дослідження – передача електричної енергії на постійному струмі класу напруги 220 кВ.

Предмет дослідження – перетворювальні підстанції з вставками постійного струму, їх функціональні та принципові схеми.

Методи дослідження. Використані методи досліджень, які базуються на діючих нормативних документах розрахунку та вибору схем вставок постійного струму, розрахунку систем захисту тиристорів від перенапруг та перевантажень, розрахунок споживання реактивної енергії перетворювачами та усунення впливу вищих гармонік напруги й струму у схемах ВПС, розрахунку фільтрокомпенсуючих пристроїв, правил улаштування електроустановок, зниження комерційних втрат електроенергії та ін.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

- запропоновано спрощений підхід до транспортування наявних в країні надлишкових невикористаних енергоресурсів;
- запропоновано принцип об'єднання вітчизняної енергосистеми на змінному струмі з великими зарубіжними енергосистемами з відмінностями в системах регулювання частоти і потужності, інших системах автоматики, відмінностями в системах оперативного управління і нормативній базі та ін.;
- запропоновано підхід збільшення відстаней, що утрудняють створення синхронних зв'язків з енергосистемами країн, розташованих на захід від кордонів з Україною.

Практичне значення одержаних результатів роботи полягає в тому, що впровадження спроектованої вставки постійного струму дасть можливість продавати надлишки електроенергії у Польщу, частота електричних систем якої регулюється стандартом, відмінним від стандарту регулювання частоти ОЕС України.

Апробація результатів магістерської роботи.

Основні положення роботи і її результати доповідалися на IV Міжнародній науково-технічній конференції «Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій», присвяченій 80-ти річчю з дня народження професора Я.І. Проця (20 червня 2019 р., м. Тернопіль).

Публікації.

За результатами виконаних досліджень опубліковано 1 тезу доповідей «Аналіз переваг високовольтних ліній електропередач постійного струму». Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій: зб. тез доповідей міжнар. наук.-техн. конф., присвяченій 80-ти річчю з дня народження професора Я.І. Проця (Тернопіль, 20 червня 2019 р.) // М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін]. – Тернопіль: ТНТУ, 2019. – С. 329-331.

Структура роботи.

Робота складається зі вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (55 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини: 116 сторінок, 13 таблиць, 29 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Призначення вставок постійного струму

Перші промислові генератори виробляли постійний струм. Тому перші системи електропередач були також постійного струму. Оскільки передача електроенергії була на відносно низьких напругах, яка обмежувалась напругою генераторів, дальність передачі була невелика [1].

Потенційні переваги електричної енергії були повністю визнані, і щоб покращити ефективність систем електропередач, почали проведення дослідницьких робіт у Європі та США.

В 1883 р. *Нікола Тесла* отримав патенти на винаходи, над якими він працював протягом попередніх 10 років, котрі стосуються багатофазних систем змінного струму. У травні того ж року він виступив з лекцією «*Нова система двигунів й трансформаторів змінного струму*» в Американському інституті інженерів–електриків.

Інженери продовжували шукати спосіб передачі постійного струму високою напругою, тому що вартість повітряної ЛЕП й кабелів для систем постійного струму високої напруги буде значно нижчою, ніж для систем змінного струму при тій же самій потужності.

Завдяки науковим дослідженням у Швеції в *Allmana Svenska Electriska Aktiebolaget (ASEA)*, був розроблений високовольтний ртутний дуговий випрямляч з удосконаленою сіткою управляючого електрода. Він призначений для перетворення параметрів високих напруг та струмів. В 1930-х у Швеції й США були побудовані експериментальні заводи, для дослідження використання ртутних дугових вентилів в перетворювальних процесах, зміни частоти й передачі електроенергії, були спроектовані перші прототипи вставок постійного струму (ВПС).

ВПС призначена для узгодження енергосистем з різними частотами й контрольованим перетіканням електроенергії, підвищення надійності роботи

енергосистем, забезпечення передачі енергії постійним струмом на наддалекі відстані, а також для забезпечення високої якості переданої електроенергії.

Особливо ця проблема актуальна сьогодні для забезпечення експорту електроенергії з України в Західну Європу, коли частота нашої мережі нижча, ніж європейської.

Високовольтна передача постійного струму (ВВППС) вимагає тільки двох провідників, і нормальна робоча напруга дорівнює номінальній напрузі лінії. Перша промислова схема ВВППС з'єднувала дві системи змінного струму підводним кабелем - острів Готланд з шведським материком. Потужність передачі становила 20 МВт, напруга - 100 кВ; була введена в дію у 1953 р. В якості перетворюючих пристроїв використовувалися ртутні вентиля. Останньою схемою, у якій використані ртутні вентиля, була лінія *Нельсон Рівер Біноул 1* у Канаді: розрахункова потужність 1620/1800 МВт, напруга ± 450 кВ. Тут були використані найбільші у світі ртутні вентиля, виготовлені у Великобританії, кожний з яких розрахований на 155 кВ, 1800/2000 А. У 1970 р. потужність передачі Готландської схеми була підвищена до 30 МВт, напруга - до 150 кВ, до неї додали тиристорний вентиляльний міст 50 кВ, 200 А. В 1972 р. була введена на *Ель Рівер* (Нью-Брансуїк у Канаді) перша тиристорна схема з подвійним перетворенням *back-to-back* (з змінного у постійний і знову у змінний струм на одній підстанції) потужністю 320 МВт. Найпотужніша передача повітряної ЛЕППС система *Ітану* - 6300 МВт в Бразилії, що складається із двох ліній напругою ± 600 кВ кожна, 784 км та 804 км довжиною. Найдовша підводна ЛЕППС схема - лінія між Францією та Англією потужністю 2000 МВт, вона складається із двох біполярних ліній, кожна розрахована на 1000 МВт ± 270 кВ. Найпотужніша *back-to-back* схема 1000 МВт побудована у *Чімау* (Канада) й *Чандапур* (Індія) [33].

1.2 ВВППС – основні характеристики системи

При використанні високовольтних ліній постійного струму електрична енергія береться з мережі змінного струму, перетворюється в постійний струм станцією перетворення, передається кабелем або повітряною лінією, перетворюється знову в змінний струм іншою станцією перетворення й подається в прийомну мережу змінного струму. Оскільки процес перетворення повністю контролюється, передана енергія не залежить від імпедансу або зсуву фаз, як у випадку змінного струму.

У класичній схемі ВВППС, яка використовується вже більше 50 років, для перетворення змінного струму в постійний використовуються тиристорні вентилі. У типовому випадку номінальна потужність ліній ВВППС становить більше 100 МВт, однак, можуть передавати потужність у діапазоні від 1000 до 3000 МВт і більше.

У системі ВВППС потік потужності контролюється швидко й точно. І рівень потужності, і напрямок її передачі визначаються системами керування. Це підвищує ступінь керованості, а також сприятливо позначається на параметрах і ефективності підключених мереж змінного струму.

У системі ВВППС *Light*[®] замість тиристорів використовуються недавно розроблені вентилі IGBT (біполярні транзистори з ізолюваним затвором), які виконують не тільки перетворення змінного струму в постійний, але й забезпечують додаткову функціональність і гнучкість. Ця принципово нова технологія передачі енергії розроблена компанією *ABB* в 1990-х роках. Вона особливо зручна для невеликих розподільних мереж (до 550 МВт), діапазон економічно вигідної передачі енергії по лініях ВВППС сягає значень кілька десятків мегават. Систему ВВППС *Light*[®] часто називають «*Невидимою передачею енергії*», так як для передачі електроенергії у них використовують в основному кабелі [36].

1.3 Варіанти застосування ВВППС

Класична система ВВППС застосовується для об'єднання окремих енергосистем у випадках, коли звичайні з'єднуючі лінії змінного струму використати не вдається: наприклад, при об'єднанні систем із частотами 50/60 Гц або у випадках, коли використовується незалежне керування частотою в окремих мережах. Іноді такі з'єднання реалізуються у вигляді двонаправлених систем, тобто випрямляч (змінний у постійний) і інвертор (постійний у змінний) розташовуються в одному місці (на одній ПС). Багато ліній ВВППС великої довжини (> 600 км) з'єднують місця вироблення електроенергії (гідро- й теплові електростанції) з оптимальними точками введення струму.

Як правило, для кабельних ліній ВВППС використовуються кабелі підводного типу (>50 км) і найчастіше вони зв'язують між собою асинхронні енергосистеми (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 - Варіанти застосування ВВППС

	Довгі наземні і передачі	Довгі морські передачі	Об'єднання асинхронних систем	Під'єднання сонячних та вітроелектростанцій до системи	Живлення невеликих відокремлених споживачів
ВВППС з повітряною ЛЕП	X		X		
ВВППС з підводною ЛЕП		X	X		
Конвертори на комутованих конденсаторах (ККК) (<i>back-to-back</i>)			X		
ККК (з повітряною ЛЕП)	X		X		
ККК (з підводною ЛЕП)		X	X		
ВВППС Light [®] (<i>back-to-back</i>)			X	X	
ВВППС Light [®] (повітряними і підводними ЛЕП)	X	X	X	X	X

У цей час в експлуатації перебувають системи ВВПС *Light*[®] потужністю до 350 МВт, а системи потужністю до 550 МВт перебувають у стадії розробки. З'єднання між станціями перетворення виконуються безмасляними кабелями з екструдованою ізоляцією (наземним або підводним прокладанням) довжиною до 180 км. З'єднання ВВПС *Light*[®] можна реалізувати також у вигляді двонаправленої системи (рис. 1.1).

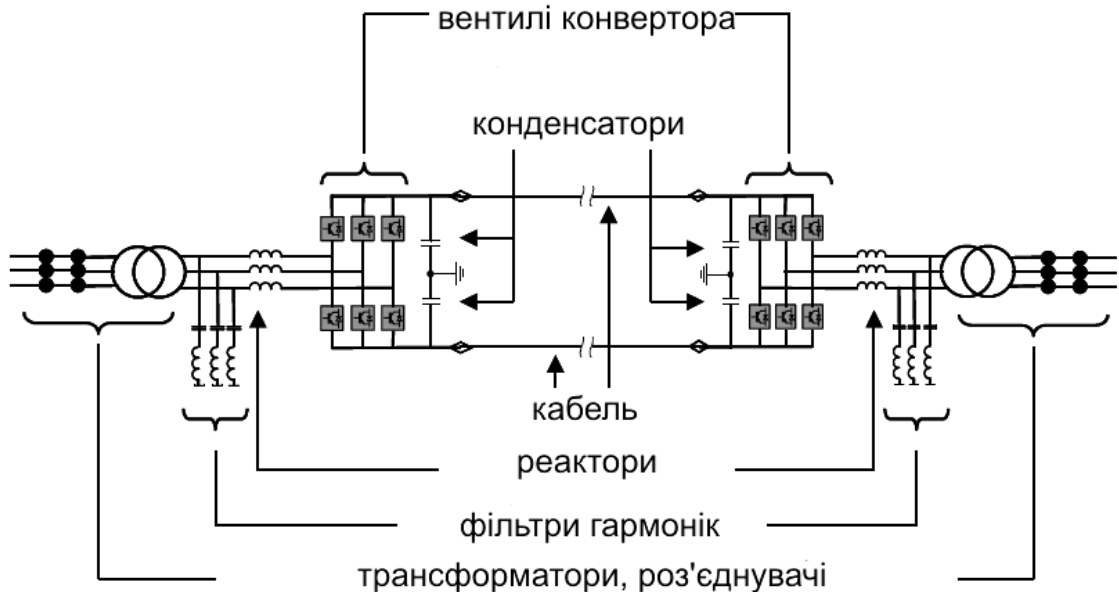


Рисунок 1.1 - Спрощена схема типової ВВПС *Light*[®]

1.4 Керування потужністю

Класична тиристорна схема керування лінією ВВПС забезпечує зміну рівня потужності від мінімуму (зазвичай від 5 до 10 %) до максимуму (100 %). При навантаженнях нижче мінімального лінія передачі може переходити в режим очікування. Всі зміни, що відбуваються з ініціативи оператора, виконуються з визначеною швидкістю наростання. Зміни напрямку передачі можуть виконуватися в режимі очікування й виконуються за долі секунди.

Система ВВПС *Light*[®] не має мінімального порога потужності. Вона здатна плавно змінювати потужність у діапазоні від +100 до -100%, без переривань і без перемикання компенсуючих пристроїв.

1.5 Поведінка ВВППС в умовах виходу з ладу системи змінного струму

У випадку тимчасового виходу з ладу системи змінного струму, підключеної до випрямляча, у лінії ВВППС може відбутися падіння потужності. Навіть у випадку обриву однієї фази, лінія може передавати до 30% вихідної потужності. Після усунення аварії, потужність відразу ж відновлюється до вихідного значення.

У випадку тимчасового виходу з ладу системи змінного струму, підключеної до інвертора, може виникнути помилка комутації, що викликає переривання подачі енергії. подача енергії відновлюється відразу ж після усунення аварії. Віддалені відмови, що мало впливають на напругу станції перетворення (менше 10 %), взагалі не впливають на інвертор.

Якщо на ВВППС використовується конвертор на комутуваних конденсаторах (ККК), то він може витримати вдвічі більше падіння напруги без порушення комутації. Стійкість системи ВВППС *Light*[®] ще вища. Оскільки її перетворювач здатний управляти реактивною потужністю й використовує невеликі фільтри, втрати активної потужності не впливають на величину змінної напруги. Іншою перевагою систем ВВППС і ВВППС *Light*[®] є те, що вони не вносять вклад у струмові кидки: вплив струмового кидка на нормально працюючу частину лінії постійного струму невеликий, а вплив його на сторону, де відбулася аварія, менший, ніж у випадку з'єднання змінним струмом. Нормально працююча частина мережі випробовує при цьому переривання подачі енергії постійного струму, але не струмові кидки [36].

У розподільчих мережах часто виникають зниження або коливання напруги. У багатьох випадках здатність класичної станції ВВППС регулювати реактивну потужність дозволяє знизити вплив цих ефектів за рахунок підключення конденсаторів і/або шляхом модуляції споживання реактивної потужності за рахунок зміни кута відмикання тиристорів. Конвертор ВВППС *Light*[®] має ще

більш широкі можливості генерації й споживання реактивної потужності за рахунок дуже швидких керуючих впливів, тому що у ньому застосовані швидкодіючі транзистори з ізольованим затвором (IGBT).

1.6 Вплив підключеної мережі змінного струму на ВПС

Робота класичної тиристорної ВВПС залежить від правильного функціонування системи змінного струму. Перетворювач змінного струму в постійний повинен забезпечувати мінімальну потужність короткого замикання (K_k) у підключеній мережі змінного струму. Класична система ВВПС не може подавати енергію в мережу, що повністю втратила здатність генерації, або в мережу з малою генерацією, або дуже віддаленою точкою генерації. Загальним критерієм оцінки цього параметру є, так званий, коефіцієнт короткого замикання K_k , що дорівнює відношенню потужності короткого замикання приєднаної до ВПС сітки змінного струму S_k до номінальної потужності передачі постійного струму $P_{ППС}$:

$$K_k = \frac{S_k}{P_{ППС}} \quad (1.1)$$

де K_k - коефіцієнт короткого замикання;

S_k - потужність короткого замикання приєднаної до ВПС сітки змінного струму;

$P_{ППС}$ - номінальна потужність передачі постійного струму.

Чим нижчий коефіцієнт короткого замикання, тим більше система змінного струму буде впливати на систему ВПС. Конденсатори і фільтри під'єднані до шин змінного струму на станціях ВПС дозволяють зменшити відношення K_k без відчутного впливу на систему [1].

Системи змінного струму можна класифікувати по коефіцієнту короткого замикання, їх можна поділити на такі категорії:

- потужні системи з високим K_k : $K_k > 3.0$;

- системи з низьким K_k : $3,0 > K_k > 2,0$;
- слабкі системи з дуже низьким K_k : $K_k < 2,0$.

У випадку систем з високим K_k , зміни активного та реактивного навантаження підстанції ВПС приводять до незначних або помірних змін напруги у під'єднаній системі змінного струму. Рівновага досягається шляхом управління елементами генерації реактивної потужності (конденсаторних установок та фільтрів), тому додаткове регулювання напруги не вимагається.

У системах з низьким K_k , зміни у системі змінного струму або потужності ВПС можуть привести до коливань напруги. Може бути необхідним застосування на шинах або поблизу підстанції ВПС динамічних регуляторів реактивної потужності (статичного тиристорного компенсатора (СТК) – рис. 1.2, або статичного синхронного компенсатора (СТАТКОМ) - рис. 1.3)).

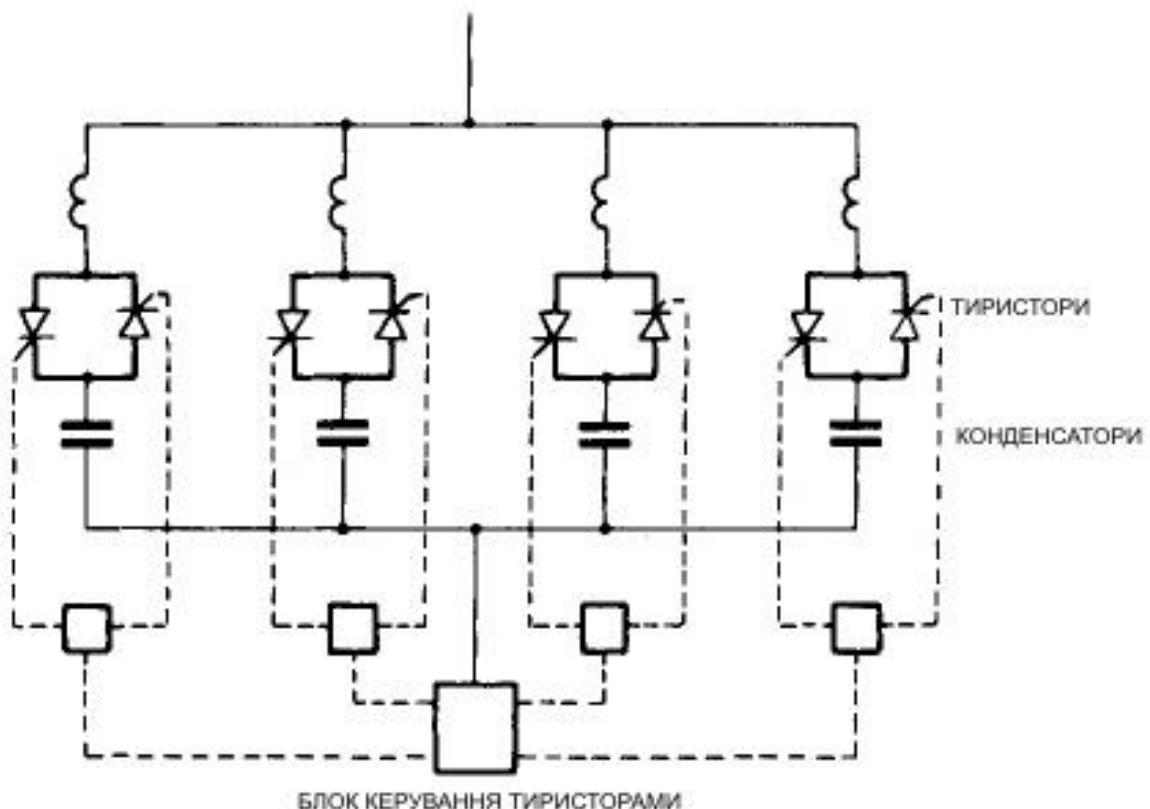


Рисунок 1.2 - Типова схема СТК

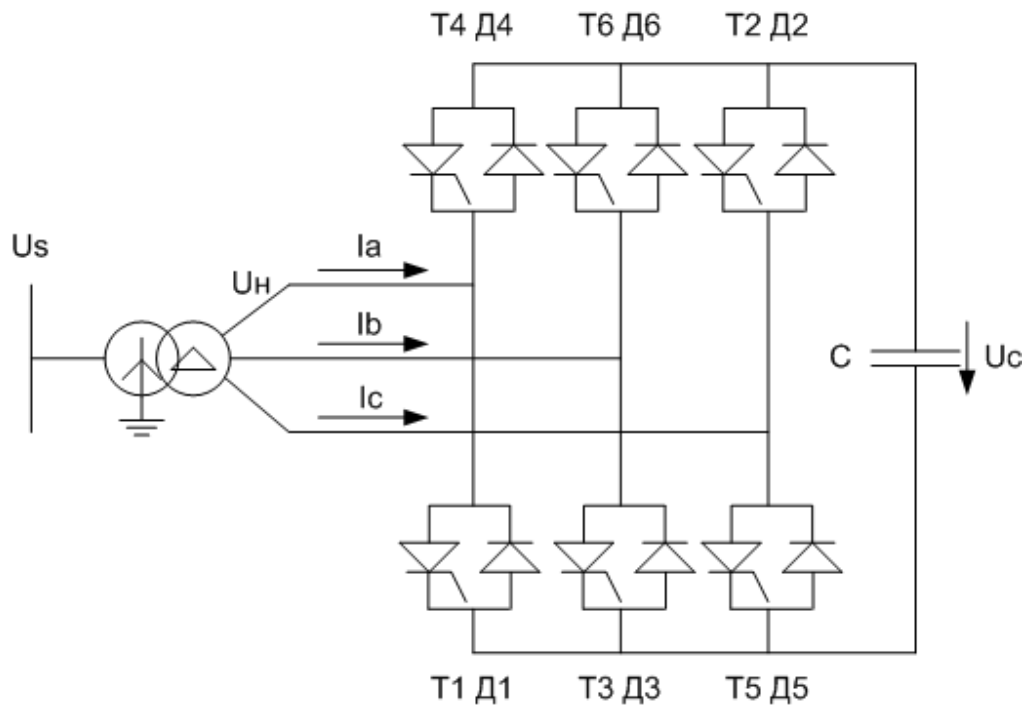


Рисунок 1.3 - Типова схема СТАТКОМ

Для нормального функціонування системи коефіцієнт K_k повинен бути не менше 2,5 - 3,0. Спеціальні міри забезпечують подальше зниження цього порога. Однією з найбільш ефективних мір, розроблених компанією *ABB*, є застосування конвертора на комутованих конденсаторах (ККК), що дозволяє знизити K_k до значення 1,0 і навіть менше.

Функціонування системи ВВПС *Light*[®] не залежить від потужності короткого замикання. Оскільки перетворювач на IGBT транзисторах здатний у широких межах генерувати і споживати реактивну потужність, система ВВПС *Light*[®] не потребує додаткових компенсуючих пристроїв, і може жити навіть «мертву» мережу.

1.7 Споживання реактивної потужності

Істотною перевагою системи ВВПС є те, що вона не передає реактивну потужність. Класичний конвертор ВВПС споживає реактивну потужність, і зазвичай до складу станції перетворення включається джерело реактивної потужності. Зазвичай це робиться за рахунок використання фільтрів гармонік і

банків шунтувальних конденсаторів, які ступенево перемикаються автоматичними комутаторами залежно від переданої потужності й параметрів мережі змінного струму (рис. 1.4 а). Конвертор ККК споживає менше реактивної потужності, оскільки він містить послідовний конденсатор (рис. 1.4 б). Класична станція ВВПС, побудована на основі тиристорів, може брати участь у стабілізації змінної напруги, модулюючи споживання реактивної потужності за рахунок зміни кута відмикання й за рахунок комутації фільтрів і банків конденсаторів.

Конвертор ВВПС *Light*[®] може генерувати або споживати реактивну потужність у широкому діапазоні, за рахунок керування вентилями IGBT, не використовуючи при цьому комутацію фільтрів або банків шунтувальних конденсаторів. Таким чином, ВВПС *Light*[®] краще стабілізує напругу мережі змінного струму.

Нижче приведено залежність реактивної потужності від активної у звичайній системі ВВПС (рис. 1.4 а) і в ВВПС з ККК (рис. 1.4б)

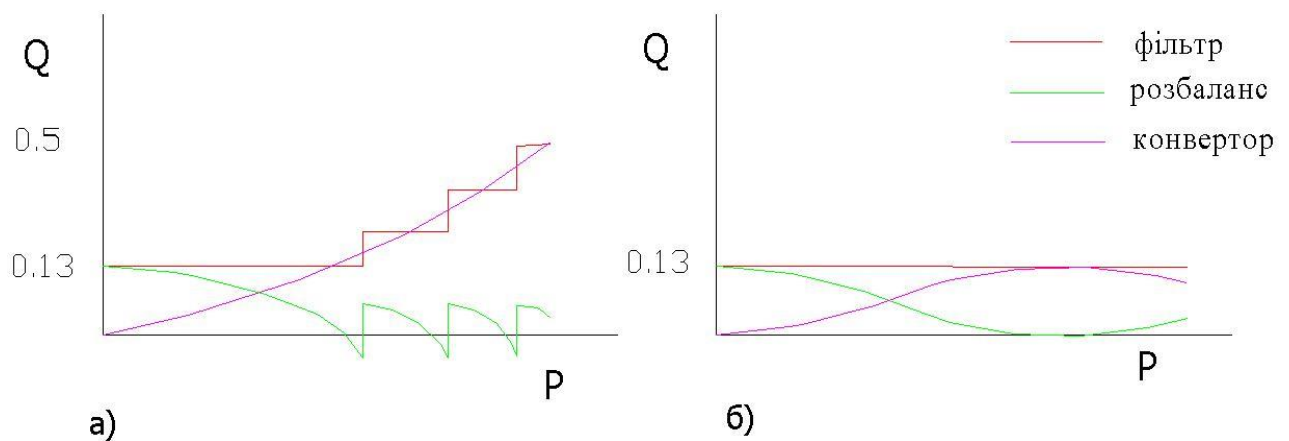


Рисунок 1.4 - Залежність активної потужності від реактивної у ВВПС

1.8 Висновок до розділу

Проектувальники енергосистем і власники електричних мереж повинні враховувати можливості ВВПС при плануванні інвестицій у застарілі системи електропередач. Крім стабільності при використанні дуже довгих ліній і підводних кабелів та здатності управляти потоком енергії, ВВПС обіцяє додаткові вигоди: менші строки будівництва, менші втрати електроенергії в ЛЕП, можливість постачати електроенергію несинхронізованим мережам та об'єднуватись з ними. Обмеження розмірів синхронних мереж змінного струму й об'єднання їх через лінії ВВПС дає економічну вигоду, і підвищення надійності ЕЕС, що дозволяє запобігти або обмежити каскадні відключення.

Тому найефективнішим варіантом для об'єднання ЄЕС України та Європи є побудова лінії електропередач з вставкою постійного струму для видачі потужності Рівненської АЕС і продажу електроенергії у Польщу [31].

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Пріоритетні напрями діяльності магістрального електромережевого комплексу

У процесі реформи електроенергетики, проведеної в попередні роки, кардинально змінилася структура електротроенергетики України, була реорганізована система державного регулювання галузі, створені умови для розвитку конкурентного ринку електроенергії. Основним завданням реформування був перехід від індустріальної моделі регулювання до конкурентної моделі електроенергетики. Ефективно організована конкуренція і прозорість цін - це ті необхідні економічні умови перетворення в електроенергетиці, які можуть забезпечити успішність роботи ринків електроенергії. Необхідно підкреслити, що в минулі роки жодна країна, яка здійснила перехід до конкурентної електроенергетики, не вчинила і не планує повернення до колишньої вертикально-інтегрованої структури електроенергетики і колишніх механізмів її державного регулювання. Там триває подальше вдосконалення моделей ринків електроенергії, потужності і системних послуг з урахуванням нових вимог до розвитку електроенергетики [44].

Стратегія розвитку електроенергетичного комплексу України, розроблена на період до 2030 р., охоплює основну діяльність електромережевого комплексу - передачу і розподіл електричної енергії, а також пов'язанийні з нею аспекти суміжних видів діяльності (генерацію і збут електричної енергії) на території країни [45].

Велику увагу автори зазначеної стратегії акцентували як роботі енергетичного сектору України, так і організацій, що входять до його складу і контролюють дев'яносто відсотків магістральних і приблизно сімдесят відсотків розподільних мереж України. Одночасно варто відзначити, що велика частина положень зазначеного документа, які мають безпосереднє відношення до електромереж об'єднаної енергетичної системи України, можуть з успіхом застосовуватися і в інших мережевих організаціях [46].

Вся робота електромережевого комплексу спрямована на досягнення якісного, надійного, доступного і довготермінового постачання електроенергією споживачів України, що має бути досягнуто за допомогою створення найбільш ефективної мережевої інфраструктури за тарифами на передачу електроенергії, що відповідають кращим світовим стандартам. Ці заходи також повинні забезпечувати адекватний рівень витрат на електроенергію для вітчизняної економіки і створювати інвестиційну привабливість електромережевого комплексу за допомогою відповідного повернення на капітал.

Найважливішими пріоритетними напрямками діяльності магістрального електромережевого комплексу є наступні:

- підтримку інфраструктури, до якої відносяться лінії і трансформатори, а також подальший її розвиток, що в свою чергу дозволить забезпечити видачу необхідної потужності станцій і далі передачу електроенергії в розподільні мережі;
- забезпечення енергетичної безпеки (цілісності) держави.

Розподільчий електромережевий комплекс здійснює свою діяльність з метою забезпечення якісного, надійного, доступного і довгострокового постачання електроенергією споживачів на всій території певного регіону, коли електроенергія розподіляється за рахунок ефективної роботи максимально злагодженої інфраструктури.

Основними завданнями політики держави в області діяльності електромережевого сектора економіки є наступні:

- розробка економічних методів, спрямованих на стимулювання ефективної діяльності мережевих підприємств;
- створення умов для забезпечення стійкості і постійних тарифів;
- залучення в електромережного комплексу нового капіталу в обсязі, необхідному для реконструкції та модернізації електромереж з метою гарантії надійності в сфері електропостачання споживачів.

На даному етапі стратегічне управління цією сферою економіки керується Енергетичною стратегією України на період до 2030 р. [45]. В цьому документі

визначені магістральні напрямки розвитку галузі, що мають на меті якомога більше ефективно використовувати природні ресурси енергетики, а також потенціал, наявний в енергетичній галузі для стабільного зростання економіки, для зміцнення економічних позицій України на зовнішньому ринку і для поліпшення якості життя населення країни.

Поряд з цим триває процес старіння і зношення основних фондів галузі, що для утримання досягнутих показників надійності і якості, природно, веде до суттєвого збільшення в найближчій перспективі обсягів інвестування. Невелике - до двох відсотків на рік – зростання попиту на електроенергію в даний час є однією з головних тенденцій розвитку даної галузі, що, в свою чергу, зумовлює вектор розвитку даного сегменту економіки. Це обумовлено поетапним підвищенням енергоефективності. Не секрет, що майбутнє десятиліття стане для України часом, коли будуть впроваджуватися нові, що використовуються в електромережних комплексах високотехнологічних країн, технології. Наприклад, назріла необхідність застосування технології «розумних» електромереж, які допомагають налагодити стабільність електропостачання, підвищити їх пропускну здатність, звести до нуля витрати і втрати на комерційний і технічний облік у споживачів. Так, у багатьох регіонах відбувається зниження споживання електроенергії в сільській місцевості, в той же час у великих містах помітне значне зростання споживання електричної енергії. Далі, всередині самих міст зменшується споживання електроенергії в промислових районах, але одночасно відбувається компенсація за рахунок зростання енергоспоживання в тих частинах міста, де знаходиться комерційна і офісна нерухомість, або де проживають люди.

Ці зміни на мапі попиту на електроенергію створюють ряд труднощів, до яких відносяться наступні:

- виникає необхідність підтримувати недовантажені електромережі;
- виникає необхідність в нових фінансових та інших вкладеннях в електромережі на нових об'єктах;

- виникає необхідність вирішення проблеми підвищення тарифів, що виникла в результаті нових інвестицій, коли практично в цілому немає зростання попиту.

Але в зміні попиту є потенціал зниження загальних витрат як на місцевому, так і на загальноукраїнському рівні. На місцевому рівні - це робота з такими проблемними місцями як в місті, так і в регіоні, де в даний час в разі потреби підтримується пов'язана з високими витратами генерація, за допомогою закріплення навколо міста високовольтних електромереж і організація нових пунктів електропостачання.

На міжрегіональному рівні - це структура, яка зводить воєдино ділянки вільного перетікання і об'єднує всю енергосистему. Також слід зазначити, що в сучасній вітчизняній енергетиці існує такий окремий напрямок діяльності, як зведення об'єктів розподіленої генерації, який може зіграти позитивну роль в ОЕС України щодо синхронізації та інтеграції зазначених об'єктів з єдиною загальноукраїнської електричної мережі, що, в свою чергу допоможе вирішити і перелічені нижче проблеми:

- відповідає необхідність зводити, в тому числі і за рахунок коштів бюджету, надлишкові генеруючі потужності, які є необхідною складовою електромережної інфраструктури;

- уможливорює більш гнучко розподіляти навантаження в електромережах;
- вирішує питання компенсування деякої частки мережевих втрат;
- в ізольованих енергорайонах стає можливим більш ефективно вирішувати питання енергопостачання.

Останні два десятиліття електромережний комплекс країни відчував дефіцит необхідних інвестицій, що, природно, стало причиною досить істотного технологічного та фізичного їх старіння. Близько п'ятдесяти відсотків розподільних електромереж виробили свій нормативний термін; два нормативних терміни виробили сім відсотків електромереж, сімдесят відсотків електромереж повністю зношені.

У великих країнах відсоток зносу коливається від 27 до 44% від загальної кількості електромережних активів. Однією з причин є те, що в Україні в електромережних комплексах поки не досить широко використовується сучасне обладнання, яке забезпечує зниження операційних витрат і дає високу надійність.

2.2 Заходи щодо зниження комерційних витрат електроенергії

В останні роки в зв'язку з випереджаючими темпами росту тарифів на електричну енергію багато підприємств і організацій реалізували інвестиційні проекти і побудували власні електроустановки для виробництва і генерації електроенергії. В даній економічній ситуації вони намагаються максимально мобілізувати свої ресурси і скоротити витрати, так як витрати на електроенергію зараз - одна з найважливіших статей витрат. Незважаючи на чималі початкові вкладення, перевага при будівництві власної електростанції досить очевидна: підприємство не платить складову тарифу на передачу електричної енергії (яка в кінцевій вартості електрики становить до 50%). Більш того, в цьому випадку підприємство економить на оплаті вартості технологічного приєднання до електричних мереж. Особливо це актуально для регіонів з проблемою нестачі мережевої потужності (великі регіональні центри, а також Київська область) і високою вартістю або довгими термінами підключення до електричних мереж. Очевидно, що максимальна економічна ефективність від власних електростанцій може бути досягнута при оптимальному використанні як виробленої електричної енергії, так і теплової енергії. Для підприємств з нерівномірним циклом виробництва це зробити досить проблематично. Більш того, виникає проблема необхідності пуску і зупинки машин електростанції, але ж від цього залежить термін служби і надійності генератора.

В даний час зростає енергоємність нашої економіки, посилюється контроль з боку держави в галузі енергозбереження та, як наслідок, особливе значення

надається зведенню в електромережах до мінімуму комерційних втрат електричної енергії, що по суті є найважливішим потенціалом заощадження електроенергії.

Зниження втрат електроенергії є одним з найважливіших завдань для будь-якої постачаючої організації, причому в першу чергу мова йде про комерційні втрати. Заходи, покликані знизити комерційні втрати електричної енергії опираються на конкретні причини виникнення зазначених втрат. Ми можемо розділити їх умовно на дві групи.

До першої групи належать організаційні заходи покликані підвищити точність виконаних розрахунків показників балансу електричної енергії, в тому числі корисного відпуску електроенергії споживачам.

До другої групи належать заходи технічного характеру, які в основному пов'язані з обслуговуванням і вдосконаленням самих систем обліку електричної енергії.

Уточнення сумарного обсягу втрат електроенергії в електромережевому комплексі України, тобто у всіх організаціях, що надають послуги з передачі електроенергії, має високе державне значення для прийняття повномасштабних заходів щодо зниження цих втрат. Незважаючи на те що дані по втратах електроенергії, представлені в офіційній статистичній звітності, вимагають уточнення, вони з усією очевидністю підтверджують необхідність:

- розробки, затвердження в Міненерго України і впровадження стандартів з розрахунку фактичних втрат електроенергії і їх структури для електромережних організацій;
- відновлення системи і порядку статистичної звітності по балансам і втрат електроенергії в електричних мережах, заходам щодо їх зниження;
- розробки та впровадження системи моніторингу та контролю втрат електроенергії в електричних мережах [47].

В даний час найбільш ефективним методом зниження комерційних втрат електричної енергії є впровадження в практику проектів із застосування АСКОЕ, так як в реальності це являє собою комплекс заходів, спрямованих на вирішення

найголовніших завдань, які гарантують дистанційне і реальне отримання інформації від будь-якої точки вимірювання, і забезпечують безперервний контроль роботи і справності приладів обліку.

Також стає вельми проблематично робити несанкціонований доступ до споживання електричної енергії і стає набагато простіше знаходити місця втрат з найменшими затратами праці і в стислі терміни. Єдиний момент, що обмежує тотальну автоматизацію обліку електричної енергії - те, що АСКОЕ є досить дорогим проектом. Виходом з даної ситуації є поетапне впровадження АСКОЕ. Попередньо необхідно провести підготовче дослідження, спрямоване на визначення найважливіших вузлів електромережі для подальшого впровадження АСКОЕ та дати оцінку економічної рентабельності даного проекту.

2.3 Перспективи передачі електроенергії за допомогою постійного струму

Не дивлячись на наявність різноманітних методів боротьби з втратами в електромережах, незмінно важливим питанням є вид і якість переданого енергоресурсу. У світовій практиці найбільш поширена передача електроенергії змінним струмом, однак, потужність, яку можна передати за допомогою ліній електропередач і кабельних ліній, особливо на великі відстані, обмежується декількома факторами: граничною потужністю за умовами стійкості, за нагріванням провідників, втратами на корону і т.д.

Передача електроенергії за допомогою постійного струму є більш перспективним способом, оскільки система передачі постійного струму працює більш стійко, зменшуються втрати в ЛЕП, виключається необхідність в синхронізації роботи електростанцій. При цьому не потрібна заміна основного обладнання діючих електростанцій і трансформаторних підстанцій.

У електропередачах постійного струму (ППС) відсутні багато чинників, які властиві електропередачам змінного струму, зокрема обмеження пропускної здатності.

Гранична потужність, що передається лініями електропередач постійного струму, більша, ніж у аналогічних ЛЕП змінного струму [2]. Обмеженість застосування ППС пов'язана в основному з технічними труднощами створення ефективних недорогих пристроїв для перетворення змінного струму в постійний (на початку лінії) і постійного струму в змінний (в кінці лінії).

На рис. 2.1 представлені дані про введені в експлуатацію і заплановані до будівництва об'єктів ПС.

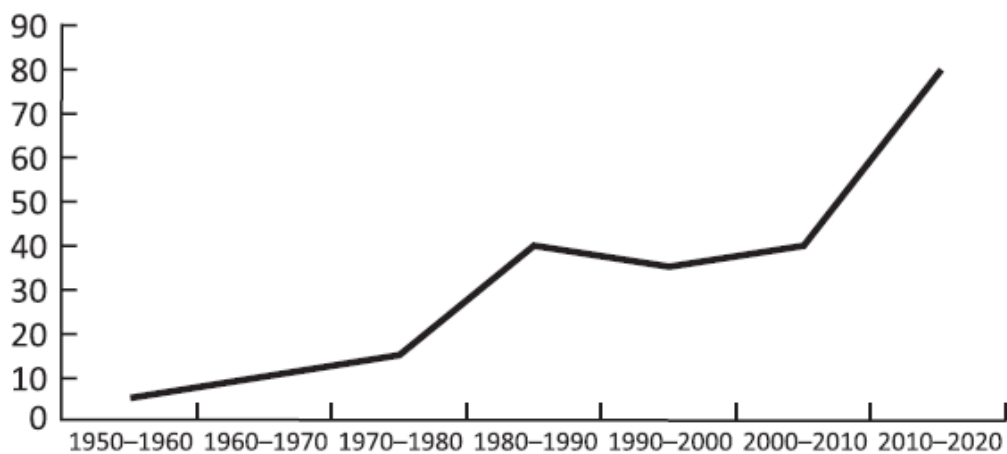


Рисунок 2.1 – Дані про введені в експлуатацію і заплановані до будівництва об'єкти ПС

Як випливає з даних представленої діаграми, розвиток сектора ППС прискорюється, а в теперішньому десятилітті кількість таких систем може різко зрости в порівнянні з аналогічним показником попередніх періодів. Сумарна пропускна здатність ППС і вставок постійного струму (ВПС), введених в експлуатацію в період до 2010 року, перевищила 100 ГВт, а до 2021 р. потужність ППС може збільшитися більш ніж на 250 ГВт.

В даний час середньорічний оборот світового ринку обладнання постійного струму оцінюється в 10-15 млрд долл. США (темпи приросту - 8-12% на рік). У ХХІ ст. виникла потреба в подальшому збільшенні пропускної здатності і довжини ліній електропередачі.

У промислово розвинених країнах з сучасною системою управління електричними мережами, автоматизованою інформаційно-вимірною системою обліку електроенергії, високою організацією енергозбутової діяльності, енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності в електромережевому

комплексі, відносні значення втрат електроенергії в середньому в 2,5-3 рази нижчі, ніж в Україні, і в 6-15 разів нижчі, ніж в економічно відсталих регіонах Африки та Азії.

Відмінності в рівні відносних втрат в різних країнах обумовлені не тільки їх економічним розвитком, а й різноманітністю тих же чинників, які впливають на втрати і в електричних мережах України. Тому неправомірно ставити завдання знизити втрати електроенергії, наприклад, в Київенерго до рівня втрат в Фінляндії. У кожному конкретному випадку повинно вирішуватися досить складне завдання визначення техніко-економічно обґрунтованого потенціалу зниження втрат в мережах на передачу ісоответствующих заходів. Слід зауважити, що в більшості промислово розвинених країн світу задача зниження втрат електроенергії не розглядається як самостійна. Вона вирішується як частина загальної задачі підвищення ефективності електропостачання споживачів одночасно із завданнями підвищення пропускної спроможності, надійності електропостачання та підвищення якості переданої електроенергії.

Наприклад, досвід експлуатації Виборзької випрямно-інверторної підстанції (ВІП) електропередачі «Росія - Фінляндія» вказує на стабільно високу енергетичну готовність як кожного блоку (92%), так і всієї вставки (99%).

2.4 Основні причини використання ППС в ОЕС України

Інтерес до передачі постійного струму підтверджується прикладами використання вставок постійного струму в країнах Азії, які швидко розвиваються. У Європі в останні роки спостерігається тенденція до об'єднання міжнародних енергосистем для отримання додаткових ефектів від їх спільної роботи і для рівноправної участі виробників і споживачів на світовому ринку електроенергії. При цьому передачам постійного струму відведена особлива роль як в силу географічних причин (водні перешкоди між, наприклад, Скандинавськими країнами і материком), так і в силу характеристик ППС, що дозволяють контролювати перетікання потужності. Через особливості зручного розміщення України на Європейському континенті вітчизняна енергетична система може стати не

тільки найбільшим експортером електроенергії, але і сполучною ланкою в обміні енергетичними потоками для енергосистем суміжних держав, що потребують суттєвого поліпшення керованості енергетичних систем.

Принципи об'єднання енергосистем для транспортування електроенергії в сусідні з Україною держави з використанням ВПС можуть бути предметом дискусії, проте існуючий досвід, в тому числі закордонний, свідчить, що зв'язок між енергосистемами на постійному струмі дозволяє більш повно і ефективно контролювати перетікання потужності і виконання контрактних зобов'язань [6]. Головними причинами використання ППС для зв'язку України з енергосистемами інших держав є:

- наявність в країні надлишкових невикористаних гідроресурсів;
- складності об'єднання на змінному струмі з великими зарубіжними енергосистемами і через відмінності в системах регулювання частоти і потужності, інших системах автоматики, відмінностей в системах оперативного управління і нормативній базі та ін.;
- великі відстані, що утрудняють створення синхронних зв'язків з енергосистемами країн, розташованих на захід від кордонів з Україною.

До останнього часу на зв'язках ОЕС України із зарубіжними енергосистемами експлуатувалася ППС «Донбас - Волгоград» (Україна - Росія) [49].

Практика більшості промислово розвинених країн показує, що проблема підтримки втрат електроенергії в електричних мережах на техніко-економічно обгрунтованому рівні вимагає постійної уваги, в першу чергу, вищого керівництва електромережних компаній, чіткості взаємодії з енергозбутовими компаніями і споживачами, органами регіонального управління, територіальними органами тарифного регулювання. Короткочасне послаблення роботи з енергозбереження та підвищення енергоефективності в електричних мережах неминуче призводить до зростання втрат електроенергії, навіть в тих випадках, коли, здавалося б, уже досягнуті порівняно високі показники в їх зниженні. Основним інструментом практичної реалізації такого підходу є впровадження Системи

енергетичного менеджменту. Ця практика підтверджується і передовим вітчизняним досвідом.

Інтерес до електропередач постійного струму підтверджується швидкими темпами їх будівництва в таких країнах, як Індія та Китай, що мають великі відстані між місцями споживання і виробництва електричної енергії. Наприклад, в Китаї вже побудовані і будуються нові лінії електропередачі постійного струму надвисокої та ультрависокої напруги для передачі електричної енергії на значні відстані від великих гідро- і вітрових електростанцій [50].

У Європі також в останні роки спостерігається тенденція до інтегрування міжнародних енергосистем для одержання додаткових ефектів від їхньої спільної роботи і для рівноправної участі виробників і споживачів електроенергії на міжнародному ринку [51]. Передбачається, що до 2050 року доля електроенергії, яка буде споживатися в Європі від поновлюваних джерел енергії досягне майже 100% [52]. При цьому передачам постійного струму відведена головна роль у тому числі і в силу географічних причин – для інтеграції в енергосистему великих вітрових електростанцій, розташованих в Північному морі [52], а також передачі електроенергії від великих сонячних електростанцій, розташованих в Північній Африці [53].

Деякі дослідники [51] вважають такі масштаби будівництва першим кроком до створення майбутньої глобальної мережі надвисокої напруги, або супермережі (supergrid), як її називають в англомовній літературі. Концепція глобальної супермережі передбачає об'єднання всіх мереж, розташованих на різних континентах за допомогою підводних кабельних ліній [51]. Це виведе енергетику ряду країн на принципово новий рівень. Деякі приклади можна побачити вже майже поруч.

Ряд країн колишнього Радянського Союзу, серед яких Литва, Латвія, Естонія залежать від електроенергетичної системи Росії. Країни Балтії планують найближчим чином звільнитися від цієї залежності, побудувавши власні лінії постійного струму, які стануть спочатку частиною енергосистеми Європи [54], а

згодом і глобальної супермережі [51]. Нова мережа буде включати в себе дві високовольтні лінії постійного струму, які з'єднають Литву зі Швецією та Польщею:

1) наземна повітряна лінія LitPol потужністю 500 МВт (між Литвою та Польщею);

2) підводна кабельна лінія NordBalt потужністю 700 МВт (між Литвою та Швецією) [54].

Остання є найдовшою підводною кабельною лінією в світі, її довжина складає 453 км. Необхідно зазначити, що дві підводні кабельні лінії Estlink сумарною потужністю 1000 МВт вже з'єднують Фінляндію та Естонію [54]. Не зважаючи на те, що частина зв'язків ще не добудована, залежність Литви від Росії вже зменшується. Майбутні енергетичні контракти Литви на 20% зменшують фінансові витрати у порівнянні з 2014 роком, оскільки в Європі є джерела дешевшої енергії [54]. Десинхронізація мережі змінного струму з мережею Росії та її синхронізація з мережею Європи очікується пізніше.

2.5 Висновки до розділу

У світовій практиці поки що найбільш поширеною є передача електроенергії на змінному струмі. Але потужність, яку можна передати такими лініями, особливо на великі відстані, обмежується граничною потужністю за умовами стійкості, за нагріванням проводів, втратами на корону та іншими факторами. Це обумовлює розвиток електропередач постійного струму в усьому світі, зокрема і в Європі, а також в Україні. Для більш детального аналізу в цьому розділі були обрані електромережі, які близькі та схожі до України - країн Балтії та Росії. Показано переваги, які отримують країни Балтії та Україна від розвитку електропередач постійного струму. Узагальнюючи, можна зазначити, що в сучасному світі розвиток електропередач постійного струму є таким же неминучим, як і розвиток відновлюваних джерел енергії. Тому активізувати ці роботи потрібно і в Україні.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Вибір напруги ліній електропередач постійного струму

Для ліній електропередачі як змінного, так і постійного струму збільшення робочої напруги є основним засобом підвищення їхньої потужності, дальності й економічності. Теоретично принцип послідовного з'єднання мостів на перетворювальних підстанціях дозволяє порівняно легко отримати будь-яку робочу напругу. Однак на практиці обмежені можливості повітряної ізоляції при впливі дуже високих перенапруг, труднощах, пов'язаних зі роботою трансформаторів, реакторів згладжування і інших апаратів, а також деякі специфічні для перетворювальних підстанцій проблеми стримують ріст робочої напруги лінії електропередачі постійного струму. Розглянемо найбільш важливі з обмежуючих факторів.

Для ліній електропередачі постійного струму проблема повітряної ізоляції так само гостра, як і для ліній змінного струму [15]. Для повітряних ліній електропередачі постійного струму січення проводів у значно меншій мірі, ніж на лініях змінного струму, залежить від радіоперешкод й втрат на корону. Зокрема, на поверхні проводів лінії постійного струму допустимі напруженості електричного поля на 10-15% вище, ніж на лінії змінного струму. Тому січення і конструкція розщеплених проводів ліній електропередачі постійного струму визначаються, головним чином, економічною щільністю струму.

Економічне зіставлення ліній електропередачі постійного і змінного струму істотно простіше, якщо воно стосується ліній, призначених в основному для виконання транспортно-енергетичних функцій.

При раціональному виборі напруги, економія коштів досягнута в лінійній частині ліній електропередач постійного струму (ЛЕППС), перекидає додаткові й досить значні витрати на спорудження перетворювальних підстанцій.

Проведемо порівняння повітряних ліній постійного і змінного струмів для певної потужності P_0 . Для однієї двополюсної лінії постійного струму з напругою полюса відносно землі $\pm U_n$ і струмом у полюсі I_n потужність дорівнює:

$$P_0 = 2 \cdot U_n \cdot I_n, \quad (3.1)$$

де P_0 – потужність передачі;

U_n - напруга полюса;

I_n – струм у полюсі.

Та ж сама потужність може бути передана ЛЕП змінного струму напругою $U_H = \sqrt{3} \cdot U_\phi$ і фазним струмом I_ϕ . Тоді на прийомному кінці

$$P_0 = 3 \cdot n \cdot U_\phi \cdot I_\phi, \quad (3.2)$$

де n – кількість ліній змінного струму;

U_ϕ – фазна напруга;

I_ϕ – струм у фазі.

Звідси отримаємо першу умову:

$$2 \cdot U_n \cdot I_n = 3 \cdot n \cdot U_\phi \cdot I_\phi \quad (3.3)$$

За струмами у фазі й полюсі та економічній густині струму j_e , що не залежить від класу напруги і за проведеними оцінками приблизно однакова як для ліній постійного струму, так і ліній змінного струму, можна знайти економічний поперечний переріз проводу полюса:

$$q_n = I_n / j_e, \quad (3.4)$$

де q_n – поперечний переріз полюса, мм²;

j_e - економічній густина струму, А/мм²,

і перетин фази:

$$q_\phi = I_\phi / j_e. \quad (3.5)$$

Звідси виходить друга умова:

$$\frac{q_\phi}{q_n} = \frac{I_\phi}{I_n}. \quad (3.6)$$

За умовами (3.3) і (3.6) можна знайти й всі інші показники порівнюваних повітряних ліній електропередачі. Відношення потужностей втрат:

$$\frac{3n_{\Delta}P_{\phi}}{2\Delta P_{\Pi}} = \frac{3}{2}n \frac{I_{\phi}}{I_{\Pi}} = \frac{U_{\Pi}}{U_{\phi}}. \quad (3.7)$$

Відношення сумарних поперечних перетинів проводів у трьох фазах ліній змінного струму й у двох полюсах ліній постійного струму також можна виразити через напруги порівнюваних ліній:

$$\frac{3nq_{\phi}}{2q_{\Pi}} = \frac{3}{2}n \frac{I_{\phi}}{I_{\Pi}} = \frac{U_{\Pi}}{U_{\phi}}. \quad (3.8)$$

З формул (3.7) і (3.8) видно, що зменшення потужності втрат і зниження витрат алюмінію на проведення в повітряній лінії постійного струму досягається в тому випадку, якщо робоча напруга полюса цієї лінії стосовно землі перевищує діюче значення фазної напруги повітряної лінії змінного струму.

Зіставлення вартості спроектованих повітряних ліній електропередачі 1150 кВ змінного струму й 1500 кВ постійного струму показало, що вартість останньої приблизно на 25 % нижче. Тому можна розраховувати на отримання в лінійній частині лінії електропередачі постійного струму значної економії, що буде тим більшою, чим довша повітряна лінія.

Отже, як виходить з розрахунків, при відношенні напруг ЛЕП постійного і змінного струмів $\frac{U_{\Pi}}{U_{\phi}} > 1$, досягають значної економії коштів на спорудження лінійної частини вставок постійного струму (ВПС).

При знаходженні раціональної напруги для мереж змінного струму розрахунок проводимо за формулою Стілла:

$$U_P = 4,34 \cdot \sqrt{l + \frac{16 \cdot P_0 \cdot 10^{-3}}{n}}, \quad (3.9)$$

де l – довжина ЛЕП, км;

n – кількість ліній електропередач;

P_0 – потужність передачі, кВт.

$$U_p = 4,34 \cdot \sqrt{150 + \frac{16 \cdot 400000 \cdot 10^{-3}}{1}} \approx 350 \text{ кВ.}$$

За номінальну можна прийняти 330 кВ. Знайдемо фазну напругу:

$$U_\phi = \frac{U_H}{\sqrt{3}}, \quad (3.10)$$

де U_H – номінальна напруга.

$$U_\phi = \frac{330}{\sqrt{3}} \approx 191 \text{ кВ.}$$

Отже, напруга одного полюса повинна бути більшою 191 кВ.

У нашому випадку довжина ЛЕП становитиме приблизно 150 км, що не вважається великою відстанню. Потужність передачі складає 400 МВт, тому вибір надвисоких напруг приведе до сильного подорожчання перетворювальних станцій та зменшення терміну окупності ВПС.

Отже для перетворювальних мостів вибираємо трансформатори з стандартною вторинною напругою 220 кВ.

Напруга на виході схеми випрямляча

$$U_{dr} = U_r \cdot 1,35 \cos \alpha, \quad (3.11)$$

де U_{dr} - напруга на виході випрямляча;

U_r - напруга на вході випрямляча;

α - кут відкривання тиристорів.

Переважно $10^\circ < \alpha < 18^\circ$, прийmemo для розрахунку $\alpha = 12^\circ$.

$$U_{dr} = 220 \cdot 1,35 \cos 12^\circ = 290 \text{ кВ}$$

Напруга полюса відносно землі 290 кВ.

3.2 Вибір схеми вставки постійного струму

Для визначення кількості послідовно і паралельно з'єднаних тиристорів у перетворювачах нам необхідно задатися певними параметрами: величинами напруги та струму у колі перетворювача та прикладеної напруги до тиристора і струму, що протікає через нього.

Отже, для подальшого розрахунку нам необхідно вибрати тип підстанції вставки постійного струму (ВПС) та тиристори, які будуть використовуватись у перетворювачах.

Оскільки наша основна мета розробити ВПС для передачі електроенергії іншому споживачеві, то цілком достатньо буде побудувати класичну високовольтну передачу постійного струму (ВВППС), яка у порівнянні з ВВППС Light[®] є значно дешевшою і її технічні характеристики цілком достатні для надійної і безперебійної роботи та ефективного контролю за обсягами перетікання потоку електроенергії [7].

Розглянемо два самих поширених варіанти схем ВВППС:

- монополярна схема (рис. 3.1, а);
- біполярна схема (рис. 3.1, б).

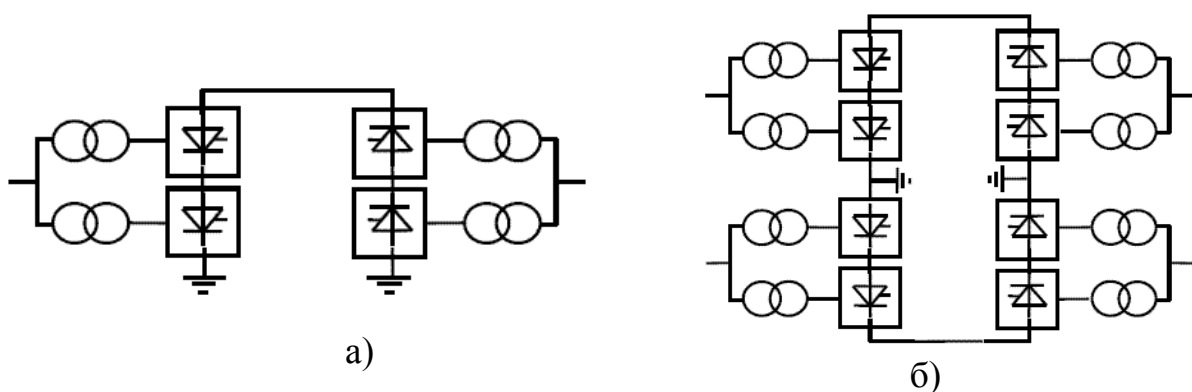


Рисунок 3.1 - Монополярне а) та біполярне б) з'єднання перетворювальних мостів

Біполярна схема, як правило, дорожча (необхідно побудувати дві підстанції випрямлення й дві інвертування), але вона набагато надійніша і має ряд цінних переваг:

- при короткому замиканні на одному з полюсів або його обриві, схема далі може працювати на половину потужності;
- без відключення працюючої частини схеми можна провести ремонтно-відновлювальні роботи;
- можна почергово виводити частини схеми на модернізацію або планово попереджувальні роботи із зняттям напруги;
- при невеликих обсягах транспортування електроенергії (наприклад, у нічний час) один з полюсів можна перевести у режим очікування, або взагалі відключити;
- менша одинична потужність трансформаторів та перетворювальних мостів.

Тому вибираємо біполярну схему.

Оскільки схема планується для передачі 400 МВт, то потужність кожного з перетворювачів повинна бути 200 МВт.

3.3 Перетворення й регулювання струму конверторами

Найважливішими, найбільш відповідальними й складними елементами лінії електропередачі постійного струму, завдяки яким і досягаються її переваги, є перетворювальні підстанції. Перетворення струму здійснюється двічі: на одній підстанції (випрямній) змінний струм перетворюється в постійний, на іншій підстанції (яка здійснює інвертування) постійний струм, переданий по лінії електропередачі, знову перетворюється в змінний, який передається у прийомну енергосистема. Вентильні перетворювачі сучасних ліній електропередач постійного струму - це досить складні й дорогі пристрої. З великої кількості відомих схем вентильних перетворювачів повсюдне поширення отримали схеми із трифазними перетворювальними (вентильними) мостами. Потужність таких

мостів за три десятиліття їхнього застосування на лініях постійного струму збільшилася в десятки разів: на першій лінії Кашира-Москва перетворювальні мости мали потужність від 10 до 30 МВт.

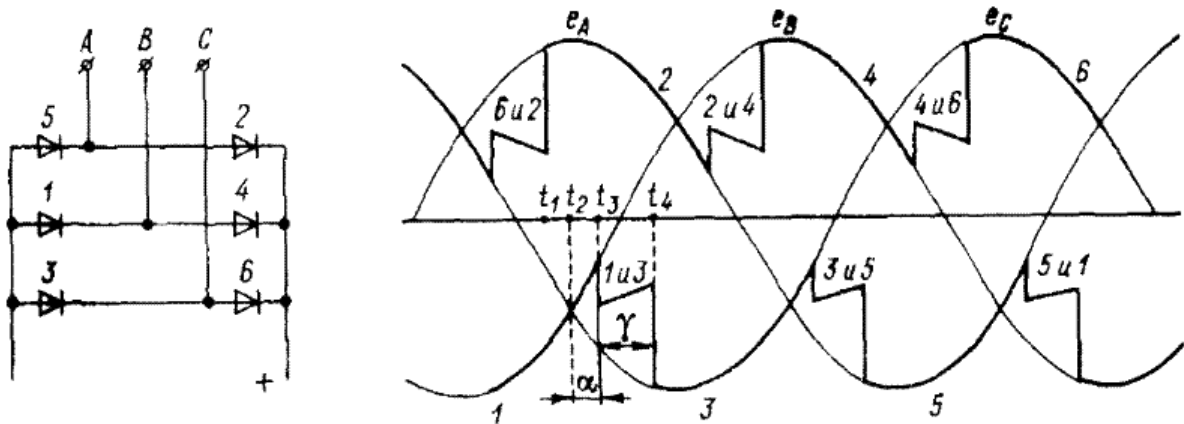


Рисунок 3.2 - Трифазний вентильний міст і процес перетворення струму у ньому

Мости кожної перетворювальної підстанції на стороні постійного струму можуть з'єднуватися між собою й послідовно, і паралельно-послідовно для передачі електроенергії при достатньо високій напрузі, що як і у лініях змінного струму, дає значні техніко-економічні переваги. Вентиль починає проводити струм у той момент, коли при позитивній прямій напрузі на вентилі подається відкриваючий імпульс на керуючий електрод. Можливість змінювати момент подачі цього імпульсу і визначає керованість вентиля й перетворювача в цілому.

Оскільки у вентилів, що проводять струм, опір дуже малий але порівняно з опорами вентилів, які знаходяться у закритому стані, він дуже великий, а сама зміна стану вентилів відбувається стрибком, то моделлю перетворювача може служити сукупність ідеальних перемикачів, за допомогою яких коло постійного струму по черзі приєднується до різних фаз системи змінного струму. Нехай e_A , e_B і e_C — електрорушійні сили у фазах на стороні змінного струму перетворювача, і в деякий момент часу t_1 у провідному стані перебували вентиля 1 і 2. З рис. 3.2 видно, що позитивний полюс кола постійного струму під'єднаний через ці вентиля до фази A, а негативний — до фази B; до вентиля

З прикладена напруга e_B-e_C , що у момент t_2 стає позитивною, дозволяючи перевести вентиль 3 у провідний стан. Такий перехід здійснюється в момент подачі на нього керуючого імпульсу (t_3). Інтервал t_2t_3 називається кутом включення α , а наступний за ним інтервал t_3t_4 , протягом якого одночасно проводять струм два вентиля, приєднані до одного полюса (у даному випадку вентилях 1 і 3 кутом комутації γ). У момент t_4 комутація закінчується й у провідному стані залишаються вентилях 2 і 3, так що негативний полюс кола постійного струму виявляється приєднаним до нової фази — С. Аналогічні процеси далі періодично повторюються з іншими вентилями (період становить 60°). На рис. 3.2 зазначені номери всіх провідних вентилів у кожний момент часу й жирною лінією виділена напруга полюсів моста відносно нейтралі.

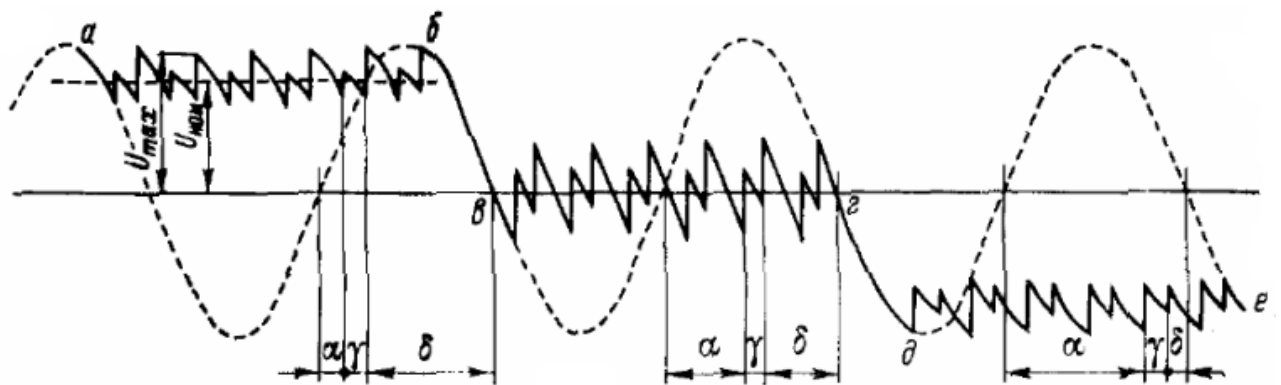


Рисунок 3.3 - Випрямлена напруга перетворювального моста

На рис. 3.3 показана крива випрямленої напруги для трифазного перетворювального моста в трьох найважливіших режимах його роботи. У режимі випрямлення (ділянка $a-b$), для якого справедлива нерівність $\alpha + \frac{\gamma}{2} < \frac{\pi}{2}$ середнє значення випрямленої напруги додатне, що відповідає передачі потужності з сторони змінного струму на сторону постійного. Режим інвертування (ділянка $d-e$) характеризується протилежним знаком наведеної нерівності. Середнє значення випрямленої напруги при цьому від'ємне, а потужність передається з боку постійного струму на сторону змінного. Нарешті, режим глибокого регулювання (ділянка $b-c$) є граничним між попередніми двома. Для нього

$\alpha + \frac{\gamma}{2} = \frac{\pi}{2}$, при цьому як середнє значення випрямленої напруги, так і потужність, передана через перетворювач, дорівнюють нулю. Крім кутів α й γ на рис. 3.3 нанесений кут відключення δ , що представляє собою інтервал часу між припиненням прямого струму через вентиль (загасанням вентиля) і найближчим після цього моментом відновлення на ньому позитивної прямої напруги [1, 2, 5].

3.4 Вибір тиристорів

У самих перших перетворювачах ВПТ застосовувались ртутно-дугові вентиля (РДВ). З розвитком напівпровідникової техніки переваги тиристорів стали більш очевидними і від використання РДВ відмовились. Порівняємо дані сучасних тиристорів (табл. 3.1).

Швидкий розвиток на початку 90-х років технології силових транзисторів привів до появи нового класу приладів — біполярні транзистори з ізольованим затвором (*Insulated Gate Bipolar Transistors*, IGBT). Основними перевагами IGBT є високі значення робочої частоти, КПД, простота й компактність схем керування (внаслідок малості струму керування).

Однак, нові прилади IGCT здатні працювати із частотами перемикання від 500 Гц до 2 кГц і більше. Високі параметри, що мають у порівнянні з IGBT-транзисторами, поєднують у собі оптимальну комбінацію доведених технологій тиристорів із властивими ним низькими втратами, високоефективною технологією вимикання шляхом впливу на керуючий електрод. Прилад IGCT сьогодні - ідеальне рішення для застосування в області силової електроніки середньої й високої напруг.

Основний виробник IGCT — фірма *ABB*. Параметри тиристорів за напругою U_{DRM} : 4500 В, 6000 В;

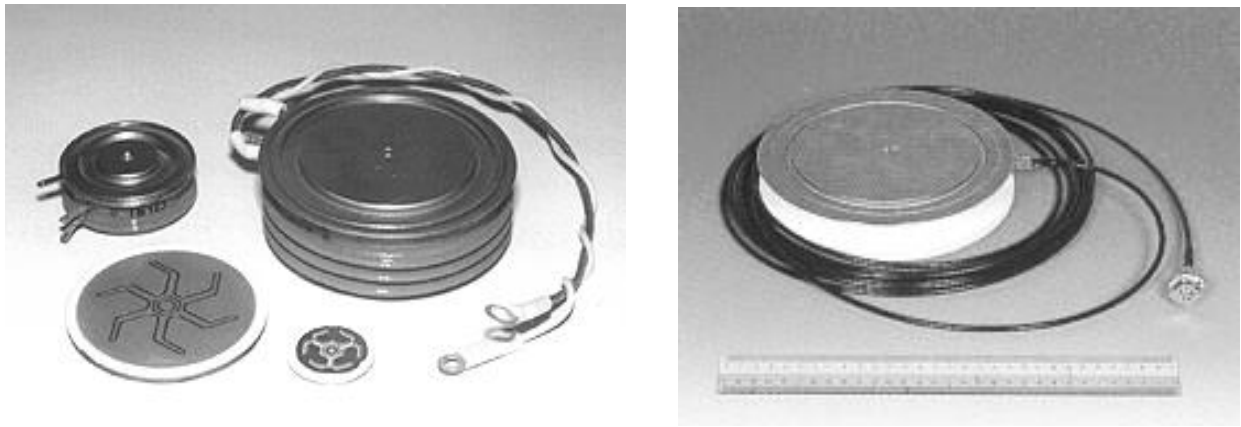
за струмом I_{TGQM} : 3000 А, 4000 А.

Таблиця 3.1 - Характеристики сучасних потужних силових ключів із двостороннім тепловідводом

Тип приладу	Переваги	Недоліки	Області застосування
Традиційний тиристор (ETT) <i>(Electrically Triggered Thyristor)</i>	Найнижчі втрати у включеному стані. Найвища перевантажувальна здатність. Висока надійність. Легко з'єднуються паралельно й послідовно.	Не здатний до примусового запирання по керуючому електроді. Низька робоча частота.	Передачі постійного струму, привод постійного струму; потужні джерела живлення; зварювання; плавлення й нагрівання; статичні компенсатори; ключі змінного струму
Оптотиристор (LTT) <i>(Light-triggered Thyristor)</i>	Низькі втрати у включеному стані. Найвища перевантажувальна здатність. Висока надійність. Легко з'єднуються паралельно й послідовно.	Не здатний до примусового закривання по керуючому електроді. Низька робоча частота.	Передачі постійного струму, привід постійного струму; потужні джерела живлення; зварювання; плавлення й нагрівання; статичні компенсатори; ключі змінного струму
IGCT <i>(Integrated Gate-Commutated Thyristor)</i>	Здатність до керованого запирання. Перевантажувальна здатність велика. Низькі втрати у включеному стані на перемикання. Робоча частота - до одиниць кГц. Вбудований блок керування (драйвер). Можливість послідовного з'єднання.	Не виявлені через відсутність досвіду експлуатації	Потужні джерела живлення (інверторная й випрямна підстанції ліній передач постійного струму); електропривід (інвертори напруги для перетворювачів частоти й електроприводів різного призначення)
IGBT <i>(Insulated Gate Bipolar Transistors)</i>	Здатність до керованого закривання. Найвища робоча частота (до 10 кГц). Проста неенергоємна система керування. Убудований драйвер.	Дуже високі втрати у включеному стані	Електропривід; ВВПС Light®; системи безперебійного живлення; статичні компенсатори й активні фільтри; ключові джерела живлення

У даний час конвертори для класичних ВПС складають використовуючи в основному електрично керовані тиристори ЕТТ (рис. 3.4, а) та ЛТТ (рис. 3.4, б).

Електрофізичні параметри й конструкція кремнієвих структур тиристорів спроектовані для досягнення оптимального балансу між втратами у включеному стані й динамічних втратах. Це дозволяє ефективно управляти максимальними потужностями в діапазоні частот від 50 до 400 Гц.



а)

б)

Рисунок 3.4 - Електрично керовані тиристори: а) ЕТТ і б) ЛТТ

Тиристори мають розгалужену топологію керування чотиришаровою структурою із внутрішнім підсиленням сигналу керування й ефективно шунтування катодного емітера, що забезпечує приладу швидке й однорідне включення, тривалу експлуатацію в режимі високих швидкостей комутації анодного струму (≥ 200 А/мкс) і напруг (≥ 1000 В/мкс).

Застосування радіаційно-легованого кремнію, патентована технологія керування дифузійними профілями й часом життя неосновних носіїв заряду в технологічному циклі виготовлення тиристорів дозволили мінімізувати технологічний розкид вихідних параметрів, таких як U_{TM} , t_{qb} , Q_{RR} , I_{RR} , t_{RR} , і повністю задовольнити вимоги споживачів при поставках приладів, призначених для роботи в схемах з послідовним і паралельним з'єднанням.

Аналіз результатів багаторічної експлуатації тиристорів попередніх поколінь, а також проведені на підприємстві дослідження надійності силових напівпровідникових приладів дозволяють по вимогах споживачів робити поставки потужних таблеточних тиристорів із збільшеним терміном служби (25 років і більше).

Розглянемо переваги тиристорів ЛТТ типу:

- відсутній вплив наведених електромагнітних полів. Сигнал керування ЛТТ передається світловим променем по оптопроводі. Це дає ЛТТ набагато кращу захищеність від шумів, ніж в ЕТТ;

- використання оптоелектроніки дало змогу зменшити кількість допоміжних кіл управління на 90 % у порівнянні з системами ЕТТ, що набагато підвищує точність та надійність керування тиристорами;

- ЛТТ відкриваються навіть при значному пониженні напруги у приєднаній системі змінного струму;

- немає ніяких складних електронних схем на тиристорному рівні. Оскільки підключення до ЛТТ виконують зверху зібраних вентиляльних модулів, візуальний огляд дуже простий;

- тиристор може бути замінений, без відкривання схеми охолодження, і без виймання тиристорних модулів;

- тиристорний модуль може бути легко вилучений зі схеми і замінений на новий.

Оскільки розрахункова напруга передачі досить висока, то у перетворювальних мостах буде велика кількість послідовно з'єднаних тиристорів, що зазвичай негативно впливає на надійність системи. Робочі напруги IGCT та IGBT у 1,5 рази менші, ніж ЕТТ й ЛТТ. Вони також мають більші втрати у провідному стані, а отже й більше нагріваються. Все призводить до ускладнень систем управління IGCT та IGBT вентилями, збільшенням систем охолодження і т.д.

Крім вище сказаних переваг ЛТТ мають у два рази більший наробіток на відмову ніж ЕТТ. Отже, застосуємо у перетворювачах оптично керовані тиристири ЛТТ [32, 37].

Вибираємо тиристор фірми Toshiba SL3500 LX21 з параметрами:

- V_{DRM}/V_{RRM} 8000 В – максимально допустима напруга у закритому стані;
- I_T 3500 А – допустимий прямий струм;
- di/dt 300 А/μс – швидкість наростання струму при відкриванні;
- dv/dt 4500 В/μс - швидкість наростання напруги;
- t_q 300 μс – час включення;
- I_{TSM} 60000 А – ударний неповторюваний струм.

3.5 Система захисту тиристорів від перенапруг та перевантажень

Напівпровідникова структура тиристора може легко зруйнуватись під впливом напруг та струмів, що значно перевищують номінальні значення. У лініях електропередач часто виникають перенапруги, викликані перемиканнями, атмосферними розрядами, аваріями.

Щоб захистити конвертор від перенапруг та перевантажень у випрямні мости паралельно і послідовно під'єднують згладжувальні кола, індуктивність яких не дозволяє змінитися стрибком струму, а ємність – напрузі (рис. 3.5).

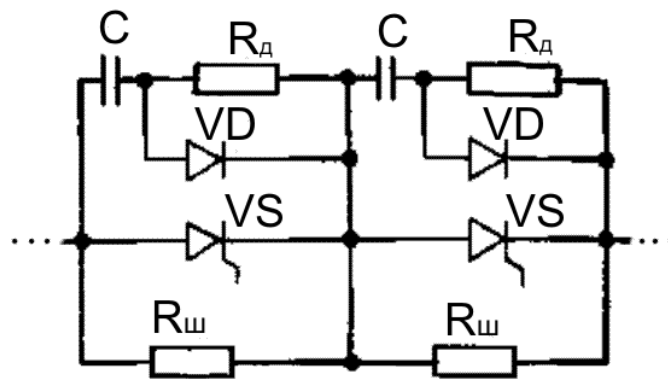


Рисунок 3.5 - Кола згладження у схемах перетворювачів

Для усунення нерівномірного розподілу напруг між тиристорами паралельно до них підключають шунтуючі резистори $R_{ш}$, при цьому напруга між послідовно увімкненими вентилями розподіляється рівномірно.

При перехідних процесах, коли змінюється напруга, розподіл напруги між вентилями залежить від їх внутрішньої ємності. Різницю ємностей компенсують, ввівши паралельно до тиристора конденсатор C , ємність якого вибирають трохи більшою, ніж власна ємність тиристора. Для зменшення струму розряду конденсаторів послідовно з ними вмикають додатковий опір R_d . Для зменшення швидкості наростання прямої напруги, яка може викликати відкривання тиристора, паралельно R_d вмикають діод VD , з як найменшим часом відновлення $p-n$ переходу (закривання діода) [6].

Крім того, для захисту від найбільших перенапруг до кожної групи моста під'єднують вентиляльні розрядники (рис. 3.6). Вище перераховані заходи відносяться до пасивного захисту від перенапруг.

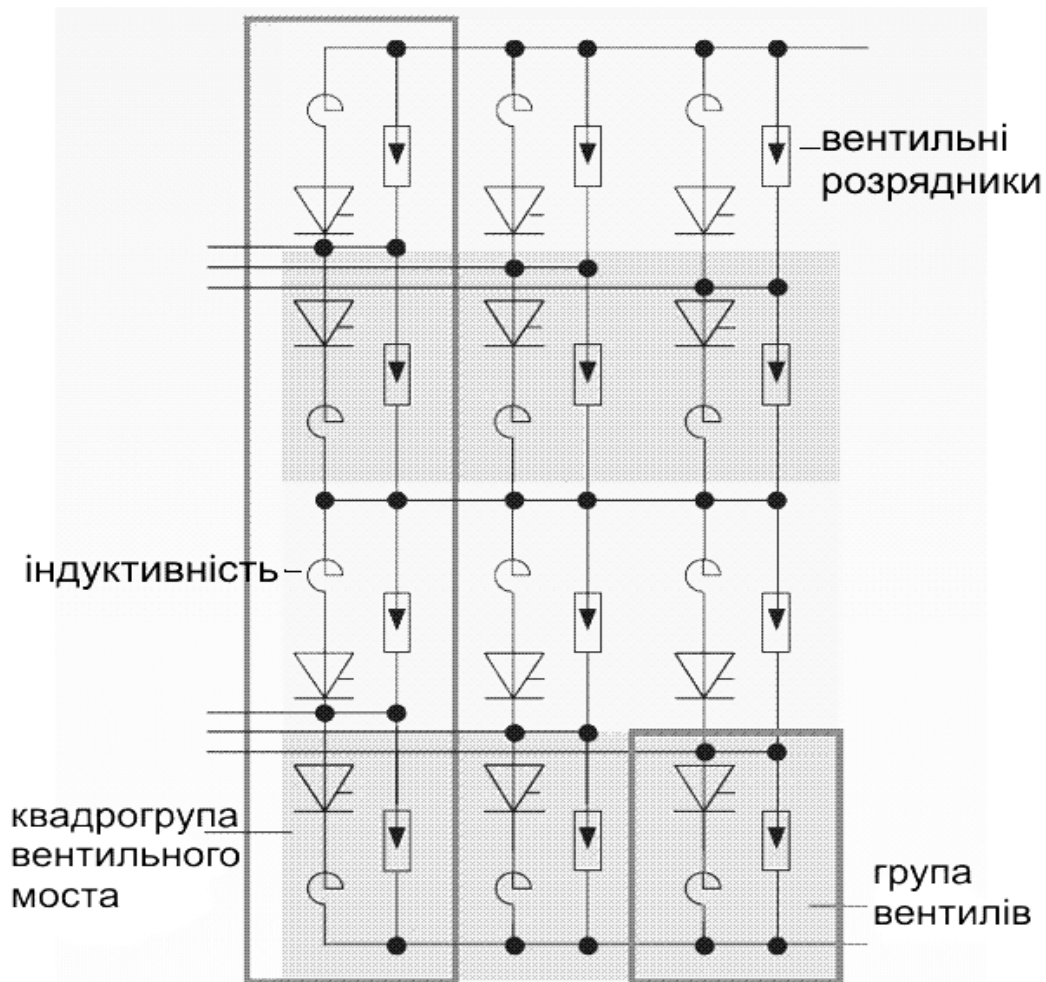


Рисунок 3.6 - Введення вентиляльних розрядників у схему перетворювача

У перетворювачах застосовують разом з пасивним і активний захист від перенапруг та перевантажень (рис. 3.7), який здійснюється контролем подачі управляючих імпульсів на тиристор. У схемах застосовують давачі, з яких подається сигнал про напругу на тиристорі у прямому та інвертованому вигляді по світлопроводі (СП). Сигнал поступає на оптоелектронний перетворювач. Світловий сигнал, перетворений у електричний, разом з сигналом про напругу у фазах подається на логічний управляючий елемент, який формує імпульси керування тиристором.

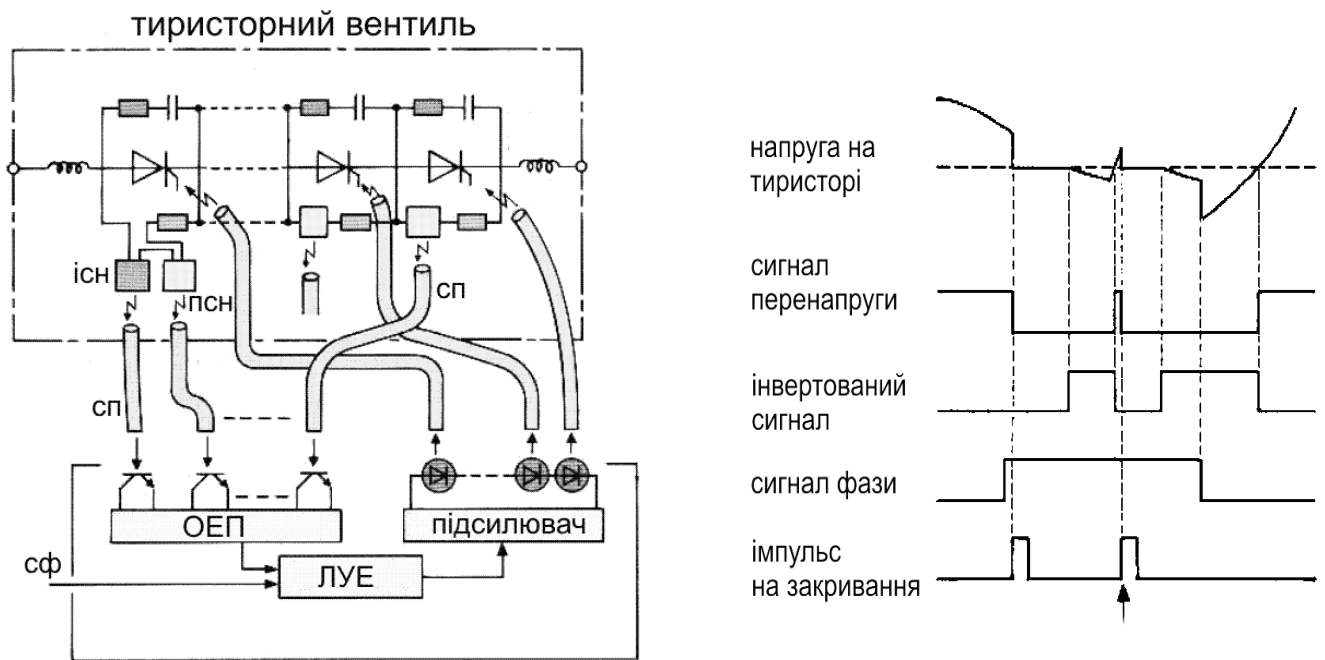


Рисунок 3.7 - Активний захист вентилів

3.6 Система охолодження тиристорних модулів

При протіканні струму через вентилі перетворювача вони нагріваються. Межі робочої температури для ЛТТ вентилів від $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+150\text{ }^{\circ}\text{C}$, деяких навіть до $+180\text{ }^{\circ}\text{C}$. Вплив високої температури може пошкодити $p-n$ переходи у тиристорах. При появі дефекту у кристалічній решітці напівпровідника пошкоджена область буде швидко збільшуватись, що приведе до виходу з ладу вентиля.

Тому, щоб запобігти перегріванню і виходу з ладу тиристорів, їх охолоджують. Тиристори мають таблеточну форму, з обох сторін до них кріпляться струмопроводи та радіатори. В якості теплообмінного середовища у радіаторах використовують воду.

Радіатори усіх вентилів з'єднані між собою паралельно (рис. 3.8, а) або послідовно (рис. 3.8, б).

Вода у радіаторі циркулює по замкнутому контурі, охолоджуючи не тільки тиристори, а й навіть реактори, конденсатори, резистори, які введені у коло перетворювача для захисту від перенапруг та згладження пульсацій струму.

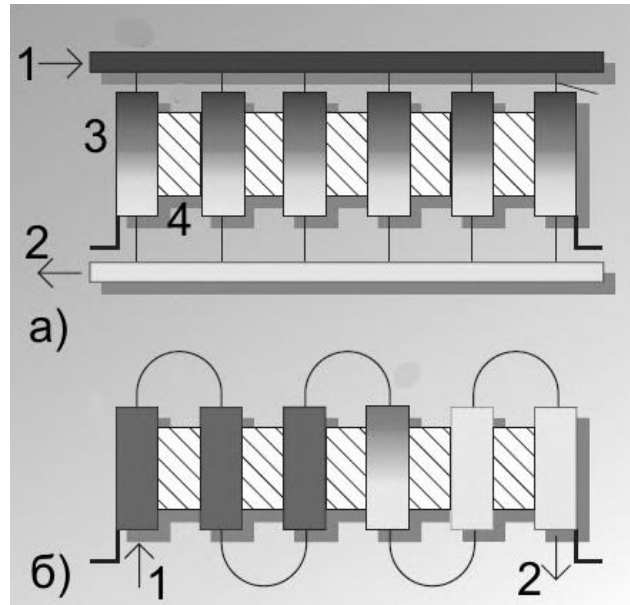


Рисунок 3.8 - З'єднання радіаторів:
 1 - підвід води; 2 - вивід води; 3 – теплообмінник (радіатор); 4 - тиристор

На рис. 3.9 представлена схема охолодження вентиляного модулю з паралельним з'єднанням радіаторів.

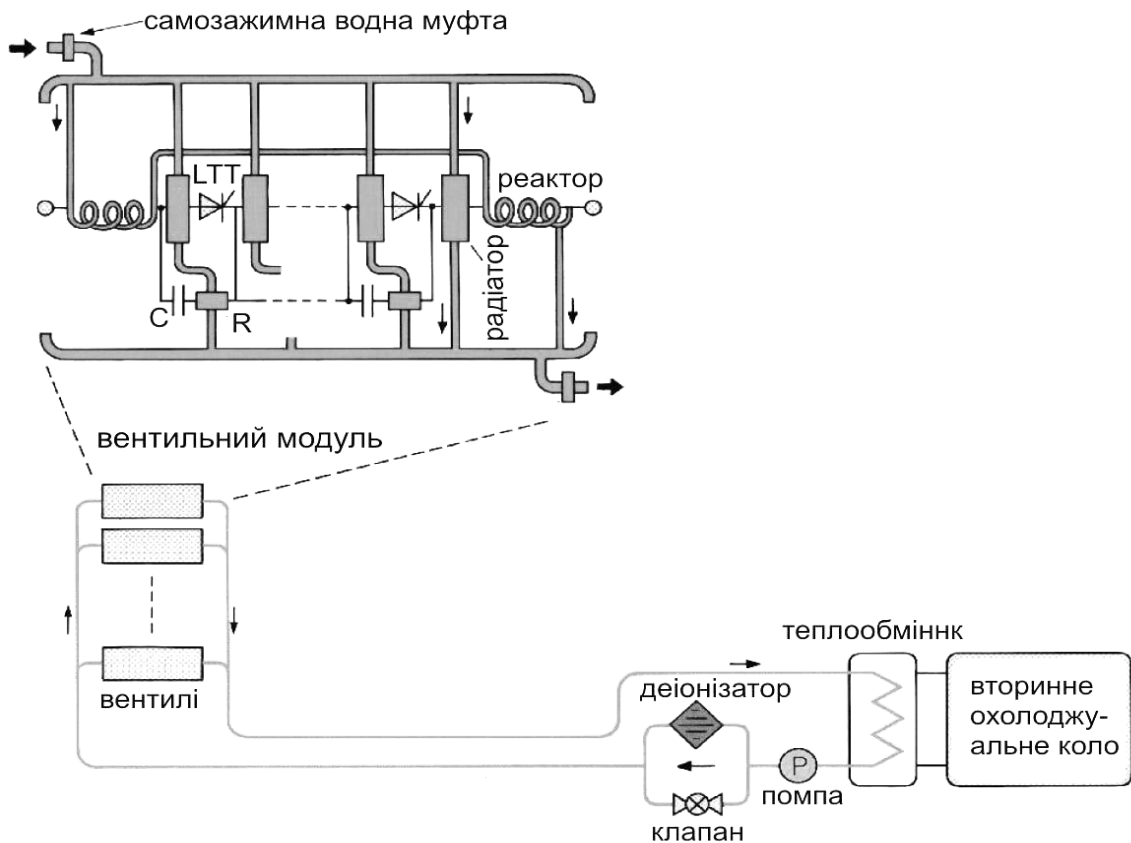


Рисунок 3.9 - Система охолодження вентиляних модулів

Вода підводиться до радіаторів шлангами, які кріпляться до самозажимних муфт. Через розгалуження вода розтікається по радіаторах, відбираючи тепло від них тепло. Потім вона поступає у спільний водопровід, далі - у теплообмінник, до якого під'єднане вторинне охолоджувальне коло. Там вода віддає тепло і поступає у деіонізатор, після якого знову подається у радіатори [32]. Циркуляція води примусова. Між теплообмінником і деіонізатором встановлена помпа.

3.7 Визначення кількості тиристорів у вентильних групах перетворювача

Для того, щоб перетворювачі без перевантажень витримували параметри, задані схемою, необхідно:

- задатися схемою для ВПС;
- задатися основними параметрами схеми (струмом та напругою);
- вибрати тиристор з певними параметрами, які задовольняють умови побудови перетворювачів;
- розрахувати кількість послідовно з'єднаних тиристорів в залежності від прикладеної напруги;
- розрахувати кількість паралельно з'єднаних тиристорів в залежності від струму навантаження та умов до перевантаження.

Схему ВВПС ми вже вибрали - це біполярна схема - на кожному полюсі якої є одна випрямна та одна інвертуюча підстанція. Перетворювач на підстанції складається з двох шестифазних вентильних груп, з'єднаних послідовно. Підстанції полюсів також з'єднані послідовно.

Струм та напругу ми розрахували:

- струм у полюсі $I_n=690$ А;
- напруга полюса відносно землі $U=290$ кВ.

Основні параметри тиристора SL3500 LX21:

- максимально допустима напруга у закритому стані 8 кВ;
- допустимий прямий струм 3500 А.

Не має потреби з'єднувати вентиля паралельно, так як їх допустимий прямий струм у декілька разів перевищує струм у полюсі. Конвертор буде мати властивість безаварійно переносити значні перевантаження, крім того у майбутньому, в разі потреби, зможемо підвищити пропускну здатність ВПС без заміни найкоштовнішого обладнання – її перетворювачів.

Щоб перетворювач витримував задану напругу, необхідно послідовно з'єднати n -ну кількість вентилів, та дотриматись умови

$$n \cdot U_{LTT} > U_{\Pi} \quad (3.12)$$

де n – кількість послідовно з'єднаних тиристорів;

U_{LTT} – максимально допустима напруга на вентилі, кВ;

U_{Π} – напруга на перетворювачі, кВ.

Напруга на перетворювачі дорівнює напрузі полюса - 290 кВ. Визначимо мінімально необхідну кількість вентилів: $n = \frac{290}{8} = 36,25$, тобто необхідно послідовно з'єднати більше ніж 36 тиристорів. Як було зазначено вище, перетворювач складається з двох послідовно з'єднаних шестифазних мостів, на кожному з яких є одна катодна і анодна групи. Тому кількість тиристорів повинна бути кратна 4, і більше 36. Отже, у схемі одного перетворювача буде 40 послідовно з'єднаних тиристорів, в одній групі – 20.

Така кількість тиристорів задовольняє технічним вимогам схеми.

Визначимо тепер падіння напруги на кожному вентилі: $\frac{290}{40} = 7,25$ кВ.

3.8 Висновки до розділу

У цьому розділі було здійснено вибір напруги ліній електропередач постійного струму, зокрема для перетворювальних мостів ми вибрали трансформатори з стандартною вторинною напругою 220 кВ.

Для високовольтної передачі постійного струму обрано біполярну схему, яка набагато надійніша і має суттєві технологічні переваги.

Для вставок постійного струму застосовуємо тиристри фірми Toshiba SL3500 LX21.

Проведені розрахунки показали, що перетворювач буде складатися з двох послідовно з'єднаних шестифазних мостів, на кожному з яких є одна катодна і анодна групи. Тому кількість тиристорів обираємо кратною 4, а у схемі одного перетворювача використовуємо 40 послідовно з'єднаних тиристорів, в одній групі – 20.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Вибір раціонального січення проводів

Вибір січення проводів повітряної лінії проведемо за економічною густиною струму за формулою:

$$S = \frac{I}{I_{ек}} \quad (4.1)$$

де S – січення проводу, мм^2 ;

I – розрахунковий струм у час максимуму енергосистеми;

$I_{ек}$ – нормоване значення економічної густини струму, А/мм^2 .

Оскільки ВПС дає повний контроль за обсягами перетікання електроенергії, то розрахунковий струм у час максимуму енергосистеми буде протікати по ЛЕП під час роботи її при розрахунковій потужності 400 МВт.

Для алюмінієвих та сталевалюмінієвих проводів $I_{ек} = 1$ при тривалості роботи понад 5000 год на рік.

Визначимо розрахунковий струм полюса:

$$I = \frac{P \cdot 10^3}{2U}, \quad (4.2)$$

де P – потужність передачі ВПС, МВт;

U – полюсна напруга, кВ.

$$I = \frac{400 \cdot 10^3}{2 \cdot 290} \approx 690 \text{ А}.$$

Вибираємо провід марки АС-400 з даними: $\rho = 0,08$ Ом/км, довготривалий допустимий струм $I_d = 825$ А, розрахункове січення $394,0/51,1$ мм^2 , діаметр проводу 27,5 мм, маса 1490 кг/км [13, 20].

4.2 Розрахунок споживання реактивної енергії перетворювачами

Для розгляду проблеми споживання реактивної потужності перетворювачами звернемося до рис. 4.1 і відзначимо, що всі криві на ньому повністю розташовуються справа від осі $Q=0$, тобто перетворювачі у всіх режимах роботи споживають реактивну потужність.

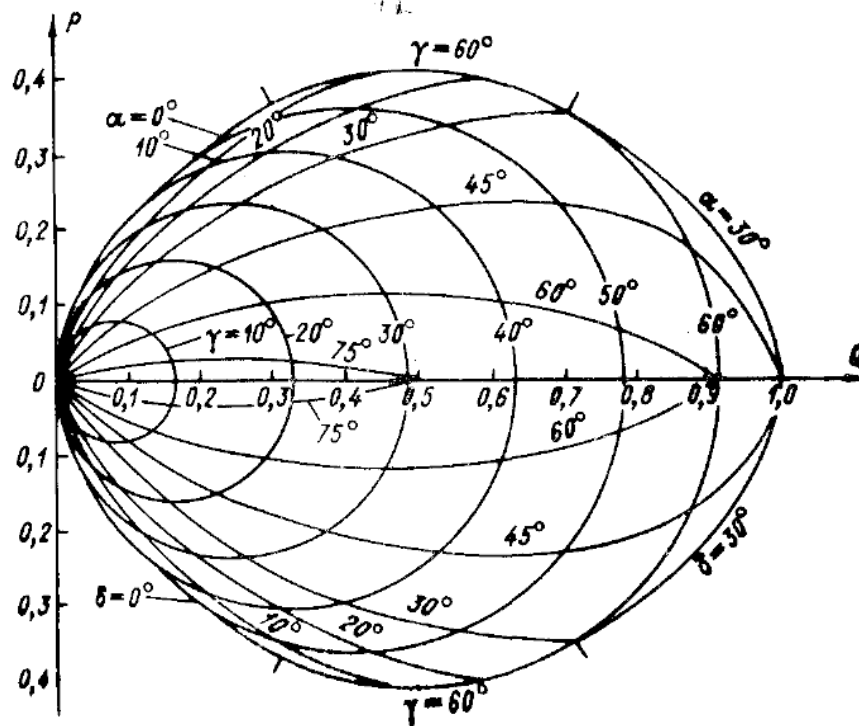


Рисунок 4.1 - *Споживання активної та реактивної потужності перетворювачем у основних робочих режимах*

Споживання реактивної потужності обумовлено самою фізикою перетворювальних процесів, а саме тим, що нормальні комутації вентилів можливі лише в строго певні інтервали часу, коли до вентилів перед їхнім включенням прикладена позитивна напруга, а після відключення - негативна. Зміщення таких інтервалів щодо моментів проходження через нуль відповідних змінних напруг і викликає відставання основної хвилі змінного струму перетворювача від напруги, тобто споживання реактивної потужності. На лініях електропередачі постійного струму в робочих режимах перетворювачі споживають реактивну потужність, яка складає біля 50 % активної. Ця потужність повинна покриватися від

генераторів, наявних у системі, синхронних компенсаторів або конденсаторних батарей, установлюваних біля перетворювачів.

На рис. 4.1 показані активна P і реактивна Q потужність перетворювального моста в його основних робочих режимах (шкали на осях дані в частках від потужності трифазного к.з. у точці приєднання моста). В якості параметрів на кривих зазначені значення уведених вище кутів α , γ і δ у градусах. Верхня напівплощина ($P > 0$) відповідає випрямленню, нижня ($P < 0$) інвертуванню. Перехід від одного режиму до іншого здійснюється зміною кутів включення тиристорів, тобто відповідним зміщенням імпульсів, якими управляються вентилі. Цей перехід триває всього частки періоду (ділянки $b-v$ і $z-d$ на рис. 3.3) [1, 2, 16].

Для більш точного визначення споживання активної і реактивної потужності інвертором необхідно врахувати падіння напруги у ЛЕП при перетіканні струму:

$$U_i = U - \frac{I_n \cdot r_0 \cdot l}{2} \quad (4.3)$$

де U_i – напруга в кінці лінії (на вході інвертора), кВ;

U – напруга на початку лінії (на виході випрямляча), кВ;

I_n – струм у полюсі, кА;

r_0 – активний опір лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

$$U_i = 290 - \frac{0,69 \cdot 0,08 \cdot 150}{2} \approx 286 \text{ кВ.}$$

Визначимо активну потужність випрямляча

$$P_g = 2I_n U \quad (4.4)$$

де P_g – потужність випрямляча, МВт.

$$P_g = 2 \cdot 0,69 \cdot 290 \approx 400,2 \text{ кВт}$$

Потужність інвертора

$$P_i = 2I_n U_i \quad (4.5)$$

де P_i – потужність інвертора, МВт.

$$P_i = 2 \cdot 0,69 \cdot 286 = 394,68 \text{ МВт.}$$

Кожен полюс складається з двох шестифазних послідовно з'єднаних груп вентилів, тому:

$$U_{z6} = \frac{U}{2}, \quad (4.6)$$

де U_{z6} – напруги однієї групи вентилів випрямляча, кВ.

$$U_{z6} = \frac{290}{2} = 145 \text{ кВ.}$$

$$U_{zi} = \frac{U}{2}, \quad (4.7)$$

де U_{zi} – напруга однієї групи вентилів інвертора, кВ.

$$U_{zi} = \frac{286}{2} = 143 \text{ кВ.}$$

Для обмеження наростання струму у тиристорах реактивний опір перетворювача x_c приймається рівним 15%. Кут відкриття для випрямляча приймається $\alpha = 12^\circ$, а для інвертора $\gamma = 15^\circ$.

Номінальна ЕРС робочої точки вентиляного моста випрямляча

$$E_{16} = \frac{U_{z6}}{1,35 \left(\cos \alpha - \frac{x_c}{2} \right)}, \quad (4.8)$$

де E_{16} – номінальна ЕРС робочої точки вентиляного моста випрямляча, кВ;

x_c – прийнятий реактивний опір перетворювача.

$$E_{16} = \frac{145}{1,35 \left(\cos 12^\circ - \frac{0,15}{2} \right)} = 119 \text{ кВ.}$$

Номінальна ЕРС робочої точки вентиляного моста інвертора

$$E_{li} = \frac{U_{zi}}{1,35 \left(\cos \gamma - \frac{x_c}{2} \right)}, \quad (4.9)$$

де E_{li} – номінальна ЕРС робочої точки вентиляного моста інвертора, кВ;

x_c – прийнятий реактивний опір перетворювача.

$$E_{li} = \frac{143}{1,35 \left(\cos 15^\circ - \frac{0,15}{2} \right)} = 119 \text{ кВ.}$$

Визначимо повну потужність вентиляної групи перетворювача.

Потужність випрямляча:

$$S_e = \sqrt{2} I_n E_{1e}, \quad (4.10)$$

де S_e – повна потужність вентиляної групи випрямляча, МВА.

$$S_e = \sqrt{2} \cdot 0,69 \cdot 119 = 116 \text{ МВА.}$$

Потужність інвертора:

$$S_i = \sqrt{2} I_n E_{li}, \quad (4.11)$$

де S_i – повна потужність вентиляної групи інвертора, МВА.

$$S_i = \sqrt{2} \cdot 0,69 \cdot 119 = 116 \text{ МВА.}$$

Реактивна потужність, яка споживається шести фазною групою вентилів перетворювача, визначається наступним чином.

Для випрямляча:

$$Q_e = U_{ze} \cdot I_n \sqrt{\left(\frac{1,35 \cdot E_{1e}}{U_{ze}} \right)^2 - 1}, \quad (4.12)$$

де Q_e – реактивна потужність, яка споживається шести фазною групою вентилів перетворювача випрямляча, МВАр.

$$Q_s = 145 \cdot 0,69 \sqrt{\left(\frac{1,35 \cdot 119}{145}\right)^2 - 1} = 47,7 \text{ МВАр.}$$

Для інвертора:

$$Q_i = U_{zi} \cdot I_n \sqrt{\left(\frac{1,35 \cdot E_{li}}{U_{zi}}\right)^2 - 1}, \quad (4.13)$$

де Q_i – реактивна потужність, яка споживається шести фазною групою вентилів перетворювача інвертора, МВАр.

$$Q_i = 143 \cdot 0,69 \sqrt{\left(\frac{1,35 \cdot 119}{143}\right)^2 - 1} = 50,5 \text{ МВАр.}$$

4.3 Усунення впливу вищих гармонік напруги й струму у схемі ВПС

Одна з особливостей ліній електропередач постійного струму полягає в тому, що змінні струми перетворювальних мостів мають характерну трапецевидну форму (рис. 4.2). Це є причиною виникнення вищих гармонік. Проникнення вищих гармонік струму у відправну й приймальну енергосистеми негативно позначається на її роботі: виникають додаткові втрати енергії в мережах, знижується навантажувальна здатність генераторів, синхронних компенсаторів, конденсаторних батарей, погіршується якість напруги і т.д.

Випрямлячі всіх типів, чинять деформуючу дію на прикладені напруги з боку як змінного, так і постійного струму. Нехай p – число фаз випрямляча, переважно $p=6$ або $p=12$. Випрямляч на стороні постійного струму може розглядатися як джерело гармонік напруги, де h кратне p , зі змінною амплітудою, що є функцією режиму роботи пристрою [1, 18].

З боку змінного струму випрямляч розглядається як джерело гармонік порядку $h=np+1$ (відповідно, прямих і зворотних) з амплітудами $1/h$. Ці струми створюють гармоніки напруги, що змінюються залежно від навантаження

випрямляча. Якщо навантаження мале, то відносно номінальної гармоніки напруги будуть незначні.

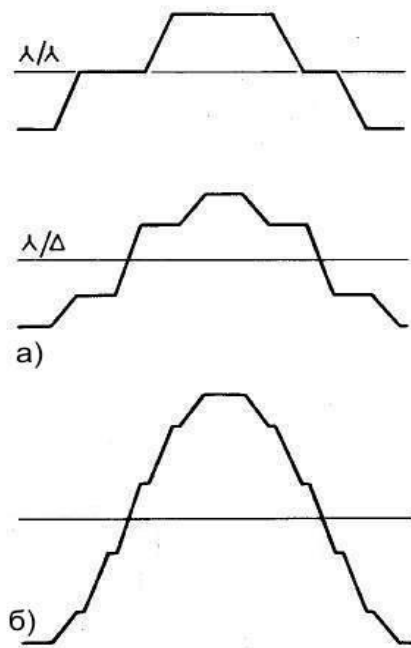


Рисунок 4.2 - Пульсації струму перетворювача

Особливо високим рівнем генерації вищих гармонік і інтенсивним джерелом радіоперешкод є інвертори, що здійснюють перетворення постійного струму в змінний.

Гармоніки спричиняють:

- резонансні явища на частотах вищих гармонік. При наявності вищих гармонік в електричних колах із зосередженими й розподіленими параметрами, якими можуть бути представлені блоки, вузли й розподільні мережі системи електроживлення, виникає небезпека появи резонансних явищ. При виникненні резонансного або близького до

нього режиму на якій-небудь вищій гармоніці струму або напруги ця складова виявляється більше, ніж амплітудне значення першої гармоніки струму (напруги) на тих же ділянках кола. Це негативно може відбитися на працездатності окремих елементів і вузлів системи, пробиття ізоляції, перегріву і т.д;

- наведення шумів в телекомунікаційній і керуючій мережах. Коли телекомунікаційні або керуючі мережі проходять поблизу силових мереж, якими протікають струми вищих гармонік, у перших можуть наводитися перешкоди й викривлення інформаційного сигналу. Величина викривлення буде залежати від частоти вищих гармонік, довжини паралельних ділянок мереж і відстані між ними;

- акустичний шум. У трансформаторах, дроселях і інших електромагнітних елементах вищі гармоніки струму, створюючи електродинамічні зусилля, викликають додаткові акустичні шуми;

- нагрівання й додаткові втрати в трансформаторах і електричних машинах. Додаткові втрати, що викликають перегрів трансформаторів при наявності вищих гармонік, виникають через *скін-ефект* у міді обмотки (збільшення активного опору обмотки з ростом частоти), а також збільшенням втрат на гістерезис і вихрові струми в магнітопроводі трансформатора;

- нагрівання конденсаторів. Додаткові втрати при наявності вищих гармонік у конденсаторах обумовлені збільшенням "*кута втрат*" у діелектрику й ростом діючого значення струму конденсатора. Виникнення перегріву у конденсаторі може приводити до пробою діелектрика. Крім цього, конденсатори чутливі до перевантажень, спричинених присутністю напруг вищих гармонік;

- нагрівання проводів та кабелів розподільної мережі. Додаткові втрати в кабелях силової мережі, що приводять до підвищення температури провідників, при наявності вищих гармонік.

Дієвим способом поліпшення форми кривої змінного струму перетворювачів є підвищення їхньої фазності, що виражається числом неодноточасних комутацій протягом одного періоду. У багатомостових схемах, якими зазвичай є схеми перетворювальних підстанцій, збільшення фазності досягається відносно простим шляхом: відповідним фазовим зміщенням у змінних напруг, які підводяться до різних мостів, у результаті чого комутації вентилів у різних мостах стають різночасними, ступені в кривій змінного струму перетворювачів виявляються дрібнішими, а вся крива наближається до синусоїди. На рис. 3.2, б показано криву змінного струму перетворювача з парним числом мостів (у найпростішому випадку із двома мостами), причому половина загального числа мостів живиться від трансформаторів зі схемою Δ/Δ , а інша половина - зі схемою ∇/Δ . Між змінними напругами, підведеними до мостів з тією чи іншою схемою живлення, виходить зсув фаз на кут 30° і при шестифазному режимі перетворення кожного моста досягається дванадцятифазний режим багатомостового перетворювача. У кривій змінного струму такого перетворювача залишаються тільки ті гармоніки, які відповідають формулі $12n \pm 1$; інші ж взаємно компенсуються, не виходячи в зовнішні кола. У принципі таким же шляхом може бути досягнуте й

подальше поліпшення форми кривої змінного струму багатомостових перетворювачів. Наприклад, виконанням двадцятичотирифазних перетворювачів можна було б позбутися від всіх гармонік, крім тих, які підпорядковуються формулі $24n \pm 1$. Однак це викличе значне ускладненням схем, та застосування спеціальних фазорегулюючих трансформаторів. Тому на лініях передач постійного струму досі обмежуються застосуванням лише шести- і дванадцятифазних перетворювачів, з'єднуючи їх з фільтрами гармонік на стороні змінного струму. Фільтри виконуються у вигляді набору ємнісно-індуктивних ланок, налаштованих у більшості випадків на 5-, 7-, 11-, 13-у, а іноді й більше високі гармоніки. Потужність таких фільтрів досить велика: біля 20-30% потужності перетворювача. Однак, реактивна потужність, яку видають фільтри на основній частоті, дозволяє відповідно зменшити необхідну величину інших джерел реактивної потужності.

Мережі високих напруг, що примикають до ліній електропередачі постійного струму, зазвичай мають складні частотні характеристики з нижньою резонансною частотою в діапазоні 100-200 Гц і з подальшим чергуванням резонансних частот через кожні кілька десятків герц. Вхідний опір таких мереж на будь-якій фіксованій частоті, що перевищує нижню резонансну, залежить від багатьох змінних факторів і не може прогнозуватися досить точно. У зв'язку із цим, об'єктом аналізу повинні бути не тільки найбільш виражені гармоніки струму перетворювачів, але й інші, які виникають через немінучі відхилення реальних перетворювальних режимів від умов симетрії й можуть мати практично будь-яку частоту. Для запобігання несприятливих наслідків, пов'язаних з неосновними гармоніками, доводиться жорстко нормувати ті характеристики, від яких залежить несиметрія перетворювальних режимів – неідентичність реактивних опорів перетворювальних трансформаторів, розкид кутів включення вентилів, чутливість роботи регуляторів до деформації форми кривої напруги на шинах і т.д.

Як ми уже визначилися, схема перетворювача буде складатися з двох послідовно з'єднаних шестифазних груп перетворювачів, при чому фази першої групи вентилів зсунуті відносно другої на 30 електричних градусів, тобто схема

є дванадцятифазна. Фазність перетворювача виражає число неодноразових комутацій вентилів на протязі одного періоду. Номінальна напруга первинної обмотки трансформатора – $U_{1n} = 330$ кВ, вторинної – $U_{2n} = 220$ кВ.

Гармоніки проникають також і в лінію постійного струму.

Для відгородження або обмеження гармонік застосовують паралельні фільтри з підбраною смугою пропускання. Суть паралельної фільтрації полягає в утворенні кіл з великою повною провідністю, що поглинає потужності вищих гармонік.

Для обмеження гармонік послідовно у лінію включають реактор, основна мета якого – зменшити (згладити) струми пульсацій. Реактор поглинає змінну складову, оскільки має великий реактивний опір, значно зменшуючи амплітуду гармонік. На постійну складову впливає лише активний опір, який у потужних реакторах дуже малий, його можна практично не враховувати.

ВВПС перетворювачі створюють гармоніки у всіх експлуатаційних режимах. Така гармоніка може створити проблеми в системах телезв'язку. Тому є спеціально розроблені фільтри постійного струму, які використовуються для зменшення впливу гармонік на сигнали телезв'язку.

Після реакторів, паралельно до полюсів, під'єднують фільтри постійного струму (ФПС), які являють собою конденсатори, ввімкнені на землю. Конденсатори пропускають лише змінну складову. Вони є зазвичай значно менші й дешевші, ніж фільтри на стороні змінного струму.

Сучасні фільтри постійного струму – активні. Їх встановлюють наприкінці лінії постійного струму. У цих фільтрах пасивну частину знижують до мінімальної, а сучасна силова електротехніка використовується, щоб виміряти, інвертувати й вислати у мережу протидіючу гармоніку (такої ж амплітуди і частоти, але у протифазі) [1, 32, 33].

4 Розрахунок фільтрокомпенсуючого пристрою

На стороні змінного струму ВВППС дванадцятипівперіодного перетворювача, генеруються гармоніки 11, 13, 23, 25-го порядку і вище. Фільтри встановлені, щоб зменшити гармоніки до рівня, заданого мережею.

Значення амплітуд гармонік можна визначити з рівняння:

$$A_h = \frac{A_1}{h}, \quad (4.14)$$

де A_h – значення амплітуди гармоніки;

A_1 – значення амплітуди основної гармоніки;

h – гармоніка.

Наприклад, на вхід випрямляча подається напруга $U_{2n}=220$ кВ, амплітудне значення цієї напруги

$$A_1 = \sqrt{2} \cdot U_{2n} = \sqrt{2} \cdot 220 \approx 311 \text{ кВ.}$$

При дванадцятипівперіодній схемі перетворювача найбільшу амплітуду має 11-а гармоніка, визначимо її величину:

$$A_{11} = \frac{311}{11} \approx 28,3 \text{ кВ.}$$

Діюче значення 11-ої гармоніки: $U_{11} = \frac{28,3}{\sqrt{2}} \approx 20$ кВ, що складає приблизно

9 % від основної напруги. Діюче значення 13-ої гармоніки: $U_{13} = \frac{220}{13} \approx 16,9$ кВ,

що складає приблизно 7,7 % від основної напруги.

Щоб провести розрахунок фільтрокомпенсуючого пристрою (ФКП) (рис. 4.3) для 11-ї та 13-ї гармонік, необхідно підібрати основні елементи схеми: батареї конденсаторів та реактори [13].

З рис. 4.4 за верхнім графіком визначаємо максимальний струм одинадцятій гармоніки, він приблизно становить 4,5% від струму першої (основної) гармоніки, тобто:

$$I_{11} = 0,045 \cdot I_{2н}, \text{ аналогічно - } I_{13} = 0,029 \cdot I_{2н}$$

де $I_{2н}$ – струм вторинної обмотки трансформатора кА.

$$I_{2н} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{2н} \cos \varphi}, \quad (4.15)$$

де P – потужність передачі, МВАр;

$U_{2н}$ – напруга вторинної обмотки трансформатора, кВ;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнемо 0,95, врахувавши те, що ми скомпенсуємо реактивну потужність).

$$I_{2н} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 1,1 \text{ кА.}$$

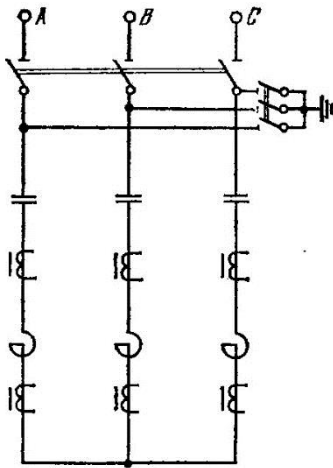


Рисунок 4.3 –
Фільтрокомпенсуючий
пристрій

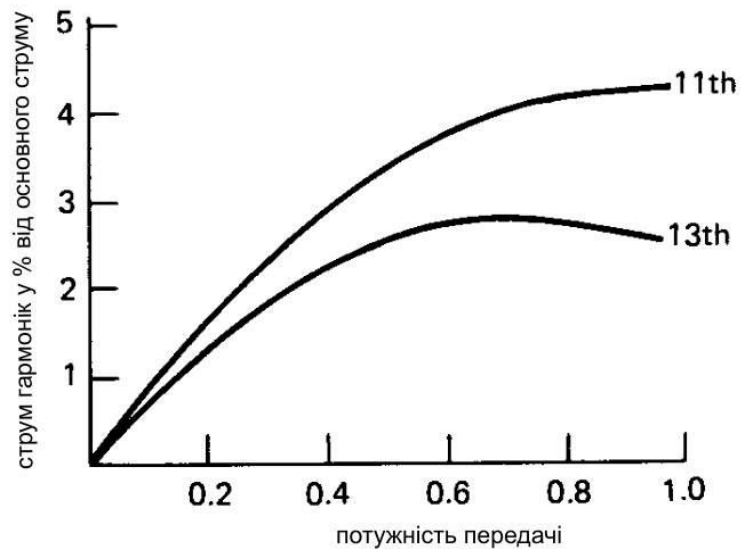


Рисунок 4.4 - Генерація гармонік

Запишемо розрахункові співвідношення для визначення необхідної ємності конденсаторних батарей ФКП:

$$a = \frac{h^2}{h^2 - 1}, \quad (4.16)$$

де a – коефіцієнт який враховує підвищення напруги основної частоти на батареї за рахунок послідовного включення реактора;

h – спектр фільтрованої частоти.

$$U_{1c} = \frac{a \cdot U_{2n}}{\sqrt{3}} \quad (4.17)$$

де U_{1c} – напруга основної частоти на батареї фільтра, кВ.

За умовою виключення недопустимого перевантаження

$$Q_{\text{бк}}'' \geq \frac{3 \cdot U_{\text{н.бк}} \cdot \kappa_{11,13} \cdot I_h}{C_{ih}}, \quad (4.18)$$

де $Q_{\text{бк}}''$ – необхідна потужність батареї за умовою виключення недопустимого перевантаження, МВАр;

$\kappa_{11,13}$ – коефіцієнт, що враховує неточне налаштування фільтра в резонанс з гармоніками, $\kappa_{11,13}=1,1$;

I_h – струм гармоніки, кА;

C_{ih} – коефіцієнт завантаження батареї по струмові гармоніки.

$$U_{1c} \leq U_{\text{н.бк}} \leq 1,3 \cdot U_{1c} \text{ – умова вибору } U_{\text{н.бк}}.$$

$$\text{Дотримуються умови: } 0,77 \leq C_{U1} = \frac{U_{1c}}{U_{\text{н.бк}}} < 1.$$

$$C_{ih} = \sqrt{C_i^2 - C_{U1}^2} \leq C_{ih\text{дон}} = \sqrt{1,3^2 - C_{U1}^2}, \quad (4.19)$$

де C_i – коефіцієнт завантаження батареї за повним струмом;

C_{U1} – коефіцієнт завантаження за напругою основної частоти;

$C_{ih\text{дон}}$ – допустимий коефіцієнт завантаження батареї за струмом гармоніки.

$$C_i = \frac{1}{C_{U1}} \leq C_{i,\text{дон}} = 1,3, \quad (4.20)$$

де $C_{i,\text{дон}}$ – допустимий коефіцієнт завантаження батареї за струмом.

$$I_{нф} = \frac{Q_{нф}}{3 \cdot U_{н.бк}}, \quad (4.21)$$

де $I_{нф}$ – номінальний струм батареї фільтра, кА;

$Q_{нф}$ – прийнята потужність батареї фільтра, МВАр;

$U_{н.бк}$ – номінальна напруга батареї конденсаторів, кВ.

Реактивна потужність яку генерує фільтр:

$$Q_{1ф} = Q_{нф} \cdot C_{U1}^2, \quad (4.22)$$

де $Q_{1ф}$ – компенсуюча властивість фільтра, МВАр.

$$U_{hc,max} = U_{hp,max} = I_{нф} \cdot C_{ihdon} \cdot \rho, \quad (4.23)$$

де $U_{hp,max}$ – максимальна напруга гармоніки на реакторі фільтра, кВ.

$$\rho = \frac{3 \cdot U_{н.бк}^2}{Q_{нф} \cdot h}, \quad (4.24)$$

де ρ – характеристичний опір фільтра, Ом.

$$U_{c,max} = \sqrt{U_{1c}^2 + U_{hc,max}^2}. \quad (4.25)$$

Вибір реактора проводимо за умовами:

$$I_{нр} = 1,3 \cdot I_{нф}, \quad (4.26)$$

де $I_{нр}$ – номінальний струм реактора, кА.

$$U_{1р} = \frac{U_{2н}}{\sqrt{3}}, \quad (4.27)$$

де $U_{1р}$ – напруга основної частоти на реакторі фільтра, кВ.

$$U_{р,max} = \sqrt{U_{1р}^2 + U_{hp,max}^2}, \quad (4.28)$$

де $U_{р,max}$ – максимальна повна напруга на реакторі фільтра, кВ.

$$x_{1p} = \frac{\rho}{h}, \quad (4.29)$$

де x_{1p} – реактивний опір реактора на основній частоті, Ом.

Результати розрахунку зводимо у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 - Розрахунок конденсаторних батарей фільтрів 11-ої та 13-ої гармонік

	a	U_{1c} , кВ	$1,3U_{1c}$, кВ	$U_{н.бк}$, кВ	C_{ul}	C_i	C_{ih}	I_h , кА	$Q_{бк}$, МВАр	$Q_{нф}$, МВАр	$Q_{1ф}$, МВАр	$I_{нф}$, кА	ρ , Ом	$C_{нф200}$	$U_{н.мак}$, кВ
11-а гармоніка	1,008	128	166,4	135	0,85	1,176	0,81	0,0495	27,225	28	20,23	0,07	177,5	0,98	12,18
13-а гармоніка	1,006	127,8	166,14	135	0,85	1,176	0,81	0,0319	17,545	18	13	0,04 4	233,6	0,98	10,07 5

Перевіряємо правильність вибору номінальної напруги конденсаторної батареї фільтра згідно умови:

$$U_{c,max} \leq U_{нбк}. \quad (4.30)$$

Перевіряємо правильність вибору номінальної напруги реактора фільтра згідно умови:

$$U_{нр} \geq U_{р,мак}, \quad (4.31)$$

де $U_{нр}$ – номінальна напруга реактора фільтра, кВ.

Результати розрахунку зводимо у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 - Розрахунок реакторів фільтрів 11-ої та 13-ої гармонік

	$I_{нр}$, кА	$U_{1р}$, кВ	$U_{нр,мак}$	$U_{р,мак}$, кВ
11-а гармоніка	0,091	127	12,18	127,6
13-а гармоніка	0,057	127	10,13	127,4

Визначаємо ефективність фільтра.

Необхідна добротність фільтра

$$q_h \geq \frac{C_{ih\phi} \cdot m \cdot 100}{\sqrt{(K_{h\delta on} \cdot h)^2 - (C_{ih\phi} \cdot m \cdot \alpha^2 \cdot 100)^2}}, \quad (4.32)$$

де q_h – необхідна добротність фільтра;

$C_{ih\phi}$ – фактичний коефіцієнт завантаження батареї по струму гармоніки;

$K_{h\delta on}$ – допустимі гармоніки лінійної напруги на даній секції, %;

$\alpha = 0,015$.

$$C_{ih\phi} = \frac{I_h \cdot \kappa_{11,13}}{I_{нф}} \quad (4.33)$$

$$m = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{нбк}}{U_{2нmax}}, \quad (4.34)$$

де $U_{2нmax}$ – максимальна напруга на шинах, кВ.

$$U_{hосм} \geq \frac{C_{ih\phi} \cdot m \cdot 100}{h} \sqrt{\frac{1}{q_h^2} + \alpha^2}, \quad (4.35)$$

де $U_{hосм}$ – остаточна лінійна напруга гармоніки після установки фільтра, %.

$$K_{eh} = \frac{U_{hосм}}{U_h} \leq 1, \quad (4.36)$$

де K_{eh} – коефіцієнт ефективності фільтра;

U_h – напруга гармоніки, кВ.

$$U_h = \frac{U_{2н}}{h} \quad (4.37)$$

$$U_{h\%} = \frac{U_h}{U_{2н}} \cdot 100, \quad (4.38)$$

де $U_{h\%}$ – складова гармонік.

Основні показники якості електроенергії в електричних мережах систем змінного трифазного та однофазного струму з частотою 50 Гц установленні в ГОСТ 13109-99. Згідно даного документу допустимі значення коефіцієнта n -ої гармонічної складової напруги (K_u) при $U_{ном}=(110-330)$ кВ складають:

- 1 % для 11-ої гармоніки;
- 0,7 % для 13-ої гармоніки;

Результати розрахунку зводимо у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 - Розрахунок ефективності фільтра

	$C_{iH\phi}$	m	q_h	$U_{nocm},$ %	$U_h,$ кВ	$U_{hp},$ %	K_{eh}	$K_u,$ %
11-а гармоніка	0,778	1,02	7,2	1,008	20	9	0,11	1
13-а гармоніка	0,8	1,02	8,967	0,706	16,9	7,7	0,091	0,7

За даними розрахунків видно, що розраховані фільтри зменшують одинадцятую та тринадцятую гармоніки практично до значення нормованого відповідно до ГОСТ 13109-99. Рівень гармонік буде ще меншим, так як ми не враховували згладжувальної дії індуктивностей, введених у коло перетворювача, та їх реактивного опору.

4.5 Активні фільтри

Для усунення решти гармонік, які є набагато менші за потужністю, використаємо активні фільтри змінного струму (ФЗС) (на шинах перед трансформатором перетворювача), та активні фільтри постійного струму (ФПС) (підключаються до ЛЕППС) [1, 32, 33].

Активні фільтри налаштовані на потрібні гармоніки відповідно до вимірюваного сигналу про гармоніку. Вони генерують протифазні коливання такої ж частоти і амплітуди, і висилають їх у мережу. Таким чином гармоніки

взаємознищуються. Ефективність активних фільтрів дуже висока, але їх переважно застосовують в якості допоміжних пристроїв разом з пасивними фільтрами, через їх високу вартість. У більшості випадків активні фільтри при дванадцятипівперіодній схемі перетворювача налаштовані на 23-ю, 25-у, 35-у, 47-у і 49-у гармоніки.

На рис. 4.5 зображено для порівняння два графіки струмів гармонік у полюсі ЛЕППС з використанням ФПС та без нього.

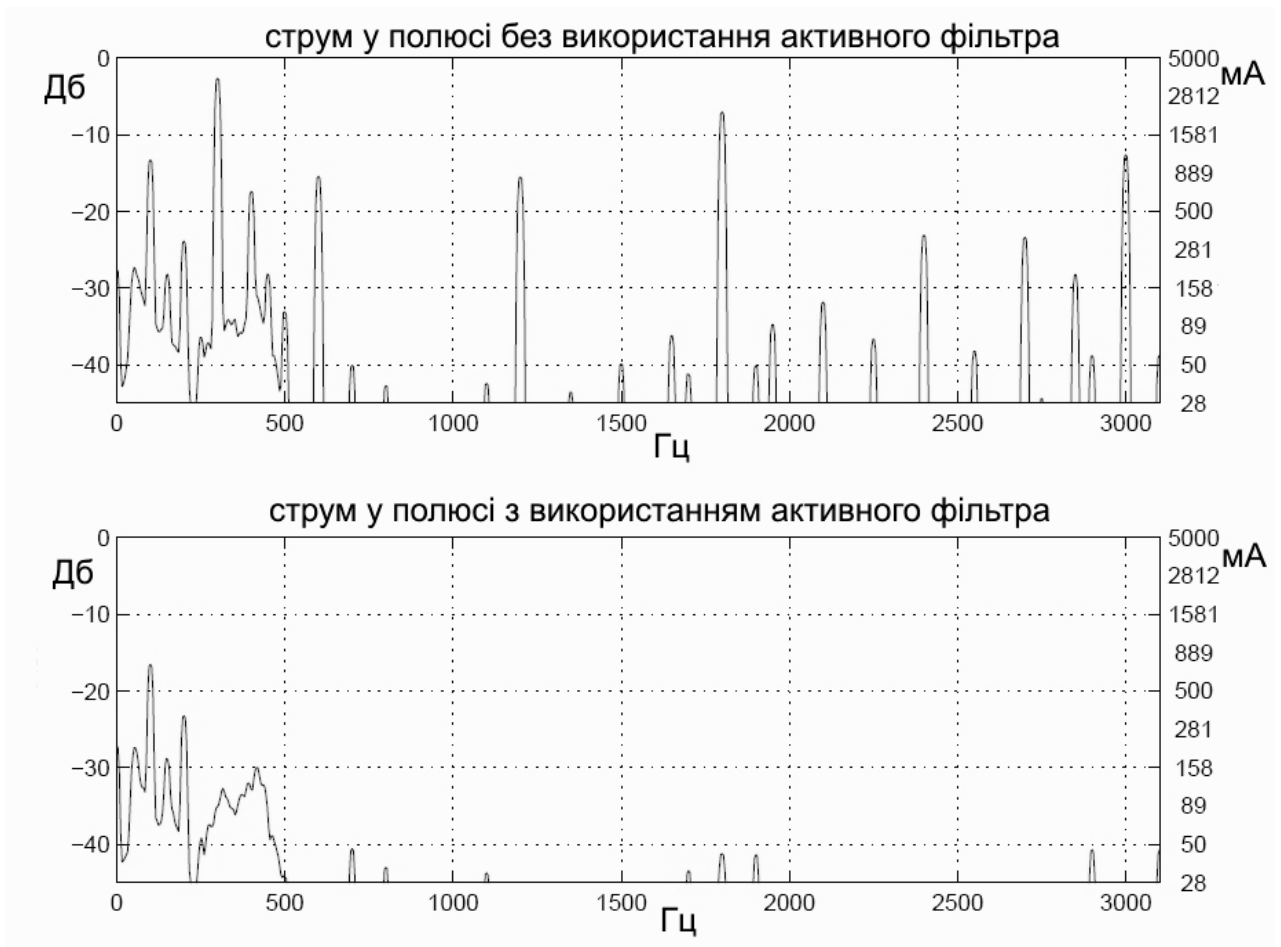


Рисунок 4.5 - Струми гармонік у полюсі

ФПС (рис. 4.6) складається з активної і пасивної частини. Активна частина вимірює сигнал гармонік, обробляє його та формує імпульси для генерації протидіючих гармонік. Пасивна частина являє собою коливальний контур.

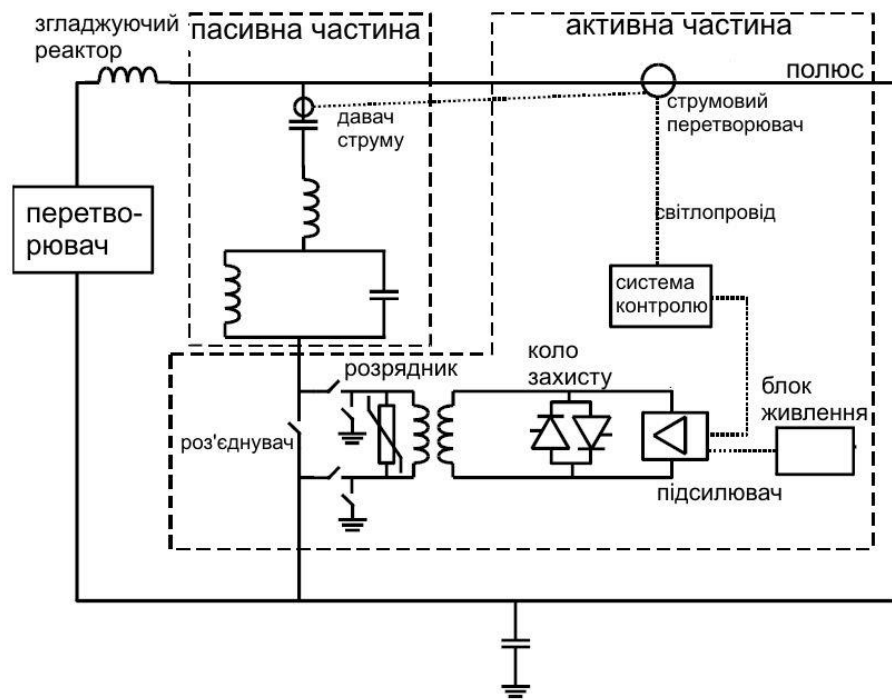


Рисунок 4.6 - Спрощена схема активного ФПС

Струмовий перетворювач конвертує електричний сигнал з кільця Роговського у світловий. Світлопроводом інформація поступає у систему контролю (цифровий сигнальний мікропроцесор), де за принципом широтно-імпульсної модуляції формується сигнал кутів комутації біполярних транзисторів з ізольованим затвором у підсилювачі. Таким чином, підсилювач формує протидіючі гармоніки, які через гальванічну розв'язку поступають на пасивну частину ФПС і далі у полюс.

Принцип дії активного ФЗС (рис. 4.7), не відрізняється від принципу дії активного ФПС.

Активний фільтр змінного струму складається з: 1 – IGBT конвертора, який моделює протидіючі гармоніки; 2 – реактора для узгодження індуктивності; 3 – тиристорного ключа для захисту перетворювача від перенапруг і перевантажень; 4 – трансформатора для гальванічної розв'язки; 5 – додаткового фільтра; 6 – вакуумного вимикача; 7 – вентильного розрядника для захисту від перенапруг; 8 – роз'єднувача з короткозамикачами; 9 – LC-контур для відхилення струмів основної гармоніки; а також датчиків та системи контролю, яка керує IGBT конвертором.

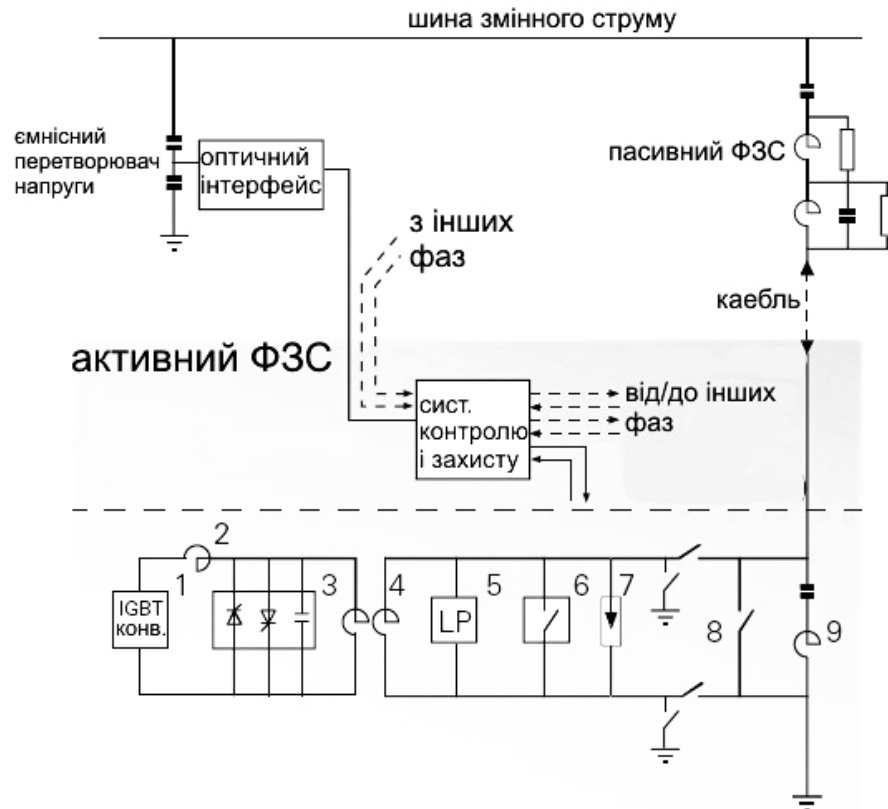


Рисунок 4.7 - Спрощена схема активного ФЗС

Амплітудами струмів та напруг ще вищих гармонік можна знехтувати - при їх частотах вони будуть швидко загасати у проводах через явище скін-ефекту.

4.6 Висновки до розділу

В цьому розділі було виконано вибір раціонального січення проводів: відповідно до розрахункової потужності 400 МВт обрали провід марки АС-400. Виконано розрахунок споживання реактивної енергії перетворювачами, розглянуто причини виникнення гармонік і їх вплив на електроустаткування та запропоновано методи зменшення амплітуд гармонік. Проведені розрахунки фільтрокомпенсуючого пристрою показали, що розраховані фільтри зменшують одинадцяту та тринадцяту гармоніки практично до значення нормованого відповідно до технічних стандартів. Для усунення решти гармонік, які є набагато менші за потужністю, запропоновано використати активні фільтри змінного струму та активні фільтри постійного струму.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Вибір трансформатора

Майже усі трансформатори на підстанціях ВПС виконуються проектно-конструкторськими бюро на замовлення, тому що їх параметри можуть сильно відрізнятись від стандартних номінальних значень [1, 33].

У нашому випадку - для живлення дванадцятипівперіодної схеми однієї підстанції перетворювача - вибір лежить між двома видами виконання трансформаторів:

1) два трифазних двообмоткових трансформатора; вторинна обмотка одного з'єднана у «зірку», а другого - у «трикутник»;

2) три однофазних триобмоткових трансформатора; одна вторинна обмотка якого з'єднана за схемою «зірка», а друга – «трикутник».

Оскільки потужність однієї підстанції $S_n = 232$ МВА, то для покриття навантаження у першому варіанті необхідно два трансформатора по 120 МВА кожен. У другому варіанті необхідно встановити три трансформатора по 80 МВА.

Такі трансформатори мають величезні габарити та масу, і звичайно, що при першому варіанті трансформатори значно більші ніж при другому, і для їх транспортування та встановлення необхідно мати спеціальне технологічне оснащення.

Крім того, для більшої надійності нам необхідно мати один трансформатор у запасі. Але при першому варіанті трансформатори різні – у одного вторинна обмотка з'єднана за схемою «зірка», а другого – «трикутник» і про запас необхідно мати два таких трансформатора.

Отже, при біполярному виконанні схеми, яка складається з двох підстанцій на випрямній та інвертуючій стороні, з врахуванням запасного трансформатора нам необхідно замовити дванадцять трифазних двообмоткових трансформаторів потужністю 120 МВА кожен при першому варіанті, або чотирнадцять однофазних триобмоткових трансформаторів потужністю 80 МВА кожен при другому варіанті.

У такому випадку другий варіант значно дешевший, простіший при транспортуванні і встановленні та надійніший у експлуатації (рис. 5.1)

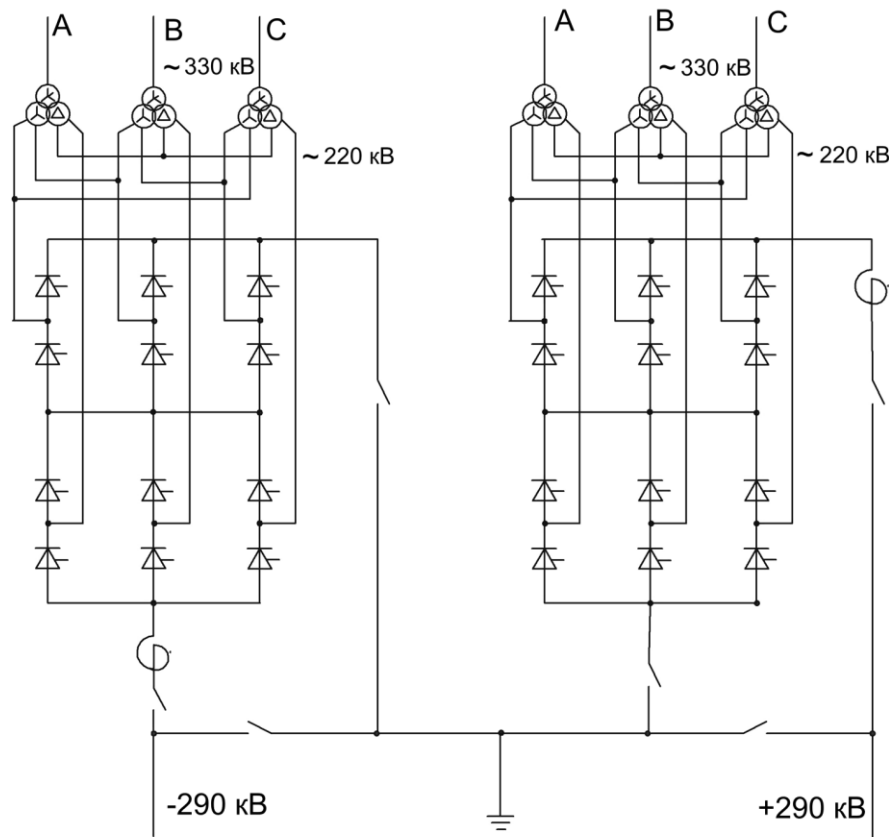


Рисунок 5.1 - Принципова схема перетворювальної станції з однофазними триобмотковими трансформаторами

Для підстанцій ВПС замовимо чотирнадцять однофазних триобмоткових трансформатора 80 МВА потужністю кожен. Первинна обмотка з'єднана за схемою «зірка» з заземленою нейтраллю, розрахована на напругу 330 кВ, напруга вторинних обмоток становить 220 кВ.

Зараз помітна тенденція переходу на новітні матеріали та технології. Для перетворювальних підстанцій ВПС часто застосовують цілий комплекс пристроїв з елегазовою (SF_6) ізоляцією - в основному така ізоляція використовується у трансформаторах і вимикачах навантаження. Ізолюючі властивості елегазу значно вищі, ніж трансформаторного масла. Електроустановки з елегазовою ізоляцією, мають найменші габарити у порівнянні з устаткуванням з іншими видами ізоляції і більшу надійність.

Виробництво трансформаторів з SF_6 ізоляцією в основному стримувала проблема охолодження обмоток, але недавно розроблені методи намотування обмоток вирішили це питання. SF_6 рівномірно протікає між обмотками, охолоджуючи та ізолюючи їх (рис. 5.2).

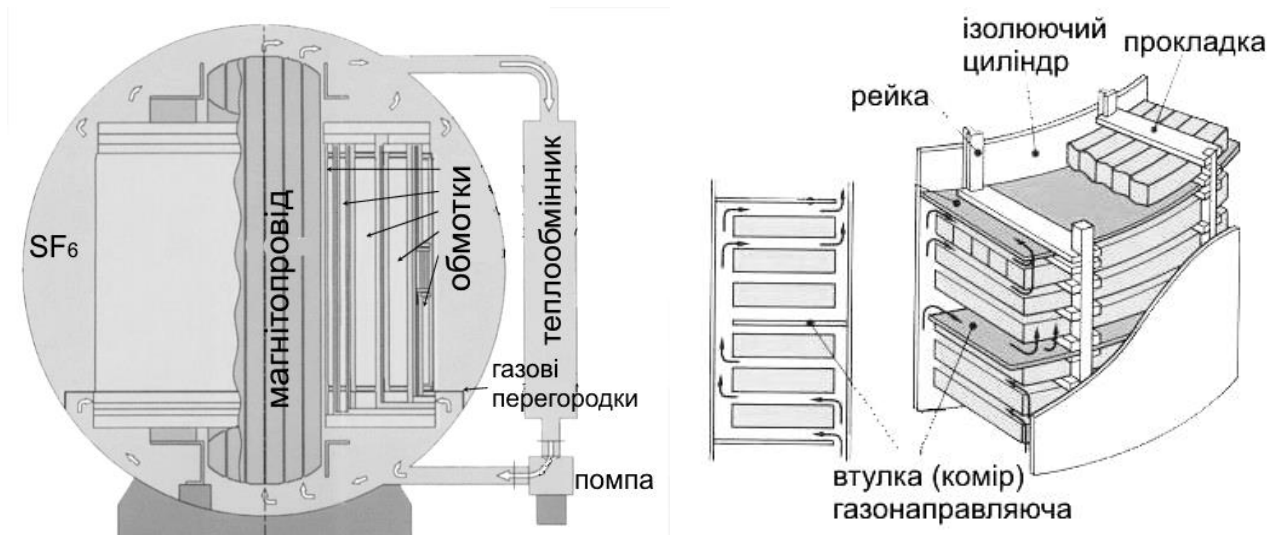


Рисунок 5.2 - Трансформатор з елегазовою ізоляцією та охолодженням

Зовнішній вигляд трансформатора з SF_6 ізоляцією показаний на рис. 5.3.



Рисунок 5.3 - Зовнішній вигляд трансформатора з SF_6 ізоляцією

Кожна фаза виконана в окремому корпусі, тобто трансформатори переважно виконують як однофазні, баки трансформаторів з'єднані між собою спільною системою охолодження та газової ізоляції (рис. 5.4)

Тиск газу у системі підтримується на рівні 0,5 МПа. Шум від трансформаторів не перевищує рівня 85 дБ.



Рисунок 5.4 - Зовнішній вигляд однофазного триобмоткового трансформатора з елегазовою ізоляцією та охолодженням

Крім вище сказаного слід відзначити, що SF_6 не підтримує горіння, не потребує систем очищення і фільтрації, при періодичних оглядах перевіряють лише тиск газу. Трансформатори з елегазовою ізоляцією та охолодженням економічніші у експлуатації.

5.2 Компенсація реактивної потужності

У пункті 4.2 ми розглянули фізику процесу споживання реактивної потужності перетворювачами і визначили, що найбільше реактивної потужності споживає інвертор – $Q_r=50,5$ МВАр.

Перетворювач однієї підстанція споживає $2 \cdot 50,5=101$ МВАр.

На підстанціях ВПС основними споживачами реактивної енергії є перетворювачі та трансформатори [1, 19].

Проведемо спрощений розрахунок споживання реактивної потужності однією підстанцією, враховуючи втрати реактивної потужності у трансформаторах.

Як ми уже визначились, для живлення однієї підстанції однофазним триобмотковим трансформатором потужністю 80 МВА необхідно три таких трансформатори, їх загальна потужність буде становити $S = 3 \cdot 80 = 240$ МВА. Визначимо реактивну потужність, яку споживає група трансформаторів, що живить одну підстанцію: вона складається з втрат холостого ходу – ΔQ_{xx} та втрат короткого замикання – $\Delta Q_{кз}$, які для триобмоткових трансформаторів визначаються для кожної обмотки:

$$\Delta Q_{xx} = S \frac{I_{xx}}{100}, \quad (5.1)$$

де ΔQ_{xx} – реактивні втрати холостого ходу трансформатора, МВАр;

S – потужність трансформаторів, МВА;

I_{xx} – струм холостого ходу трансформатора, %.

Для таких трансформаторів I_{xx} знаходиться у межах (2,0-4,0) %.

Прийемо для розрахунку $I_{xx}=2,5$ %.

$$\Delta Q_{xx} = 240 \frac{2,5}{100} = 6 \text{ МВАр}$$

Для триобмоткових трансформаторів у паспортах вказана напруга короткого замикання. Для трансформаторів такого типу і потужності, які ми вибрали, напруга короткого замикання між первинною та вторинною обмотками знаходиться у межах (13,0-20,0)% - прийемо для розрахунку $U_{вн-нн}=15\%$. Напруга короткого замикання між обмотками низької напруги (8,0-13,0)% - прийемо для розрахунків $U_{нн1-нн2}=10\%$.

Реактивні втрати короткого замикання для обмотки високої напруги визначаються за формулою:

$$\Delta Q_{вн} = \frac{S \cdot U_{вк}}{100}, \quad (5.2)$$

де $\Delta Q_{вн}$ – реактивні втрати короткого замикання для обмотки високої напруги, МВАр;

$S_{вн}$ – потужність обмоток високої напруги, МВА;

$U_{вк}$ – напруга короткого замикання обмоток високої напруги, %:

$$U_{вк} = 0,5(2 \cdot U_{вн-нн} - U_{нн1-нн2}), \quad (5.3)$$

$$U_{вк} = 0,5(2 \cdot 15 - 10) = 10 \text{ \%} .$$

$$U_{нк} = 0,5(U_{нн1-нн2}), \quad (5.4)$$

де $U_{нк}$ – напруга короткого замикання обмоток низької напруги, %.

$$U_{нк} = 0,5(15) = 7,5 \text{ \%} .$$

$$\Delta Q_{вн} = \frac{240 \cdot 10}{100} = 24 \text{ МВАр} .$$

Реактивні втрати короткого замикання для обмотки високої напруги визначаються за формулою:

$$\Delta Q_{вн} = \frac{S_{нн} U_{нк}}{100}, \quad (5.5)$$

де $\Delta Q_{нн}$ – реактивні втрати короткого замикання для обмотки низької напруги, МВАр;

$S_{нн}$ – потужність обмоток низької напруги, МВА.

Оскільки вторинних обмоток дві, то $S_{нн}=120$ МВА.

$$\Delta Q_{нн} = \frac{120 \cdot 7,5}{100} = 9 \text{ МВАр} .$$

Отже втрати реактивної потужності у групі трьох триобмоткових трансформаторів становлять:

$$\Delta Q_{зм} = \Delta Q_{вн} + 2 \cdot \Delta Q_{нн} + \Delta Q_{хх}, \quad (5.6)$$

де $\Delta Q_{зм}$ – втрати реактивної потужності у групі 3-х триобмоткових трансформаторів, МВА.

$$\Delta Q_{зм} = 24 + 2 \cdot 9 + 6 = 48 \text{ МВАр} .$$

5.3 Вибір місця під'єднання компенсаційних пристроїв

Саме раціональне місце для встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності (ПКРП) – якнайближче до найпотужнішого споживача реактивної енергії.

Фільтрокомпенсуючі пристрої, які ми розраховували, слід встановлювати якнайближче до джерела гармонік шин низької напруги трансформаторів (вентильних шин). Але з схеми (рис. 5.1) видно, що для під'єднання фільтрів безпосередньо перед перетворювачем, нам буде необхідно використати шість однофазних ФКП, або два трифазних для обох гармонік, тоді, як на стороні високої напруги нам необхідно встановити лише по одному трифазному, або три однофазних ФКП. Фільтри також можна віднести до пристроїв компенсації реактивної потужності - ми навіть визначили, скільки вони будуть генерувати реактивної енергії.

5.4 Розрахунок потужності компенсаційних пристроїв

Прийнята потужність ФКП тринадцятої гармоніки 28 МВАр, ФКП одинадцятої гармоніки 18 МВАр (табл. 4.1). Встановлюємо трифазні фільтри на шинах високої напруги трансформаторів перетворювачів.

Загальні втрати реактивної потужності однієї підстанції з врахуванням компенсуючих властивостей ФКП становлять:

$$Q_{\Sigma} = \Delta Q_{zm} + \Delta Q_{in} - (Q_{ФКП11} + Q_{ФКП13}), \quad (5.7)$$

де Q_{Σ} – загальні втрати реактивної потужності однієї підстанції, МВАр;

$Q_{ФКП11}$ – реактивна потужність яку генерує ФКП 11-ої гармоніки, МВАр;

$Q_{ФКП13}$ – реактивна потужність яку генерує ФКП 13-ої гармоніки, МВАр.

$$Q_{\Sigma} = 48 + 101 - (10.115 + 6.5) = 132.385 \text{ МВАр.}$$

Визначимо коефіцієнт потужності при такому рівні компенсації реактивної потужності:

$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{S}, \quad (5.8)$$

де $\cos \varphi_1$ – коефіцієнт потужності при теперішньому рівні компенсації реактивної потужності;

P – активна потужність яку споживає підстанція, МВт;

S – повна потужність яку споживає підстанція, МВА.

$$P = \sqrt{S^2 - Q_{\Sigma}^2}. \quad (5.9)$$

$$P = \sqrt{240^2 - 132.385^2} = 200.2 \text{ МВм}.$$

$$\cos \varphi_1 = \frac{200,2}{240} = 0,834, \quad \text{tg} \varphi_1 = 0,66.$$

Прийmemo за плановий $\cos \varphi_2 = 0,95$, відповідно, $\text{tg} \varphi_2 = 0,3286$.

Щоб досягнути такого коефіцієнта потужності нам необхідно встановити пристрої компенсації реактивної енергії потужністю:

$$Q_{KV} = P(\text{tg} \varphi_1 - \text{tg} \varphi_2), \quad (5.10)$$

де Q_{KV} – необхідна потужність конденсаторної установки, МВАр.

$$Q_{KV} = 200,2(0,66 - 0,3286) \approx 66 \text{ МВАр}$$

Скомпенсуємо втрати реактивної енергії на стороні високої напруги трансформаторів, тобто установимо ПКРП на номінальну напругу 330 кВ, потужністю 66 МВАр.

Тепер ми знаємо місця розташувань основних силових агрегатів підстанцій ВПТ. Зобразимо їх на спрощеній схемі (рис. 5.5).

Для штучної компенсації реактивної потужності використовують статичні конденсатори й синхронні компенсатори (синхронні двигуни полегшеної конструкції без навантаження на валу). Перевагу віддають статичним конденсаторам. Необхідність компенсації реактивної потужності диктується створенням умов стійкості й можливості регулювання напруги в енергосистемі.

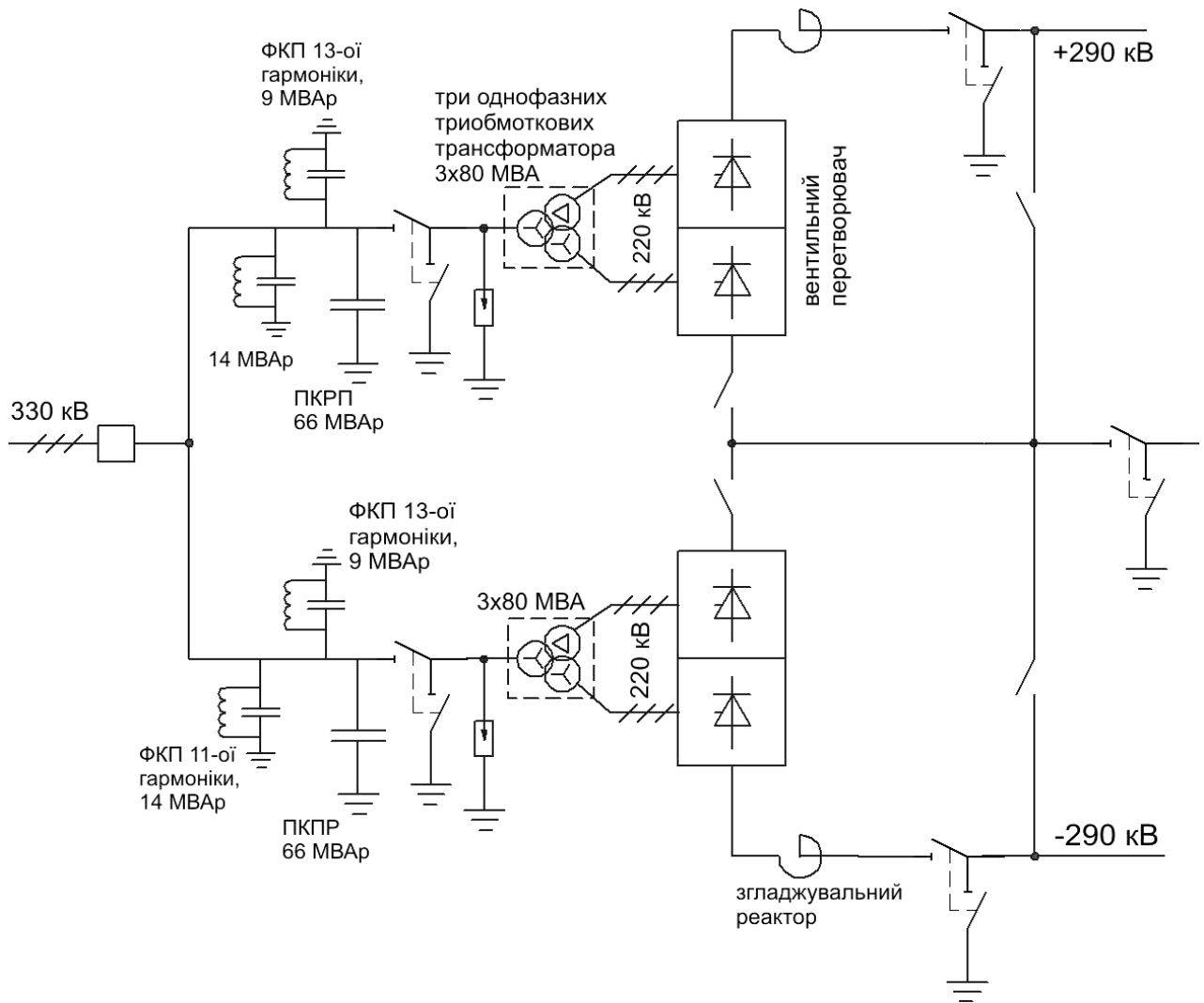


Рисунок 5.5 - Розміщення основних силових агрегатів на станції ВПС

Статичні конденсатори являють собою спеціальні ємності, здатні виробляти реактивну енергію. Вони можуть працювати лише як генератори реактивної енергії. Переваги статичних конденсаторів наступні: безшумність у роботі, простота в експлуатації через відсутність обертових частин, простота виконання монтажних робіт через малу вагу й відсутність фундаменту, малі втрати (0,0025-0,05 кВт/кВАр). Недоліки конденсаторів: наявність залишкового заряду, недостатня міцність при виникненні к.з.

Але статичні конденсатори дають ступінчате регулювання реактивної потужності, крім того при таких напругах та потужності, як у нашому випадку, при комутаціях конденсаторів виникають небезпечні перехідні процеси, тому використовуємо сучасні ПКРП – тиристорні статичні компенсатори (ТСК).

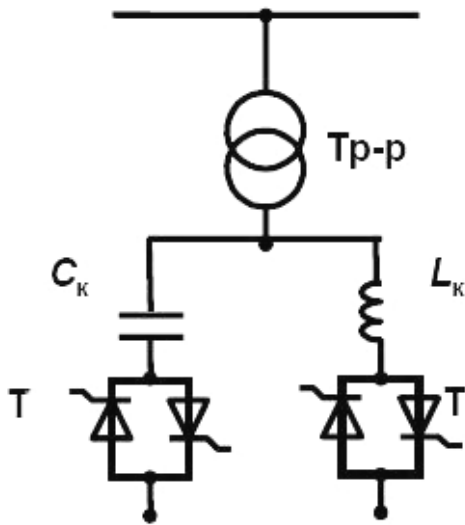


Рисунок 5.6 - ТСК

Вони використовуються для комутації та керування конденсаторами й реакторами, у результаті чого досягається регулювання без перехідних процесів і безперервне регулювання реактивної енергії (рис. 5.6).

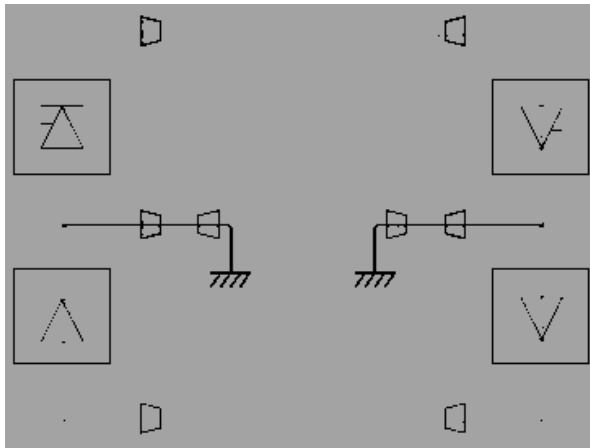
ТСК-системи в передавальних мережах збільшують їхню пропускну здатність, поліпшують якість напруги й демпфірують коливання потужності, викликані uszkodженнями в мережах або комутаціями більших навантажень у суміжних системах. Вони також

використовуються в розподільних мережах при наявності складних навантажень [10, 35, 36].

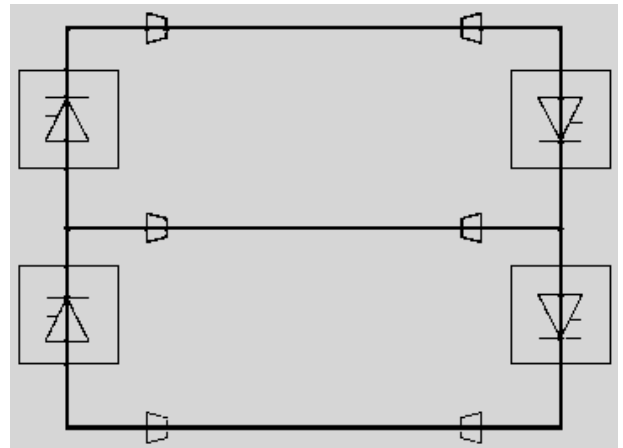
5.5 Зменшення струму несиметрії у вставках постійного струму

Як видно з рис. 5.5, при біполярному виконанні схеми вставки постійного струму, на одній станції (випрямній, або інвертуючій) є два послідовно з'єднаних вентильних перетворювачі. Дуже важливо, щоб падіння напруги на кожному із них було однакове. При аварійних режимах та інших перехідних процесах на вентильному перетворювачі, або обох одразу, можуть виникати перенапруги, які викликають струми несиметрії у полюсах. Тобто струми у полюсах різні, і один з них перевантажений, а значить, і перевантаженим буде один з перетворювачів станції, через що може виникнути аварія.

Для зменшення струму несиметрії заземляють точку з'єднання перетворювачів (рис. 5.7, а), або створюють металічний контакт (рис. 5.7, б), об'єднавши точки обох станцій проводом. Цей провід називають "*металевим поверненням*", його підвішують на основних опорах ЛЕП, переважно посередині між полюсами.



а)



б)

Рисунок 5.7 - Виконання схеми ВПС з заземленою точкою з'єднання вентильних перетворювачів а) і "металевим поверненням" б)

Звичайно, що побудова "металевого повернення" набагато дорожча, ніж встановлення заземлюючих електродів, але проведені дослідження показують, що у схемах з металічним контактом точки з'єднання перетворювачів є такі переваги:

- виключення протікання через землю струму несиметрії полюсів;
- зниження магнітного поля від повітряної лінії постійного струму;
- зниження величини напруженості електричного поля й іонних струмів під проводами ПЛ, а також зниження величини індукції МП під проводами ПЛ у несиметричних режимах роботи ПЛ;
- можливість використання додаткового проводу для передачі електроенергії під час обриву одного з полюсів, або виходу з ладу однієї підстанції перетворювача;
- виключення електрокорозії підземних споруд і необхідності побудови дорогих робочих заземлювачів.

Важливо відмітити, що все це досягається без збільшення маси сталі опори через можливість підвішування додаткового проводу на мінімальній висоті у відповідності з вибраним рівнем ізоляції [1, 42, 43].

5.6 Струм к.з. на шинах високої напруги трансформаторів

Електричні апарати в системі електропостачання повинні надійно працювати як у нормальному тривалому режимі, так і в умовах аварійного короткого часного режиму. До апаратів пред'являється рід загальних вимог надійної роботи: відповідність номінальній напрузі і виду установки; відсутність небезпечних перегрівів при тривалій роботі в нормальному режимі, термічна і динамічна стійкість при коротких замиканнях, а так само такі вимоги як простота і компактність конструкцій, зручність та безпека експлуатації, мала вартість.

Для вибору апаратів необхідно визначити базовий струм у точці к.з.(на шинах високої напруги трансформаторів):

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (5.11)$$

де I_{δ} – базовий струм у точці к.з., кА

S_{δ} – базисна потужність приєднаної системи, МВА;

U_n – номінальна напруга на стороні первинної напруги, кВ.

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,75 \text{ кА}.$$

Встановлений струм короткого замикання (к.з.):

$$I_{\infty} = \frac{I_{\delta}}{\sqrt{r_{л*б}^2 + x_{л*б}^2}}, \quad (5.12)$$

де $r_{л*б}$ – питомий активний опір системи;

$x_{л*б}$ – питомий індуктивний опір системи.

При даній напрузі і потужності активний опір системи дуже малий, ним можна знехтувати, в результаті отримаємо формулу:

$$I_{\infty} = \frac{I_{\delta}}{x_{л*б}}, \quad (5.13)$$

$$x_{л.б} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2}, \quad (5.14)$$

де x_0 – середній погонний індуктивний опір повітряної ЛЕП, Ом·км;

l – довжина ЛЕП, км.

$$x_{л.б} = \frac{0,4 \cdot 110 \cdot 1000}{330^2} = 0,404.$$

$$I_{\infty} = \frac{1,75}{0,404} = 4,33 \text{ кА}$$

Ударний струм к.з.

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\infty}, \quad (5.15)$$

де i_y – ударний струм к.з., кА;

k_y – ударний коефіцієнт.

$$i_y = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,33 = 11 \text{ кА}.$$

5.7 Вибір обладнання

При проектуванні ВПТ на стороні 330 кВ вибираємо наступне устаткування: трифазний роз'єднувач з заземлюючими ножами. Основне призначення роз'єднувача – ізолювати ділянку кола на час ремонту електроустаткування шляхом створення видимого повітряного проміжку.

$$I_{нмс} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{нмс}}}, \quad (5.16)$$

де $I_{нмс}$ – номінальний струм термічної стійкості апарату, кА;

t_n – приведений час дії к.з., с;

$t_{нмс}$ – номінальний час термічної стійкості, с.

При живленні струмів короткого замикання від системи необмеженої потужності від аперіодичного струму можна знехтувати $\beta = I_n/I$, тому приймаємо приведений час рівним дійсному часу протікання струмів короткого замикання через апарат:

$$t_n = t_{zm} + t_{кз} + t_{шз} + t_{са}, \quad (5.17)$$

де t_{zm} – час дії захисту трансформатора, с;

$t_{кз}$ – час ввімкнення короткозамикача, с;

$t_{шз}$ – час дії швидкодіючого захисту, с;

$t_{са}$ – час спрацювання апарату, с.

$$t_n = 0,1 + 0,12 + 0,1 + 0,09 = 0,41 \text{ с.}$$

Для більшості апаратів у довідниках вказують струм термічної стійкості при випробуванні при трьох секундах дії струму к.з. на апарат:

$$I_{нтс} = 4,33 \sqrt{\frac{0,41}{3}} = 11 \text{ кА}$$

Визначимо номінальний струм апарату:

$$I_{на} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (5.18)$$

де $I_{на}$ – номінальний струм апарата, кА;

S_m – потужність трансформатора, МВА.

$$I_{на} = \frac{240}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,42 \text{ кА.}$$

Основне призначення роз'єднувача - ізолювати ділянку кола на час ремонту електроустаткування шляхом створення видимого повітряного проміжку (розриву кола) [21, 22]. Вибір роз'єднувача приведено в табл. 5.1, а короткозамикача - в табл. 5.2.

Таблиця 5.1 - Вибір роз'єднувача

Вибрана і перевірена величина	Формули для порівняння	Розрах. дані	Дов. дані
Номінальна напруга, кВ	$U_{над} \geq U_{на}$	330	330
Номінальний довгостроковий струм, А	$I_{над} \geq I_{на}$	420	2000
Допустимий ударний струм к. з., кА	$i_{уд} \geq i_y$	11	67
Струм термічної стійкості, кА	$I_{нтм} \geq I_{нтмс} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{нтмс}}}$	1,6	17

Вибираємо роз'єднувач РНД(З)-2-330/2000.

Таблиця 5.2 - Вибір короткозамикача

Вибрана і перевірена величина	Формули для порівняння	Розрах. дані	Дов. дані
Номінальна напруга, кВ	$U_{над} \geq U_{на}$	330	330
Допустимий ударний струм к. з., кА	$i_{уд} \geq i_y$	11	51
Струм термічної стійкості, кА	$I_{нтм} \geq I_{нтмс} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{нтмс}}}$	1,6	20

Вибираємо короткозамикач типу КЗ – 330У1

Незалежно від того, захищена повітряна лінія від прямих попадань блискавок чи ні, устаткування електроустановок, зв'язаних з повітряними електромережами, може піддаватися впливові електромагнітних хвиль і атмосферних перенапруг, що набігають з боку лінії. Для запобігання цього необхідно штучне зниження амплітуди хвилі, що набігає на установку, що і досягається за допомогою розрядників.

Приймаємо до встановлення вентиляний розрядник РВМК-330ПУ1, його дані приведені у табл. 5.3 і відповідають ГОСТ 16357-83. Згідно класифікації даного стандарту він належить до І групи (важкий режим) і призначений для захисту від грозових та комутаційних перенапруг [11]. Даний ізолятор складається з двох одинадцятиколонкових поверхів.

Таблиця 5.3 - Довідникові дані розрядника

Тип		PBC
Номінальна напруга мережі (діюча), кВ		330
Номінальна напруга розрядника, кВ		288
Номінальна пробивна напруга (діюча) частоти 50 Гц у сухому стані та під дощем, кВ	не менше	435
	не більше	500
Імпульсна пробивна напруга (при перед розрядному часі від 2 до 20 мкс і повному імпульсі 1,2/50 мкс), кВ	не менше	378
	не більше	630
Залишкова напруга кВ, не більше, при імпульсі струму з довжиною фронту 8 мкс і максимальним значенням	3000 А	555
	5000 А	615
	10000 А	700

Вимикачі навантаження призначені для включення і відключення електричних кіл під навантаженням і при короткому замиканні. Вимикач є одним із самих складних і відповідальних апаратів схеми.

Визначимо потужність к.з. на вході вимикача:

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\infty}. \quad (5.19)$$

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 330 \cdot 5,335 \approx 3050 \text{ МВАр}$$

Розрахункові дані:

$I_{\infty} = 5,335 \text{ кА}$ – встановлений струм короткого замикання, кА;

$i_y = 11 \text{ кА}$ – ударний струм к.з., кА;

$S_k = 3050 \text{ МВА}$ – потужність короткого замикання, МВАр;

$I_{на.} = 420 \text{ А}$ – розрахунковий струм апарата, А;

$$t_{II} = t_{з. \min} + t_{бч},$$

де $t_{з.мин}$ – мінімальний час спрацювання захисту, ПУЕ рекомендує приймати його в розрахунках рівним 0,02с;

$t_{вч}$ – власний час відключення вимикача (для високовольтних вимикачів дорівнює (0,05 – 0,08) с).

$$t_{П} = t_{з.мин} + t_{вч} = 0,02 + 0,06 = 0,08 \text{ с}$$

По розрахунковому максимальному струмові вибираємо повітряний вимикач ВВДМ-330Б, довідникові дані якого приведені в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 - Довідникові дані вимикача

Тип вимикача	Номинальна напруга, кв	Номинальний струм, А	Струм електродинамічної стійкості, кА	Струм термічної стійкості/час дії струму, кА/с
ВВДМ-330Б	330	3150	80	22,8/3

Перевірка за тривалим струмом:

$$I_{на} = 420 < I_n = 3150 \text{ А}$$

Перевірка на динамічну стійкість:

$$i_y = 11 < I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$I_{нтс} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{П} + T_a}{t_{нтс}}}, \quad (5.20)$$

де T_a – постійна загасаюча аперіодичної складового струму, с.

$$I_{нтс} = 4,33 \sqrt{\frac{0,08 + 0,01}{3}} = 0,75 \text{ кА}.$$

Вимикач ВВДМ-330Б термічно стійкий і підходить за всіма умовами вибору устаткування.

5.8 Висновки до розділу

В цьому розділі було виконано вибір трансформатора з елегазовою ізоляцією, яка не підтримує горіння, не потребує систем очищення і фільтрації, і такі трансформатори є економніші у експлуатації. Було проведено розрахунок втрат реактивної потужності у трансформаторах, виконано вибір місця під'єднання компенсаційних пристроїв та розрахована їхня потужність. Запропоновано заходи щодо зменшення струму несиметрії у вставках постійного струму та виконано вибір обладнання на стороні високої напруги схеми ВПС.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Критерії економічної ефективності енергетичного виробництва

Передача електроенергії відноситься до електроенергетичної галузі.

В ринкових умовах основним критерієм роботи галузі є прибуток, який визначають шляхом співставлення доходу (ефекту) із затратами:

$$П = Д - З, \quad (6.1)$$

де $П$ – прибуток;

$Д$ – дохід;

$З$ – затрати.

Разом із ним визначають фондівдачу, рентабельність, затрати на одну гривню товарної продукції, ефект від нововведень та їх ефективність.

Заодно визначають і специфічні показники для кожної галузі: використання сировини, палива, матеріалів, робочої сили. В енергетиці – це:

- питомі витрати палива;
- штатний коефіцієнт електростанції;
- фондоозброєність.

Показниками загальної ефективності капвкладень є:

- відношення приросту чистої продукції до капітальних вкладень та інноваційних затрат;
- питомі капітальні вкладення на одиницю виробничої потужності;
- термін окупності;
- коефіцієнт загальної ефективності (k) – це відношення річного прибутку ($П_p$) до капітальних вкладень (K):

$$k = \frac{П_p}{K}. \quad (6.2)$$

Термін окупності повних капітальних вкладень в об'єкт, що проектується або будується, розраховують за формулою:

$$T_{OK} = \frac{K}{C - B} = \frac{K}{m}, \quad (6.3)$$

де K – калькуляційна вартість об'єкта;

C – вартість річного випуску продукції в оптових цінах;

B – річні витрати виробництва;

m – річний прибуток підприємства.

Обернена величина терміну окупності характеризує суму прибутку в розрахунку на гривню капвкладень (інвестицій) [24].

6.2 Визначення капітальних затрат

Отже, для визначення періоду окупності нам необхідно розрахувати капітальні затрати на спорудження вставки постійного струму. До капітальних затрат відносяться: вартість обладнання, транспортування та монтаж.

Визначимо загальну вартість основного обладнання (табл. 6.1)

Таблиця 6.1 - Вартість основного обладнання ВПС

Обладнання	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Сумарна вартість, тис. грн
1	2	3	4
Однофазний три обмотковий трансформатор, 80 МВА	14 шт.	3670	51380

Продовження табл. 6.1

1	2	3	4
Трифазний роз'єднувач, 330 кВ	8 шт.	53,7	429,6
Відокремлювач однополюсний, 290 кВ	14 шт.	13,42	187,88
Полюсний згладжувальний реактор, 290 кВ	4 шт.	137,2	548,8
Дванадцятипівперіодни й вентильний перетворювач, 230 МВА	4 шт.	29000	116000
Вентильний розрядник, 330 кВ	6 шт.	21,95	131,7
Повітряний вимикач навантаження, 330 кВ	4 шт.	145,1	580,4
Фільтр 11-ої гармоніки, 9 МВАр	4 шт.	1051	4204
Фільтр 13-ої гармоніки, 14 МВАр	4 шт.	1403	5612
Статичний тиристорний компенсатор, 66 МВАр	4 шт.	7250	29000
Лінія електропередачі постійного струму	150 км	92,1 на 1 км	13815
Всього:			221889,38

6.3 Вартість електроенергії

Вартість електроенергії визначається Національною комісією регулювання електроенергетики (НКРЕ).

Першочерговим при розрахунку тарифів є покриття всіх затрат, що мали місце у процесі надання послуг і одержання прибутку. Це досягається простим підсумовуванням усіх затрат, у тому числі й на податки, та поділом цих затрат на кількість спожитої енергії, плюс визначений відсоток прибутку. Однак такий підхід справедливий лише на перший погляд. Енергозабезпечення деяких споживачів обходиться значно дорожче, ніж в середньому по регіону. Такий

підхід не стимулює енергозбереження, підвищення енергоефективності. Через це до другорядних завдань при встановленні тарифів слід віднести:

- справедливе повернення затрат споживачами;
- підтримання заходів, направлених на забезпечення ефективного управління енергонавантаженням у системі.

В умовах приватизації енергетики, коли деякі елементи затрат визначаються ринковою ціною, існує можливість формувати тарифи, в яких використовується ринкова ціна в інтересах споживачів. При цьому в споживача є можливість вибору тарифу, але не має можливості вибору постачальника. Це означає, що ринок повинен регулюватися державою в напрямку надання послуг високої якості й за реальною ціною.

Ціна складається із трьох основних елементів:

1. Затрат на оптові енергозакупівлі.
2. Затрат на використання низьковольтних (НВ) ліній енергопередач.
3. Інших затрат місцевого енергопостачання (МЕР).

В затрати на оптові закупівлі включають затрати на експлуатацію високовольтних (ВВ) ліній енергопередач плюс втрати. Ці затрати визначаються НКРЕ, а в майбутньому будуть визначатись Енергоринком.

Розглянемо структуру оптової ринкової ціни.

Цю ціну розраховують на основі формул, в які включають всі затрати, починаючи із виробництва і закінчуючи передачею до границі НВ мережі. Укрупнено її структура поділяється на оптову закупівельну ціну (ОЗЦ) і «підйом». «Підйом» використовують для покриття безнадійних боргів, плати за передавання енергії ВВ лініями на наступний місяць, надбавки Енергоринку, які використовують для субсидування пільгових тарифів, плати за послуги йому.

Оптова ринкова ціна (*ОРЦ*) визначається за формулою:

$$ОРЦ = ОЗЦ + П, \quad (6.4)$$

де *ОЗЦ* – оптова закупівельна ціна;

П – «підйом».

Оптова закупівельна ціна (*ОЗЦ*) визначається за формулою:

$$ОЗЦ = ГЦС + ЦРП + В, \quad (6.5)$$

де *ГЦС* – гранична ціна системи;

ЦРП – ціна робочої потужності за кожну мВт·год;

В – втрати на високовольтних лініях (ВВ).

Тоді оптова ринкова ціна буде:

$$ОРЦ = ГЦС + ЦРП + В + П. \quad (6.6)$$

За кожну вироблену мВт·год виробникам (генеруючим підприємствам) виплачується контрактна або оптова закупівельна ціна. Енерговиробники, які не уклали контракту, заявляють свою робочу потужність і цінову пропозицію. Різні енергоблоки за кожну годину робочого часу будуть пропонувати різну ціну електроенергії. Оцінку обсягів виробництва, необхідного для задоволення попиту, визначають додаванням контрактного енерговиробництва і міжнародних перетоків. Після того, як баланс потужностей споживання і генерування буде узгоджений, ціна найдорожчого блоку визначить граничну ціну системи (ГЦС) для всіх споживачів. Оцінка ГЦС, її рівень публікується щоденно в пресі. Якщо запропонований обсяг енерговиробництва недостатній, тоді до ГЦС додається додаткова ціна робочої потужності (ЦРП) за кожну мВт·год. Додаткову плату застосовують для того, щоб підштовхнути виробників до введення в дію тих блоків, які не заявили про свою готовність. Ця ціна оплачується за вироблену енергію з поправкою на втрати, пов'язані з передавання ВВ мережею [24].

6.4 Розрахунок економічної ефективності

Для розрахунку приймемо собівартість електроенергії, що виробляється на атомних електростанціях, 0,18 грн./кВт·год.

Відпускна ціна визначається згідно договору між передавальною (атомні електростанції) та приймальною електромережами, і становить приблизно 0,57 грн./кВт·год (дані за 2019 рік). Приймемо дані ціни для розрахунку терміну окупності побудови ВПТ.

Повні капітальні затрати, враховуючи транспортування, встановлення обладнання, та інші роботи, приймаються на 10 – 15% більшими, ніж вартість обладнання об'єкту:

$$K = B + 0,15 \cdot B, \quad (6.7)$$

де K – калькуляційна вартість об'єкта, тис. грн.;

B – вартість обладнання об'єкта, тис. грн.

$$K = 221889,38 + 0,15 \cdot 221889,38 = 255172,8 \text{ тис.грн.}$$

Потужність розрахованої нами вставки постійного струму 400 МВт, але вона не буде працювати постійно завантаженою на 100%, хоч у Польщі помітний дефіцит потужності. В нічний час ВПТ буде завантажена приблизно на 20–40%, у часи пік можливі перевантаження ВПТ на 20%, тому через нерівномірність графіку навантаження приймемо для розрахунку середню потужність вставки 300 МВт, ВПТ працюватиме приблизно 8500 год на рік.

Тепер можемо визначити термін окупності ВПТ:

$$T_{ок} = \frac{K \cdot 10^3}{P_c (C_0 - C_0) \cdot 10^3 \cdot T}, \quad (6.8)$$

де C_0 – відпускна ціна 0,57 грн./кВт·год;

C_0 – собівартість електроенергії 0,18 грн./кВт·год;

P_c – середня потужність передачі, МВт;

T – кількість годин роботи ВПТ, год.

$$T_{ок} = \frac{255172,8 \cdot 10^3}{300 \cdot 10^3 \cdot (0,57 - 0,18) \cdot 8500} \approx 1,22 \text{ роки}$$

Отже термін окупності розрахованого нами об'єкту при даних цінах на електроенергію і обладнання, та обсягах передач становитиме 1,22 роки.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Заходи безпеки при обслуговуванні електроустановок

Огляди електроустановок. Електроустановки оглядаються без зняття на них напруги лише на віддалі від струмопровідних частин. Дефекти виявляються візуально - оглядом і на слух. Право одноособового огляду електроустановки має черговий із кваліфікаційною групою не нижче III або адміністративно-технічний працівник, що має V групу в установках напругою вище 1000 В и IV групу в електроустановках напругою нижче 1000 В.

Як правило, при оглядах не можна заходити за огороження, знімати їх, входити в камери розподільних пристроїв, що не мають захисних огорожень. При необхідності дозволяється увійти за огороження працівникові з кваліфікаційною групою не нижче IV, але за умови, що струмопровідні частини недоступні, тобто нижні фланці ізоляторів знаходяться на відстані більш 2 м, а неогорожені струмопровідні частини - на відстані більш 2,75 м при напрузі 35 кВ і 3,5 м при напрузі 110 кВ.

При менших відстанях входити за огороження можна тільки в присутності другої особи, що має кваліфікаційну групу не нижче III, і за умови, що струмопровідні частини знаходяться на відстані не меншій зазначеної в табл. 7.1.

Щоб уникнути проникнення в приміщення електроустановки сторонніх осіб приміщення зачиняють.

Оперативні переключення. Відключення і зміни в електричних схемах можуть виконуватись тільки за розпорядженням або з відома того чергового персоналу, у керуванні або підпорядкуванні якого знаходиться дане устаткування. При пожежах, нещасних випадках або при стихійних лихах можна негайно відключати електроустаткування без узгодження.

Розпорядження вважається виконаним після того, як черговий повідомить особисто або за телефоном черговому диспетчерові енергосистеми мережевого району, черговому інженерові, тобто особі, що дала розпорядження. Керуватися

показами приладів та повідомленнями осіб не оперативного персоналу про виконання розпорядження не можна.

Таблиця 7.1 - Допустимі відстані від місця проведення робіт до струмопровідних частин у залежності від їхньої напруги

Номинальна напруга електроустановки, кВ	Допустима відстань, м
До 15	0,7
Від 15 до 35	1,0
Від 35 до 110	1,5
154	2
220	2,5
330	3,5
400 і 500	4,5
700	6,4

Особа, що віддає розпорядження про переключення, обов'язково перевіряє послідовність операцій за оперативною схемою. Черговий, який отримав розпорядження, зобов'язаний повторити його і записати в оперативний журнал.

За оперативною схемою або макетом цей черговий намічає порядок операції. Якщо переключення виконують дві особи то перша особа є старшою, роз'яснює другій (виконавцю) завдання і послідовність його виконання.

В електроустановках напругою вище 1000 В, не обладнаних повністю блокованими від неправильних операцій роз'єднувачів, складні переключення проводяться за бланками переключень.

В бланку переключень виконується запис усіх операцій про включення і відключення електрообладнання точно у тій послідовності, у якій ці операції повинні виконуватись.

Прості переключення на одному електричному приєднанні і переключення в електроустановках повністю обладнаних блокуванням роз'єднувачів від неправильної операції, можуть виконуватися без бланків.

Бланки переключень заповнює і підписує черговий який є безпосереднім виконавцем. Старший черговий контролюючий виконання операцій, перевіряє бланк і також його підписує. Старший черговий зачитує зміст операції виконавець повторює прочитане і приступає до виконання. Старший контролює дії виконавця і відразу відзначає в бланку виконання операції. При сумніві в правильності операцій робота припиняється до в'яснення правильного порядку переключень. Якщо черговий робить переключення одноосібно, то він зачитує послідовність операцій вказаних у бланку за телефоном старшому черговому який віддав розпорядження. Цей черговий є контролюючою особою.

Дозвіл на переключення виконавець зобов'язаний одержати за телефоном, безпосередньо перед їх виконанням. Приєднання вмикають або вимикають з допомогою вимикачів.

Якщо роз'єднувач має ручний привід, то операції з ним виконують в діелектричних рукавицях, з ізолюваною основою. вмикати і вимикати потрібно швидко, рішуче і до упору. Відключення і включення роз'єднувачів виконується без навантаження. Роз'єднувачами допускається розмикати струми замикання на землю і зарядні струми повітряних і кабельних ліній наведених у табл. 7.2.

Таблиця 7.2 - Допустимі струми розмикання роз'єднувачем

При напрузі, кВ	Струм замикання на землю, А	Зарядний струм на фазу, А
3 – 6	7,5	2,5
10 – 20	3,0	1,0
35	1,5	0,5

Дозволяється відключати навантажувальний струм лінії до $I \leq 15$ А при напрузі $U \leq 10$ кВ.

Роз'єднувачі необхідно включати ривком. Якщо при цьому виникає дуга, то ножі варто довести до кінця. У противному випадку зворотний хід ножа викличе розвиток дуги. Відключати роз'єднувачі треба, навпаки, повільно, особливо в початковий момент. Якщо з'явиться дуга при відході ножів від губок, то роз'єднувач бажано включити назад.

Роз'єднувачі відключають (включають) у діелектричних рукавицях. Роз'єднувачі з пофазним керуванням і з вертикальним розташуванням - у діелектричних рукавицях, з використанням ізолюючих штанг і стоячи на ізолюючій підставці. Старшим може бути черговий, що має не меншу, ніж IV кваліфікаційну групу. Прості перемикання на одному електричному приєднанні дозволяється виконувати оперативному персоналу, що має не нижче, ніж IV кваліфікаційну групу, одноосібно.

Перевіряти відсутність напруги, накладати й знімати переносні заземлення дозволяється не менш ніж двом виконавцям.

В установках напругою до 1000 В перемикання виконує один працівник, що має III кваліфікаційну групу, якщо він черговий, IV кваліфікаційну групу, якщо він не є черговим.

Персонал, що виконує переключення, повинен твердо знати, що у випадку зникнення напруги вона може бути подана знову без попередження як в умовах нормальної експлуатації, так і при аваріях [26].

7.2 Захист персоналу від впливу електричних і електромагнітних полів

Конструктивні заходи. Зниження напруженості поля в робочих зонах можна досягти цілеспрямованим конструюванням відкритих розподільчих пристроїв (ВРП), а в деяких випадках і опор ЛЕП. При проектуванні високовольтних ЛЕП і ВРП параметри вибираються головним чином з розрахунку припустимих втрат потужності в лінії й значення радіоперешкод, що виникають у результаті появи корони. Значення потенціалів і напруженості електричного поля що знаходяться

поза межею робочої зони, як правило, не враховуються. Відповідним вибором параметрів (висота підвіски проведення над землею, перетин проведення, крок розщеплення й т.д.) уже на стадії проектування можна зменшити потенціали й напруженість електричного поля. Вихідною величиною цього випадку є максимальна напруженість поля на поверхні проводу, що обмежується короною.

З урахуванням припустимого значення радіоперешкод найбільше значення напруженості поля виявляється в межах до 26-28 кВ/см, залежно від конкретних умов при відносній щільності повітря рівній одиниці.

Одним із практичних способів зменшення дії поля на персонал, що обслуговує ВРП, є зниження напруженості поля за допомогою заземлених тросів, які підвішуються в робочій зоні під струмоведучими проводами. При проектуванні ВРП необхідно аналітично оцінити ступінь зменшення потенціалу робочої зони, що захищає, залежно від геометричних параметрів заземлених тросів, їхнього перетину, висоти підвіски, числа тросів і т.д.

Застосуванням заземлених тросів, підвішених на висоті 2,5 м над землею під фазами сполучних шин ВРП 750 кВ, вдається зменшити потенціал у робочій зоні на висоті 1,8 м з 30 до 13 кВ. При такій напруженості поля небезпечний вплив його мінімальний.

Тимчасові екрануючі пристрої. Такі пристрої можна розділити на дві групи. До першої відносяться захисні пристрої, призначені для робіт які проводяться безпосередньо на території підстанції (ревізія масляних вимикачів, перевірка й налаштування релейного захисту, перевірка ізоляції кіл комутації, вимірювання опору заземлювачів). Це захисні сітчасті козирки, закріплені на конструкціях безпосередньо над робочим місцем. За допомогою таких козирків можна знизити напруженість поля до декількох кіловольт на метр.

Козирок може встановлюватися на час роботи, а може бути й постійною частиною конструкції.

До другої групи екрануючих пристроїв відносяться ті, які призначені для робіт на лініях (при ревізії кріплень гірлянд, при заміні ізоляторів і т.д.). Це екрануючі клітки та одяг.

Екрануючий одяг виконаний з металізованого провідного матеріалу.

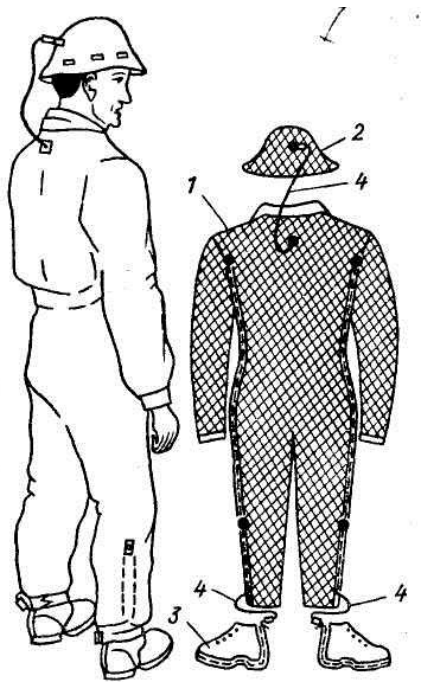


Рисунок 7.1 - Екрануючий одяг:
1-сітка; 2-шолом; 3-черевики із
провідною підошвою; 4-перемички
що зв'язують частини одягу

Являючи собою електрично замкнуту систему, металізований костюм має екрануючі властивості. Костюм створює на поверхні тіла екіпотенціали рівного значення. Це виключає будь-який вплив поля на людину, одягненої в такий костюм. Екрануючий одяг, складається з куртки й штанів (або з комбінезона) і шиється зі звичайного волокна з металізованою гнучкою сіткою, всі частини якої надійно з'єднані один з одним (рис. 7.1). Зазвичай сітку роблять із тонкого мідного дроту. Захисний одяг виконується також із тканини, покритої шаром провідної фарби.

Велике значення для захисту від впливу полів мають організаційні заходи, передбачені правилами експлуатації й місцевих інструкцій. Спостереження проведені в установках високих і надвисоких напруг дали наступні нормативи (ГОСТ 12.1.005-84) для електричних полів промислової частоти (табл. 7.3).

Таблиця 7.3 - Нормативи для електричних полів промислової частоти

Напруженість електричного поля, кВ/см	5	10	15	20	25
Допустимий час перебування в електричному полі на протязі 8-годинного робочого дня	8 год	3 год	1,5 год	10 хв	5 хв

7.3 Захист персоналу підстанції від наведених напруг

Електричні й електромагнітні поля можуть впливати на людину як безпосередньо, якщо вона перебуває поблизу ЛЕП або інших пристроїв високої напруги, так і наведеною напругою, що виникає при перехідних та робочих режимах або при аваріях на розташованих поблизу ЛЕП проводах зв'язку, проводах мереж напругою нижче 1000 В і на металевих незаземлених предметах.

До числа можливих джерел наведених напруг відносяться також повітряні мережі електрифікованого транспорту (на змінному струмі - у робочому й аварійному режимах, на постійному струмі - тільки в аварійному), атмосферні розряди.

Наведені напруги можна розділити на *перешкоджаючі* і *небезпечні*. Перешкоджаючі напруги викликають акустичні удари в телефонах, помилкові спрацьовування елементів блокування і сигналізації, інші порушення у електронних пристроях. Небезпечними називають напруги, які можуть викликати електричну, акустичну й опікову травми, ураження електричним струмом.

Небезпечні напруги виникають, як правило, тільки в аварійних режимах (короткі замикання в мережах напругою вище 1000 В, обриви проводів і т.д.), а перешкоджаючі - не тільки у випадку аварії, але й в умовах нормальної роботи в результаті комутаційних явищ на лінії електропередачі.

Для попередження нещасних випадків категорично заборонено робити якінебудь роботи на ЛЕП в грозу й при її наближенні. Як правило, заборонена робота також у дощову погоду і туман. Заборонено розгортати під лінією електропередачі одночасно кілька проводів; перебуваючи на землі, не можна доторкатися до лежачих на землі проводів, якщо їхня загальна довжина перевищує 600 м [25].

При перебуванні організму людини в постійному магнітному полі в тілі виникає електричне поле, яке індукує в організмі людини струми, що переносять заряджені частки і можуть впливати на здоров'я людини.

Поблизу ЛЕПС $\pm(400-750)$ кВ у робочому (симетричному) режимі найбільша індукція магнітного поля виникає на осі лінії, і складає (20-45) мкТл на

рівні землі і (30-60) мкТл на висоті 2 м. У несиметричному режимі (при обриві одного полюса лінії, у ремонтному режимі) найбільш небезпечна точка під робочим полюсом лінії, у цьому місці індукція досягає (25-50) мкТл на рівні землі і (30-60) мкТл на висоті 2 м [43].

Одним із заходів для зниження магнітного поля ЛЕППС є підвіска додаткового проводу металевого повернення струму несиметрії полюсів. Таким чином отримують зниження величини напруженості електричного поля й іонних струмів під проводами лінії, а також зниження величини індукції магнітного поля несиметричних режимах роботи ЛЕППС.

Вплив поля на людину може бути двояким - індукція струмів у тілі й створення на його окремих ділянках певної напруженості.

Висновок. Отже, будь-які роботи навіть поблизу високовольтної ЛЕП є небезпечними, і вимагають додаткових заходів та засобів захисту: дотримання правил охорони праці, техніки безпеки, правил експлуатації електрообладнання; перебування під впливом електромагнітного та магнітного поля обмежений час (організація режиму роботи), спорудження спеціальних захисних конструкцій, модернізація ЛЕП, заземлення металевих предметів, у яких наводиться напруга, додаткові заземлення або загородження об'єктів; користування ізолюючими рукавицями, штангами, переносними заземленнями, ізолюючими устілками, екрануючими костюмами і т.д.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Актуальність охорони навколишнього середовища

Розвиток електроенергетичної галузі спричинив погіршення екологічного становища планети. При виробництві, розподілі та споживанні електроенергії виникають такі забруднення: теплове, радіаційне, електромагнітне, шумове, хімічне.

Спорудження в колишньому СРСР в 60-ті роки надпотужних електростанцій та високовольтних ЛЕП вперше зробило актуальною проблему захисту населення від впливу електромагнітного поля. Його вплив на живі організми поки що мало вивчено, але відомі факти негативного впливу електромагнітного випромінювання на здоров'я людей, які знаходяться в зоні дії такого випромінювання.

Електромагнітні поля виникають поблизу ліній електропередач. Вплив електромагнітних полів на живі організми залежить від частоти та інтенсивності випромінювання. Тому деякі спеціалісти наполягають на максимальному скороченні протяжності будь-яких ліній електропередач та на встановленні екранів, що поглинають випромінювання.

8.2 Вплив на людину електромагнітного забруднення довкілля

Інтенсивний розвиток електроніки та радіотехніки викликав забруднення природного середовища електромагнітним випромінюванням. Головними їх джерелами є радіо, телевізійні і радіолокаційні станції, високовольтні лінії електропередач, електротранспорт. Поблизу кожного обласного центру, багатьох районних центрів, великих міст розташовані телевізійні центри, або ретранслятори, радіоцентри, засоби радіозв'язку різного призначення.

Рівень електромагнітних випромінювань у таких районах (діапазон радіочастот об'єктів може змінюватися від 50—100 Гц до 300 гГц) часто перевищує допустимі гігієнічні норми й дуже шкодить здоров'ю людей, що мешкають поруч.

Під впливом електромагнітного випромінювання ЛЕП (особливо коли лінія електропередач працює при частоті більше 60 Гц) у людини виникає швидка втомленість, з'являється почуття апатії, нерідко трапляється збільшення ваги, може розвиватися лейкоз, реєструються вади розвитку.

Мірою забруднення електромагнітними полями є напруженість поля (В/м). Ці поля завдають шкоди перш за все нервовій системі. Так, напруженість поля 1000 В/м спричинює головний біль і сильну втому, більші значення зумовлюють розвиток нервозів, безсоння, важкі захворювання.

Існують розроблені на основі медико-біологічних досліджень санітарні норми та правила щодо радіотехнічних і електротехнічних об'єктів. Вони регламентують умови їх експлуатації з метою охорони населення від шкідливого впливу електромагнітного випромінювання.

Зростання енергетичних потужностей становить небезпеку для довкілля, розширюється мережа ЛЕП та зростає їх напруга. Дослідження показали, що технічно найперспективніші лінії надвисокої та ультрависокої напруги (750-1150 кВ), які становлять найбільшу небезпеку. Навколо них утворюються потужні електромагнітні поля, які негативно впливають на людину, порушують природну міграцію тварин, процеси росту рослин.

Зрозуміло, що чим більші струми в мережі, тим потужніше електромагнітне поле. Доведено, що тривала дія на організм людини електромагнітних полів викликає негативні наслідки.

Електромагнітні хвилі спричиняють у живих істот коливання молекул в клітинах організму. Вони втрачають масу, змінюється вміст гормонів у крові.

Лініями електропередач здійснюється відчуження земель, ширина яких може бути до 300 м. В цілому по країні ці землі складають значні площі. Високий рівень електромагнітного поля під лініями електропередач не дозволяє проводити сільськогосподарські роботи.

Згідно з правилами, під лініями електропередач високої напруги забороняється будівництво житлових і виробничих приміщень, насадки сільськогосподарських рослин тощо [27, 28].

8.3 Вплив магнітного поля повітряних ліній постійного струму високої і надвисокої напруги на навколишнє середовище

Питання про необхідність нормування припустимої напруженості щодо слабкого магнітного поля (МП) поблизу повітряної лінії постійного струму високої і надвисокої напруги (ВНН) дискусійні. Це обумовлено розповсюдженою точкою зору про відсутність наведених струмів в організмі людини, що знаходиться в зовнішньому постійному магнітному полі, і відсутності достовірних медико-біологічних даних. Як впливає з аналізу літературних джерел, можна припускати, що відсутність медико-біологічних даних про вплив постійного магнітного поля на клітинну структуру людського організму викликане тим, що більшість дослідів проводиться шляхом переміщення відділених від організму тканин або органів у зовнішнє постійне МП. У випадку впливу магнітного полі на ті ж тканини (органи), що знаходяться в складі організму людини й обтічні потоком крові, що рухається, ефект може бути й іншим. Отже, не можна повністю заперечувати існування впливу постійного МП на організм людини. Для пояснення процесів, що відбуваються в організмі людини, що знаходиться під впливом зовнішнього постійного магнітного поля, у науково-дослідницькому інституті постійного струму (НДППС) професором Кадомським Д.Є. була запропонована наступна гіпотеза: при перебуванні організму людини в постійному МП у ньому виникає електричне поле, яке індукує в організмі людини струми, що переносять заряджені частки (іони, електрони) і можуть впливати на здоров'я людини.

Для оцінки величини магнітного поля повітряної лінії постійного струму високої і надвисокої напруги у НДППС розроблена програма для розрахунку магнітного поля поблизу ЛЕП. За зазначеною програмою проводилися розра-

розрахунки для визначення індукції магнітного поля поблизу біполярних ПЛ постійного струму. Розрахунки показали, що поблизу $\pm(400-750)$ кВ у робочому (симетричному) режимі самої небезпечної (з найбільшою індукцією магнітного поля) є точка на осі ПЛ, де індукція складає (20-45) мкТл на рівні землі і (30-60) мкТл на висоті 2 м. У несиметричному режимі (при обриві одного полюса) найбільш небезпечна точка під робочим полюсом лінії, у цьому місці індукція досягає (25-50) мкТл на рівні землі і (30-60) мкТл на висоті 2 м. На віддалі від ліній постійного струму магнітна індукція не велика і складає (1-2) мкТл у робочому режимі і (2,5-9) мкТл в аварійному. Тривале перебування людей у МП з індукцією (20-60) мкТл може виявитися небезпечним. У зв'язку з цим необхідно надалі продовжувати вивчати магнітне поле поблизу ПЛ постійного струму і його вплив на людину.

Одним із заходів для зниження магнітного поля від повітряної лінії постійного струму є підвіска додаткового проводу "*металевого повернення*" струму несиметрії полюсів. Для розглянутих схем підвіски додаткових проводів були виконані розрахунки електричних і магнітних полів поблизу ПЛ ППТ і проведене порівняння показників напруженості електричного поля й індукції магнітного поля поблизу ПЛ ППТ при наявності і відсутності додаткових проводів "*металевого повернення*" струму несиметрії полюсів. Результати досліджень дають підставу зробити висновок про те, що застосування додаткових проводів на повітряних лініях постійного струму ВНН створює ряд переваг, що дозволяють сподіватися на широке використання їх при проектуванні ЛЕППС.

Основні екологічні переваги використання додаткових проводів: виключення протікання через землю струму несиметрії полюсів і виключення зниження величини напруженості електричного поля й іонних струмів під проводами ПЛ, а також зниження величини індукції МП під проводами ПЛ у несиметричних режимах роботи ПЛ [43].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

У дипломній роботі приведені результати теоретичних досліджень та вирішена науково-технічна задача, що полягає в розробці проекту лінії електропередачі з вставкою постійного струму. На базі отриманих результатів та теоретичних досліджень зроблено наступні висновки:

1. Найефективнішим варіантом для об'єднання ЄЕС України та Європи є побудова лінії електропередач з вставкою постійного струму для видачі потужності атомних електростанцій і продажу електроенергії у Європу.

2. Показано переваги, які отримає Україна від розвитку електропередач постійного струму.

3. В результаті роботи над дипломним проектом була спроектована вставка постійного струму розрахунковою потужністю 400 МВт.

4. Було проведено аналіз існуючих типів систем високовольтних передач постійного струму з детальним розглядом недоліків та можливістю покращення їх роботи.

5. Здійснено вибір типу схеми ВПС та опис її роботи.

6. Проведено розрахунок і вибір основних елементів підстанцій спроектованого об'єкту.

7. Розроблено функціональну та електричну принципову схеми ВПС.

8. Проведено економічне обґрунтування розробки, розроблено заходи щодо охорони праці та безпеки життєдіяльності.

9. Впровадження спроектованої вставки постійного струму дасть можливість продавати надлишки електроенергії у Польщу, частота електричних систем якої регулюється стандартом, відмінним від стандарту регулювання частоти ОЕС України.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. M. A. Laughton, C.J. Warne Electrical Engineer's Reference Book. Sixteenth edition.-Elsevier Science, 2003.-1497 p.
2. Tony R. Kuphaldt, Lessons In Electric Circuits, Volume I DC, Fifth Edition last update August 23.-Elsevier Science, 2002.-543 p.
3. Кашкалов В.И., Половкин Б.И. Улучшение энергетических показателей управляемых выпрямителей.- К.:Техника, 1988.-361 с.
4. CIGRE, Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations having Low Short Circuit Capacities. Part I: AC/DC System Interaction Phenomena, CIGRE Technical Brochure 68, Paris A992.-94 p.
5. Липковский К.А. Трансформаторно-ключевые исполнительные структуры преобразователей.-К.:Наукова думка, 1983.-276 с.
6. Исаев И.П., Иньков Ю.М. Вероятные методы расчёта полупроводниковых преобразователей.-М.: Энергоатомиздат, 1983.-237 с.
7. High-Voltage Direct Current Handbook, First Edition, Palo Alto: Electric Power Research Institute, 1994.
8. Тиходеев Н.Н. Планирование развития энергетических систем. Передача энергии постоянным током.- М.: Энергоатомиздат, 1986.-301 с.
9. Энергетическая электроника: Справочное пособие. - М.: Энергоатомиздат, 1987.-153 с.
10. R.L. Hauth, P.J. Tatro, B.D. Railing, B.K. Johnson, J.R. Stewart and J.L. Fink, HVDC Power Transmission Technology Assessment Report ORNL/Sub/95-SR893/1, Oak Ridge National Laboratory, April 1997.-167 p.
11. Справочник по проектированию электрических сетей /Под ред. Ю.Г. Барыбина.-М.: Энергоатомиздат, 1991.-464 с.
12. Горфинкель Я.М. Укрупненные показатели сооружений линий электропередач. - М.: Энергия, 1974.-328 с.

13. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464 с.
14. Вороб Ж.Б. Эксплуатация и ремонт электрофильтров - М.: Энергия, 1976. - 209 с.
15. Поссе А.В. Схемы и режимы электропередач постоянного тока - Л.: Энергия, 1973. - 303 с.
16. Тиходеев Н.Н. Передача электроэнергии.-Л.: ЭАИ, 1986.-248 с.
17. Могидин Ф.А. Сооружение ЛЭП.-М.: ВШ, 1987.-263 с.
18. Передача энергии постоянным током. Оборудование преобразовательных подстанций /СИГРЭ-74/.--М.: Энергия, 1977.-104 с.
19. Коновалова Л.Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Энергоиздат, 1989.-291 с.
20. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Высшая школа, 1990.-374 с.
21. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / Электрооборудование и автоматизация /.– М.: Энергоиздат, 1980.-647 с.
22. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / Промышленные электрические сети /.– М.: Энергоиздат, 1981.-542 с.
23. Справочник по электрооборудованию высокого напряжения. - М.: Энергоатомиздат, 1981.-656 с.
24. Федишин Б.П. Економіка енергетики - Тернопіль:АСТОН, 2003.-160с.
25. Воронина А.А., Шибенко Н.Ф. Охрана труда в энергосистемах. - М.: Энергия, 1973.-382 с.
26. Манойлов В.Е. Основы электробезопасности.-Л.:Энергоатомиздат, 1991.-429 с.
27. Бердїй Я.І., Джигирей В.С.,Кидисюк А.І. Основи екологій та охорона навколишнього середовища. – Львів,1999.-238с.

28. Білявський Г.О., Падун М.Н., Фурдуй Р.С. Основи загальної екології. – К.:Либідь, 1995. – 368с.
29. Лапін В.М., Безпека життєдіяльності людини, - Львів: ЛБК НБУ; Київ: Знання, 2000.-188с
30. Постанова Кабінету Міністрів України від 30 березня №391 "Про затвердження "Положення про державну систему моніторингу довкілля"
31. Енергетична політика України №5 2005
32. http://www.tic.toshiba.com.au/website/newtic/hvdc_tt.htm
33. <http://www.siemens.com/hvdc>
34. <http://www.rao-ees.ru>
35. <http://www.hitachi.ru/industry/electro/>
36. <http://www.abb.com/powertransformers>
37. <http://www.pwr.com/>
38. <http://www.vei.ru/index.html>
39. <http://www.epd.tpu.ru/>
40. <http://donntu.edu.ua/>
41. <http://www.preobrazovatel.zp.ua>
42. <http://masters.donntu.edu.ua/2005/eltf/piven/library/index.htm>
43. <http://www.niit.spb.ru/sections/equipment.html>
44. Затянувшиеся реформы // Информ.-аналит. журнал «Вести в электроэнергетике», 2017. № 4.
45. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Розпорядження Кабінету Міністрів України 24 липня 2013 року N 1071.
46. План розвитку ОЕС України на 2017 – 2026 рр. – Проект. «Укренерго». Державне підприємство. Національна енергетична компанія. 2017 р.
47. Інтернет-портал Energo-Consultant.ru. URL: https://www.energo-konsultant.ru/sovets/elektrosnabgenie/yuridicheskim/licam/kak/sekonomit/Kak_p_redpriyatiu_s_elektrostancie_snizit_zatrati_na_elektoenergiu/.

48. Ивакин В.Н., Сысоева Н.Г., Худяков В.В. Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы. М.: Энергоатомиздат, 1993.
49. Передачи и вставки постоянного тока высокого напряжения / Под ред. В.В. Худякова. М.: Энергоатомиздат, 1988.
50. Lou S., Hou T., Wu Y., Cui Y. Optimizing HVDC transmission for large-scale wind power base in China // IEEE Power and energy society general meeting. – 2013. – pp. 1-5.
51. Gellings C.W. A globe-spanning supergrid // IEEE Spectrum. – 2015. – vol. 52. – no. 8. – pp. 48-54.
52. Haileselassie T.M., Uhlen K. Power system security in a meshed North Sea HVDC grid // Proceedings of the IEEE. – 2013. – vol. 101. – no. 4. – pp. 978-990.
53. Bohn S., Agsten M., Marten A.-K., Westermann D., Boie I., Ragwitz M. A pan-European-North African HVDC grid for bulk energy transmission – a model-based analysis // IEEE/PES T&D Conference and exposition. – 2014. – pp. 1-5.
54. Fairley P. The great Baltic disconnect // IEEE Spectrum. – 2015. – vol. 52. – no. 9. – pp. 11-13.
55. Євтух П.С., Буняк О.А., Оробчук Б.Я. Решетник В.Я. Зміст та тематика дипломних проектів (робіт) за спеціальністю 7.05070103 (8.05070103) електротехнічні системи електроспоживання // Методичні вказівки. - Тернопіль, ТНТУ імені Івана Пулюя, 2012.